

【表紙】
【提出書類】 有価証券報告書
【根拠条文】 金融商品取引法第24条第1項
【提出先】 関東財務局長
【提出日】 2022年6月28日
【事業年度】 第2021年度（自 2021年1月1日 至 2021年12月31日）
【会社名】 フランス電力
(Electricité de France)
【代表者の役職氏名】 会長兼最高経営責任者 ジャン・ベルナル・レヴィ
(Jean-Bernard Lévy, Chairman and Chief Executive Officer)
【本店の所在の場所】 フランス パリ市 75008 ワグラム通り 22番地30
(22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris, France)
【代理人の氏名又は名称】 弁護士 柴田 弘 典
【代理人の住所又は所在地】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号
大手町パークビルディング
アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】 東京(03)6775-1039
【事務連絡者氏名】 弁護士 金村 直 弥
同 西村 順 一 郎
同 塩 野 祐 輝
【連絡場所】 東京都千代田区大手町一丁目1番1号
大手町パークビルディング
アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】 東京(03)6775-1323
【縦覧に供する場所】 該当なし

注(1) 本文中、別段の表示のない限り、すべて、「EDF」、「当社」および「会社」と表示されたものは、親会社であるフランス電力を意味し、「EDFグループ」、「当グループ」および「グループ」は、フランス電力ならびにその子会社および関連会社を意味する。

(2) 本文中、別段の表示のない限り、すべて、ユーロまたは€と表示されたものは欧州通貨ユーロを、ドル、米ドルまたは\$と表示されたものはアメリカ合衆国ドルを意味する。

ユーロから日本円への換算は、2022年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行によるユーロの日本円に対する対顧客電信売買相場の仲値である1ユーロ=137.76円により計算されている。

(3) 本書における「AMF」への言及はすべて、フランス金融市場監督局 (*Autorité des Marchés Financiers*) を指す。

(4) フランス電力の事業年度は暦年である。

(5) 本書の表で計数が四捨五入されている場合、合計は計算の総和と必ずしも一致しない。「n.a.」、「n/a」および「N/A」は、「該当なし」を意味する。

(6) 本書において、別段の記載がある場合を除き、下記の用語は下記の意味を有する。

IAEA	ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。
ANDRA	放射性廃棄物管理庁。フランスにおいて放射性廃棄物は、1991年12月30日付フランス法により商工業公益機関として設立された放射性廃棄物管理庁（ANDRA）に管理される。
ASN	原子力安全当局。原子力安全当局の権限の詳細については、「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。
集合体燃料	核燃料は264本の燃料棒の配列からなる集合体の形をとっており、管と格子で構成される剛構造の形式で固定されている。各燃料棒は、燃料を構成する酸化ウランペレットが蓄積される防水のジルコニウム管により構成されている。この集合体は、原子炉の炉心を形成するために（1,500MWの原子炉には205本の燃料集合体が必要とされる。）、原子炉容器と隣り合わせに搭載されている。運転中には、これらの集合体の間を下から上まで通っている一次冷却水が接触によって熱せられ、このエネルギーを蒸気発電機へ運搬する。
ベクレル（Bq）	放射能測定の国際的な法的単位。ベクレル（Bq）は、1壊変毎秒に相当する。かかる単位で表される放射能は非常に小さいため、MBq（メガベクレルまたは百万ベクレル）およびGBq（ギガベクレルまたは十億ベクレル）のようにその倍数が用いられる。
バイオガス	有機畜産物または植物性の物質の発酵から生成されるガス。
バイオマス	主として、特に林業および農業からの特定の種類の廃棄物を燃やすかまたは木質燃料用の森林を開発することにより、熱または電気を生成させるバイオマスに基づく技術。
コジェネレーション	電力と熱の併合生産のための発電技術。コジェネレーションの長所は、従来の電力発電の過程では失われていた燃料によって生産される熱を捕捉することができる点である。また、このプロセスにより、同一の設備で、企業用顧客と地方自治体の両者に対しての暖房（温水または蒸気）および電力需要に対応することができる。このシステムは発電過程のエネルギー効率を上げ、平均で燃料消費を20%削減することが可能である。
測定	電力網接続のある地点で、送電または配電中の電力量（出力、周波数、有効エネルギーおよび無効エネルギー）の記録を可能にするシステム。
輻輳	国内の送電網を繋ぐ相互接続が、相互接続および／または関係する国内の送電網の容量不足に起因して、市場オペレーターが要求する国際的取引の物理的フローのすべてを吸収できない状況。
CRE	フランスのエネルギー規制委員会。「第2 3（2）②（i）（イ）競争」を参照。

コンバインド・サイクル・ガス	天然ガス火力発電所で電力を生成する最新技術。コンバインド・サイクルは、1つ以上の燃焼タービンと蒸気タービンから構成され、発電量を向上させる。合成ガスは燃焼タービンへと運ばれ、電力と超高温の排出ガス（排出物）を生成する。排出ガスからの熱はボイラーで回収され、蒸気を生成する。蒸気の一部が蒸気タービンで回収され、電力を生成する。
燃料サイクル	核燃料サイクルは、フランスおよびフランス国外における産業運転のすべてを包括し、これにより原子炉内でエネルギーを発生させるための燃料供給、ならびにその後の燃料の取出しおよび処理が可能となる。「第2 3 (2) ① (i) (ロ) (c) 原子力事業に関連する課題」を参照。
廃棄物	1MWhの電力（2世帯の月間消費量に相当）を原子力で発電すると、全種類を総合して、約11グラムの廃棄物が発生する。 短寿命廃棄物は、全体の90%超を占めるが、放射性廃棄物をそのうちの0.1%しか含まない。放射能レベルにより、かかる廃棄物は2つの下位カテゴリー（低レベル廃棄物および極低レベル廃棄物）に分類される。 長寿命の中レベルおよび高レベル廃棄物は少量（全体量の10%未満）しか産出されないが、放射性廃棄物の大部分（99.9%）を含む。
発電所供給力	技術的に利用不可能な事態のみを考慮に入れた場合の理論上の最大発電エネルギーに対する供給可能率。稼働率（Kd）は実際の年間発電容量（または年間発電可能量）と理論上の最大年間発電容量の比率で定義される。理論上の最大発電容量は設備容量×8,760時間に等しい。Kdは、技術的に利用不可能な事態（すなわち、予定操業停止、予定外の供給停止および試運転期間）のみを考慮に入れ、発電所の工業的パフォーマンスを特性づける。
中断可能性	顧客が報酬と引換えに電力を自発的に削減すること。消費量が少ない施設を集約したことにより削減された場合には、「拡散」と呼ばれる。
フランスの地方配電会社（LDC）	フランスの地方配電会社。地方配電会社は、独占区域において最終顧客に電力を販売および配電する。
再生可能エネルギー	初期資源を枯渇させることなく、発電されるエネルギー。水力エネルギー、風力エネルギー、太陽エネルギー、海洋エネルギー（海洋波力および潮流から得られるエネルギー）、地熱エネルギー（地下マグマの熱から得られるエネルギー）およびバイオマス（生物物質、とりわけ木材や有機廃棄物からのエネルギー）を含む。家庭廃棄物または産業廃棄物の焼却により得られるエネルギーもしばしば含まれる。
濃縮	元素の核分裂性含有量が増量される処理をいう。天然の状態のウランは0.7%のウラン235（核分裂性）および99.3%のウラン238（非核分裂性）で構成される。加圧水型原子炉内での効率的な使用を可能にするため、ウラン235の比率を約4%まで高める。
中間貯蔵	放射性廃棄物管理プロセスの中間段階。廃棄物管理プロセスのその後の段階で回収することを目的として、施設に廃棄物容器を収容し、一定期間、人や周囲の環境と接触しないように確実に隔離することを含む。中間貯蔵施設は、かかる廃棄物の生産者（EDF、AREVA NC (IHCOGEMA) およびCEA）によって設計、建設および管理され、廃棄物の調整が行われる地域の近傍にある。

EPR	欧州加圧水型原子炉。「第3世代」と呼ばれる現在建設中の最新原子炉世代であり、独仏間の協力により誕生し、高度な安全、環境および技術的パフォーマンスを提供する。
フッ素化（転換）	「転換」とも呼ばれる。フッ素化により、ウラン化合物の精製および六フッ化ウラン（UF ₆ ）への転換が可能となり、その結果、現在の技術を用いてそれらの濃縮が可能となる。
電力供給	電力需要は4種の消費に分類される。 ・「基本」（または「リボン」）供給は1年間を通して発電および消費される電力をいう。 ・「準基本」供給は、冬季の間、発電および消費される電力をいう。 ・「ピーク」供給は、1年の間で、電力発電または供給量の需要が著しく高い時にこれに応じて行う供給をいう。 ・「レース」供給は「リボン」供給への補充供給である。
温室効果ガス（GHG）	大気圏において太陽放射の一部を保持するガス。人間の活動（人為的なガス排出）に起因するかかるガスの排出増加は、地球の平均気温を上昇させ、気候変動に重大な影響を与えている。京都議定書は、二酸化炭素（CO ₂ ）、メタン（CH ₄ ）、亜酸化窒素（N ₂ O）、ハイドロフルオロカーボン（HFC）、ペルフルオロカーボン（PFC）、六フッ化硫黄（SF ₆ ）および三フッ化窒素（NF ₃ ）（2013年より）を主な7種類の温室効果ガスとして対象としている。
液化天然ガス（LNG）	−162℃に冷却することで液化し、容積が600分の1に縮小された天然ガス。
人・シーベルト	集団積算線量を表す単位。人・シーベルトは、1,000人が1mSv（ミリシーベルト）の放射線量に晒された場合の集団線量。
水素	天然ガスを水素に変換する際には二酸化炭素が発生するため、「グレー」水素の対象となる。この形態の水素は、特に化学工業でアンモニアおよび肥料を製造する際に大量に使用されている。いわゆる「ブルー」水素は、排出された二酸化炭素を回収し、再利用または貯蔵することによって得られる。いわゆる「グリーン」水素は、再生可能エネルギー源から生成される。風力タービンまたはソーラーパネルで発電した電力は、水とともに電気分解される。温室効果ガスは一切排出されない。水素は大量に貯蔵でき、再び電気に変換することができる。
基礎原子力施設（INB）	基礎原子力施設。
相互接続	ある国の送電網を近隣諸国との間で連結させ、他国とのエネルギー交換を行うことを可能にする電力送電基幹施設をいう。
IRSN	フランス放射線防護原子力安全研究所（ <i>Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire</i> ）。IRSNは、原子力リスクおよび放射線リスクの研究および評価に関する公的な専門機関である。
バランス・メカニズム	2003年4月1日にRTEによって作成され、需要と供給に不均衡が生じた際には予備電力が使用可能となるメカニズム。

マイクロ送電網	マイクロ送電網とは、少数の消費者に安定した電力供給を行えるよう設計された小規模電力網である。マイクロ送電網は、その地域における複数の分散型発電施設、消費施設、貯蔵施設ならびに監督および需要管理の手段を連結させたものである。マイクロ送電網は配電網に直接接続することが可能で、また配電網から切断された状態で運転することも可能である（アイランド化）。
メガワット・メガワット時 (MW/MWh)	メガワット／時（MWh）は、設備発電エネルギーの単位で、設備出力（メガワット（MW）で表す。）に運転時間を掛けたものに等しい。 1 MW＝1,000キロワット＝1 百万ワット 1 MWh＝1 時間で1 MW出力＝1 メガワット／時 1 GW＝1,000MW＝1 十億ワット 1 TW＝1,000GW
累積削減メガワット時（MWh cumac）	累積削減メガワット時は、エネルギー証書の計測単位であり、稼働期間中の累積エネルギー節約量の合計に当たる。
系列	原子力分野において、1 系列の発電所とは、同一の発電容量を有する原子力発電所の一群を意味する。EDFのPWRモデルは、900MW系列（各約900MWの原子炉が34基）、1,300MW系列（20基）および1,450MW系列（4 基）の3 系列の発電可能電力に分けられる。
プルトニウム（Pu）	原子番号94（陽子の数）の元素。自然には発生しない同位元素（同数の電子と陽子、つまり同一の化学的性質を有するが、中性子の数は異なる原子の元素）である。核分裂性同位体、プルトニウム239は、原子炉でウラン238から生産される。
水力発電容量	通常の水圧状態の下での動力を用いて水力発電施設が生産することができる最大電力量。しかしながら、水力発電施設の発電量は、年ごとに水圧（降雨および降雪）に応じ変動し、時として著しく変動することもある。渇水の年には、発電指標は、20%以上基準値から変動する可能性もある。
放射線防護	発電所における電離放射線源は、燃料そのもの、中性子束により放射化された機器（特にタンクまたは蓋といった炉心に近接するもの）および原子炉の一次回路が腐食し、一次冷却水により運ばれた粒子など様々である。人体への放射線被爆量は、線量当量によりシーベルト（Sv）で数値化される。「集団線量測定」と呼ばれる人・シーベルトで表される線量当量の合計は、すべての関係者が被爆した放射線量を示す指標として用いられている。利害関係者の動員により、電離放射線の影響から従業員を保護するパフォーマンスが継続的に向上した。
配電網	送電網の下流部分で、低・中電圧配電網は、最終顧客（住宅用顧客、地方当局、中小企業および地方自治体等）への供給を担う。
送電網	発電所から配電網または直接接続している工業用地への高圧および超高圧送電網。主要な相互接続送電網（400,000ボルトおよび225,000ボルト）ならびに地方の配電網（225,000ボルト、150,000ボルト、90,000ボルトおよび63,000ボルト）を含む。

バランス責任企業	RTEが、バランス責任企業によって結集される利用者のポートフォリオの実際の消費量および生産量と予想との間の不足分を調達する契約を結ぶ企業体。バランス責任企業は、過剰供給と過少供給の間の種々の差から生じる潜在的損失を補償する保険会社の役割を果たす。
再処理	最終廃棄物からリサイクル可能な原料（ウランおよびプルトニウム）を分別することを目的とした原子炉での照射済燃料の再処理。
スコープ1、スコープ2およびスコープ3	EDFは毎年、GHG（温室効果ガス）プロトコル企業基準の原則に従って算出される当グループのスコープを対象としたGHG（温室効果ガス）報告書（スコープ1、スコープ2およびスコープ3）を作成している。 ・スコープ1は、EDFの資産から生じる直接排出（発電所および熱供給設備からの二酸化炭素（CO₂）、メタン（CH₄）および亜酸化窒素（N₂O）の排出、居住施設の暖房用の化石燃料の消費、車両および機械設備の燃料消費、水力発電所の貯水池からの一時的な排出、六フッ化硫黄（SF₆）および冷凍剤の一時的な排出等）が対象となる。 ・スコープ2は、EDFの配電会社の電力網における損失に関連する間接排出およびEDFで使用するエネルギーの購入に関連する間接排出（第三次産業用建物およびデータセンターの電力消費、EDFで使用する暖房および冷水のネットワークの消費等）が対象となる。 ・スコープ3は、15のカテゴリー（GHGプロトコル）からなり、EDFの供給業者から生じるその他の間接排出（商品およびサービスの購入、原子力を含む燃料の上流、リース資産、副産物の下流貨物等）、EDFの顧客から生じるその他の間接排出（最終顧客に再販するために購入したガスの上流および燃焼、最終顧客に再販するために購入した電力および暖房等）、またはEDFの施設において生じるその他の間接排出（固定資産の製造に伴う排出の減価償却、非連結投資による排出、電力の輸送および配電に伴う上流および損失、EDFで使用する電力、暖房および冷房の消費量の上流および損失、廃棄物処理、従業員の移動等）が対象となる。
システム・サービス	システム・サービスとは、送電網事業者であるRTEと発電事業者の共同作業によって利用者（消費者または発電事業者）に提供されるサービスをいう。システム・サービスは、電力消費量と発電量との均衡を常時維持するために周波数および電圧を制御することを目的としている。RTEは、発電事業者の初期出資、すなわちRTEに提供された一次準備金および二次準備金でシステム・サービスを構築した。RTEは、送電調整連合（UCTE）によって規定される規則に基づき、電力網使用料金からこれらのサービスの代金を再請求する前にこれらの補助サービスの対価として発電事業者に報酬を支払っている。
スマート・シティ	スマート・シティは、物やサービスのエコシステムに基づく新たな技術を活用し、より適応的で効率的な都市づくりを行うことで、都市に住む人々の生活の質を改善することを目標とする、新たな都市開発コンセプトである。かかる新たな都市の管理方法には、公共インフラ（建物、ストリート・ファニチャー、ホーム・オートメーション等）、ネットワーク（水道、電力、ガス、通信）、交通（公共交通機関、インテリジェント・ロードおよびインテリジェント・カー、カープール、自転車または徒歩による、いわゆるソフト・モビリティ等）、電子サービスならびに電子行政が含まれる。
スマート充電	スマート充電とは、自動車の効率的、柔軟かつ経済的な充電管理を通じて、電力自動車の充電または放電を最適化するためのすべての技術の総称である。

小型モジュラー炉（SMR）	フランス語で <i>petits réacteurs modulables</i> と呼ばれる小型モジュラー炉（SMR）とは、原子炉を1基以上持つ、電気出力が300MWe未満の小規模発電所のことである。この小さな出力により、特定のシステムの削減、設計の標準化、ひいては建設現場の期間短縮が可能となり、競争力を高めることができる。
STEP	揚水発電所。揚水発電所は、上部貯水池と下部貯水池の2つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、タービンが回ると下部貯水池から上部貯水池に向かって水が汲み上げられる。
貯蔵	貯蔵とは、施設内に放射性廃棄物の格納容器を安置し、確実に長期管理を行う（すなわち、安全な条件下で長期リスク統制を可能にする）ことである。
原子力の安全性	原子力の安全性を確保するための対策は、事故リスクを防止し、事故の影響を制限するためのあらゆる技術的、組織的および人的対策を含み、これらの対策は、原子力発電所の耐用年数のすべての段階（発電所の設計から操業、最終的には廃炉まで）において行われている。
欧州グリーン・タクソノミー	2021年6月4日付欧州委員会委任規則（EU）2021/2139は、欧州議会および欧州理事会の規則（EU）2020/852を補足し、どのような条件の下で経済活動が気候変動の緩和または適応に実質的に貢献すると考えられるか、またその経済活動が他の環境目標に著しい害を与えないかどうかを判断するための技術的審査基準について規定する。
サーム（th）	1サーム（th）は1,163kWh、または4,186百万ジュールに相当する。
原子力発電機	原子力ボイラーとタービン交流発電機からなる電力発電ユニット。原子力発電機は、基本的に原子炉の種類およびタービン交流発電機の出力により構成される。EDFが所有する原子力発電所の大部分が2基または4基の発電機を有するが、中には6基有するものもある。
ウラン	天然の状態でウランは、3種の主要な同位体（元素の原子が電子および陽子を同数有するため同じ化学的特性を有するが、中性子数は異なる。）を含む混合物である。 ・ウラン238 99.3% 核分裂性同位体に転換可能 ・ウラン235 0.7% 核分裂性 ・ウラン234 ウラン235は唯一の天然核分裂性の同位体であり、エネルギー源として使用できる性質を有する。
濃縮ウラン	唯一の核分裂性物質である同位元素235の含有量を、天然の低いレベル（0.7%）から加圧水型原子炉燃料として使用するために約4%にまで増加させたウラン。
再濃縮ウラン（ERU）	原子炉で使用するには、核分裂性ウランを天然の状態より多く含んでいる場合であっても、再処理ウラン（RepU）をさらに濃縮する必要がある。そのため再濃縮ウラン（ERU）と呼ばれる。

再処理ウラン（RepU）	使用済燃料の再処理によって生成されるウランである再処理ウラン（RepU）は、天然ウランよりもウラン235およびその他のウラン同位体をわずかに多く含む点で天然ウランと異なる。再処理ウランは、再利用が可能であり、RepU燃料集合体による燃料交換は一般に原子炉で用いられる。
ガラス固化	高温でガラス板と混合することによって、高レベル放射性廃棄物の濃縮液をガラス構造内で固定化するプロセス。
非相互接続地域	フランス都市部と（電線により）接続されていないフランスの地域（コルシカおよび海外県）。

第一部【企業情報】

第1【本国における法制等の概要】

1【会社制度等の概要】

(1)【提出会社の属する国・州等における会社制度】

EDFは、1946年4月8日付フランス法第46-628号に従って、商工業公益企業体（*Établissement Public Industriel et Commercial*、またはEPIC）の形態で設立された。

2004年11月20日以降、EDFは、取締役会を備えたフランスの株式会社となっており、存続期間は、早期解散もしくは延長の場合を除き、2004年11月19日以後の99年間である。

当社は、フランス・エネルギー法または公企業のガバナンスおよび資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号ならびに当社の定款において具体的に除外されるもの以外については、商行為を営む会社に適用のある法令および規制、特にフランス商法に準拠している。

① 名称および登記上の本店

当社の名称は、「フランス電力」である。当社はまた法律的には、その頭文字により単に「EDF」と呼称することができる。

当社の本店は、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に位置する。

② 商業登記、APE番号

当社は、パリ市商業および法人登記所に552 081 317号により登記されている。

APE番号は、401 Eである。

③ 設立

規制市場または多角的取引システムでの株式の取引が認められる株式会社の設立には、当社のようなフランス政府が大株主である会社（1983年7月26日付フランス法第83-675号第37条）を除いては、個人または法人である7人以上の株主が存在しなければならない。

2005年11月21日以降、EDF株式は、金融商品市場に関する2014年5月15日付欧州議会および欧州理事会指令2014/65/EC（改正済）の目的上の規制市場であるユーロネクスト・パリでの取引が承認されている。

2021年12月31日現在、フランス政府により2,716,550,741株（資本金の83.88%およびEDFの議決権の89.18%）、機関投資家および個人投資家により478,277,574株（資本金の14.77%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により42,673,879株（資本金の1.32%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式（*auto contrôle*）として1,174,554株（自己資本の0.03%を占め、議決権はない。）を保有している。

④ 法律文書の閲覧

当社に関連するすべての法律文書は、適用規則に従い株主に開示されなければならないが、パリ市75008、ワグラム通り22番地30に所在する当社の登記上の本店において閲覧することができる。

当社は、ユーロネクスト・パリにおける当社株式の取引の承認後、2017年6月14日付規制（EU）第2017/1129号（2019年3月14日付の委任規則（EU）第2019/2020号および委任規則（EU）第2019/2022号により補完済）に準拠して、AMFに対して年次財務書類を記載した届出書類（*Document d'Enregistrement Universel*）を毎年提出する。直近では2022年3月17日に第22-0065号（2021事業年度）として同書類を提出した。かかる年次報告書には、本書の開示前各2事業年度の当社および子会社の財務書類記録が含まれる。さらにEDFは、公開会計項目ならびに当社の組織、事業、リスク、財務状態および業績に関連する新事実に関する最新情報をAMFに対し定期的に提出する場合がある。

かかる年次報告書および当社の定款（またはそれらの複写）は、当社の登記上の本店（パリ市75008、ワグラム通り22番地30）およびEDFのウェブサイト（www.edf.fr）において閲覧することができる。

⑤ 事業年度

会社の各事業年度は12か月とし、毎年1月1日に開始し12月31日に終了する。

⑥ 株式

株式会社の資本は、37,000ユーロ以上でなくてはならない。株式会社の資本は、株式に分割される。フランス法の下では、（当社のように）その株式が規制市場において取引されることが認められている会社の株式には譲渡制限を付することができない。

フランス・エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、フランス政府は常に当社の株式資本の70%超を保有していなければならない。

⑦ 利益の分配

事業年度の収支状況を要約した損益計算書は、減価償却費、償却費および準備金を控除した後の当該事業年度の損益を示している。

事業年度の利益から必要に応じて過年度の繰越損失を差し引いたものから、法定準備金として最低5%が控除される。当該控除は、準備金が株式資本の10分の1に達した時点で行う必要がなくなる。理由の如何を問わず、法定準備金が株式資本の10分の1を割った場合、控除が再び強制的に行われる。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から、繰延損失および法律または定款による準備金への組入額を控除し、これに前期繰越留保利益を加えたもので構成される。株主総会は、これより任意の準備金勘定への配分または次期繰越しに適当とみなす金額を差し引くことができる。

さらに株主総会は控除対象の準備金の項目を明示することにより、処理可能な準備金から控除し分配する金額を決定することができる。しかしながら、配当金は当該事業年度の分配可能利益から優先的に控除される。条件に従い、年次財務書類の承認前に中間配当の支払を行うことができる。

損失が生じた場合、かかる損失は消滅するまでその後の事業年度の利益から差し引くためまたは減資により消滅させるために、特別勘定に計上される。

株主総会で決議された配当金の支払方法は、株主総会または同総会でこれを行わない場合は取締役会により決定される。また、配当の支払は裁判所の許可により延長される場合を除き、事業年度終了後最長でも9か月以内に行われなければならない。

支払日から5年以内に請求がなされなかった配当金については、受取人は権利を喪失する。

⑧ 株主および株主総会

（下記、「⑩（i）総会、参加要件、議決権」を参照。）

株主の責任は、当該株主の有する株式の引受価額を限度とする。株主は、適用される法律に別段の定めがある場合または臨時株主総会での決定がある場合を除き、当該株主の有する株式の数に応じて新株の割当てを受ける権利を有する。ただし、フランス・エネルギー法第L.111-67条および当社の定款第6条第2項の規定により、フランス政府は当社の株式資本の70%超を保有していなければならない。

株主総会は、法律または定款に定められた事項を決議する株式会社の最高意思決定機関である。株主総会は、定時総会と臨時総会に分けられる。株式会社は、少なくとも毎年1回事業年度の終了時より6か月以内に定時総会を招集しなければならない。臨時総会は、必要に応じて随時招集することができる。株主総会の招集は、原則として取締役会がこれを決定する。ただし、会社が破産した際には、清算人または管財人が株主総会を招集できる場合がある。

株主は直接株主総会に出席して議決権を行使したり、または代理人にその議決権を行使させることができる。

定足数

フランス商法は、議決権ある株式の少なくとも20%について、保有する株主が直接出席すること、または書面や委任状もしくは定款により規定されている場合においては（なお、当社定款においても当該規定は存在する。）テレビ会議もしくは同一性を特定できる一定の通信手段を用いることにより投票を行うことを、以下の場合における定足数充足のための要件としている。

- ・定時株主総会

- ・準備金、利益または剰余金の資本組入れによる当社株式資本の増加を決議するための臨時株主総会

その他の臨時株主総会における定足数は、上記同様の基準により、議決権ある株式の25%とされている。

株主総会において定足数が充たされない場合においては、当該株主総会は延期されることとなる。そして、延期された定時株主総会が再度開催される場合には、定足数要件は不要とされる。

多数決

株主は単純過半数によって、定時株主総会または準備金、利益もしくは剰余金の資本組入れによる当社の株式資本の増加を決議するための臨時株主総会の決議を可決することができる。一方、その他の臨時株主総会については、株主の投票総数の3分の2以上の特別多数が要求される。

また、株主の責任を拡大する決議を行う場合においては、全会一致が要求されることになる。

⑨ 取締役、取締役会および法定監査人

当社は、国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。

この枠組みにおいて、2022年3月17日現在、取締役会には、2014年8月20日付政令第2014-948号第6条IIおよび公共部門の民主化に関する1983年7月26日付フランス法第83-675号第II章第2節の規定に従い、18名（11名が株主総会で任命され、1名がフランス政府の代表者であり、6名が従業員を代表する取締役である。）が含まれている。

上記の2014年8月20日付政令第2014-948号第19条によれば、取締役会会長は、取締役会からの提案を受けて、命令により取締役の中から任命される。取締役会会長としての職務期間は取締役としての在任期間を超過してはならない。取締役会会長は、選任の際と同条件により再任することができる。また取締役会会長は命令により解任することができる。定款第14条第1項に従い、取締役会会長は68歳を超えてはならないものとし、68歳を超える場合には、自動的に退任したものとみなされる。

取締役会の構成員の任期は4年間である。ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に選任された従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。

2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（またはこれに最も近い整数名）が2年ごとに更新され、当該取締役に関する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が交代し、更新するものとする。

段階的な更新日以外の日に新たな取締役を任命する場合における交代制度の実施または維持に関しては、株主総会は、段階的な更新を可能にするため、当該取締役の任期を4年未満に定めることができる。退任の順序は、取締役会の会合における全会一致の投票によるか、またはこれが不可能な場合にはくじ引きにより、取締役会が決定するものとする。

死亡または辞任により取締役会の構成員に欠員が生じた場合、その後任者は、取締役会の全員が改選されるまでの期間についてのみ職務を行う。

70歳を超える取締役の数は在職する取締役の3分の1を超えてはならない。

取締役会は会社の利益に合致する限り、法令の規定に従って、議長の通知により必要な回数開催される。

運営規定は、適用される法規定に従い、本人確認が可能でかつその有効な参加を確保する電気通信手段により取締役会に参加するすべての取締役は、定足数および多数決を算定する上で出席しているものとみなす旨を規定している。

2017年5月18日の株主総会において、Deloitte et AssociésおよびKPMG SAの法定監査人を、さらに2022年12月31日に終了する6事業年度の期間について再任することを決定した。

・ Deloitte et Associés、代表者：ダミアン・ルロン氏およびクリストフ・パトリエ氏、住所：6, Place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense cedex

・ KPMG SA、代表者：マリー・ギュイモ氏およびミシェル・ピエット氏、住所：Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense cedex

上記の指定された監査人はEDFの2021年の*Document d'Enregistrement Universel*に記載の財務書類を証明する。

⑩ 株主総会

(i) 総会、参加要件、議決権

株主総会は、取締役会またはこれが不可能な場合は監査人もしくは授権された者により招集される（上記、「⑧ 株主および株主総会」を参照。）。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載するその他の場所において開催される。総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるものとするが、その性質および条件はフランス商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定めるものとする。かかる場合、かかる手段により総会に出席した株主は、法の要求に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

その株式が規制市場において取引されることが認められている会社は、株主総会日の少なくとも35日前に総会開催の旨の通知 (*avis de réunion*) をBALO (*Bulletin des Annonces Légales Obligatoires*) において公表しなければならない。

また、総会を招集する通知 (*avis de convocation*) もまた、原則として総会日の15日前に、BALOにおいて公表しなければならない。議案もしくは決議案の文言に何ら変更のない場合には、総会招集通知 (*avis de convocation*) を兼ねる総会の通知 (*avis de réunion*) のみを公表することもできる。

株主総会は、総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）に、全額が払込済みである株式を保有しており、株主総会参加の権利が、自己の名義で、記名株式として登録されることによって、フランス居住者ではない株主の場合、登録されている財務仲介業者の名義で株式が登録されることによって正当化される、すべての株主により構成される。

上記2日間における株式の登録は、会社の株主名簿もしくは権限を有する仲介業者の無記名式株式口座のいずれかにおいて行われなければならない。

すべての株主は、株主総会において配偶者または他の株主を代理とすることができる。フランス商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送または委任状により投票することができる。会社は、電子投票を除き、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙 (*formulaire de vote*) を受領しなければならない。電子投票の場合、会社は総会開催日の前日の午後3時（パリ時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

委任状、書面による投票用紙および参加証明書は、電子的書式により作成し、フランスで適用される法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

株主総会前に電磁的システムを介して記入される委任状または投票、ならびに提供された受領確認は、撤回不可能であり、かつすべての者に対して執行可能であるとみなされる。ただし、株主の保有する株式が総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに売却される場合は例外とし、その場合、当社は、取締役会の設置した電磁的システムを介して当該総会の前に表明された委任状もしくは投票を無効とするか、またはしかるべく修正する。

(ii) 二重議決権

フランス商法第L.225-123条（2014年3月29日付法律第2014-384号により改正）に従い、2年以上同じ株主名で登録されている全額払込済株式については、いずれも、その保有者に対して、他の株式の2倍の議決権が自動的に付与される。この規定は、2016年4月3日より効力が発生した。EDFの取締役会は、フランス商法第L.225-123条に規定される二重議決権の適用を回避するための定款の修正を、株主総会において提案しない旨を決議した。

フランス政府（フランス政府によるEDFの株式資本への投資には、2018年1月以降における、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てが含まれる。）は、2021年12月31日現在、EDF株式2,716,550,741株および議決権4,921,161,963個（資本金の83.88%およびEDFの議決権の89.18%）を保有していることを明らかにした。

(iii) 議決権の制限

フランス商法第L.22-10-48条の規定に従い、1件以上の一時的売却、または譲渡人に対する株式の再売却もしくは返還の権利を付与するかもしくはこれを義務付ける取引に関連して、上場会社の議決権の2%超を表章する数の株式を単独でまたは他者と共同で保有する者は、株主総会の2営業日前の午前0時（パリ時間）までに、当社およびAMFに対して通知しなければならない。

会社およびAMFに対する情報提供がなされなかった場合、上記の方法で取得された株式は、関連ある株主総会およびかかる株式が再売却または返還されるまでの間に開催されるすべての株主総会について自動的に議決権を剥奪されることとなる。

⑪ 株式の保有報告基準

フランス商法の規定に従い、自然人や法主体において単独でまたは他の者もしくは事業体と共同して、資本または議決権の5%、10%、15%、20%、25%、30%、33.3%、50%、66.6%、90%もしくは95%超を表章する数の株式を取得する者は、当社に対して、かかる株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、その保有する株式または議決権の総数を通知しなければならない（フランス商法第L.233-7条および第R.233-1条）。また、かかる自然人や法主体は、かかる取得について、当該株式保有基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、AMFに対してかかる取得を通知しなければならない（フランス商法第L.233-7条およびAMF一般規制第223-14条）。AMFは、通知された基準超過取引を公表する。

資本または議決権の保有割合が上記の基準を下回った場合にも、同一の期限および条件において、かかる情報を開示しなければならない。

加えて、当社定款は当社の資本または当社議決権の0.5%を表章する株式を、単独もしくは他者と共同で、直接、間接を問わず所有するに至った自然人や法主体、または持株数が当該数値を下回ることとなった自然人や法主体は、当社に対して、当該基準を超過することとなった日から4取引日目の営業時間が終了するまでに、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権または株式持分の総数を通知しなければならない旨を定めている。

上記の規定の遵守を怠った場合には、申告されるべきであった数値を超えて保有する株式については、上記に規定される有効な開示がなされた日から2年が経過するまでの間に開催されるすべての株主総会について、議決権を剥奪されることにより、罰せられる。

⑫ 証券の保有者の確認

規制市場の証券取引所に当社株式が上場された時点から、定款にその旨の規定がある場合においては、当社は適用法令および規則に従って、金融商品中央預託機関への支払と引換えに必要な応じて、当社の株主総会において議決権を付与される無記名式株式の保有者の氏名または商号、国籍、生年月日または設立年月日、住所および各々が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に対する制限を随時照会する権限を有する。

直ちにまたは将来、株式資本化される記名式証券に関して、フランス商法第L.228-1条に定める条件に従って登録を行っている仲介業者は、当社またはその代理人からの要請がある場合はいつでも、当該証券の保有者の身分および各々が所有する証券数を、要請日から10営業日以内に明らかにする義務がある。

⑬ 社債等の発行

フランス商法第L.228-40条に従って、取締役会のみが社債の発行を決定または授權することができる、ただし株主総会が当該権限を行使することを決定した場合はこの限りではない。また、取締役会は、取締役会によって選任された者に社債の発行権限を1年間を限度に委任することができる。

(2) 【提出会社の定款等に規定する制度】

法律で認められる範囲で、当社の定款もまた、当社の組織について記載している。

下記項目は、2022年6月21日付の定款を参照している。

本項は、当社定款の主要な規定について記載している。

① 目的（定款第2条）

上記（1）記載の法律に従ったフランスおよびすべての国々における当社の目的は、以下のとおりである。

- ・ 電力の生産、輸送、分配、供給、取引およびその輸出入の確保
- ・ 法令および規則、特にエネルギー法およびフランス地方自治体法（*Le Code général des collectivités territoriales*）第L.2224-31条ならびに委託契約により委託された公益事業業務の遂行。また、フランスのエネルギー担当大臣の決定による発電投資複数年計画に定められた目的を実現することで電力供給に関する均整の取れた開発の保証に貢献することを通じた、特に公共電力網の開発および運営任務、規制料金による電力の供給、予想外の停電を補うことを目的とした非常時における電力の電力会社および顧客に対する供給ならびに供給業者の見つからない有資格顧客に対する電力供給の各任務の遂行
- ・ より一般的には、あらゆる顧客層を対象としたエネルギー分野におけるあらゆる産業、商業またはサービス活動（研究およびエンジニアリング活動を含む。）の開発
- ・ 保有または使用しているすべての動産および不動産の価値の向上
- ・ 上記の目的のいずれかに関わるすべての動産、不動産および事業の創出、取得、リースまたはリース管理契約（*location-gérance*）の締結ならびに同様のすべての施設、事業所、工場および作業場のリース、設置および運営
- ・ 上記の目的のいずれかに関わる事業活動に関連するすべての手続および特許の獲得、取得、利用または譲渡
- ・ 会社または事業体の設立、資産の抛出、有価証券もしくは会社株式（*droits sociaux*）の引受けもしくは買取り、持分取得、合併、提携またはその他方法の如何を問わず、上記の目的のいずれかに関わるすべての取引への直接的または間接的な参入
- ・ より一般的には、上記目的のいずれか、またはそれと同様のもしくはそれに関連する目的、または当社の事業を発展させる性質のあらゆる目的に、直接または間接に、全面的または部分的に関連した、すべての産業、商業、金融、動産または不動産の取引に関わる業務への従事

当社の存在意義（レゾンデートル（*raison d'être*））は、地球の保全、福祉および発展を両立させるために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってカーボン・ニュートラルのエネルギーの未来を築くことである。

② 株式資本（定款第6条）

株式資本は1,934,240,171.50ユーロであり、1株当たりの額面金額0.50ユーロの全額払込済株式3,868,480,343株からなる。

エネルギー法第L.111-67条の規定に従い、政府はいかなる時にも当社の資本の70%超を保有していなければならない。

③ 資本の増減（定款第7条）

株式資本は、法律に従いこれを増資、減資または償還（*amorti*）することができる。

資本の増減により、政府持分が、前項「② 株式資本（定款第6条）」に定められた基準を下回ってはならない。

④ 株式の払込み（定款第8条）

増資の場合、現金払込みにより取得される株式については、その引受けの際に、（場合により）額面金額の払込みおよび割増金の払込みにつき、法律で定められた最小の割当額の全額が払い込まなければならない。部分的に払い込まれた株式は、その全額が払い込まれるまで記名式（*forme nominative*）とする。従業員を対象とした新株発行について適用される法律の規定に従うことを条件として、残額は、取締役会の決定または（場合により）仮処分において（*en référé*）下された商事裁判所（*tribunal de commerce*）の裁判長の決定により、増資が法的に拘束力のある状態となった日から5年以内に、1回または数回にわたり、全額が払い込まれるものとする。

株主に対する現金払込請求の通知は、各払込みのため定められた日から15日前までに、配達証明付書留郵便または本店所在地における法定公告の掲載により行われる。払込みは、本店またはかかる目的のために指定されたその他の場所において行われる。

正当な機関により定められた期間に株主が全額を払い込まない場合、未払金額は払込期日から法定利率により自動的に法律に従って利息を生じるものとする。かかる利息の発生は、法律で定められたその他の法的救済および罰則を妨げるものではない。とりわけ当社は、払込期日が到来しても未払金額が全額払い込まれていない株式を法令および規則に定められた条件で売却させることができる。

⑤ 株式の形式（定款第9条）

株式は、法令および規則に従うことを条件として、株主の選択により記名式（*au nominatif*）または無記名式（*au porteur*）とする。

株式は、フランス商法第L.228-1条以下に定められた条件に従い、仲介業者の名義で登録することができる。仲介業者は、法令および規則に定められた条件に従い、第三者のために証券を保有する仲介業者としての資格を届け出るものとする。

上記の規定は、当社が発行するその他の証券に対しても同様に適用される。

当社は、随時、現行の法令および規則に定められた条件に従い、金融商品中央預託機関に対し費用を負担して、場合により、当社株主総会において直ちにまたは将来にわたり議決権を付与する無記名式株式の株主の氏名または名称、国籍、生年月日または設立年月日、住所および当該株主が保有する株式数ならびに該当する場合はかかる株式に関わる制限を知らせるよう要求することができる。当社は、上記機関より提供された一覧に基づき、第三者を代理して登録されていると当社が判断するかかる一覧に記載のある者に対して、株主に関する上記の情報を要求することができる。

株式が直ちにまたは将来、株式資本となる記名式株式の場合、フランス商法第L.228-1条に定められた条件に従い登録された仲介業者は、当社またはその代理人により要求があれば随時、当該要求から10営業日以内に当該株式の保有者の身分を開示しなければならない。

上記、「(1) ⑫ 証券の保有者の確認」についても参照。

⑥ 株式の譲渡（定款第10条）

株式は、法令および規則に従うことを条件とし、自由に取引可能である。株式は適法に口座に登録され、その譲渡は口座振替により行われる。これらの規定は、当社が発行するその他あらゆる種類の証券にも同様に適用される。

当社に対し一定の割合の資本または議決権を保有していることを通知する法律により定められた義務とは別に、当社の資本または議決権の0.5%に相当する株式を直接と間接とを問わず単独または共同で保有するに至ったすべての自然人または法主体は、かかる基準以上の株式を保有することとなった日から4取引日目の日の取引終了時までに、配達証明付書留郵便で、その保有する株式、議決権および資本となる証券の総数を当社に申告するものとする。

法的基準を定める規則は、本項に従って申告される基準の算定および申告において提供される情報の決定に適用される。

前項第二段落に従い、証券の保有者として登録されている仲介業者は、証券の所有者に適用ある義務を損なうことなく、本項に定められた申告を行うものとする。

かかる申告は、新たに0.5%に達した場合またはこれを超えたかもしくは下回った場合、また理由の如何を問わず、いつでも改めて上記の条件に従い行うものとする。これには、フランス商法第L.233-7条に規定された5%の上限を超える場合も含まれる。

上記の規定が遵守されない場合、当該株主は、法律で定められた条件および制限の範囲内で、申告の対象となる上限を超える部分の株式に帰属する議決権を喪失する。

上記、「(1) ⑪ 株式の保有報告基準」についても参照。

⑦ 株式に付随する権利および義務（定款第11条）

各株式には、これが表章する資本の割合に比例する、利益および当社の資産 (*actif social*) に対する権利が与えられる。

さらに、法律、規則および定款による制限に従い、株主総会における議決権および出席権が与えられる。

株式の所有者は、その保有により、定款および株主総会の決定に自動的に従うものとされる。

株主が負担する損失は、その出資額を上限とする。

株主の相続人、債権者、受取人または株主を代理するその他の者は、当社の資産および証券に対する差押えの実施を要請できず、また当社の財産の分配 (*partage*) または競売 (*licitation*) を要請することができず、当社の取締役会の行為に介入することもできない。かかる者がその権利を行使するためには、貸借対照表および株主総会による決定を参照しなければならない。

株式の交換、併合 (*regroupement*) もしくは割当てが行われる際に、または増資、減資、合併もしくはその他の企業取引の結果、いずれかの権利を行使するために複数の株式を所有する必要がある場合、単一の株式または必要数を下回る株式を保有する株主は、個人的に自己の株式を取りまとめ、場合によっては要求された数の株式の買入れまたは売却を決定することによってのみ、かかる権利を行使することができる。

⑧ 株式の不分割性、用益権 (*Usufruit*) （定款第12条）

(i) 当社の株式はこれを分割することができない。

分割できない株式の共同保有者は、かかる共同保有者のうちの1名または代理人1名のみをもって株主総会に出席することができる。共同保有者間で意見が一致しない場合、最初に行為した共同保有者の請求による裁判所の命令によって代理人が任命される。

(ii) 株式に付随する議決権は、定時株主総会においては実質所有者 (*usufruitier*) に、臨時株主総会では名義上の所有者 (*nu-propriétaire*) に属する。

⑨ 取締役会（定款第13条）

- (i) 当社は、2014年8月20日付政令第2014-948号第II章の規定に従い、3名から18名の構成員からなる取締役会により運営される。
- これに関連して、取締役会には、株主総会で任命された取締役が含まれ、適用ある場合には、上記の政令の第6条IIに従い、政府の代表者1名および1983年7月26日付法律第II章第2節の規定に従い選出された従業員の代表者の3分の1が含まれる。
- (ii) 取締役会は秘書役を任命するものとし、これは取締役会の構成員以外から選出することができる。
- 取締役会会長兼最高経営責任者 (*président-directeur général*) は、各取締役に対し、その任務遂行のために必要なすべての書類および情報を提供するものとする。
- (iii) 取締役会構成員の任期は4年である。
- ただし、例外的に、2014年11月21日の株主総会後に効力が発生する従業員を代表する取締役の最初の任期は5年とし、2014年11月21日の株主総会で任命された取締役の任期は2018年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認するために招集される定時株主総会の終了時に満了するものとする。
- 2018事業年度の年次財務書類を決議する2019年の株主総会から、株主総会により選任された取締役の半数（またはこれに最も近い整数名）が2年ごとに更新され、当該取締役に關する取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会が交代し、更新するものとする。
- 段階的な更新日以外の日に新たな取締役を任命する場合における更新の実施または維持に関しては、株主総会は、段階的な更新を可能にするため、当該取締役の任期を4年未満に定めることができる。
- 退任の順序は、取締役会の会合における全会一致の投票によるか、またはこれが不可能な場合にはくじ引き (*tirage au sort*) により、取締役会が決定するものとする。
- (iv) 株主総会で任命された取締役が1名以上死亡または辞任したことにより取締役会の構成員に欠員が生じた場合、取締役会は、フランス商法第L.225-24条に規定される要件に基づき、その後任となる者を臨時に任命することができる。上記により任命された取締役は、前任者の残りの任期の間のみ、その職務を遂行する。
- (v) 株主総会は、フランス商法第L.225-45条に基づき、必要な場合、取締役に報酬として支給される年間固定手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役に、任期に係る手当は支給されない。
- 取締役が、取締役としての地位に関連する職務の遂行のために負担した経費は、その証明書類に基づいて当社により払い戻される。
- 従業員代表は、法定労働時間の2分の1に相当する職務遂行手当を与えられる。
- (vi) 株主総会で任命された取締役は、同総会により解任することができる。
- (vii) 取締役会会長兼最高経営責任者 (*président-directeur général*) の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事に応じて当社株主または社外の者を招き、取締役会会議に出席させることができる（ただし、議決権は有しない。）。
- 企業委員会またはこれと同等の組織の秘書役は、取締役会に出席するが、議決権を有しない。
- (viii) 取締役会の審議に出席するため招集された者は、取締役と同様の思慮義務を有する。
- 上記「(1) ⑨ 取締役、取締役会および法定監査人」についても参照。

⑩ 取締役会会長および経営陣の職務（定款第14条）

上記の2014年8月20日付政令第19条に従い、取締役会会長は取締役会の提案に基づき、取締役の中から命令により選任される。取締役会会長の任期は、その取締役としての在任期間を超えてはならない。その任期は、任命時と同じ方法で更新することができる。取締役会会長は命令により解任することができる。取締役会会長は、68歳を超えてはならず、68歳を超えた場合には、自動的に辞任したものとみなす。

取締役会会長は、取締役会会長兼最高経営責任者 (*président-directeur général*) の役職を有し、当社運営の責任を有する。取締役会会長は、最高経営責任者 (*directeur général*) に関する法令および規則の規定の適用を受ける。

フランス商法第L.228-40条に従い、取締役会は、会長兼最高経営責任者へまたは、後者との合意により、1名以上の取締役会副会長 (*directeurs généraux délégués*) へ1年以内の社債の発行および条件の決定に必要な権限を委任することができる。同様の審議により、かかる権限の行使を取締役会へ報告する条件が定められる。

⑪ 取締役会の審議（定款第15条）

- (i) 取締役会は、当社の利益のために必要なときに、法令および規則の規定に従い、取締役会会長による招集通知の発行後に開催される。2014年8月20日付政令第12条第2項にかかわらず、過半数の取締役は、取締役会の議題を明らかにして、取締役会を招集することができる。取締役会が2か月間開催されていない場合には、取締役会構成員の3分の1以上により、議題の審議のために、会長に取締役会の招集を要請することができる。

取締役会は当社本店または招集通知に示されたその他の場所において開催される。

フランス商法第L.232-1条および第L.233-16条に記載の取引に関連する場合を除き、取締役会は、法令および規則の規定に従い、かつ取締役会の内部規則に定められた条件に従い、テレビ会議か、または取締役を特定することができ、取締役の実質的な参加を確保し、フランス国务院（*Conseil d'Etat*）との協議に基づく命令に規定される性質および条件を有するその他の遠隔通信手段により開催することができる。テレビ会議またはその他の上記の条件に基づく遠隔通信手段により取締役会に参加する取締役は、定足数および過半数を計算する上で出席とみなされる。

取締役会の招集通知は、議題を明らかにして、書簡、電報、ファックスもしくは電子メール、または緊急の場合にはあらゆる方法で少なくとも7日前に送付される。緊急の場合には24時間前に招集通知を送付することができる。取締役会会長兼最高経営責任者は、各取締役に対し、その任務遂行のために必要な書類および情報を提供する。

取締役会の議長は、取締役会会長が務めるかまたは取締役会会長が不在の場合には出席取締役のうち最年長者が務める。

- (ii) 取締役会においては、構成員の少なくとも2分の1以上が出席している場合にのみ、有効な審議を行うことができる。内部規則により、定足数および過半数を計算する上では、テレビ会議を通じて、または上記の条件に基づくその他の遠隔通信手段により、適法な条件下で会議に参加する取締役を出席取締役とみなす旨を定めることができる。

議案は、出席取締役または出席代理人の過半数の賛成により可決される。賛否同数の場合には、取締役会会長兼最高経営責任者が裁決権を有する。

- (iii) 取締役会においては、出席者名簿を準備し、出席取締役はこれに署名するものとする。出席者名簿にはまた、テレビ会議を通じて、または上記の条件に基づくその他の遠隔通信手段により会議に参加する取締役の氏名も記載する。取締役会の審議は、現行の法律の規定に従い作成される議事録に記載され、議長および取締役1名により（または議長がこれを行うことができない場合には、取締役2名により）署名される。かかる議事録の写しまたは抄本は、取締役会会長兼最高経営責任者、取締役会副会長（*directeur général délégué*）、一時的に取締役会議長を委任された取締役、取締役会秘書役またはこの目的のために権限を付与された者により有効性が証明される。

- (iv) 取締役会は、規則で定める条件に基づき、取締役の書面による協議により決定を行うことができる。

⑫ 取締役会の権限（定款第16条）

取締役会は、事業活動に伴う社会問題および環境問題を考慮し、当社の利益に合致した事業戦略を決定しその実施状況を監督する。また、取締役会は、フランス民法第1835条に定義される会社のレゾンデートルも考慮する。取締役会は、株主総会に明示的に付与されている権限を除き、また会社の目的の範囲内で、当社の円滑な運営に係るすべての問題に取り組むことができ、取締役会の審議を通して当社の事業に関する事項を決定する。

取締役会は、特に監査委員会、戦略委員会および報酬委員会等の専門的な諮問委員会を取締役会内に設置する決定を行うことができる。かかる委員会の権限および構成については取締役会が決定する。各委員会には、少なくとも1名の従業員の取締役が在籍しなければならない。委員会はその任務に関し取締役会に報告を行う。下記、「第5 3（1）③取締役会の委員会」も合わせて参照。

各委員会の任務とその運営方法は、内部規則により定められている。

⑬ 取締役会会長兼最高経営責任者および取締役会副会長の権限（定款第17条）

取締役会会長兼最高経営責任者（*président-directeur général*）は、取締役会の審議を統括および指揮し、これを株主総会に報告する。取締役会会長兼最高経営責任者は、当社の各組織が円滑に運営されるよう監督し、とりわけ取締役がその任務を達成できるかどうかを確認する。

公共部門の企業に特有の法律の規定、法律により明示的に株主総会に与えられている権限および取締役会に特別に留保されている権限に従い、かつ会社の目的の制限内で、取締役会会長兼最高経営責任者は当社を代表してあらゆる状況下で行動することができる最も広範な権限を付与される。

取締役会会長兼最高経営責任者の提案により、取締役会は1名または複数の自然人を、取締役会会長兼最高経営責任者の補佐役として任命することができる。かかる者は、取締役会副会長（*directeur général délégué*）の役職を任せられるものとする。取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）は5名を超えないこととし、各取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）の任期および権限に対するあらゆる制限も取締役会が定めるものとする。

取締役会会長兼最高経営責任者がその職務の遂行を停止した場合またはこれを妨げられた場合、取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）は、取締役会で別段の決定がなされた場合を除き、新たな取締役会会長兼最高経営責任者が任命されるまで、その職務の遂行および権限の行使を継続する。

取締役会会長兼最高経営責任者は、適切と判断する数の代理人に対して権限の一部を委任することができる。取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）も第三者に対し同様の権限を有する。

⑭ 規制対象となる契約（定款第18条）

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）のうち1名もしくは当社の取締役のうち1名もしくは議決権の10%超を保有する当社の株主のうち1名との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結される契約または法人株主の場合にはフランス商法第L.233-3条に定められた意味における当社の支配会社との間において、直接もしくは仲介者を通じて締結された契約のすべては、事前の承認を得るために取締役会に提出されなければならない。

前段落において対象とされている者が間接的な利害関係を有している契約および当社の最高経営責任者もしくは取締役会副会長（*directeurs généraux délégués*）のうち1名もしくは取締役のうちの1名が所有する会社または無限責任持分保有者、管理者（*gérant*）、取締役、監査人もしくは一般的に役員である会社と当社との間に締結される契約についても、同様である。

取締役会は、事前承認に際しては、とりわけ、当該契約に伴う財務的な条件を明確化することにより、当社のかかる契約における利益の正当性を証明する。

上記段落の規定は、日常の取引（*transactions courantes*）に関連して通常の条件で締結された契約には適用されず、また、一方の会社がもう一方の会社の全資本（適用ある場合には、フランス民法（*Code civil*）第1832条またはフランス商法第L.225-1条および第L.226-1条の要件を満たすために要求される最低株式数を控除する。）を直接的または間接的に保有する2社間で締結された契約にも適用されない。

⑮ 株主総会（定款第20条）

上記、「（1）⑧ 株主および株主総会」および「（1）⑩ 株主総会」についても参照。

(i) 株主総会は、全額が払込済みである株式を保有しており、かつ、フランス商法により規定される要件および期限により株主総会参加の権利が、株主自身の名義か、または、フランス居住者ではない株主の場合には登録されている仲介業者の名義で、記名株式として口座に登録されることによって証明されるすべての株主により構成される。

株式の口座登録は、当社の記名証券口座または権限を有する仲介業者の無記名式証券口座のいずれかにおいて行われなければならない。

株主は、その資格と身分の簡単な証明により、株主総会に参加することができる。取締役会は、適切と判断すれば、株主の名前を記載した個人用の入場券を手配し、当該入場券の提示を要求することができる。

すべての株主は、その選任する個人または法人を、株主総会における自身の代理人とすることができる。委任状および（もしあれば）その撤回は書面により行われるものとし、当社に送付される。委任状は、代理人の任命において必要とされるものと同じ様式で（適用ある場合には）電子システムを通じて撤回することができる。フランス商法第L.228-1条に規定された条件に従いその株式を仲介業者の名義で合法に登録している株主は、同条に規定された条件に従い当該登録仲介業者に自身を代理させることができる。

株主はまた、郵送による投票をすることができる。かかる郵送による投票を行うか、または委任状を送付した後は、当該株主は他の方法で株主総会に参加することを選択できない。当社は、遅くとも株主総会の3日前までに投票用紙を受領しなければならない。ただし、電子投票の場合、当社は株主総会開催日の前日の午後3時（パリ時間）までに投票用紙を受領しなければならない。

委任状および郵送投票用紙ならびに出席証明は、電子形式により作成し、フランスにおいて適用ある法律上および規制上の条件に従って正式な署名を付すことができる。

(ii) 株主総会は、取締役会または法定監査人もしくはかかる目的のために適法に授権された者により、招集される。株主総会は登記上の本店または招集通知に記載されたその他の場所において開催される。株主総会はテレビ会議または株主を認識できる通信手段により行うことができるが、その種類および使用条件はフランス商法第R.225-97条から第R.225-99条までに定めるものとする。かかる場合、かかる手段により株主総会に出席した株主は、法的条件に従い定足数および過半数を算定する上で出席株主とみなされる。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主総会の招集通知は開催予定日の15日以上前に送付されるものとする。かかる期間は、第2回目の通知後の株主総会および延会については、10日間に短縮することができる。

(iii) 招集通知には当該株主総会の議事を記載する。議事はかかる通知の作成者により作成される。

株主総会は、その議事に含まれる事項についてのみ審議することができる。

法律で要求される株式資本を所有する1名以上の株主、または法律の要件を充足し、法的条件を遵守し法定期限内に行う株主の団体は、議事に項目または決議案を加えることを要求することができる。議事に項目を追加することを要求する場合、理由を述べなくてはならない。また、企業委員会は、フランス労働法（*Code du travail*）に従い、議事に決議案を加えることを要求することができる。

各株主総会において、法律で規定される情報を含む出席者名簿が作成される。

株主総会の議長は、取締役会会長兼最高経営責任者 (*président-directeur général*) か、または取締役会会長兼最高経営責任者 (*président-directeur général*) が不在の場合には、かかる目的のために取締役会が権限を委任した取締役が務める。その他の場合、株主総会がその議長を任命する。

自身が直接有するか、または委任状により有するかを問わず、当該株主総会において最大の票数を有する2名の構成員は、株主総会に出席しており、かつ、かかる職務を受諾すれば、選挙管理官 (*scrutateurs*) として任命される。

株主総会の役員は、秘書役を任命する。秘書役は、株主以外からも選任することができる。

株主総会の役員は、出席者名簿を確認および承認しかつこれに署名し、適切な決議を実施し、会議中の偶発事象を解決し、投票を管理し、適法性を保証し、かつ議事録を作成することに責任を負う。

作成された総会の議事録ならびにその複製およびその審議の抜粋は法律に従って認証される。

定時株主総会は、定款の改正以外の決定を行うために開催される。定時株主総会は、年に1度以上、各事業年度終了より6か月以内に招集され、当該事業年度の財務書類を承認するものとする（延期される場合は司法判断により定められた期間内に開催されるものとする。）。

1回目の招集では、出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の5分の1以上を保有しない限り、有効に決議を行うことができない。2回目の招集では、いかなる定足数も要求されない。適用される法律に基づき、票数の過半数にて決議される。

- (iv) 臨時株主総会は、定款の改正を行うことができる唯一の株主総会である。ただし、株式の併合に起因する取引が適法に実施された場合であっても、定款の改正により株主の義務を加重することはできない。

準備金、利益または剰余金からの資本組入れにより実現される増資に適用される法律の規定に従い、臨時株主総会は、1回目の招集の際は出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の4分の1以上を保有している場合、2回目の招集の際は出席株主、その代理人、または郵送で投票をした株主が、あわせて議決権付株式の5分の1以上を保有している場合にのみ、有効な決議を行うことができる。後者の定足数に満たない場合、2回目の株主総会は、前回の招集日から最大2か月間延期することができる。

同様の規定に従い、臨時株主総会においては、適用される法律に基づき表明された票数の3分の2以上にて決議される。

⑯ 株主の情報開示請求権（定款第21条）

株主はすべて、法令および規則に定められた条件に従い、当社の経営陣および経営について判断するために必要な書類を入手する権利を有する。上記、「（1）④ 法律文書の閲覧」についても参照。

⑰ 利益処分（定款第24条）

上記、「（1）⑦ 利益の分配」を参照。

- (i) 事業年度における収益および費用の要約である損益計算書は、減価償却費および繰入額を控除後の差額により当該事業年度の利益または損失を示している。

当該事業年度の利益から繰越損失（もしあれば）を差し引いたものから、少なくとも5%が法定準備金として控除される。当該控除は、準備金が株式資本の10分の1に達した時点で、義務的なものではなくなる。理由の如何を問わず、法定準備金が当該10分の1の基準を下回った場合、控除が再開される。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から繰越損失および法律または定款により準備金として計上されている金額を控除し、これに留保利益を加算したもので構成される。株主総会は、かかる利益から、任意準備金組入額または繰越利益剰余金として適当と判断する額を控除することができる。

さらに、株主総会は、どの準備金費目から分配されたかを明示することにより、その裁量に基づき、剰余金から引き出された金額の分配を決定することができる。ただし、配当金はまず当該事業年度の分配可能利益から支払われるものとする。

減資の場合を除き、自己資本 (*capitaux propres*) の額が、法律または定款により分配できない資本金と準備金の合計額を下回る場合、またはかかる分配を行ったことに伴いこれを下回ることとなる場合は、株主に対する分配を行うことはできない。再評価による差額は分配されない。かかる再評価による差額は、その全部または一部が株式資本に組み入れられる。

損失（もしあれば）は、特別勘定に計上され、かかる損失が相殺されるまでその後の年度の利益から控除され、または減資により消化される。

- (ii) 事業年度末において、少なくとも2年以上にわたり登録株主であり、その事業年度に係る配当金の支払日においても登録株主としての地位が維持されている場合、当該株式につき支払われる配当金に関して、他の株式につき支払われる配当金の10%に相当する追加配当（株式により支払われる配当を含む。）を受領するものとする。配当金の増加分については、最も近い整数のセント金額に切り下げる。

同様に、事業年度末において、2年以上にわたり登録株主であり、準備金、利益またはプレミアムの資本組入れによる増資が完了する日においても当該株式を保有している場合、交付数の10%に相当する新株式を追加で受領するものとする（端数については、整数未満を切り捨てる。）。

かかる追加分の株式数は、前事業年度末現在の当該株主に係る株式資本の0.5%を超えてはならない。

⑱ 配当の支払方法（定款第25条）

株主総会は、法律に従い、分配された配当の全部または一部について、現金により配当の支払を受けるか株式により配当の支払を受けるかを選択する権利を各株主に付与する権限を有する。

前事業年度末後、必要な減価償却費および引当金の計上後、繰越損失および法律または定款に基づき準備金費目に積み立てる額（もしあれば）を控除し、かつ前事業年度末からの留保利益を考慮に入れた上で、当社が利益を得たことが、事業年度中または事業年度末に作成され法定監査人によって監査された貸借対照表により判明した場合は、法律に従い、当該事業年度の財務書類の承認前に、中間配当（*acomptes sur dividendes*）を分配することができる。取締役会は、株主総会による事前承認を条件として、中間配当（*acompte sur dividende*）の全部または一部について、現金により支払を受けるか株式により支払を受けるかを選択する権利を株主に提案することができる。中間配当（*acomptes sur dividendes*）の額は、上記に規定された利益の額を上回ってはならない。

さらに、株主総会では有価証券を含む当社の資産を交付することによる配当、中間配当（*acompte sur dividende*）、剰余金、分配プレミアムまたは減資に関する決定も行うことができる。

株主総会において議決される配当の支払条件および配当株式の権利確定日（*dates de jouissance*）は、法に定められた要件に従い、株主総会または取締役会において決定される。株主に付与される現金以外の配当額が整数の株式数とならない場合、当該株主は、最も近い整数の株式数に切り下げた数の株式を受け取ることができ、当該切り下げ分は現金調整額により補填（*soulte*）される。また、株主総会において要請があった場合には、端数を最も近い整数の株式数に切り上げた数の株式を受け取ることができ、かかる場合、差額は現金で支払われるものとする。

配当の支払は、現金であるか株式であるかにかかわらず、かかる期限の延期が裁判所の決定により許可されない限り、事業年度末後9か月以内に行われるものとする。支払日から5年以内に支払の請求がなされなかった配当は無効となる（*prescrits*）。

上記、「（1）⑦ 利益の分配」についても参照。

⑲ 解散と清算（定款第27条）

当社の存続期間が満了し、または当社が解散する場合、定時株主総会において清算の方法を決定し、かつ1名以上の清算人を任命してその権限を法律に従い決定する。

負債および社会保障費の弁済ならびに株式の未償却の額面金額の株主に対する払戻しの後に残存する純利益は、株主間で配分する。

2【外国為替管理制度】

（1）非居住者による株式の所有

フランス法の下では、現在において、適用される一般的な規制に従う限り、非居住者またはフランス国籍以外の証券保有者がフランスの会社の証券を所有し、議決権を行使する権利は何ら制限されない。

2017年5月10日付命令第2017-932号に従い、届出（*déclaration administrative*）の義務はなくなった。

もっとも、フランス通貨金融法典（*Code monétaire et financier*）第L.151-3条以下および第R.151-1条以下の規定に従い、取得者／投資家は、一定の分野で活動するフランスの会社に対して外国投資、直接投資、間接外国投資を行う一定の場合に限り、フランス当局に対して認可を申請し、届出（*déclaration administrative*）をしなければならない。特に、現行の行政規則によれば、一定の例外を除き、フランスの会社の議決権の25%超を直接と間接とを問わず共同または単独で保有する場合には、届出（*déclaration administrative*）に服する直接投資であるとみなされる。かかる届出（*déclaration administrative*）は、財務省（（*Ministère de l'Économie et des Finances, Direction Générale du Trésor*）139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12）宛に送付するか、または電子メール（iefautorisations@dgtrésor.gouv.fr）で送信しなくてはならない。

さらに、非居住者は、フランス通貨金融法典第R.152-3条に記載される直接外国投資に関連して15,000,000ユーロ以上の取引を行う場合は、フランス銀行に対して届出（*déclaration statistique*）をしなければならない。

（2）為替管理

フランスの現行の為替管理規制によれば、フランスの会社から非居住者に送金される額には特に規制はない。もっとも外国為替管理に関する法令および規則は、フランス居住者から非居住者への資金の支払および送金については、正式な認可を受けた仲介人を通して行わなければならないこととされている。フランスでは、すべての登録銀行およびほぼすべての金融機関が認可を受けた仲介人である。

3【課税上の取扱い】

(1) 株式に関する課税

以下は、当社の株式を保有または処分する場合におけるフランスの主要な課税関係の概要である。当該概要は（i）日本において所得税、法人税を支払う義務のある個人または法人であり、（ii）1995年3月3日付の所得に対する租税に関する二重課税の回避及び脱税の防止のための日本国政府とフランス共和国政府との間の条約（以下「日仏租税条約」という。）および2007年1月11日付の日仏租税条約を改正する議定書により邦人居住者として取り扱われ、（iii）当社の株式資本の10%未満を保有し、（iv）フランスにおいて事業を行いまたは人的役務を履行するための恒久的施設および固定施設のいずれかに関連して株式が保有されるものでない場合（以下「日本の株主」という。）に関連するものである。

以下の記載は概略を説明することのみを目的とするものであり、特定の状況下において関連し得るフランスの税法上のあらゆる観点からの検討を行うものではない。当該概要は、とりわけ、パートナーシップや外国政府、国際的機構、外国の公共団体、年金基金、銀行その他証券会社や為替会社といった金融機関を含む非課税主体、または税務上の居住者となっている以外の国において事業拠点を有する主体といった特別の規制に服する株主に関する課税上の取扱いについて検討の対象とするものではない。

以下の概要は、本書提出日現在有効なフランスおよび日本の法律ならびに日仏租税条約および税務当局の規則に依拠するものであり、変更（遡及効が生じる可能性もある）または異なる解釈があり得るものである。

当社の株式を購入する予定のある投資家は、その個別の事情（州、地域、その他の国内法の影響を含む。）を十分に考慮の上、その株式の購入、所有、処分に伴う課税上の取扱いについて、自己の税理士に助言を求められたい。

① 株式の売却または処分の際の課税関係

日本の株主がその持株を売却または処分する際においては、譲渡収入についてフランスの税制は適用されない。ただし、（i）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、直接もしくは間接的に、または単独もしくは親族と共同で当社の株式資本の25%未満を表章する株式を保有する場合または（ii）譲渡人が売却または処分を行った課税年度において、単独もしくは親族と共同で当社の株式資本の5%未満を表章する株式を売却または処分した場合に限られる。なお、複数の国の居住者となっている者については、特別な規制が適用される。

当社の株式の譲渡にはフランス金融取引税が課されることになる。かかるフランス金融取引税は、フランスに本店を有し、前暦年度の12月1日にその時価総額が1十億ユーロを超えている上場会社の株式の取得を伴う取引に対して、0.3%の税率で適用される。フランスの経済および予算担当大臣により発布される命令に、かかる金融取引税が適用される会社の各年のリストが記載される。

また、（i）当社の株式の譲渡にフランス金融取引税が課されず、かつ（ii）譲渡人が、書面による契約に基づき、当社の株式を譲渡する場合、当該譲渡は登録されなければならない、当該譲渡株式の譲渡価格または公正市場価格のいずれか高い価格に基づき0.1%の登録税が課されることになる。

② 配当の際の課税関係

フランスでは、配当は税引後利益から支払われる。

フランスの税法では、配当には、（i）フランス税法上の居住者でない個人が受領する支払の場合は12.8%、または（ii）フランス税法上の居住者でない法主体が受領する支払の場合は25%の税率の源泉徴収税が課税される。また、フランス国外で、フランス一般租税法第238-0のA条に定める意味における非協力国もしくは地域（以下「非協力国」という。）（フランス一般租税法の同第238-0のA条第2項の2の2°に記載されるものを除く（フランス一般租税法第238-0のA条に記載される非協力国の一覧は、原則的に毎年、政令によって更新される。フランスの一覧は、直近では2022年3月2日付命令（2022年3月16日に発効）により更新されており、当該時点では英領ヴァージン諸島、アンギラ、パナマ、セーシェル共和国、バヌアツ共和国、フィジー共和国、グアム、米領ヴァージン諸島、パラオ共和国、米領サモア、サモア独立国およびトリニダード・トバゴ共和国が含まれている。））において配当の支払が行われる場合、75%の源泉徴収税が適用される（一部の例外および適用ある二重課税防止条約の規定に服する。）。

上記にかかわらず、かかる配当の支払の主目的および結果が非協力国における配当の支払を許容するものではないことを当社が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に対して支払われる配当、またはかかる非協力国において支払われる配当に関して、75%の源泉徴収税は適用されない。

いかなる場合においても、フランス税務当局によるガイドラインBOI-INT-DG-20-50-30-24/02/2021第1号において、フランスと租税条約を締結している国に居住している配当の支払の受益者については、配当の支払が非協力国において行われる場合であっても75%の源泉徴収税は適用されない旨が定められている。かかる場合には、適用ある租税条約の規定が適用される。

日仏租税条約によれば、日本の株主は、(i) 自らが配当の受益株主であり、かつ(ii) 下記の手続に従う場合には、10%に減額されるという恩恵を受けることができる。租税条約によれば、日本の株主はフランスで徴収された源泉額について、配当金の受領に関して日本で課される課税の範囲内で税額控除を受けることができる。

日本の株主に支払われる配当金については、一般的に支払日において、租税条約に規定される軽減税率で源泉徴収税が課される(12.8%または25%の税率で徴収されたフランスの源泉徴収税が租税条約上の税率を上回る部分を後に還付する方法ではない。)。もっとも、日本の株主が、配当支払日までに、フランス税務当局による行政ガイドラインBOI-INT-DG-20-20-20-20-12/09/2012による様式に従った証明書(以下「証明書」という。)を支払代理人に対して提供し、当該軽減税率が適用される資格を取得することが条件となる。

もし日本の株主が配当支払日までに証明書を提出しなかった場合、フランスの源泉徴収税は通常の12.8%または25%の率で課されることになる。当該日本の株主は、超過して支払った源泉徴収税について、配当金の支払があった年度から2年後の12月31日までに財務省様式5000および5001の書面を支払代理人に提出することにより、その還付を請求することができる。

③ 相続税および贈与税

フランスは、フランス非居住者から相続または贈与によって個人または法人がフランスの会社の株式を取得した際に、資産税および贈与税を課している。

④ 日本における課税上の取扱い

「第8 2 (4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い」を参照。

(2) 社債に関する課税

以下は、(i) 日本国の税法上および日仏租税条約上の日本国の居住者、ならびに(ii) 日仏租税条約の恩恵を受ける資格を有する者による当社が発行した社債(*obligations*) (以下「本社債」という。)の取得、保有および処分に関するフランスの租税上の重要な結果の要約である。

以下の記述は一般的な概要であり、特定の状況にある本社債の社債権者(以下「本社債権者」という。)に関連し得るフランスの税法および日仏租税条約の全体像を示すことを意図していない。

① 本社債の利息に対する課税

本社債について当社が行う利息その他の所得の支払は、当該支払がフランス国外の非協力国(上記に定義される。)(フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2に定めるものを除く。))において行われる場合を除き、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税の対象とならない。本社債に基づくかかる支払が非協力国において行われる場合、フランス一般租税法第125のA条IIIに基づき75%の源泉徴収税が適用される(本社債権者の税務上の居住地を問わない。また例外もあり(一部は下記に規定される。))、日仏租税条約のより有利な規定に従う。))。

さらに、フランス一般租税法第238のA条に従い、かかる本社債に係る利息およびその他の所得は、それが(i) 非協力国(フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2の2に定めるものを含む。))において居住し、もしくは設立された者に対して支払われ、もしくは発生した場合、または(ii) 当該非協力国に所在する金融機関に開設された銀行口座に支払われた場合は、当社の課税所得から控除することはできない(以下「控除対象外」という。))。一定の条件の下では、控除できない利息およびその他の所得はフランス一般租税法第109条以下に従って、みなし配当と位置付けられることがある。その場合、かかる控除できない利息およびその他の所得は、(i) フランス税法上の居住者でない個人が受領する支払の場合は12.8%、(ii) フランス税法上の居住者でない法人が受領する支払の場合は25%、または(iii) フランス国外で、非協力国(フランス一般租税法第238-0のA条第2項の2の2に定めるものを除く。))においてなされた支払の場合には75%(一部の例外および適用ある二重課税防止条約の規定に服する。))の税率で、フランス一般租税法第119条の2の2に規定する源泉徴収税の対象となることがある。

上記にかかわらず、特定の本社債の発行に関して、かかる本社債の発行の主目的および結果が非協力国における利息その他の所得の支払を許容するものではないことを当社が証明できる場合、非協力国において住所を有しもしくは設立された者に関連する支払がなされるという事由、またはかかる非協力国において支払がなされるという事由のみでは、フランス一般租税法

第125のA条IIIに定める75%の源泉徴収税または（該当する利息もしくは所得が真正な取引に関連するものであり、異常なもしくは過大な金額でない範囲に限り）フランス一般租税法第238のA条に規定される控除対象外およびこれに伴うフランス一般租税法第119条の2の2に規定する源泉徴収税のいずれも適用されない（以下「例外規定」という。）。本社債が以下に該当する場合、フランス税務当局によって発行された公式ガイドライン（BOI-INT-DG-20-50-30-24/02/2021第150号）に従い、当社による本社債の発行の目的および結果の証明を要することなく、当該本社債の発行について例外規定の恩恵を受けることができる。

- (i) 本社債の募集が、フランス通貨金融法典第L.411-1条に定める意味における公募により、または非協力国以外の国における同等の募集に従って行われる場合。本項において、「同等の募集」とは、国外の証券市場当局による、もしくは同証券市場当局に対する募集に係る書類の登録または提出を要する募集をいう。
- (ii) 本社債が規制市場またはフランス国内もしくは国外の多角的証券取引システムにおいて取引されることが認められている場合。ただし、かかる市場またはシステムが非協力国に存在するものではなく、かかる市場の運営が市場オペレーターもしくは投資サービス会社またはその他国外の類似の事業体により行われており、さらに、かかる市場オペレーター、投資サービス会社および事業体は、非協力国に存在するものではない場合に限る。
- (iii) 本社債についてその発行時に、（フランス通貨金融法典第L.561-2条に定める意味における）中央預託機関、証券、受渡兼支払システム・オペレーターまたは1社以上の国外の類似の預託機関もしくはオペレーター（ただし、かかる預託機関およびオペレーターが非協力国に存在するものではない場合に限る。）の業務が認められた場合。

② 譲渡所得税

日仏租税条約に従って、日本の本社債権者が保有する本社債の売却または処分から得る利益は、フランスの租税に服さない。

③ 日本における課税上の取扱い

日本国の居住者および内国法人が支払を受ける本社債の利息および本社債の譲渡または償還による所得は、日本国の租税に関する現行法令の定めるところにより一般的に課税対象となる。

日本国内に恒久的施設を有しない日本国の非居住者または外国法人が支払を受ける本社債の利息および本社債の譲渡または償還による所得については、一般的に日本国の租税は課せられない。かかる日本国の非居住者または外国法人の納税義務は、適用される租税条約の規定により、さらに限定されまたは免除されることがある。

4【法律意見】

当社のフランスにおける法律顧問であるホーガン・ロヴェルズ（パリ）LLPより、下記の趣旨の法律意見書が関東財務局長宛に提出されている。

本書第一部 第1（本国における法制等の概要）の1（会社制度等の概要）から3（課税上の取扱い）（ただし、3（1）④「日本における課税上の取扱い」および3（2）③「日本における課税上の取扱い」を除く。）までに記載されているフランス共和国における法令および／または規則に関するすべての事項は、すべての重要な点で真正かつ正確である。

第2【企業の概況】

1【主要な経営指標等の推移】

連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ（十億円）)

12月31日に 終了した年度	2021年	2020年	2019年 ⁽⁷⁾ (再表示後)	2019年 ⁽⁵⁾⁽⁶⁾ (再表示前)	2018年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2018年 ⁽³⁾ (再表示前)	2017年 ⁽²⁾ (再表示後)	2017年 ⁽¹⁾ (再表示前)
売上高	84,461 (11,635)	69,031 (9,510)	71,347 (9,829)	71,317 (9,825)	68,546 (9,443)	68,976 (9,502)	64,892 (8,940)	69,632 (9,593)
減価償却費および 償却費控除前営業利益 (EBITDA)	18,005 (2,480)	16,174 (2,228)	16,723 (2,304)	16,708 (2,302)	14,898 (2,052)	15,265 (2,103)	13,742 (1,893)	13,742 (1,893)
営業利益 (EBIT)	5,225 (720)	3,875 (534)	6,757 (931)	6,760 (931)	5,454 (751)	5,282 (728)	5,637 (777)	5,637 (777)
連結会社の 税引前利益	5,585 (769)	1,293 (178)	6,393 (881)	6,399 (882)	656 (90)	473 (65)	3,401 (469)	3,401 (469)
EDFの純利益	5,113 (704)	650 (90)	5,155 (710)	5,155 (710)	1,177 (162)	1,177 (162)	3,173 (437)	3,173 (437)

- (1) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。
- (2) 2017年12月31日に公表された数値は、IFRS第15号基準の売上高への適用による影響を反映するために再表示された。しかし、IFRS第9号により認められた単純化されたアプローチに従い、2018年1月1日以降のIFRS第9号の初度適用に関しては再表示されていない。
- (3) 2019年に発行された2018事業年度のデータ。
- (4) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された。
- (5) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している。新基準の経過措置の認めるところに従い、比較数値は再表示されていない。
- (6) 2020年に発行された2019事業年度のデータ。
- (7) 2019年度に関して公表された数値（純負債額を除く。）は、探鉱および生産（E&P）事業の売却の範囲を変更したことの影響により再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日現在	2021年	2020年	2019年 ⁽³⁾	2018年	2017年 ⁽²⁾ (再表示後)	2017年 ⁽¹⁾ (再表示前)
非流動資産	255,868 (35,248)	237,232 (32,681)	229,465 (31,611)	210,384 (28,982)	204,324 (28,148)	204,324 (28,148)
流動資産	105,029 (14,469)	66,363 (9,142)	70,157 (9,665)	72,785 (10,027)	67,518 (9,301)	76,428 (10,529)
売却目的保有に分類された 資産	69 (10)	2,296 (316)	3,662 (504)	—	—	—
資産合計	360,966 (49,727)	305,891 (42,140)	303,284 (41,780)	283,169 (39,009)	271,842 (37,449)	280,752 (38,676)
自己資本 (EDF持分)	50,211 (6,917)	45,633 (6,286)	46,466 (6,401)	44,469 (6,126)	41,357 (5,697)	41,357 (5,697)
自己資本 (非支配持分)	11,778 (1,623)	9,593 (1,322)	9,324 (1,284)	8,177 (1,126)	7,341 (1,011)	7,341 (1,011)
非流動負債	201,838 (27,805)	198,145 (27,296)	192,450 (26,512)	177,708 (24,481)	176,287 (24,285)	176,287 (24,285)
流動負債	97,109 (13,378)	52,412 (7,220)	54,001 (7,439)	52,815 (7,276)	46,857 (6,455)	55,767 (7,682)
売却目的保有に分類された 資産に関連する負債	30 (4)	108 (15)	1,043 (144)	—	—	—
自己資本および負債合計	360,966 (49,727)	305,891 (42,140)	303,284 (41,780)	283,169 (39,009)	271,842 (37,449)	280,752 (38,676)

- (1) 2018年に発行された2017事業年度のデータ。
- (2) 2017年12月31日に終了した年度の比較数値は、IFRS第15号の遡及適用による影響のため、再表示された（2018年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記2.1.3.2を参照。）。
- (3) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日からIFRS第16号を適用している（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。

連結キャッシュ・フロー計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日に終了した年度	2021年	2020年 ⁽⁷⁾ (再表示後)	2020年 ⁽⁶⁾ (再表示前)	2019年 ⁽⁵⁾ (再表示後)	2019年 ⁽³⁾⁽⁴⁾ (再表示前)	2018年 ⁽²⁾ (再表示後)	2018年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2017年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	12,648 (1,742)	12,942 (1,783)	12,863 (1,772)	14,022 (1,932)	14,022 (1,932)	13,364 (1,841)	13,364 (1,841)	11,663 (1,607)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△14,577 (△2,008)	△12,967 (△1,786)	△12,888 (△1,775)	△15,650 (△2,156)	△15,650 (△2,156)	△17,165 (△2,365)	△17,165 (△2,365)	△11,713 (△1,614)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	4,973 (685)	2,591 (357)	2,591 (357)	2,223 (306)	2,223 (306)	3,530 (486)	3,530 (486)	712 (98)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	3,044 (419)	2,566 (353)	2,566 (353)	595 (82)	595 (82)	△271 (△37)	△271 (△37)	662 (91)

- (1) 2019年に発行された2018事業年度のデータ。
- (2) 2018年度に関して公表された数値は、探鉱および生産事業を非継続事業として表示した影響により再表示された（2019年度の連結財務書類の注記2.3を参照。）。
- (3) 2019年12月31日現在の財務書類は、2019年1月1日から（修正遡及法を使用する）IFRS第16号を適用している。新基準の経過措置の認めるところに従い、比較数値は再表示されていない（2019年度の連結財務書類の注記2.1を参照。）。
- (4) 2020年に発行された2019事業年度のデータ。
- (5) 2019年度に関して公表された数値は、探鉱および生産（E&P）事業の範囲を変更したことの影響により再表示されている（2020年度の連結財務書類の注記1.4.2を参照。）。
- (6) 2021年に発行された2020事業年度のデータ。
- (7) 2020年度の公表済数値は、「金融費用支出（純額）」から「金融資産の変動」への組替79百万ユーロを含む。

純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日現在	2021年	2020年	2019年	2018年	2017年
借入金およびその他の金融負債	69,406 (9,561)	65,591 (9,036)	67,380 (9,282)	59,188 (8,154)	56,846 (7,831)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,762 (△518)	△1,986 (△274)	△3,387 (△467)	△1,972 (△272)	△1,176 (△162)
現金および現金同等物	△9,919 (△1,366)	△6,270 (△864)	△3,934 (△542)	△3,290 (△453)	△3,692 (△509)
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△12,737 (△1,755)	△15,028 (△2,070)	△18,900 (△2,604)	△20,538 (△2,829)	△18,963 (△2,612)
売却目的保有資産の純負債額	—	△17 (△2)	△26 (△4)	—	—
純負債額 ⁽¹⁾⁽²⁾	42,988 (5,922)	42,290 (5,826)	41,133 (5,666)	33,388 (4,600)	33,015 (4,548)

- (1) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表には直接表示されていない。これは、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものからなる。流動性の高い資産は、ファンドまたは有価証券からなる、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。
- (2) 2019年12月31日現在の純負債額は、2019年1月1日から適用したIFRS第16号による4,492百万ユーロを含む。

2【沿革】

海外における開発	フランスにおける開発		EDFグループにおける構造の変化
	水力発電所や原子力発電所を含むフランスの産業基盤の発展	1946年	電力およびガス部門の国有化 1946年4月8日付の法律に従ってEPIC（商工業公益企業体）としてのEDFの設立
	商業規模の原子力プログラムの開始	1963年	
海外展開の開始。初めに南米、次に欧州（英国（1998年以降）、ドイツ（2001年）およびイタリア（2005年））において展開		1990年	
		1999年	初めにB2Bを対象とし（2000年から2004年）、次にB2Cを対象とした（2007年）、フランス市場の開
		2004年	2004年11月20日、EDFはフランスの株式会社となる。
		2005年	IP0および市場への無差別なアクセスを保証するRTEの創設
British Energyの取得		2009年	
EDF Renouvelables（旧 EDF Énergies Nouvelles）の買収		2011年	
Edisonの買収		2012年	
	EDFによるフランスにおけるDalkiaの事業の取得	2014年	
英国におけるヒンクリー・ポイントCのEPR建設プロジェクトの最終契約への署名		2016年	
ソーラー・プランの開始	Framatomeの資本の75.5%を取得	2017年	RTEの49.9%のフランス預金供託公庫およびCNP Assurancesへの間接的な売却ならびに約40億ユーロの増資
台山における最初のEPRの稼働		2018年	
洋上風力発電量の増加			
台山2号機の稼働	900MW発電所の最初の4回目の10年点検の成功	2019年	フランスの複数年にわたるエネルギー計画（PPE）： プロジェクトの発表（2019年1月25日）
ブラジルにおけるシノプ水力発電所の稼働			原子力業界のための卓越した計画である「エクセル」の開始
	新たなロマンシュ・ガヴェ水力発電所の稼働	2020年	EDFの定款にレゾンデートルを採択

		2021年	

3【事業の内容】

(1) 当グループの戦略および目的

① 環境および戦略的課題

エネルギー効率および低炭素電力はエネルギー移行の中心をなす。

気候変動対策は、地球の主な課題である。2015年の第21回締約国会議（COP21）においてパリで成立した合意では、気候変動に対応するために講じられている対策および欧州域外におけるエネルギー移行の拡大が確認された。

欧州においては、2019年に最終決定されたクリーン・エネルギー・パッケージ、2020年に策定されたグリーン・ディールおよび2021年に欧州委員会によって提案された「フィット・フォー55 (Fit for 55)」の気候変動対策パッケージによって、欧州連合が2050年までにカーボン・ニュートラルとなることを可能にする手段の枠組みが提供されている。COVID-19の健康危機に続く回復プログラムでは、気候問題はより一層重視されている。

欧州連合のグリーン・ディールおよび関連する国家プログラムは、二酸化炭素排出量の削減を優先事項とし、地域に根差した産業ビジョンを活用しながら、可能な限り競争力を高めることを重視して策定されている。

発電施設の大規模な建替えの実施を必要とする英国は、2008年に気候変動法を採択し、かかる政策に即した市場モデル（最低炭素価格、差額決済契約、供給量市場および新規原子力発電所に係る規制資産ベース・モデルの検討からなる。）を構築した。

フランスの電力は最終エネルギー消費の約25%を占めるが、二酸化炭素の排出量は12%をわずかに上回るだけに過ぎない（出典：フランスのエコロジー移行省による「気候に関する主要な数値 (Chiffres clés du climat)」、2022年版、38ページ）（これらの数値は国際的にはそれぞれ20%（国際エネルギー機関、世界エネルギー見通し2021年版、295ページ表A.2a）および41%（出典：フランスのエコロジー移行省による「気候に関する主要な数値」、2022年版、38ページ）である。）。フランスの2019年11月8日付「エネルギーおよび気候法 (loi relative à l'énergie et au climat)」は、温室効果ガスの排出削減をフランスのエネルギー政策の中心に据えている。現在の目標は、「温室効果ガスの排出量を6分の1未満に削減し、2050年までに「カーボン・ニュートラル」を達成すること」である。フランスの複数年にわたるエネルギー計画 (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, PPE) は、フランスのエネルギー政策の概要を列挙し、主要な事業者にとって極めて重要な10年計画を定めている。EDFは、特に、化石エネルギーを廃止するためのレバレッジの特定の点で、PPEの分析に賛同している。

かかる目標の達成のために2つの主要な取組み手段として、

- ・エネルギー効率化ソリューションの開発によるエネルギー消費量の低減（下流部門）
- ・化石燃料から無炭素エネルギー源への移行（第一に無炭素電力、次いで再生可能熱（上流部門））

無炭素経済への移行は必要だが、これは家庭の購買力および企業の競争力を維持したまま達成しなければならない。

これらの目標を達成するためには、上流部門および下流部門両方におけるイノベーションが不可欠である。

② CAP2030の戦略における優先目標

EDFのレゾンデートルは、「地球を救い、福祉および経済発展を推進するために、電力ならびに革新的なソリューションおよびサービスによってエネルギー収支ゼロの未来を築くこと」である。対話「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう） (Parlons Energies)」中に従業員の寄与を引き出すため、2020年5月7日開催の株主総会において、当グループの附属定款にレゾンデートルが追加された。CAP2030の戦略は、EDFのレゾンデートルを反映したものである。

EDFグループは、世界で最も炭素強度の低い方法で電力を発電している。2020年、EDFは2030年までの新たな温室効果ガスの排出削減目標を定めた。これは、COP21の目標である2°Cを上回るものとして、「Science Based Targets」イニシアチブの組織による認定を受けている。

EDFグループは、直接排出量だけではなく初めて間接排出量についても、目標を設定した。これは、当グループが、当グループ全体の炭素排出量について、2050年までのカーボン・ニュートラル達成に貢献する軌道を採用することを目指すものである。EDFは2030年までに、直接排出量および間接排出量については2017年の排出レベルから50%削減し、スコープ3の排出量については2019年の排出レベルから28%削減することを目指す。

EDFにとって、気候変動との闘いは、消費の炭素強度を減らす手段としてのエネルギーの脱炭素化およびエネルギー効率に基づいている。

当グループの戦略は、CAP2030戦略で説明されている3つの戦略軸を中心に構成されている。

CAP2030

フランス、欧州および世界における社会の脱炭素化のための3つの戦略軸は、以下のとおりである。

顧客および地域の カーボン・ニュートラル移行を 支援するサービスおよび ソリューションの創出	カーボン・ニュートラル発電 において世界を主導	エネルギー移行における 世界的なキープレーヤー
15百万トン超 二酸化炭素の排出回避 ⁽¹⁾	50%減 二酸化炭素換算排出量 (2017年比)	石炭からの脱却
10十億ユーロ サービス売上高 ⁽³⁾	60GW 再生可能エネルギー純設備容量 2 倍超 (水力発電を含む。) (2015年比)	1.5－2 GW 水力発電の純設備容量 ⁽⁴⁾
1.5件超 顧客ごとの契約数 ⁽²⁾	新たなEPR複数基 およびSMR 1 基の稼働	1 百万個 送電網非接続型キット

範囲：

- (1) 顧客、サービスおよび地域部門の事業。
- (2) EDFの見積り：フランス、英国、イタリアおよびベルギー（住宅用）。
- (3) 当グループ。
- (4) 欧州の優先国（フランス、イタリア、英国およびベルギー）を除く。

顧客および地域のカーボン・ニュートラル移行を支援するサービスおよびソリューションの創出

個人、企業および都市は、照明、暖房、生産、消費および移動等の方法を変えたいとますます望むようになっている。誰もがエネルギー移行に関与することを望んでいる。この動向は、個々のイニシアチブと公的な決定が重なったものであり、各地で徐々に拡大している。EDFの目標は、利用可能で革新的な、無炭素かつエネルギー効率に優れたソリューションにより、顧客および地域が二酸化炭素の中立性を達成できるよう支援することである。

その際、EDFは、顧客とのベンチマーククオリティな関係を構築し、サービスおよび供給の範囲を拡大した結果、欧州優先国（フランス、英国、ベルギーおよびイタリア）における顧客ポートフォリオの価値を高めている。

EDFグループは、2030年、サービス売上高10十億ユーロ（当グループ全体）を達成することを目指している。

EDFは、電気モビリティ部門（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）、フランスにおける再生可能冷暖房ネットワーク、ならびに電力の融通性および集約の活用（欧州）においても、自己の地位を強化している。

特に住宅用市場と企業用市場における持続可能なエネルギーのパフォーマンスにおいて、顧客の信頼を強化し、幅広いサービスを開発しながら、EDFは顧客ごとの価値を高め、2030年には住宅用顧客ごとに1.5件を超える契約を獲得することを目指している（フランス、英国、イタリアおよびベルギー（住宅用）からなる範囲）。グリーン・エネルギーのサービス、自家消費、エネルギー効率化サービス、地域サービス、パフォーマンスおよび電力／気候エンジニアリングに関する契約、廃熱回収、ならびにバイオマスは、いずれも顧客の新たなニーズに応えるものである。

EDFの顧客の間では、自己の環境フットプリントに対する意識が高まりつつある。これに対してEDFは以下により、より賢く低エネルギー消費の革新的ソリューションを、手頃な料金で提供している。

- ・最も二酸化炭素排出量の多い部門における電力使用への移行を通じて、消費の脱炭素化に寄与すること。

－輸送（世界のエネルギー消費に関する排出量の24%に責任を負う－出典：フランスのエコロジー移行省による「気候に関する主要な数値」、2022年版、38ページ）

モビリティの大規模な電化をサポートするため、EDFは、顧客（消費者、企業および地方自治体）を支援するための投資、電気自動車の貯蔵容量の活用、ならびに電解水素の製造およびマーケティング等、実務的なコミットメントを行っている。

－建造物

当グループは、業界専門家、地主および地方自治体と協力し、彼らのエネルギーの効率化および冷暖房ソリューションの脱炭素化への移行の支援に全力で取り組んでいる。EDFは、特に改修工事中のエネルギー利用の監視および管理から、（具体的にはフランスにおけるエネルギー・パフォーマンス契約（Contrats de Performance Énergétique, CPE）および省エネ証書（Certificats d'Économie d'Énergie, CEE）を通じた）脱炭素化およびエネルギー効率化の実施まで、あらゆることを取り扱う幅広いサービスを提供する。またEDFは、（大量の二酸化炭素を排出する燃料油またはガス式ボイラーをヒートポンプに交換することができる）EDFによるIZI（IZI by EDF）を通じて家庭を直接支援している。当グループは、子会社Dalkiaを通じ、（再生可能エネルギー源またはエネルギー回収を利用した）暖房ネットワークの開発およびその脱炭素化、ならびに公共の建物、企業および集合住宅向けのエネルギー・パフォーマンス契約（Contrats de Performance Énergétique, CPE）を積極的に行っている。

－産業

EDFは、プロセスの電化ソリューション、廃熱回収、および低炭素電解水素製造を開発している。EDFは、企業用顧客のために、研究開発の専門知識を活用してその生産施設（電気ボイラーおよび溶鉱炉等）の更新を支援するだけでなく、（子会社のAgregioを通じて）柔軟なソリューションまたはグリーンサプライを提案することもある。

- ・インフラ、データの開発および低炭素ソリューションの策定を利用すること。
- ・住宅用顧客、事業および地方自治体を支援し、彼らが（自家消費、デジタル消費管理ソリューションおよびヒートポンプを通じて）エネルギー消費においてより大きな役割を果たすようにすること。

これらのソリューションは、EDFが2030年までに15百万トンを超える二酸化炭素の排出を回避することを目的としている（顧客、サービスおよび地域事業）。

また、EDFは、顧客のエネルギー移行を支援し、カーボン・ニュートラルに関する当グループのコミットメントを実践するため、新たなビジネスモデルの開発によってイノベーションを続けている。再生可能技術が水素エネルギーおよびデジタル開発を通じて貯蔵から電気自動車まで進歩しているスピードを考慮すると、下流部門および上流部門の両方におけるイノベーションは、必要な分野をカバーする上で不可欠な要素になるだろう。

EDFグループは、独自の研究開発努力およびパートナーと開発したイノベーション・エコシステムを活用して、フランスの産業構造を可能な限り支援しながら、エネルギー移行を加速する可能性のあるイノベーションを選択している。

最後に、エネルギー移行は、公正かつ公平である場合に限り達成される。EDFグループは、顧客がより賢くエネルギーを利用できるよう支援する。EDFは最も脆弱な顧客に特に注意を払い、エネルギー貧困を削減するための取組みを実施している。

カーボン・ニュートラル発電において世界を主導

フランスでEDFが発電する電力の約98%は原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーにより脱炭素化されており、EDFは、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するために主導的な役割を果たしている。EDFの取組みは、安全性、パフォーマンスおよび競争力を保証する原子力発電所に加えて、再生可能エネルギーの開発を加速することを目的としている。

低炭素電力を確保するためのソリューションは1つではなく、原子力発電、水力発電、太陽光発電、陸上および洋上の風力発電、再生可能熱、送電網、貯蔵および低炭素の火力発電手段、ならびに消費および発電における柔軟性管理ツール等の一連の技術がある。

EDFの戦略は、フランス大統領が2022年2月10日にベルフォールで行った発表に沿ったものである。同氏は、2030年までにフランスの温室効果ガス排出量を1990年比で55%削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するというフランスの抱負において、低炭素電力の役割が高まっていることを確認した。そのため、フランス大統領は次のように発表した。

- ・フランスにおける原子力エネルギーを推進するための強力な戦略には、以下のものが含まれる。
 - －新規EPR 2原子炉6基の建設プログラムの開始、および今後追加的に建設される可能性のある8基に関する調査について、資金の具体的な条件は決定されていないものの、数百億ユーロもの巨額の公的資金を注入すること
 - －安全上の理由を除き、すべてのフランスの既存の原子炉の運転を継続すること（したがって、この運転期間延長は、原子力安全に関する義務を放棄することなく行われる。）。特にEDFが原子力安全当局と協力して、50年を超える延長の条件を検討する必要があること
 - －EDFが現在実施しているNUWARD™プロジェクトのための上限500百万ユーロの国家の追加介入を通じて、小型モジュラー炉（SMR）および燃料サイクルを閉じ、廃棄物をより少なくすることができる革新的な原子炉を開発すること
- ・再生可能エネルギー開発の加速（太陽光、洋上風力および陸上風力ならびに水力）
- ・超低炭素発電を達成するというEDFグループの目標は、フランス国内外において再生可能エネルギーの開発を加速するに際して何よりも深く根付いている。EDFグループは、あらゆる種類の技術（水力発電、太陽光発電、陸上および洋上の風力発電等）を利用して、再生可能電力の開発を行っている。再生可能エネルギーは、既に当グループ全体の発電容量の4分の1超を占めている（2021年末、連結データで合計117.3GWに対して30.8GW）。

EDFグループは現在、欧州において再生可能エネルギーのリーダーであり、特に水力発電事業者としては、純設備容量が22.5GWと欧州連合最大の供給業者である（洋上発電を含む。）。また、風力発電や太陽光発電を中心とするその他の再生可能エネルギーについても、EDFの目標は、12GWの純設備容量を擁し、世界の主導的地位にある。EDFの目標は、これらの部門の設備容量を急速に拡大することである。

目標は、2030年に、再生可能エネルギー（水力発電を含む。）の設備容量について、2015年の設備容量の2倍超に相当する60GWを達成することである。EDFグループは、異なる技術間の均衡（陸上および洋上の風力発電、太陽光発電および水力発電）ならびに地理的分布の均衡を追求している。最後に、EDFは、経済、エネルギーおよび環境に関する業績を統合するために水力発電施設へ定期的に投資し、将来的には水力発電を強化するためのソリューションを提供する。

EDFは、再生可能エネルギーの集約および融通性において欧州の主導的地位を確立しつつあり、貯蔵計画の一環として2035年までに当グループの貯蔵資源を3倍にするという目標を設定している。

- ・超低炭素発電というこの目標も、業界の専門知識、安全性、競争力、環境への配慮、フランスおよび英国における原子力発電所の稼働最適化、進行中の工事完了（フラマンビル3、HPC）、ならびに革新的な燃料サイクル戦略の実施を保証することで、原子力産業のパフォーマンスに基づいている。

EDFの原子力発電所は、世界に1つしかない種類のものである。フランスにおける既存発電所のグラン・カレナージュ（Grand Carénage）は既に開始し、大規模な業界の挑戦となっている。関連する投資は、原子力安全性、パフォーマンスおよび環境保護を保証しながら、当該発電所が40年を超えて稼働を継続できるよう設計されている。

原子力発電所の運転は二酸化炭素を排出しない（直接排出がない。LCA（ライフサイクル・アセスメント）による排出量は、二酸化炭素換算で 6 g/kWh と推定される（出典：Ademe）。）。基本的な発電を行う一方で、管理および融通性の面で電力消費状況に対応する強力なことで作用する。したがって、原子力は、2050年までの脱炭素電力構成において不可欠な資産である。

EDFはこのことを念頭に、英国においてヒンクリー・ポイントCの原子炉、およびフランスにおいてフラマンビルの原子炉を建設中である。中国、台山においては2基のEPRを稼働している。フィンランドでは、Oranoが建設したオルキオト3 EPRが2021年12月21日に核分裂連鎖反応を開始させた。1月4日以降、同EPRは、電力が30%に制限される第2段階に入った。2022年7月に予定されている稼働までに、いくつかの段階を完了する必要がある。

またEDFは、新たに原子炉の建設を検討中の国々において建設可能なその他のプロジェクトも開発中である。加えて、EDFは新世代EPRの設計を仕上げている段階である。

当グループは2030年までに、フランス、英国および世界のその他の国々において新たなEPRプログラムの契約獲得、ならびにフランスにおいて最初の小型モジュラー炉（SMR）の実証炉の開発に努めている。

またEDFは、最終的な閉鎖後の再配置の準備中である。EDFは、発電資産に関する廃炉において欧州でのリーダーとなることを目指し、循環型経済を推進している。

- ・炭素排出量の削減によるエネルギー移行の支援には、融通性およびエネルギー移行要件を満たすため、ガスを使用する発電プロジェクトに的を絞って開発する必要がある。

エネルギー移行における世界的なキープレーヤー

人口動態、都市化および大気汚染の問題に対処するため、多くの国がこの状況を改善できる解決策を模索している。

- ・4つの大陸で事業を展開するEDFは、原子力発電、再生可能エネルギーおよびエネルギー・サービスの分野における専門知識の輸出によって、このエネルギー移行の動きを支援している。

国外にはイノベーションの余地がかなりある。EDFは、再生可能エネルギー、原子力およびサービスの生産資産に的を絞って開発することで他の国々のエネルギー移行に寄与し、その事業による価値創造を（2015年比で）3倍にすることを目指している。

EDFグループの目標は、再生可能エネルギーの設備容量の開発に大きく寄与する一方で（水力発電の純設備容量1.5–2 GWを含む。）、2030年までに世界中のどこでも石炭火力資産を有していないことである（フランス、イタリア、英国およびベルギーといった欧州の優先国を除く。）。

新たな事業ラインに関しては、EDFは、2030年までに送電網非接続型キットを1百万個有することを目指しており、マイクロ送電網、スマート・グリッド、貯蔵、水素、モビリティ、スマート・シティ等、新たな市場の開発を追求しつつ、エネルギー効率化サービス、送電網およびエンジニアリング・サービスをさらに強化している。

EDFは、地理的な観点から、欧州、特に中核国（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における地位の強化、ならびに中国および北米における地位の強化を目指している。EDFは、複数の事業において重要な地位を築くことで、南米、アジア、アフリカおよび中東における限られた数の優先国においてベンチマーク事業者になり、これらのターゲット国におけるエネルギー移行を協動的に支援することを目指としている。

- ・EDFは、当グループの石炭火力発電を2030年までに終了することを約束している。フランスにおいては、SNBC国家低炭素戦略（グリーン成長に向けたエネルギー移行法（Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte, LTECV）によって導入された国家低炭素戦略（Stratégie Nationale Bas-Carbone, SNBC）は、気候変動対策のためのフランスの指針であり、事業のあらゆる分野において低炭素、循環型、持続可能な経済への移行実施のためのガイドラインを提供する。また、2050年までの温室効果ガスの排出削減の軌道を定め、短期から中期的な目標すなわちカーボンバジェットを策定する。その目標は2つの要素からなる。2050年までにカーボン・ニュートラルを達成すること、およびフランス国民の消費による炭素排出量の削減である。国および地方の公共部門の政策立案者は、SNBCを考慮に入れなければならない。）に従い、政府が石炭火力発電を2022年末までに中止することを約束している（しかしながら、RTEによる最新の暫定的な検討において、需給バランスを維持するために、2024年あるいは2026年まで、コルドメ発電所の発電を維持する必要があることが明らかになっている。）。またEDFは、バイオエネルギーおよび革新的な二酸化炭素捕捉技術に投資することで、持続可能なイノベーション政策も実施しており、熱エネルギーの脱炭素化に取り組んでいる。

・EDFは、エネルギー移行に積極的な投資を行っている。2021年には、当グループの投資の約94%が、当グループの低炭素化目標に則って行われた（2020年は94%）（連結財務書類の注記20.4を参照。）。

EDFグループは、事業を行うすべての国において、すべての事業を気候変動の影響に適応させる戦略を実施している。これは、ますます頻繁に発生する異常気象（熱波、干ばつ、暴風雨および洪水等）に対する既存の施設の回復力を高めるためである。さらに、EDFグループは、新規施設（特に水力発電所および原子力発電所等の耐用年数が40年を超える施設）の設計に長期的な気候変動（平均気温および海面水位等）を織り込んでいる。

当グループの戦略実行のための条件

当グループの戦略を実行するためには、今後数年間にわたり非常に大規模な投資プログラムを継続する必要がある。そのため、当グループの財務構造の回復および安定化が条件となる。2022年2月18日に当グループが発表した、貸借対照表の構造の強化を目的とした行動計画は、この目標に寄与するものである（「第3 3（3）⑥貸借対照表日後の後発事象」を参照。）。

しかしながら、当グループが直面しているリスクの規模および種類は、とりわけ規制措置による当社への著しい悪影響、影響を未だ完全に特定または定量化することができないウクライナ紛争および関連する地政学的緊張、ならびに最近発見された応力腐食現象に関連して当グループがフランスの原子力発電所に対して実施しなければならない分析および作業の影響を伴う極めて不安定な市場環境において、新しいリスクの発生または既存のリスクの悪化を含むあらゆる種類の結果をもたらす可能性があり、「第3 3（3）⑧見通し」に記載される当グループの2022年および2023年の財務目標、「第2 3（1）当グループの戦略および目的」に記載される短期および長期の戦略目標の達成能力に重大な影響を及ぼす可能性が高く、または少なくともこれらを達成するために必要な追加の対策が取られる可能性がある。

（i）当グループのレゾナントルおよび事業モデルに沿った、4つの計画および変革プログラムに裏付けられた戦略的優先事項

これらの目標は、以下の4つの計画と戦略的作業プログラム（戦略的作業プログラムは、執行委員会レベルで管理される約20の戦略的プロジェクトで構成されており、3つの戦略的優先事項がそれぞれ具体的に実行されている。）を通じて遂行される。

EDFグループは、2018年10月に開始された電気モビリティ計画を通じて、当グループの4つの主要な欧州市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における電気自動車用電力の供給において、2023年までに30%の市場シェアを確保することを目標としている。EDFグループは、2023年までに、400,000の充電スタンドを配備すること、および20,000のスマート充電スタンドを運用することを目指している。2021年末現在、約200,000の充電スタンドが配備されている。EDFは、所有するすべての軽商用車について、EV100（EV100は、2017年9月にニューヨークのクライメート・ウィークNYCにおいて始まったグローバル・イニシアチブである。電気モビリティの開発に尽力する多国籍企業を1つにまとめ、2030年までに普及させることを目指している。）プログラムも開始しており、内燃機関（ICE）車を徐々に電気自動車に転換し、2030年までに100%完了することを目指している。

2018年に開始された貯蔵計画では、EDFグループは2035年までに世界で10GWの新規貯蔵設備を開発し、それまでに当グループの貯蔵容量を15GWまで拡大することを計画している。EDFグループは、2030年までに送電網非接続型キットを1百万個保有することを目指している。送電網の周波数を安定させたり、再生可能エネルギーの受入れを奨励したり、送電網に接続していない地域のマイクロ送電網を管理したりするためには、貯蔵が鍵となる。これは、揚水発電所およびバッテリーを用いて開発される。

EDFグループは、2017年に開始されたソーラー・プランを通じて、2035年までに太陽光発電分野で30%の市場シェア（総設備容量で表した市場シェア）を獲得し、フランスにおける太陽光発電のリーダーになることを目指している。

2019年12月に発表され2020年春に開始されたエクセル計画により、EDFは、フランスの原子力産業が原子力プロジェクトを成功させるために必要な最高水準の勤勉さ、品質および卓越性を取り戻すために必要となる基礎を固めた。これは、重要な挑戦である。原子力発電は、低炭素エネルギー源として、気候変動対策において重要な役割を有しているからである。2021年には、EDFチームおよびフランスの原子力部門の全企業の取組みにより、エクセル計画の25のコミットメントのうち22が、設定された目標を達成したか、またはそれを上回ることができた（EDFの2021年11月8日付プレスリリース「エクセル計画の中途段階で、EDFおよび原子力業界が2022年の具体的な成果および新たなコミットメントを発表」を参照。）（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」も参照。）。

（ii）当グループの変革

安全衛生、デジタル技術および新しい仕事慣行、責任および簡略化、技能ならびに評価モデルは、当グループの移行における5つの主要な手段である。

新たな課題に対処し顧客、従業員およびすべての利害関係者の新たな期待に応えるため、当グループは、チームの責任の強化ならびに組織および作業方法の合理化により経営管理慣行を適応させている。2016年以降、このアプローチは多くの具体例（マネージャーの労働日数の規定、キャリアの強化ならびに内部流動化および昇進研修の促進、デジタル署名の整備、報告プロセスの合理化等）に表れている。

また当グループは、2018年に、企業の社会的責任に係る新たな国際協定（「CSR協定」）を締結した。同協定においては、当グループの従業員のために、多様性のための改善がなされている。

2019年には、新たな法的要件に従って、新たな労使対話アプローチが採用、簡略化および設定された。

2020年には、当グループは、内部流動化の支援制度を見直し、経営変革を支えるリーダーとしての新たな志を宣言した。

2021年、当グループは健康危機の経験を活かし、変革に新たな弾みをつけた。当グループは、プロセスの見直しを続け、デジタル化を進め、チームに合理化および改善のための行動力を与えることで、従業員が責任をもって効率的に働くための枠組みを構築し、コミットメントを高めている。危機的状況での経験が、当年度末における「*Travailler autrement, Manager autrement*」（「異なる働き方、異なる管理」）と題する労働協約の署名につながった。

変革プロセスは、特に、関係者のネットワークの調整メカニズム（「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）」の継続）に基づいている。これは、当グループの中長期的なシナリオの構築に従業員が参加するために、2018年に開始された集団知イニシアチブである。

また当グループは、数年間にわたり、デジタル変革およびイノベーションにおける重点を戦略レベルに置いている。当グループは、当グループ内の組織および研修について徹底的な見直しを実施してきた。デジタル変革は、従業員および社内作業方法、ならびに顧客関係、産業資産の管理・設計および提供サービスを含む。

その他のイニシアチブとしては、2019年、従業員が新しいデジタル職へ移行するための研修および支援に特化した社内アカデミーが創設された。2020年には、利用センターによってデジタル資源および実務の公表が促進された。当社内での協調を強化し、現在のリモートワーク体制を促進するための取り組みが続けられている。

当グループは、電子署名の普及および特定の業務の自動化など、プロセスのデジタル化を継続している（RPA（ロボティック・プロセス・オートメーション））。当グループは、人工知能、ブロックチェーン、モノのインターネット（IoT）、エッジ・コンピューティング、量子コンピュータおよび5G等、機能横断型のテーマを任務とする事業ライン間チームを通じて技術イノベーションに取り組んでいる。

当グループは、2018年にデータ管理方針を導入し、原子力発電、火力発電および再生可能発電のための専門知識を蓄積する「データ・アナリティクス」施設を設置した。第3次部門（不動産、購入等）のデータのための第2施設が創設された。2020年、当グループは、この分野における進捗を加速させ、人工知能を責任を持って活用するための方針を構築するため、AIアンビションを採用した。イノベーション展示イベント「エレクトリック・デイズ（電気の日）」において、EDFはオープンデータ・プラットフォームも発表した。

EDFのコミットメントを具体化するものとして、フランスの責任あるデジタル技術のための機関（*Institut du Numérique Responsable*）が策定した責任あるデジタル憲章に署名した。2021年、EDFは、エコロジー移行省が支援する責任あるデジタル化（*Responsable Digital*）ラベルを取得した。

EDFグループは、欧州の信頼できるクラウドの創設を促進するイニシアチブ、ガイアX（ガイアX－欧州データクラウド協会）の創設メンバーでもある。EDFグループは、同協会の理事としての地位を維持し、エネルギー部門のデータの可用性および共有の強化を促進するための信頼できるエコシステムである「データスペース・エナジー」に加えて、ラベル・ド・コンフィアンス（信頼ラベル）のコンセプトの活発な事例となった。

当グループにとって、パフォーマンスの改善は常に優先される。現在の経済および財務状況は、かかる改善の必要性をさらに高めている。当グループは、他社と同じ水準となるよう、原価管理を強化している。その手法は、関係する対象（サポート部門、運営主体等）に応じて調整されており、サポート業務の競争力強化および事業ラインのパフォーマンスのてこ入れを目的として、営業費用の削減、必要運転資本の最適化および管理の改善（現金ベースの管理、プロジェクト管理チーム、サイバー・セキュリティ管理等）の面で既に実績が上がっている。

原子力部門において、2020年および2021年は、業界の質、専門知識および主要な原子力プロジェクトのガバナンスの向上を追求する「エクセル計画」が開始され、進展した年であった（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。

（2）当グループの事業の概要

① 発電事業

電力使用量の増加が見込まれることを背景に、当グループは、エネルギー構成に占める原子力エネルギーおよび再生可能エネルギーの割合が高く、二酸化炭素排出量が最も少ない、世界最大級の発電所を有している。当グループは、フランス国内および世界各地で再生可能エネルギーの開発を大幅に加速し、2030年には60GW（純容量）を達成することを目標としている。また、当グループはEPRおよび小型モジュラー炉（SMR）の開発を通じて将来の原子力エネルギーに対しても備えている。

523.7TWh 発電	117.3GW 連結設備容量	34.8GW 再生可能エネルギーの 純容量	91% 脱炭素発電の割合(*)

(*) 燃料および発電手段のライフサイクル分析(LCA)を除く、発電に関わる直接的な二酸化炭素排出量。

発電所の優位性

当グループの発電所は、以下の重要な優位性を有する。

- ・ EDFの下流ポートフォリオの需要（最終顧客、代替供給業者への販売、卸売市場での販売等）を十分に賄うことのできる様々な発電手段。資産の様々な構成要素の利用は、随時最も可変コストの低い発電手段を優先させることによって管理される。
- ・ フランスでは56基（フェッセンハイムの2基の永久的な閉鎖後）、英国では15基の原子炉からなる標準化された原子力発電所
- ・ 世界各地におけるEPR型原子炉の建設、および中国におけるEPR2基の運転（中国において、EPR原子炉2基はTNPJVCにより運営されている。）
- ・ 原子力発電所の設計、運転および廃炉等のライフサイクル全体の管理
- ・ 発電所の技術的性能の向上および耐用年数の延長を目的とした取組みの実施
- ・ 原子力および水力発電施設が大部分を占めていることにより、二酸化炭素を排出せずに（燃料および発電手段のライフサイクル分析(LCA)を除く、発電に関わる直接的な二酸化炭素排出量）、91%（EUレベルでは93%）の発電が可能な発電所
- ・ 大陸平野部と半島（イタリア、スペインおよび英国）間の電力交換の中継点にあたる地理的な位置

フランス本土におけるEDFの発電所の構成および特性

2021年12月31日現在において、フランス本土（コルシカ島およびフランス海外県を除く。）の総設備容量は86.4GWであり、2021年のEDFの発電所の発電量は、フランス本土において413.1TWh（揚水発電に係る水力発電量を含む。）であった。

2021年12月31日現在、EDFの発電容量は主として以下のとおりである。

- ・ 900MWから1,500MWまでの発電容量を有し、平均運転年数が36年である、加圧水型原子炉（PWR）型の56基の原子力ユニット（「第2 3（2）①（i）（ロ）フランスにおける原子力発電」を参照。）
- ・ 稼働中の19基の火力発電ユニット（「第2 3（2）①（ii）フランス本土における火力発電」を参照。）
- ・ 水力発電ユニットは427基であり、その平均運転年数は（計算上）76年である（「第2 3（2）①（iii）（イ）フランスにおける水力発電」を参照。）。
- ・ 当グループの子会社のÉS、SHEMA Group、CERGAおよびRKI（ライン川流域、ドイツの電力会社であるEnBWと50%ずつの対等所有）、ならびにフランスおよびスイスの事業体であるChatelôtおよびEmossonを通じて所有するその他の水力発電所。これらの発電所は、2020年において合計で設備容量が約142MWであった。

（i）原子力発電

（イ）エクセル計画

2019年12月に発表され、2020年の春に最終的に開始された「エクセル」計画は、フランスの原子力産業が高水準の品質と卓越性を取り戻し、フランス、英国その他の国々において既存および将来の大規模プロジェクトを受注できるようにすることを目的としている。エクセル計画は、特にグラン・カレナージュ（Grand Carénage）および関連する維持管理作業等の、既存の原子力発電所プログラムにもメリットがある。

2020年10月、EDFグループおよび原子力業界は、25の公のコミットメントを、5つの優先作業分野にわたって発表した。エクセル計画のコミットメントのほとんどが、設定された目標を達成したか、またはそれを上回ることができた（EDFの2021年11月8日付プレスリリース「エクセル計画の中途段階で、EDFおよび原子力業界が2022年の具体的な成果および新たなコミットメントを発表」を参照。）。これらの成果は、計画の全分野に関わるものである。

- ・ 新規原子力プロジェクトのガバナンスは、主要プロジェクト検査機関の設立により強化された。
- ・ 技能の分野では、2021年4月に原子力産業大学（UMN）が設立され、刺激的な訓練が提供されるようになった。
- ・ エクセル計画では、「最初から正しい」製造の遵守を保証するために、業界と共同で12の規格が定義された。2022年には、EDFと供給業者との関係のバランスをとる、より分かりやすい契約が締結される予定である。このうち44社が、独自の「卓越した品質」計画を立ち上げており、したがって、Gifexを中心とする原子力部門全体が卓越性の追求に取り組んでいることになる。

- ・品質および安全性を確保する要素として、標準化と再現性が系統的に重視されている。このため、使用する機器を合理化し、実証済みのソリューションを優先するために、使用義務カタログが作成された。例えば、カタログに掲載されているバルブの数は10分の1になり、13,000種類から1,200種類に減少している。
- ・溶接計画では、最初から最後まで作業員の質を確保するよう努めている。コタンタン溶接訓練アカデミー（*Haute École de Formation Soudage du Cotentin*）（Hefais）は、Orano、Naval GroupおよびCMNとの提携により創設され、2022年9月に最初のクラスを迎える。

EDFおよび原子力産業全体は現在、「最高の産業基準を達成するために、成果を統合し、実施した行動を永続させる」というエクセル計画の第3段階に入っている。この成果を活かすという目標は、2022年半ばまでに達成すべき30のコミットメントに反映されており、そのうち3分の2は2021年のコミットメントを直接延長したものである。

これらのコミットメント全文は、すべて<https://www.edf.fr/plan-excell>から入手可能である。

（ロ） フランスにおける原子力発電

フランスにおけるEDFの原子力発電所による発電量は、2021年において、EDFの総発電量（揚水発電量を除く。）の88.6%であり、揚水発電量を含めると87.3%であった。

（a） フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営

EDFのPWRモデルは、発電可能電力により3系列に分類される。

- ・平均運転年数が39年、稼働中の32基からなる900MW系列（総発電容量29,010MW）
- ・平均運転年数が33年、稼働中の20基からなる1,300MW系列（総発電容量26,370MW）
- ・平均運転年数が21年、稼働中の4基からなる最新型のN4系列（総発電容量5,990MW）

合計56基がEDFの所有する18か所の施設で稼働中であり（2020年における、フェッセンハイムの900MWのユニット2基の永久的な閉鎖後）、2021年12月31日現在、これらの認可された合計容量は61,370MWである。平均使用年数が約36年であるEDFの原子力発電所は、世界中に設置された発電所と比較しておよそ平均水準である。

2021年末現在、これらのユニットの稼働時期および直近の10年点検（VD）の時期は以下のとおりである（EDFの第1世代設計の発電所は徐々に停止され、現在は廃炉にされつつある。フェッセンハイム発電所も、2020年に閉鎖された（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）C 原子力発電所の廃炉に関連する課題」を参照。））。）。

ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検	ユニット	稼働年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検
ビュジェ2	1979	2021	VD5	クリュアス3	1984	2014	VD4
ビュジェ3	1979	2013	VD4	クリュアス4	1985	2016	VD4
ビュジェ4	1979	2021	VD5	シノンB3	1987	2020	VD4
ビュジェ5	1980	2011	VD4進行中	シノンB4	1988	2020	VD4
ダンピエール1	1980	2011	VD4進行中	パリュエル1	1985	2016	VD4
グラヴリーヌ1	1980	2011	VD4進行中	パリュエル2	1985	2018	VD4
グラヴリーヌ2	1980	2013	VD4	パリュエル3	1986	2017	VD4
トリカスタン1	1980	2019	VD5	パリュエル4	1986	2019	VD4
トリカスタン2	1980	2021	VD5	サンタルバン1	1986	2017	VD4
ダンピエール2	1981	2012	VD4	フラマンビル1	1986	2018	VD4
ダンピエール3	1981	2013	VD4	サンタルバン2	1987	2018	VD4
ダンピエール4	1981	2014	VD4	フラマンビル2	1987	2020	VD4
トリカスタン3	1981	2012	VD4	カットノン1	1987	2016	VD4
トリカスタン4	1981	2014	VD4	カットノン2	1988	2018	VD4
グラヴリーヌ3	1981	2012	VD4	ノジャン1	1988	2019	VD4
グラヴリーヌ4	1981	2014	VD4	ベルヴィル1	1988	2021	VD4
ブライエ1	1981	2012	VD4	ベルヴィル2	1989	2019	VD4
ブライエ2	1983	2013	VD4	ノジャン2	1989	2020	VD4
ブライエ3	1983	2015	VD4	パンリー1	1990	2011	VD3進行中
ブライエ4	1983	2015	VD4	カットノン3	1991	2021	VD4

サンローラン1	1983	2015	VD4	ゴルフシュ1	1991	2012	VD3
サンローラン2	1983	2013	VD4	カットノン4	1992	2013	VD3
シノンB1	1984	2013	VD4	パンリー2	1992	2014	VD3
クリュアス1	1984	2015	VD4	ゴルフシュ2	1994	2014	VD3
シノンB2	1984	2016	VD4	ショーB1	2000	2020	VD3
クリュアス2	1984	2018	VD4	ショーB2	2000	2019	VD3
グラヴリーヌ5	1985	2017	VD4	シボー1	2002	2011	VD2進行中
グラヴリーヌ6	1985	2018	VD4	シボー2	2002	2012	VD2

- ・2021年末現在、稼働中の900MWの全ユニットが3回目の10年点検を受けた。2019年には、1件目の4回目の10年点検がトリカスタン1において成功裏に実施された。2件目は、2020年にビュジェ2において実施され、2021年初めに完了した。2021年、900MWの4回目の10年点検は、トリカスタン2、ビュジェ4およびダンピエール1において継続された（2022年2月に完了した。）。2021年に開始されたビュジェ5およびグラヴリーヌ1の4回目の10年点検は、2022年初めに完了する。
- ・1,300MWの発電所については、3回目の10年点検が15件実施され（2021年のベルヴィル1およびカットノン3を含む。）、そのうち1件の3回目の10年点検は、2021年末時点においても進行中であり（パンリー1）、4件の点検はまだ実施されていない。
- ・N4系列では、2回目の10年点検がショー1およびショー2の2件実施され、シボー1における2回目の10年点検は進行中であり、シボー2は依然として保留中である。

規制上の通知

基礎原子力施設（BNF）に適用される規制

BNFの建設は、フランス環境法に規定される手続きが完了した後、原子力安全当局（ASN）と協議後にフランスの首相が公布した命令によって、また原子力安全担当大臣が作成した報告書に基づいて、許認可がなされる。BNFの稼働開始に係る許認可は、フランス環境法に規定される手続きが完了した後にASNにより付与される。基礎原子力施設に適用される一般的な規則は、その他の問題の中でも、公共の安全、健康、公衆衛生、自然および環境の保護（保護利益）を優先する。

発電割当契約

1970年代から1980年代にかけて、EDFは、欧州の原子力産業の事業者との間に、EDFのフランスの原子力発電所のユニットを背景とした発電割当契約の締結によって、工業的な協力関係を構築してきた。

2021年12月31日現在、EDFの発電所には、以下の欧州のエネルギー会社との契約に関与する10基の発電ユニット（最大1GW）が存在する。

- ・EnBW（5%）と共同所有するカットノン1－2
- ・Électricité de Laufenbourg (Axpo Group)（17.5%）と共同所有するビュジェ2－3
- ・Electrabel (ENGIE Group)（12.5%）と共同所有するトリカスタン1－4
- ・EDFのベルギーの子会社であるLuminus（3.3%）と共同所有するショーB1－B2

これらの発電割当契約の目的は、建設費用、年間営業コスト（上流および下流燃料コストを含む。）、地方税および原子力エネルギーに課税される特別税ならびに廃炉関連費用を共同負担する見返りに、各パートナーが実際に発電された電力のそれぞれの割当分（それぞれに割り当てられた容量の割合に基づく。）を利用できるようにすることである。これらの取引において、パートナーは発電所の開発において、産業上のリスクをEDFと共有し、発電所の現在の操業に関連するリスクを負う。一方で、パートナーは操業上の役割は担わない。

さらに、EDFは、発電所のプールに関連する第2のタイプの発電割当契約（合計でおよそ2GW）に調印し、これによりEDFはそのパートナーが関連するユニットについてパートナーのために確保された容量の割当てに適用される、標準的な発電所のすべてまたは一部の稼働率の水準により定められる発電量の割当てを得ることを可能にした。かかる契約は主に以下の発電所に関係する。

- ・ショーB1－B2（最新型N4系列）について、Electrabel（21.7%）
- ・カットノン3－4について、Électricité de Laufenbourg（7.8%）およびスイスの電力会社グループであるCNP（21.8%）

原子力発電所の操業

原子力発電とは、その可変コスト、主に燃料関連コストが営業コスト（営業コストとは、以下のとおり規定される。燃料コスト（燃料サイクルにおける下流部門費用を含む。）、営業費用（購入費用、外部サービス費用および従業員費用）ならびに

維持管理コスト（費用および投資）。建設関連の投資または廃炉費用は含まない。）の30%未満と低い数値を示す発電方法である。したがって、この運転の段階において原子力発電所の競争力のある入れを図るには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび維持管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルの入れに関しては、「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）A 核燃料サイクルおよび関連する問題」に述べる。

発電サイクルおよび計画的な供給停止

EDFは、気温に対して非常に敏感であるフランスの季節ごとの大幅な消費変動および整備資材の入手可能性ならびに原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整しなければならない。このため、EDFは、発電所に12か月および18か月の発電サイクルを採用しており、2021年末現在の区分は以下のとおりである。

- ・28基の900MW系列の運転サイクルは約12か月である。
- ・4基の900MW系列、20基の1,300MW系列、および4基のN4系列（1,450MW）の運転サイクルは約18か月である。

これらの運転サイクルの終わりに、炉心に搭載された燃料の一部を交換し、維持管理を行うために、供給停止期間が計画されている。各発電サイクルの終了時に、以下の2種類の計画的な供給停止が交互に行われる。

- ・燃料交換のための通常の操業停止。その標準的な期間は約40日間である。使用済燃料の排出および新しい燃料との交換が主要な作業である。また、このタイプの停止期間には、維持管理または定期的な検査が行われる場合もある。
- ・標準的な期間（標準的な期間は、供給停止の種類ごとの最適化された現実的な言及に基づく期間を表している。）が約85日間の部分点検。これは、燃料交換および維持管理に特化した点検である。

10年ごとに、10年点検（環境法第L.593-18条に基づく。）の実施のために、発電所は平均で180日間の期間中（特殊な場合または極端な場合を除く「正常な」期間）停止される。かかる期間の長さは、作業および維持管理プログラムならびに関連する系列によって異なる。

10年点検のプログラムの内容には以下が含まれる。

- ・操業停止の場合と同様に行う、使用済燃料の排出および新しい燃料の補給
- ・一次冷却システムの水力テスト、格納容器の漏洩テスト、原子炉圧力容器の検査作業
- ・10年間の安全性再評価に伴う改良作業
- ・特に主要な部品の修理および交換を含むその他特定の維持管理業務

各10年点検の終了時に、ASNは原子炉の再稼働に合意する必要があると、関連する技術面での提言を行う場合がある。

規制上の通知

原子力安全当局（ASN）

原子力安全当局（ASN）は、フランスにおける原子力の安全性の管理および放射線防護ならびにこれらの事項についての情報公開に貢献する、独立した監督機関である。

ASNの活動は、以下の任務を中心に行われている。

- ・法案の作成、命令案および省令案に関する政府への意見の提供ならびに技術的な性質を持つ規制ルール作成に対する貢献。
- ・基礎原子力施設（BNF）に関するすべての個別の許認可申請の検討。ASNは、建設および廃炉等の主要な基礎原子力施設の許認可以外の許認可を付与する。
- ・特に（発電所の継続的な運転に義務付けられている）通常のコンプライアンス・チェックおよび安全性の検査の際に行われる、規制上の計画に沿って抜き打ちで実施される現場での施設の点検。
- ・フランスにおける原子力の安全性および放射線防護の状況についての情報公開。
- ・最後に、ASNは緊急時において、事業者による設置作業の実施を確実にするために、操業の管理を行う。ASNは状況について情報公開を行い、政府を支援する。具体的にASNは、市民の安全性に関する措置について、関係当局に勧告を行う。

EDFの原子力発電所の操業

可変コストが低いため、原子力発電資源は、河流水力およびその他の不可避の再生可能エネルギー、ならびに分散型エネルギー事業者からの購入義務に基づいて購入したエネルギーに続くベースロード発電として第一に使用される資源である。1年間（夏冬、昼夜を問わず）のエネルギー消費量の変動および国境地帯での相互接続が限定されていることに起因して現状では制約されている卸売市場の流動性によって、原子力はミッドメリット発電にも使用されることとなった。フランスの季節ごとの大幅な消費変動および冬季の消費レベルの大きな変動のため、計画的な原子力発電所の操業停止は、4月から10月の間に集中させることが必要になる。

発電および技術的実績

2021年の原子力発電所による発電量は360.7TWhであって、2020年の発電量から25.3TWhの増加であった。2021年の発電量が2020年と比較して増加したのは、特に以下の要因によるものである。

- ・発電所の稼働率の上昇
- ・天候の好転による「環境」ロスの減少
- ・市場価格が高かったことによる発電所の調整の減少

さらに、2020年に決定された延期に続いて、2021年にはCOVID-19の健康危機により、計画的な供給停止の件数が増加した。

2021年の発電量に影響を与えた主な事象は以下のとおりである。

- ・ショー2原子炉の燃料集合体で剥離現象が発見されたこと。この現象は、M5と呼ばれる集合体の被覆の加速酸化によるもので、このユニットの推定発電損失は5.4TWhであった。これは他の原子炉に影響し（発電に影響を与えることなく）特別な点検を必要とした。
- ・フラマンビル1が引き続き稼働しなかったことにより、3.9TWhの損失が生じたこと
- ・ショー1における原子炉容器ヘッドでの作業のための予定外の供給停止が2021年も継続したことにより、2.2TWhの発電損失が生じたこと
- ・シボー1の10年点検において、SIS（安全注入系（SIS）は、事故発生時に原子炉を冷却するためのバックアップシステムである。）回路に応力腐食の証拠が発見されたことにより、シボー2（2021年11月）、ショー1（2021年12月）およびショー2（2021年12月）の原子炉が操業停止したこと。これらの予定外の供給停止は、2021年に合計2.5TWhの影響を及ぼした。ユニットの操業停止に関しては、パフォーマンスは依然として目標値を下回っている。クリュアス1（VP）、シボー2（VP）、グラヴリーヌ4（VP）、サンローランB1（VP）、ゴルフシュ2（VP）およびカットノン2（ASR）など、複数の原子炉で60日を超える超過が発生した。しかしながら、原子炉1号機の部分点検を当初の予定より25日早く実施したトリカスタンのパフォーマンスは注目に値する。

スタート2025変革プログラムは、ユニットの供給停止の産業的コントロールおよびその長期的パフォーマンスの向上を目指す複数年計画である。

年間のエネルギーとして示される原子力発電は、フランスの原子力発電所については「Kp」という負荷率（理論上の最大エネルギー、すなわち設備容量が1年を通して常に稼働された場合の発電エネルギーに対する発電されたエネルギーの比率と定義される。）に相当する。当該比率は、2つの係数を掛け合わせることで得られる（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

- ・稼働率（Kd）（理論上の最大エネルギー、すなわち設備容量が1年を通して常に稼働された場合の発電エネルギーに対する利用可能エネルギー（利用可能エネルギーは、計画的な供給停止、故障によるまたは安全上必要な計画外の供給停止および規制点検の実施といった発電所固有の技術的理由による発電量の損失を除いた理論上の最大のエネルギーに等しい。）の比率）。Kdは、供給停止期間によって左右されるため、標準的な期間および実施される行動プログラムにより影響を受ける。
- ・利用率（Ku）（利用可能エネルギーに対する発電されたエネルギーの比率）。Ku係数は、環境上、規制上および社会上の制約、システム・サービスの供給およびEDFにより実施される（燃料および調整における）最適化を反映する。

2021年において、Kp係数は2020年（61.6%）から増加して67%となった。これは、Kdが2020年（71.9%）から増加して72.9%であったこと、またKuも2020年（85.7%）から増加して92.2%であったことの結果である。

複数の原子炉で応力腐食の証拠を検出

シボー1の10年点検においてSIS回路に応力腐食の証拠が発見されたことを受けて、シボー2（2021年11月）、ショー1（2021年12月）およびショー2（2021年12月）の原子炉の操業停止が決定された（EDFの2021年12月15日付プレスリリース「シボー原子力発電所およびショー原子力発電所の原子炉：安全系配管部品の交換および予防点検」を参照。）。これらの原子炉に対して実施された検査でも、同様の証拠が発見された。パンリーの原子炉1号機（1,300MW系列）の10年点検の際、予防的維持管理点検により、SIS回路に同様の証拠が発見された（EDFの2022年1月13日付プレスリリース「EDF、2022年のフランスにおける原子力発電量の予測を更新」を参照。）。

EDFは、原子力発電所の原子炉56基における過去10年間の供給停止プログラムにおいて実施された非破壊検査の結果および最新の研究所評価の結果を分析し、点検を実施する原子炉の優先順位リストを作成した。

- ・計画的な供給停止期間中：ビュジェ3、フラマンビル1およびフラマンビル2
- ・特定の供給停止期間中：シノン3、カットノン3およびビュジェ4

さらに、EDFは、複数の1,300MWおよび900MWの原子炉の維持管理のための計画的な供給停止時および燃料交換のための供給停止時に、2022年末までに実施することを目的とした原子力発電所全体の点検計画の策定を続けている。EDFは、この現象に関する知識を深めるための調査を続けており、亀裂の深さを測定できる新たな超音波検査手段の開発に着手している。EDFは、2022年9月から2023年末まで、これらの新たな手段で原子炉を検査する。

原子力安全当局とは技術交流を続けており、定期的に点検結果や専門家による報告の連絡を行っている。

2022年3月17日現在、当グループは、応力腐食の証拠および検討された是正措置に関して、フランス原子力安全当局による調査の結果を待っている。

応力腐食現象が懸念される配管の点検および補修の計画は、原子力発電の観点からは大きなリスクとなる。これを受けて、当グループは、2022年および2023年の原子力発電量の予測を見直した（2022年2月7日付および2022年2月11日付のEDFのプレスリリースを参照。）。現時点では、当グループは、2023年以降の影響について分析できる状況にはない。

当社グループが直面しているこのリスクについては、「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守」に記載されている。

（b）環境、原子力の安全性および放射線防護

環境、原子力の安全性および放射線防護に関連するリスクについては、「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5 C：運転中の原子力安全違反による原子力民事責任」に記載されている。

環境保護

EDFの環境手続は数か所の発電所について2002年に開始され、その後すべての原子力発電所へ拡大された。これは、ISO 14001認証のSME環境管理システムに沿ったものである。

燃料サイクルの下流部門における放射性廃棄物処理および廃炉処理の詳細は、それぞれ「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）A 核燃料サイクルおよび関連する問題」および「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）C 原子力発電所の廃炉に関連する課題」を参照のこと。

継続的な原子力安全対策

EDFは原子力事業者として、その能力の範囲内で原子力の安全性に対して責任を負い、急激に変化する枠組み内（市場競争力、環境問題、欧州の連携等）で、事故防止および事故による影響を制限することを通し、とりわけ人および環境の健康の保護を最優先事項として、原子力の安全性を再確認する。フランスの原子力発電プログラムの実施により、EDFが確立した安全性対策は以下のとおりである。

- ・設計段階から、設備の実際の操業から生じるものか内的または外的要因により生じるものかにかかわらず、発電所の稼働時に発生しうるリスクを考慮する。
- ・厳格な稼働規則の適用および真の安全性の文化の確立による技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基礎とする。
- ・標準設備に関する経験の集積を基礎とする。
- ・自動的操業停止の回数を減らすための持続的な努力によって特に体现されている、継続的な改善への取り組みを組み入れ、促進する。
- ・故障の発生を見越し、設備の良好な稼働を維持し、継続的に装置を開発し、安全マージンを再評価しおよび技術の進歩を監視するために、当グループ内の統合された原子力エンジニアリングおよび研究開発を活用するとともに、より効率的な新しい技術を実施し、また廃炉されている敷地における作業を管理する。
- ・技術の発展に強く依存しており、この目標の下、各原子力発電所は、いかなる状況にも対応するために、訓練に使用するシミュレーション装置を備えている。

規制上の通知

原子力分野の透明性

フランス環境法第L.125-10条以下には、市民が信頼できるアクセス可能な情報を知る権利を保証することを目的として、原子力分野の情報を知る権利に関する特定の規定が盛り込まれている。特に基礎原子力施設の事業者は、施設の操業に伴って生じた、フランス環境法第L.593-1条において言及される利益（すなわち市民の健康および安全性ならびに／または自然および環境の保護）を害する可能性のある事故および事象を申告し、かかる申告をASNおよび関連監督機関に対して速やかに行わなければならない。

また、その他の当局も原子力分野の透明性に貢献している。かかる当局には、原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会（*Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire* またはHCTISN）ならびに1つまたは複数の基礎原子力施設を抱える発電所に対して組織された地域の情報委員会が含まれる。

制御システム

原子力の安全性は内的小および外的な数多くの制御を受ける。

- ・例えば、4年に一度、EDFは、各原子力ユニット（すなわち、原子力発電所）に対して、3週間にわたって約30人の調査官が関与する総合的な安全性評価を行う。また、EDFの会長兼CEOに直属し、会長兼CEOにより指名された原子力安全・放射線防護総括監査官は、原子力産業の従業員と話し合いを行い、毎年原子力発電所の総合的な安全性に係る意見を表明し、当社の経営陣に改善策の提案を行う。EDFの尽力により、（20年間で4倍の割合で）近年の自動的操業停止の年間平均数を減少させることができた。2021年における件数は、原子力発電所全体で27回となった。
- ・フランス国内では、安全性はASNによって以下のとおり制御されている。
 - －ASNが実施する、予定されたまたは抜き打ちの施設の点検。2021年にはEDFのすべての原子力施設において26件の国家点検を含む515件の点検が実施された（2020年は、6件の国家点検を含む463件）。
 - －原子力発電所における適用規則の遵守を強化し、またかかる発電所が「保護利益」（公衆の安全、健康および衛生の保護、ならびに自然および環境の保全）に及ぼしうるリスクおよび不利益の評価を更新するための定期的な（10年）再検査プロセス。このために、原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則（安全基準）が考慮される。10年点検が終了すると、事業者は、ASNに対して定期点検の結果を含む報告書を送付する。この報告書において、事業者は、施設の規制遵守に関する見解、および特定された齟齬を修正するため、または施設の安全性を向上させるために行った修正について記載する。ASNは、報告書の分析結果を原子力安全担当大臣に提出し、事業者に対する追加的な義務を定めることができる。ASNに対する規制上の通知については、「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。定期点検は、発電所の稼働を継続する重要なステップである（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に関する重要な課題」を参照。）。
- ・国際レベルでは、定期検査が実施され、世界中の経験を共有することが可能である。
 - －IAEA（国際原子力機関）のOSART（運転管理評価チーム）は、フランス政府の要請に基づき、推奨事項を作成し、成功事例を促進するために調査を実施している。2021年には、2件のOSARTが実施された（パリュエルおよびベルヴィル）。
 - －WANO（世界原子力事業者協会）が実施する国際的な「ピア・レビュー」調査が、国際的に最善の業務慣行に照らした安全実績の評価を行うためにEDFの要請で組織された。2021年には、2件のフォローアップ（ピア・レビュー監査で出された勧告（監査報告書に詳述される。）に関連するフォローアップ・ミッション）のミッション（ビュジェおよびダンピエール）、ならびに5件のピア・レビュー（シノン、フラマンビル、カットノン、サンタルバンおよびブライエ）が実施された。

警告システム

事故の際に、環境や人への影響を抑え、施設の安全性を確保するための危機管理計画が策定されている。この危機管理システムは、以下の2つの密接に連携する計画に依拠しており、地方と国の両方で利用されるように設定されている。

- ・EDFが作成した、各原子力施設のための内部緊急時計画
- ・フランス州政府がフランス政府およびEDFと協力して作成した特別介入計画

さらなる効率性を提供するために、かかる計画は特に外的リスク（洪水等）および内的リスク（火災等）をも想定している。人々に警告し、情報提供し、人々を保護するシステムの妥当性は、事故シミュレーション実習を通じて、定期的に評価される。毎年、フランスのすべての原子力発電所において、約100回の実習が、すなわちほぼ3日に一度の割合で、実施される。約10回の実習が、ASNの管理の下、全国レベルで行われ、EDFおよび公的機関（具体的には、州政府）も関わる。2021年には、14回の全国レベルの実習が開催された（CGNの事業者（中国）およびESKOM（南アフリカ）を支援する実習を含む。）。

2011年3月の福島第一原子力発電所事故を受けた初期的分析の後、EDFは、大きな問題の生じた敷地に対する物質的支援および人的支援を迅速に提供することを可能にする全国的なチームとともに、危機管理組織を補完することを決定した。原子力事故即応部隊（FARN）と呼ばれるこのシステムは、シボー、パリュエル、ダンピエールおよびビュジェに所在する拠点において、多くのシミュレーション実習を実施し、問題の生じている施設のユニットに送ることができる。FARNは、1つの施設において6つのユニットへ同時に対応することが可能である。

安全性に関する重大事象

原子力施設の運転時の安全性は、当初の設計段階から考慮され、従業員のモチベーション向上のための方針および大規模な投資プログラムの実施とともに定期的に監視されている。

ASNが定める基準により特に重要とされる齟齬は「特定事象」と呼ばれる。原子力事業者による重要事象の検知は、事象および事故の防止に重要な役割を果たす。規則では、フランス環境法第L.593-1条において言及される利益を保護するために、すべての原子力事業者がASNに重要事象を申告することが義務付けられている。各事象は、それが重要であるかどうかを判断するために発電所のチームによって分析され、独立した安全性審査部門もまた独立した評価を提供する。

安全性に関わるこれらの事象は「SSE」と呼ばれている。この申告プロセスは、原子力の安全性、放射線防護および透明性を向上させるための継続的な取組みの一環である。その目的は、特にこれらの事象の分析を可能にし、事象または事象のリスクの事後評価を容易にし、予防の分野における事業所または活動部門の慣行を改善することにある。

原子力事業者および核物質輸送者は、遅くとも48営業時間以内に、INES尺度（国際原子力事象評価尺度）（7を最も深刻な事象とする、1から7で分類される尺度）を用いた分類案とともに、すべての重要事象をASNに申告しなければならない。原子力の安全上重大でない事象は「レベル0」と申告される。ASNは、最終的な分類の決定に責任を負う。INES尺度を使用することで、ASNは、発生したすべての重要事象の中から、ASNが伝達すべき十分な重要性を持つ事象を選択することができる。

1987年にフランスでこの尺度が設定されて以来、フランスの原子力発電所において、INES尺度レベル3（極めて少量の外部放出および規制限度のごく一部の公衆被曝の影響があるとされる重大な異常事象）以上の事象は発生していない。2021年、EDFは、フランスにおいて、2020年に申告された745件から増加し、752件の重大安全性事象（SSE）を申告した。INES尺度レベル2のSSEはなく（2020年は1件）、INES尺度レベル1のSSEは79件（2020年は91件）が申告された。

さらに、当グループの原子力安全方針は、EDFおよびそのサービス提供業者の従業員が受講を義務付けられている訓練コースの不可欠な部分となっている。各従業員は、初期訓練を数か月間（重要な職務（安全管理技術者、操作員等）については最大24か月間）受講した後、事業ラインおよび事業分野に応じて、年に1回、2年に1回および3年に1回の必須の再訓練コースを受講することが義務付けられている。

2021年の原子力の安全性の詳しい結果は、原子力安全総括監査官が作成する年報に発表され、インターネット上で入手可能である（例えば、2020年の報告は、<https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/Notes%20d%27information/rapport-2020-fr-v08b-web.pdf>で入手可能である。）。

放射線防護

様々な当事者の動員により、線量レベルの継続的な改善（施設のクリーンさ、時間または距離のガイドラインの遵守、素材の改善、鉛製スクリーンの最適な設置等）が可能となった。したがって、EDFおよび発電所に関わる外部の企業の両方のすべての従業員の年間平均集団線量は、10年未満で半分となっている。2021年、平均集団線量は、原子炉1基当たり0.71人・シーベルトである。個人の平均線量（EDFおよび請負業者）は1 mSv未満（0.96 mSv）を維持した。1時間当たりの線量は年間を通じて安定しており、管理区域内での作業1時間当たりの線量は5.8 μSvで、発電所においてこれまでで2番目に低い値を達成した。

EDFは、稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量を増加させつつ集団線量を制限するために、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）方針を積極的に実施している。EDFはさらに、放射線被曝を、12か月の周期で体全体で20 mSvという規制限度を下回るまで下げる努力を続けている。その結果、2021年および12か月の周期を通して、関係者（EDFの従業員および請負業者）のうち14 mSvを超える個人線量に晒された者はいなかった。

今後は、既に達成したレベルを考慮して、発電所の回路の洗浄に、取組みを集中させる。

規制上の通知

放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人が電離放射線に晒されるリスクがある原子力事業は、防護されるべき個人の分類により、2つの異なる規則によって規制される。

かかる放射線に対する市民の基本的防護に関する規制は、フランス公衆衛生法によって統制され、主に、すべての原子力事業を申告、登録または許認可に服させることによってなされる。基礎原子力施設設立のための許認可は、フランス公衆衛生法において義務付けられている許認可の役割を果たす。フランス公衆衛生法第R.1333-11条は、一般市民については年間最大被曝線量を1 mSvと規定している。

電離放射線の危険からの従業員保護に関するフランスの規制は、フランス労働法によって統制され、被曝する可能性が高い従業員の雇用主の様々な義務について規定している。

(c) 原子力事業に関連する課題

A 核燃料サイクルおよび関連する問題

核燃料サイクルに関連するリスクについては、「第3 2 (2) ⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5 D：燃料サイクルの管理」に記載されている。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電のための燃料の供給、その後の燃料の搬出および処理を可能にする、フランス国内外の発電工程のすべてを含む。

当該サイクルは、以下の3段階で構成される。

- ・フロントエンド（上流部門）：ウラン鉱からの濃縮物の購入、フッ素化（または転換）ならびに燃料の濃縮および製造に相当する。

- ・原子炉内での燃料使用における中核サイクル：受領、搭載、操業および排出。燃料は原子炉内に4年から5年留まる。
- ・フランス国内の原子力発電所におけるバックエンド（下流部門）：中間プール貯蔵、使用済燃料の再処理、放射性廃棄物の調整、再使用可能な原料のリサイクル、および貯蔵前における処理廃棄物の中間貯蔵

EDFは、燃料サイクルのすべての業務を調整する。一般的に、上流部門および下流部門の業務は、複数年契約に基づき、通常は請負業者または供給業者により行われている。EDFは、原材料の大部分をウラン濃縮物（ U_3O_8 ）として取得しており、その精巧な製品への転換（フッ素化、濃縮および製造）は産業事業者がサービス契約に基づき実施する。EDFは中核サイクルの業務を提供している。EDFはほとんどの場合において所有者であり、サイクルのあらゆる工程を通じて使用する燃料および原料について責任を負う。

上流部門

EDFは、フランスおよび英国における原子炉への供給の継続性および安全性を確保するため、契約のポートフォリオおよび燃料サイクルのフロントエンドの様々な段階において備蓄する（天然ウラン、フッ素化および濃縮化された、または濃縮化されないウランならびに貯蔵されている未使用集合体）ことによりサイクルの各段階の業務を全体で統括している。Oranoは、サイクルのこの段階における重要な供給業者である。

天然ウランの供給

EDFに対するウラン供給は、供給業者および資源の多様化政策を採用している最長20年間の長期契約により保証されている。天然ウラン供給のポートフォリオ契約の指数化方程式には、固定価格（基準価格（インフレを問わない。））および変動価格（市場価格指数に従って指数化される。）が含まれ、最低価格および最高価格により制限される場合がある。その結果、天然ウランの供給コストに対する市場価格の変動による影響は限定的である。必要に応じて、当グループはそのウラン供給のための為替ヘッジ戦略を実施する。

EDFはかかる分野の全体的な進展に貢献するために、採鉱における成功事例が確実に実施されるよう取り組んでいる。2011年以降、EDFは世界原子力協会（WNA）と協力して生み出した方法に基づいた鉱山の監査（2年から3年）を実施している。

フッ素化（または転換）

EDFの需要は、フランスのOrano、ならびにカナダのCameco、米国のConverdynおよびロシアのTenex等国外における他の生産業者により満たされている。

天然ウランのウラン235への濃縮

EDFの濃縮物需要は、Orano（フランス）、Urenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）ならびにTenex（ロシア）といった世界の濃縮業者から、主に固定価格契約により確保されている。

再濃縮ウラン

1990年代以降、再処理によって、使用済燃料の処理からウランを原子炉自体の中でリサイクルすることが可能となった。ウランは使用済燃料の質量の約95%を占める。2013年、再処理は、新たな産業構造が利用可能となるまで停止された。2018年、取締役会は、強固で競争力を有しかつ効率的な部門の再開を承認した。集合体の初装荷は、技術的変更の実施および安全当局から必要な許可を取得することを条件として、2023年に予定されている。2018年に、対応する契約が各供給業者との間で締結された。当該部門の再開の効力発生まで、再処理ウランは安定した状態で貯蔵されている。

再濃縮ウラン燃料の1,300MWe原子炉への装荷を可能にする産業変化を含む、1,300MWe系列の50年間の運転（2021年6月30日現在の財務書類に反映されている。）、およびこの部門の回復にとって重要な産業上の中間目標（特に、2021年度下半期のTENEX残留物ガラス固化プラントの稼働）の達成は、産業回復に向けたすべての産業上、規制上および経済上の条件が現在満たされていることを裏付けるものである。

燃料集合体製造

EDFは2つの燃料集合体供給元を有する。1つはFramatomeの子会社を通じた内部供給元であり、もう1つは外部供給元（主要な外部供給元はWestinghouse）である。

ヒンクリー・ポイント（英国）におけるEDFの原子炉2基の燃料供給

2016年9月、EDF、OranoおよびFramatomeは、ウラン供給、転換および濃縮に係るサービスの提供ならびにヒンクリー・ポイントCの原子炉の燃料供給のための集合体製造について規定する契約を締結した。

下流部門

下流部門の燃料サイクルに関連するリスクについては、「第3 2 (2) ⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力」および「5 D：燃料サイクルの管理」に記載されている。

規制上の通知

廃棄物の生産者として、EDFは、使用済燃料がどうなるか、その処理がどのように行われるか、またそれに伴う廃棄物について、責任転嫁の可能性や時間の制限なく、これに対しての責任を負っている。Oranoは、使用済燃料の処理に対して責任を負い、ANDRAは、フランス環境法第L.542-12条に従い、最終廃棄物の長期的な貯蔵管理に対して責任を負う。

放射性廃棄物および非放射性廃棄物の管理は、フランス環境法第L.541-1条以下に準拠する。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

核燃料サイクルに関して、EDFは、フランス政府と合意の上、使用済燃料を処理し、可能な限りこの処理において MO_x 燃料の形態に分離されたプルトニウム等の物質をリサイクルする戦略を現在行っている。取扱量は、 MO_x 燃料を積載することのできる原子炉におけるリサイクル可能なプルトニウムの量によって決定される（「同等流量」の法則）。フランスの発電所における原子力ユニットのリサイクル能力では、年間で約1,100トンの使用済燃料の処理が可能である。

処理前の使用済燃料は、まずは発電所のプール、その後はラアグにあるOranoの再処理工場のプールにおいて、冷却プールの水中に一時的に貯蔵される。世紀単位の期間にわたって安全に貯蔵されることが、貯蔵条件として定められている。使用済濃縮天然ウラン燃料が原子炉から排出されてから約10年後、廃棄物からリサイクルできる物質を分離するために、使用済濃縮天然ウラン燃料の処理が行われる。廃棄物はその後調整され、ラアグの敷地の特定の施設において貯蔵される。

使用済燃料の輸送、処理およびリサイクルに関する2008年から2040年までの期間のEDFとOranoとの関係は、2008年12月19日に締結された枠組み合意により構築された。2016年2月、EDFとOranoは、2016年から2023年の期間を対象とした実施契約および関連する MO_x 集合体の供給契約を締結した。

さらに、現在、EDFは、原子力発電所における貯蔵需要を見越して、大規模な使用済燃料貯蔵プールの設計に着手している。これにより、APECの貯蔵プール（クレイ・マルヴィル発電所の使用済燃料貯蔵プール）において、第3世代加圧水型原子炉におけるマルチ・リサイクリングまたは第4世代原子炉（Gen IV）におけるリサイクリングを待って貯蔵されている、PWRおよびスーパーフェニックス高速中性子炉の燃料集合体からの使用済 MO_x 燃料およびERU燃料の長期貯蔵（約100年）が可能になる。

追加の貯蔵容量の必要性および水中貯蔵ソリューションの妥当性は、CNDP（「*Commission nationale du débat public*」、すなわちフランス公開討議委員会）によって開催された公開討議会（2019年4月17日から2019年9月25日まで）の結論で確認された。エコロジー移行省およびASNは、2020年2月21日に結論を発表し、特に「集中型の中貯蔵施設を追加設置するための継続的作業」に言及した。

この公開討議および2019年7月23日にASNが安全オプション・ファイル（DOS）に対して出した肯定的意見を受けて、EDFは現在、プロジェクトを推進するために必要な基盤を得ている。

EDFは、Oranoの敷地周辺にあるラアグ（マンシュ県）の施設について、公開協議のプロセスを開始した。2021年3月3日、EDFが2021年初めに諮問したCNDPは、このプロジェクトを予備協議の対象とすることを決定し、当該予備協議は2021年11月22日に開始した。EDFからの提案を受けて、CNDPは2022年2月3日、マンシュ地方および協議中に提起された問題をより深くカバーする詳細な協議手続を策定し、その準備に必要な時間を確保するために、ウェブサイト（debatpublic.fr）において予備協議を中断した。この決定は、市民、選出役員および団体との間でのプロジェクトに関する開かれた対話を促進することを目的としたEDFのアプローチに沿ったものである。予備協議は2022年6月20日に再開され、2022年春に定められる手続に従って、選挙後の2022年7月8日まで継続される。この協議は、EDFが2034年の稼働を視野に入れた施設建設の認可申請書類を提出するための前提条件となるものである。

1.25十億ユーロ（2020年）と見積もられる同施設の建設費用は、グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）計画の財務軌道に含まれている。

使用済燃料の貯蔵に柔軟性を持たせるため、OranoはEDFの要請を受けて、ラアグの既存プールの高密度化を可能にする技術を開発し、フランスで初めて、使用済燃料の乾式貯蔵の可能性を調査している。ラアグのプールの高密度化プロジェクトに関する安全オプション・ファイルはIRSN（*IRSN: Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire*（フランス放射線防護原子力安全研究所））によって評価され、2021年5月28日にこのプロジェクトで選択された安全オプションは適切であるとの意見が出された。乾式貯蔵および高密度化のシナリオのための引当金は確保されている。

調整後の最終放射性廃棄物の貯蔵

放射性廃棄物は、その特性、放射能のレベルおよび放射性核種の成分の寿命により、高レベル廃棄物（HLW）から低レベル廃棄物（LLW）および中レベル廃棄物（ILW）を経て極低レベル廃棄物（VLLW）までの異なるカテゴリーに分類される。廃棄物は、その放射能が活発な期間が31年超の場合は長寿命（LL）と呼ばれる。

高レベル廃棄物および中レベル廃棄物（ILW-LL）

使用済燃料の処理により、HLWのガラス固化が可能となり、ガラス固化により廃棄物の体積は減少し、高い技術での貯蔵が保証される。例えば、旧発電所の操業および現行のPWR施設における50年間の操業から排出され、この方法で発生したHLWの体積は、全部で約9,300立方メートルとなる（百万人当たりの年間電力消費量から、約3立方メートルのHLWが発生する。）。

ILW-LLは、使用済燃料の処理中に分離される燃料集合体の構造物（シェル、ノズル、クラッドの破片等）により構成される。これらは現在、ステンレス鋼製の容器の中に圧縮され、格納されている。ILW-LLは、特定の操業、維持管理および解体作業からも発生する。例えば、発電所の耐用年数としての50年間および解体作業を考慮した、特に天然ウラン黒鉛ガスの原子炉を含む閉鎖済施設の操業および廃炉作業から発生した廃棄物ならびに現行のPWR施設から発生した廃棄物を含むILW-LLの総体積は、約37,000立方メートルとなる。ILW-LLは、HLWと比較して熱を発生させないことから、迅速な貯蔵に適している。

・Cigéoプロジェクト

使用済燃料の再処理から得られたHLWおよびILW-LLは、ANDRAの*Centre industriel de stockage géologique*（Cigéo）プロジェクトの一環として現在想定されている深い地層中での貯蔵を待つ間、ラアグに所在するOranoの専用施設において一時的に貯蔵される。Cigéoプロジェクトもまた、ILWおよびHLWの放射性廃棄物のためのフランスの深地層貯蔵施設計画である。これは、フランスにおけるすべての（廃炉になるまでの）原子力施設および原子力発電所の使用済燃料の処理から生じる高レベル放射性廃棄物および長寿命廃棄物を貯蔵するよう設計されている。15年間に及ぶ研究、評価および公開討議を経て、放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号により、将来世代に負担を負わせることなくこの種類の廃棄物を管理するための安全な長期的な解決方法として、深地層貯蔵の方針が採用された。

当該施設はフランス東部、ムーズ県とオート・マルヌ県との間の県境に設置される予定である。Cigéoは、廃棄物パッケージの受入れおよび準備ならびに地下施設の掘削作業および建設作業に利用される地上施設によって構成される。廃棄物は、約500メートルの深さにある、非常に長い期間（数十万年間）において放射能を閉じ込められることができる不透過性の粘土層にある地下施設に貯蔵される。Cigéoは、少なくとも100年間操業するよう、また、将来世代に、それを必要に応じて適応させることができる可能性を最大限に与えるための柔軟性を提供するように設計されている。

ANDRAのベースラインのスケジュールでは、2030年までにパイロット操業フェーズを開始し、次いで初回廃棄物搬入開始（この段階では、発電事業者の基準は、依然として2031年の初回廃棄物パッケージの搬入量のままである。）を目指している。なお、この時期が数年遅れたとしても、EDFの当該廃棄物を事前に貯蔵しておく能力や現在価値における引当金の金額には大きな影響はない。

2018年1月11日、ASNは、Cigéoから提出されたDOS（安全性オプション・ファイル）につき、このプロジェクトが、その段階としては全体として技術的に十分な成熟度に達したと考える旨の意見を表明した。ASNが、Cigéoにおける歴青質廃棄物の貯蔵に関する提案への代替案を要求していることに留意する必要がある。2018年9月にDGECより歴青質廃棄物の管理を検討するよう指示を受けた専門家委員会は、2019年9月、基本的には様々な処理オプションが実行可能である（貯蔵または中和）と結論付けたが、同時に最も適切なオプションを特定するためのさらなる研究の重要性を強調した。このことについては、発電事業者およびANDRAの4者による研究プログラムが既に進行中である。

DGEC（フランス気象エネルギー総局）の要請により、独立した専門家グループによって行われた詳細設計審査は、2020年後半にその結果が報告され、ANDRAが提出した書類に対してほぼ肯定的な意見を示した。当該審査は、施設設立の認可申請書類を最終化するために、一定の提言を行った。具体的には、EDFおよびOranoが、提出予定の申請書類の準備への関与を強化するよう求めた。

2020年8月、ANDRAは、公益申告申請のための書類を当局に提出した。2021年1月13日の環境当局の意見では、環境アセスメントの有益性が強調されている。この意見では、一連の勧告がなされており、ANDRAはこの勧告を考慮して公開質問状を作成した。投資事務総局（SGPI）が実施したCigéoプロジェクトの社会経済的評価に対する反対評価は、「プロジェクト全体およびその輸送要素の両方に関する」肯定的な意見で締めくくられ、「Cigéoプロジェクトは、環境リスクおよび健康リスクに際して、健全性および安心感の高い価値を有する」と指摘した。公益申告に関する公開調査は2021年9月15日から2021年10月23日まで行われ、2021年12月20日に公表された調査委員の肯定的な意見（プロジェクト所有者に向けられた5つの勧告を含む。）で締めくくられた。2021年の当該時点以前に、市民会議が、5月から7月の間にANDRAによって計画されたパイロット・フェーズに関する「市民の意見」を発表した。ガバナンスの問題およびパイロット・フェーズについて、5月から9月にかけて2回のオンライン公開協議が行われた。

Cigéoの課税状況については、フランスの2021年予算法第127条により、2000年予算法第43条に基づくBNFの課税体制が変更された。特に、長寿命中レベル廃棄物および長寿命高レベル廃棄物の貯蔵に係る税の計算方法について、乗算係数の最小・最大括弧（5から50）を削除する変更を規定している。これらの立法規定について、国務院の命令による定義はされていない。

・ ICEDA

発電所の運転（燃料管理を除く。）および廃炉から出るILW-LL廃棄物は、ICEDAで調整および貯蔵される。ビュジェの用地に所在する当該施設は、2020年に稼働し、最初の廃棄物出荷を受け入れた。ICEDAでCIPG^{SP}パッケージに入った長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）の調整を承認および監督するASNの決定が、2021年7月19日に受領された。2021年9月21日、ショーAからの放射化廃棄物を含む最初のCIPG^{SP}パッケージが密封された。2021年12月に、（ショーAおよびフェッセンハイムからの）最初の廃棄物調整業務が実施された。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

LLW-LL（黒鉛および処理済廃棄物）は、旧NUGG原子炉の廃炉により生じる（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）C 原子力発電所の廃炉に関連する課題」を参照。）。2015年7月、ANDRAは、フランスのスーレス地域（オーブ県）に所在する敷地における貯蔵施設の実現可能性に関する報告書を、ASNの意見を得るために提出した。貯蔵可能な廃棄物の特定のため、PNGMDR計画（*Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs*（放射性廃棄物管理国家計画））の下で作業が進行中である。さらに、この放射性廃棄物の存在量をより厳密に明らかにすることを目的としたEDFの調査も、大きな成果を挙げた。この結果として、既存の地上施設において（特にシノンのA2原子炉の）黒鉛の一部を貯蔵することが再検討される可能性がある。

2016年から2018年にかけて実施された作業を受けて発表された、LLW-LLの管理に関連する研究に対する2020年8月6日付ASN意見第2020-AV-0357号、および計画第5版の現在の策定段階においてPNGMDRの委託機関が提案した方向性は、この特定の廃棄物の管理戦略の統合を可能にするための次の段階の正確なスケジュールを提案している。

これらは、2023年までに以下の事項を実施することを明記するものである。

- ・ ANDRAによるいくつかのベースライン管理シナリオの定義。これらはPNGMDRの作業部会（PNGMDRの作業部会には、環境保護団体、選出議員および評価・監督当局の代表者、廃棄物排出事業者（主にOrano、EDFおよびCEA）、ならびにANDRAが参加している。）に提示され、オーブ県の貯蔵センター、分散型貯蔵、シレス（VLLW貯蔵センター）等の既存のオプションの使用や、追加コンセプトの必要性を含む、想定される管理オプションを明らかにするためのものである。
- ・ ヴォンドゥーヴル＝スーレスの用地に関してANDRAが提案する廃棄物インベントリについて、LLW-LL貯蔵のために選択された技術上および安全オプション・ファイル（要約予備草案に相当する成熟度を有するもの）の作成。この文書を作成するにあたり、ANDRAは、廃棄物の種類に合わせて独立したユニットを建設し異なる廃棄物群に適したキャンペーンを実施することによって、当該貯蔵施設の建設が遅延する可能性を考慮する。
- ・ また、この管理スキームを適用して新たな貯蔵場が想定される場合には、ANDRAは貯蔵用地の特定手続を開始し、そのための実現可能性調査を実施し、その後、これらの用地のための設計研究を行うことが示されている。この管理オプションがヴォンドゥーヴル＝スーレスの現地当局の貯蔵施設で承認された場合、ANDRAは、PNGMDRの次回改訂において定められる日に、詳細な予備草案に相当する成熟度を有する、LLW-LL貯蔵場の建設に関する安全オプション・ファイルを提出する。

この手続において、廃棄物除去施設が利用可能になる時期についてまだ明確な見通しは立っていないものの、2022年から2023年にかけて、想定される管理ソリューションに関してANDRAから情報を得ることができ、シノンA2の鉛原子炉の黒鉛については、2つの主要なオプション（LLW-LLまたはオーブ県の貯蔵施設（CSA））を維持しつつ、原子炉からの黒鉛ブロックを搬出する時期に合わせてこれらを実施することが可能になる。現在、2040年頃に搬出されるシノンA2からの最初の黒鉛パイルに関する規定においてモデル化されているシナリオでは、CSAでの貯蔵が想定されている。また、シノンでの中間貯蔵施設の建設のリスクも考慮されている。すべての規定において、モジュール式の地下LLW-LL貯蔵施設に直接貯蔵するというシナリオも含まれている。

短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（LILW-SL）ならびに極低レベル廃棄物（VLLW）

超低レベル廃棄物、短寿命低レベル廃棄物および短寿命中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂等）は、原子力施設の稼働およびそれらがれき（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）から生じる。これは、オーブ県においてANDRAが運営するスーレス貯蔵センターおよびモールヴィーエー貯蔵センターの地上部分において貯蔵される。

体積を最小限に抑えるため、一部の廃棄物は、Cyclife France（EDFの子会社であるCyclife SASに属する。）が所有するセントラコ工場において、溶解または焼却により事前処理される。2016年、Studsvikの英国およびスウェーデンの資産の取得後、持株会社「Cyclife」が設立された。この目的は、最近取得された資産をグループ化し、廃棄物処理および廃炉に関する当グループの対内および対外の事業の展開を確立することである。このために、2019年には、子会社であるCyclife Engineering

ならびにGraphitech（EDFおよびVeoliaによる共同出資）が設立され、軽水型原子炉の廃炉および廃棄物処理施設の設計（Cyclife Engineering）、ならびに黒鉛型原子炉の廃炉（Graphitech）のためのソリューション開発を担っている。2020年、Cyclife SASは、廃炉および廃棄物処理に使用されるツールやデジタル・シミュレーションに特化したCyclife Digital Solutionsの84.6%の株式も保有している。2021年12月22日、Cyclife SASは、英国のエンジニアリング会社であるAquilaを買収する契約を締結した。この新たな買収は、英国におけるCyclifeの原子力エンジニアリング部門での地位を強化することを目的としている。

2021年11月30日、EDFは、Cyclife SASおよびAsteralisがそれぞれ50%の持分を保有する、廃棄物管理分野の新子会社を設立することも発表した。当該子会社Waste2Glassの目的は、Veoliaの保有するGeoMeltおよびMVSプロセスに基づくガラス固化による、新しい廃棄物管理プロセスを開発することである。

さらに、PNGMDRの公開討議の後、PNGMDRプロジェクトの所有者であるエコロジー移行省およびASNの共同決定を受けて、VLLW金属の回収を認めるいくつかの規則案が公開協議に付された。当該公開協議は2021年1月4日から2021年2月4日まで開催され、技術リスク防止高等評議会（CSPRT）およびASNの肯定的な意見により終結した。2022年2月15日には、回収対象となる物質の種類を定める命令、およびこれらの物質を回収するために必要な適用除外規定を定める政府命令が発表された。このような状況下で、EDFは、フランス国内外での廃炉作業で発生するVLLW金属廃棄物を処理および回収するための切斷・溶融施設の建設を視野に入れた調査を続けている。このプロジェクトはテクノセンターと呼ばれ、EDFがOranoと共同で行っている。フェッセンハイムの敷地内に建設予定の同施設を、2031年までに稼働させることを目標としている。

またEDFは、放射性廃棄物の管理および廃炉という2つのテーマについて、独自の研究開発活動と、パートナーのネットワーク（原子力事業者、製造業者、零細企業および中小企業、ならびに機関および学術関係者）との研究開発を行っている。EDFはこれらの分野のリーダーとして認知されており、廃棄物管理および廃炉のプロジェクトのパフォーマンスを向上させ、専門知識を深め、国際的なベスト・プラクティスの開発および実施に貢献するため、7つの欧州連合プロジェクトに参加している。

使用済燃料の管理および放射性廃棄物の長期的な管理に係る将来的な費用の計上

毎年EDFは、フランスにおける核燃料サイクルの下流部門に対し、引当金を設定している（2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15を参照。）。

B フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備に関する重要な課題

EDFの原子力発電所の将来に向けた準備の産業的な目標は、主に以下の戦略分野に依拠している。

- ・原子力発電所の耐用年数について40年を超えて延長できるための技術的条件の実施
- ・主に日本の福島第一原子力発電所事故から得た教訓をまとめることによる、継続的な安全性の改善
- ・経年劣化または老朽化した設備に関する予防策の実施

2022年2月10日（EDFの2022年2月10日付プレスリリース「EDF、GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約を締結」を参照。）、EDFおよびGEは、EDFがGE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約を締結したことを発表した。今回の買収案では、GE Steam Powerのアラベル・タービンを含む新たな原子力発電所向けの従来型アイランド設備、ならびに（南北アメリカを除く）既存の原子力発電所向けの維持管理および更新が対象となる。ウクライナ紛争の状況を踏まえ、「第3 2（2）当グループが晒されるリスク」も参照。

稼働中の発電所の40年を超える継続した稼働

福島第一原子力発電所事故後の追加安全評価（ASA）

日本における福島第一原子力発電所事故を踏まえ、2011年9月15日に、EDFは、ASNの要請により、ASNに対して、既存の原子炉および建設予定の原子炉すべてを含め、各原子力発電所について1件ずつ、計19件の追加の評価報告書を提出した。

EDFの原子力発電所の安全性は、継続的な改善を行うという原則に基づいている。既存の施設および新たな施設の両方について、継続的にすべての発電所からのフィードバックが活かされており、世界中で生じる可能性のある事象および事故から教訓を得ることができる。

これらの評価は、日本での出来事を鑑み、安全当局により作成された仕様書に事前に定められている課題を考慮した上で、既存の発電所および建設中の発電所の防御機能の再評価からなるものであった。

このように、冷却材および電力供給の同時的な不足が生じた状況ならびに重大な事故の結果に対処する場合の、地震および洪水に関するリスクに対する安全マージンの再評価が行われた。

これらの評価により、当社は保護システムの規模を決定するために利用された状況を超えた、計画されたシナリオに対する特定の変動が、安全性という点で結果を悪化させるもの（「クリフエッジ効果」）であるか否かについて調査することになった。

最終的には原子力施設の設計およびその後の安全性の検査において利用された状況を大幅に超えた極端な状況について定期的に検討することとなる。

最終的に、ASAはまた、下請けに適用される規則の見直しも行った。

これらの分析は、とりわけ1980年代の終わりからフランスで実施されている定期点検により、EDFの原子力発電所全体の安全性の適切なレベルが満たされていることを第一に確認するものであった。EDFはまた、原子力発電所の安全性レベルのさらなる改善に寄与するべく安全システムの規模を決定する際に想定された状況を超えた追加措置をASNに対して提案した。

2012年1月3日に公表された政府に対する意見の中において、ASNは、その技術的支援の分析に基づき、「優先的な原子力施設に係る追加安全評価の後、ASNは、検証された施設は十分な安全性レベルを示しており、したがってそのいずれについても即時の操業停止を要求しないと考えている。」と述べている。同時に、ASNは、「これらの施設の操業を続けるには、現在の安全マージンを超えた範囲で、極端な状況に対処するために、可及的速やかにその頑健性を向上させることが必要とされる。」と考えている。

ASNはまた、「ハードコア」の構想およびFARNシステム（「第2 3（2）①（i）（ロ）（b）環境、原子力の安全性および放射線防護」を参照。）も推奨している。この「ハードコア」は、ASAに関して検証された状況に耐えることができる発電所の構造、システムおよび構成部品からなる。2012年6月26日に、ASNは、福島第一原子力発電所事故後の行動計画に従った規制上の要件を定めた600超の技術的要件に従うことをEDFに対して義務付ける、19の決定を行った。これらの技術的な規則は、すべての原子力発電所の敷地がいくつかの設備に影響を及ぼすような大規模な事故の発生に対して耐性のある構造および現地の危機管理センターを有さなければならない旨を義務付けている。EDFの発電所にとって、規定の「ハードコア」は、とりわけ各ユニットの「燃料補給の」電気資源を有していなければならない。

EDFのPWR発電所の耐用年数

フランス環境法の規定は、耐用年数の限度を定めていないが、原子力発電所の状況、その稼働により得られた経験、原子力科学における新たな進展および類似の発電所に適用される規則（安全基準）を考慮した、適用規則ならびにかかる発電所が保護対象の利益に及ぼしうるリスクの評価の更新情報の観点から、10年ごとの施設点検を定めている。

EDFの産業戦略は、3回目の10年点検および福島第一原子力発電所事故後の改善策に関連して行われた多額の投資ならびにフランスのエネルギー需要をも考慮に入れ、安全性およびパフォーマンスの面で最良な状態で、40年を超えて発電所を稼働させることである。この目標は、同様の技術を利用する原子炉について世界中で見受けられる傾向に沿っている。EDFは、この目的を達成するために、産業計画および研究開発計画を実行している。新品に交換されるべき主要部品を新しくするための作業が開始され、原子炉格納建造物および原子炉容器といった交換できない設備につき、これらが60年間まで作動できるようにするために、その設備能力を実証するための解決策が研究されている。

現在の原子力発電所の耐用年数延長は、原子力安全性という絶対的な最優先事項を尊重しつつ、その産業基盤をより良く利用することを可能にするものでなければならない。

2016年度上半期、フランスの900MWの原子力発電所の償却期間を当グループの産業戦略に合わせるために必要な技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足された。2016年7月28日、EDFの取締役会は、フランスにおけるPWRの900MW系列の発電所（フェッセンハイムを除く。）の会計上の償却期間を、2016年1月1日より40年から50年に延長することを承認したが、これは、当該原子力ユニットごとにEDFが提案した措置に対するASNの見解に影響を与えるものではない。

かかる延長承認は、国際的なベンチマークによって支持される少なくとも50年間稼働可能なPWRの900MWの発電所の技術能力およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）計画の下で漸進的に行われた投資に基づくものである。かかる投資により900MW系列のPWRは、その4回目の10年点検（VD4）後、EPRの安全性レベルに可能な限り近くかつ世界最高水準でもある安全性レベルに到達する見込みである。

2021年2月23日、ASNは、900MWの原子炉を、4回目の定期点検以降も継続して操業するための条件について決定を下した。ASNは「EDFが提示した措置およびEDFによる提言を組み合わせることで、900MWの原子炉を4回目の定期再検査から10年間継続して操業する道が開かれたと判断した」としている。

トリカスタン1は、900MWの原子炉としては初めて4回目の10年点検（VD4）を受け、成功を収めた。トリカスタン1の4回目の10年点検で得られた教訓は、ビュジェ、グラヴリースおよびダンピエールの4回目の10年点検にも活かされている。これらの4回目の10年点検の結果は満足できるものであり、このプロジェクトの成功に必要な産業構造を巻き込むだけでなく、事業を産業化するための強い能力を示している。

2022年2月10日、フランス大統領はベルフォールに所在するGeneral ElectricのSteam Powerの敷地内で演説し、「延長可能なすべての原子炉の耐用年数を延長したい」旨および「安全上の理由を除き（中略）稼働中の原子炉を将来的に閉鎖することはない」旨を表明した。

その際、大統領は、EDFに「50年を超えて原子力発電所の耐用年数を延長するために必要な条件を調査する」よう要請したとも述べており、50年を超えて原子炉の稼働を継続する道が開かれた。

2021年、1,300MW系列の第4回定期点検における包括的フェーズを検討するプロセスが、ASNと開始された。系列最初のユニット（TTS）は、2026年にパリュエルにおいて計画されている。さらに、1,450MW系列の30年審査が開始され、2029年にTTSが計画されている。これら2件の審査から得られた教訓は、900MW系列で実施された審査から得られた恩恵を活かすために、ASN、IRSNおよびEDFの間で共有された。

様々な系列において審査された課題の標準化および産業化により、同一かつ実証済みの技術的ソリューションを展開する力が向上し、事業者がこうした設備の大幅な更新について理解することが容易になる。社会的、組織的および人的な影響の分析は、定期点検プロセスの不可欠な部分である。

2021年7月28日、取締役会は、連結財務書類において1,300MWのPWR発電所の償却期間を40年から50年に延長することを承認した（2021年12月31日現在の連結財務書類に対する注記1.4.1を参照。）。この会計上の見積りは、継続的な稼働が認可されることを前提としていない。かかる認可は、法律で義務付けられるとおり、各10年点検後に、安全当局からユニットごとに付与される。

1,450MW系列の償却期間は、延長の条件がまだ満たされていないことにより、今のところ40年に留まっている。しかしながら、この系列の償却期間のさらなる延長は、引き続き当グループの産業上の目標となっている。

フランスの既存の原子力発電所に係る投資プログラム：グラン・カレナージュ（Grand Carénage）プログラム

2015年1月22日、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改裝し、原子炉の安全性を向上させ、また状況が許せばその稼働を継続させることを目指した大規模な総点検プログラム（「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）について原則的に承認した。このプログラムには、福島第一原子力発電所事故後に認識された、安全性の向上策が追加されている。

この産業プログラムは、グリーン成長に向けたエネルギー移行法の目的、複数年にわたるエネルギー計画、ASNの見解および命令ならびに原子炉が40年を超えて稼働することについての特別な手続を遵守した上で、徐々に実施されている。

プログラムの費用

このプログラムの当初費用は、稼働中の発電所の58基の原子炉について、2014年から2025年までの期間に55十億ユーロ（2013年）（ユーロ時価で60十億ユーロ）であり（フランス会計検査院の2016年2月10日の報告書で提示される数値は、2030年までのより長期的な時間の範囲を対象としており、また投資費用に加えて、営業費用および維持管理費用を含む。両評価は、フランス会計検査院がその報告書で記述するとおり一貫している。実際に、フランス会計検査院が算出した全体の予測の中で、また、2014年から2030年の期間において100十億ユーロ近くにもなる、74.73十億ユーロと見積もられている投資支出は、25.16十億ユーロ（2013年）と見積もられている営業費用と区別されるべきである。2014年から2030年の間の投資費用74.73十億ユーロ（2013年）のうち、55十億ユーロ（2013年）が2014年から2025年の期間に充てられており、これによりEDFグループおよびフランス会計検査院が設定した2つの予測が結び付けられる。）、既存の原子力発電所について、通常の維持管理に係る投資および耐用年数の延長に要する投資（900MW系列の4回目の10年点検（VD4）および1,300MW系列の3回目の10年点検（VD3）における蒸気発生器の交換）の両方をカバーしていた。

それ以降に実施された最適化の作業（削減および延期）により、本プログラムの2014年から2025年の期間における全体的な費用は45十億ユーロ（2013年）（またはユーロ時価で48十億ユーロ）へと下方修正された。かかる修正は、主に、採用された技術ソリューションおよび部品交換戦略の最適化の不断努力、またこれらのよりの確な適用による産業基盤容量の合理化によるものである。また、フェッセンハイム発電所の閉鎖日の2020年への繰上げも考慮された。

2020年、EDFは、グラン・カレナージュ（Grand Carénage）改修プログラムの2014年から2025年の期間における費用を、49.4十億ユーロ（ユーロ時価）に再調整した（2020年10月29日付プレスリリース「EDFがグラン・カレナージュ（Grand Carénage）プログラムの費用を再調整」を参照。）。この新たな見積りの大部分は、2021年2月23日付のASNの決定で完了した900MWの原子炉の第4回定期再審査に関連する審査プロセスから得られた、実施すべき追加作業のための最初の教訓を盛り込んだものである。これには、安全水準の向上を目的とした、当初予定されていなかった調査、変更および追加設備が含まれている。また、過年度の経験に基づき、計画されている維持管理のための操業停止（10年点検および部分点検）の計画期間を見直し、2020年に推定された健康危機の影響を、2020年から2022年に適用することも含まれている（これには、その後のロックダウンまたは活動に影響を与えるその他の制限措置は含まれない。）。）。

このプログラムの見積費用は定期的に更新されており、現在までに、追加的な調査および作業を考慮して、50.2十億ユーロ（2020年の調整後数値の49.4十億ユーロと比較して、+0.8十億ユーロ）となっている（ショー、シボーおよびパンリーの原子炉で発見された、応力腐食の証拠に必要とされる修理を除く。EDFの2021年12月15日付プレスリリース「シボー原子力発電所およびショー原子力発電所の原子炉：安全系配管部品の交換および予防点検」および2022年1月13日付プレスリリース「EDF、2022年のフランスにおける原子力発電量の予測を更新」を参照。）。）。

特に900MW系列の5回目の10年点検に関連する費用を含む、2025年以降のグラン・カレナージュ（Grand Carénage）プロジェクトの新たなロードマップが進行中である。

2021年末現在における中間目標の報告

- ・ 主要な変圧器のボールの予防交換のプログラムが継続された。174個のうち150個の主要な変圧器のボール（すなわち約86%）が修復された。
 - ・ 900MW系列の32基のユニットのうち、27基において蒸気発生器が交換された。2022年初めに、グラヴリーヌ6発電所の蒸気発生器の交換が進行中であった。
 - ・ 「最終バックアップ用」のディーゼル発電機56基すべてが稼働開始した。最後の1基（パリュエル1）は、2021年2月に稼働開始した。
- 産業上の取組みは、2025年以降も継続して行われる予定である。このため、資本支出は当該日以降も高水準で推移する見込みである。

C 原子力発電所の廃炉に関連する課題

EDFは、発電所ならびにEDFが運営する他の原子力施設（BCOT（Base chaude opérationnelle du Tricastin）、サンローランのサイロおよびICEDA等）の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面での全責任を負っている。EDFは、廃炉の過程全体において、原子力発電資源のライフサイクル全体を確実に統制するための措置を講じてきた。

規制上の通知

原子力施設の廃炉に適用される規制

基礎原子力施設の廃炉は、ASNからの意見が発表され、公的な調査が完了した後に、命令が下される。かかる命令は、廃炉の特徴、廃炉の完了までの時間枠および（適用あれば）廃炉後に事業者課せられる業務を決定する。

2001年以降EDFによって採用されている基準シナリオは、容認可能な経済条件で行われた、またフランス公衆衛生法第L.1333-2条およびフランス環境法第L.110-1条II（フランス環境法第L.593-25条を参照。）に規定される原則に基づいた最終的な閉鎖の後、「できる限り短い期間での」廃炉を規定するフランスの規制に沿った、待機期間のない廃炉についてのものである。

廃炉に係る規制上のプロセスには、以下のものが含まれる。

- ・ 操業停止予定日から少なくとも2年前までに行われる、廃炉準備作業の計画を記載した最終的な閉鎖宣言
- ・ 最終的な閉鎖宣言から2年以内に提出され、当局による審査および公式の調査の結果、施設の廃炉を命じる命令が発出される廃炉要請
- ・ 廃炉に関する安全基準システムに含まれる、ASNとの主要な進捗状況の点検
- ・ 最終的には、作業および最終的な閉鎖の完了後、基礎原子力施設を統制する法体制から当該施設を除外するための、施設の指定解除

永久的な操業停止となっている当該発電所は、ブレンリスにおける重水炉（HWR）1基、高速中性子炉（FNR）1基、スーパーフェニックス、当該産業における、ビュジェ、サンローランおよびシノンに所在する天然ウラン黒鉛ガス原子炉（NUGG）6基、ならびに加圧水型原子炉（PWR）3基（ショーAの1基およびフェッセンハイム）である。

当該敷地は引き続きEDFが所有し、EDFの責任下および監督下に置かれる。責任ある事業者として、EDFは、廃炉に関し、委託機関として行為する。

EDFは、加圧水型原子炉の廃炉に15年の期間を予定している。

最終的に操業停止したEDFの従来型の第1世代発電所の9基の廃炉は、約1百万トンの一次廃棄物（うち80%が標準廃棄物であり、高レベル廃棄物は存在しない。）を発生させる。残りの20%は、極低レベルから中レベルの廃棄物により構成され、ILW-LLおよびLLW-LLの貯蔵施設の利用を必要とする長寿命廃棄物が約2%含まれる。2020年に操業停止したフェッセンハイムの原子炉2基の廃炉により、380,000トンの廃棄物が発生するが、そのうち95%は非放射性廃棄物となる。

短寿命VLLWおよびLILWの除去に係る既存の方法は、操業および廃炉により発生する活性化廃棄物（ILW-LL）の処理および貯蔵を行う活性化廃棄物処理貯蔵施設（Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés（ICEDA））によって補完されている。

廃炉に伴う廃棄物を処理するためのスキームには、依然としてLLW-LL貯蔵施設の建設を含める必要がある（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）A 核燃料サイクルおよび関連する問題」のLLW-LLに関する記載を参照。）。さらに、NUGG発電所の新たな廃炉スケジュールにおいては、最終的な処分ルートが利用可能となるまで（2044年に黒鉛の初回搬出が行われる。）、サンローランの貯蔵施設にLLW-LLライナー用貯蔵施設（「黒鉛ライナー」は、かつてのフランスの天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉（UNGG）の運転に由来する。これは、燃料を囲む中空の円筒形の黒鉛製の壁である。）を建設することが規定されている。

ショーA：ショーAは、稼働中の58基と同様の技術を利用している。この原子炉は、1967年に稼働開始し、1991年まで操業された。丘陵の斜面の岩窟の中にあるという原子炉の立地状態は、アクセス条件、材料の搬入および搬出、ならびに廃液処理が他の既存のPWR発電所よりも困難であることを意味している。

2019年は、容器の内部部品の水中切断（「内部」設備には、燃料集合体自体、反応度制御クラスターおよび炉心計装を除く、原子炉容器内にあるすべての設備を含む。）が予定どおりに実施された。2020年の健康危機の際、建設現場の閉鎖およびロックダウンによる操業困難が相まって、プールの水中に大きな濁りが発生し（浮遊物質による水の濁り）、プロジェクト終了に強い影響を与えた。2021年2月下旬に容器の内部部品の切断が完了した。今後、プールを空にして洗浄した後、2023年に容器の切断を開始するとともに、一次回路配管の最初の部品の切断を行う。

2021年9月にCNRSから送られた関心表明文を受けて、2022年初めにはCNRSの経営陣と覚書（MoU）が交わされる。これは、「スーパー・ショー」プロジェクトに関連して、ニュートリノ研究のための空洞の再利用案に関するものである。

クレイ・マルヴィル：2017年末におけるクレイ・マルヴィル原子炉容器の充填後、廃炉プロセスは継続された。2020年および2021年、最初の2つの上蓋（遠隔作業で）切断し、最後の上蓋の作業は現在進行中である。その後上蓋が撤去され、廃炉のために容器の内部設備にアクセスすることが可能になる（2022年から2026年）。

ブレンリス：EDFは、CEAに代わり、当該施設の廃炉について全責任を負うこととなった（2000年9月19日付命令第2000-233号）。部分的解体を認可する命令の対象に含まれた解体作業は、2020年末までに完了した。排水処理場の安全コンクリートが解体され、廃材が撤去された。最終検査の後、当該地域を従来の区域として全面的に再登録するための廃炉作業が、2022年に完了する。同時に、原子炉本体の廃炉を認める完全な廃炉命令の公表を受けて、廃炉申請書類（2018年に提出）の審査も進められている。提出された申請書類に関する常設グループは、勧告を伴わない満足のいく意見を出し、2021年11月15日に7週間の期間、公開調査が開始された。2022年1月17日、ブレンリス地域情報委員会（CLI）は、申請書案について、好意的な意見を出した。さらに、レンヌ行政裁判所によって任命された公開調査を実施する調査委員会も、2022年3月2日に好意的な意見を発表した。

NUGG：NUGG原子炉の廃炉における産業戦略については、2015年末に徹底した検討が行われる中で「水中方式」による解体から「空気中方式」による解体へと転向した。この選択肢では、新たな作業手順案と同様に、2013年から2015年に実施されたプロジェクト準備段階での調査結果が考慮されている。この結果、原子炉容器の廃炉作業が延長され（当初の予定の10年が、約25年）、黒鉛産業用実証機（DIG）での試験を実施し、その後他の5基のユニットの完全廃炉の実施前に最初の系列のユニット（シノンA2）を完全に廃炉することが必要になった。第1世代の発電所廃炉の産業シナリオの更新（特にNUGG原子炉に関するもの）により、2015年12月31日時点で、引当金が590百万ユーロ増加した。

シナリオにおいては、最初のNUGG原子炉からの初回の黒鉛除去が2044年までに行われる予定であり、他の黒鉛廃棄物の処分ルート必要性については2070年まで先送りされた。

2020年3月3日に発表されたASNの決定により、各施設で今後5年から7年以内に完了させるべき作業および書類の規定的な枠組みが確立された。公開協議に付された前述の決定案とは異なり、今回の決定では、廃炉に関する書類の調査段階まで、作業スケジュールの問題が先送りされている。

しかしながら、ASNは、本決定に添付されたカバーレターにおいて、EDFが「各原子炉を可能な限り短期間で廃炉にするという法的義務に鑑み」、作業完了までのスケジュールを短縮するよう試みるべきであると判断している。EDFは、産業用実証機および最初の原子炉で得られた結果に基づいて、スケジュールの定期的な見直しを実施することを確認した。

EDFは、子会社のGraphitechと連携して、2022年末に提出される書類に、公開協議に付された決定案と同様のスケジュール（「TTS」の鉛ユニットを除く原子炉を2055年以降廃炉にすること）を盛り込むことが可能となるよう、既にスケジュールの最適化に取り組んでいる。これらの作業に沿って、かつ産業用実証機を用いたテストや最初の実際の作業からのさらなる情報がないため、2021年には、2020年12月末現在での推定引当金の評価に変更はなかった。

2021年12月27日、EDFが提出したNUGG原子炉に関する定期点検報告書の分析を受けて、ASNは、プレスリリースにおいて、これらの原子炉の廃炉作業または廃炉の準備を継続することに異議がないことを示した。

2020年11月20日、複雑なプロジェクトの運営に対するEDFの成熟度を検証するために設定されたASNの調査手続が完了した。黒鉛産業用実証機（DIG）およびシノンA2プロジェクトは、ASN、IRSNおよびDGECのメンバーで構成されたチームによって検査された。2021年5月21日に発行されたASNによるフォローアップ・レターは、ホット・デブリーフィングで提示された長所および改善点を確認するものである。EDFの回答期限は、12か月以内（2022年5月）である。

また、DIGの建設作業は完了し、2021年後半に建物を受け渡された。

フェッセンハイム：フランスのグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する2015年8月17日付法律により導入されたフランス・エネルギー法第L.311-5-5条は、フランスにおける原子力発電設備容量の上限を63.2GWとしたため、EDFは、フェッセンハイムの原子炉2基閉鎖のために要する一切の措置を講じる必要がある。

EDFは、環境連帯移行担当大臣および原子力安全当局に対して、2019年9月27日にはフェッセンハイムの原子炉2基の永久的な操業停止の申告を、2019年9月30日には当該発電所の運転許可の終了要請を送付した。この要請および申告の提出は、2019

年9月27日にフランス政府およびEDFが、補償を受け取る権利を付与する損害問題のスケジュールおよび補償条件の決定を定めた覚書に署名したことを受けたものである。この許可を取り消す2020年2月18日付の命令に従い、原子炉1号機および2号機は、それぞれ2020年2月22日および2020年6月30日に永久的に操業停止した。

本覚書に基づき、補償には以下が含まれる。

- ・発電所閉鎖に伴う事前費用（運転停止後に係る費用、BNF税、廃炉費用および従業員の再雇用費用）に相当する初回の支払い。かかる支払いは、発電所閉鎖後4年間にわたって行われる。
- ・収益の損失（すなわち将来の発電量からの収益）に相当し、フェッセンハイム発電所の過去の発電量に基づき、原子力発電量の販売価格（特に観測された市場価格）に基づいて「事後的に」計算された、2041年までの事後支払い

フランス政府は、固定部分の全額の支払いを進めることを決定し、その金額は370百万ユーロと評価された。この金額は、実際の運転停止後に係る費用、BNF税および従業員の再雇用費用に応じて、必要に応じて再調整される可能性がある。

同発電所におけるEDFのパートナーであるEnBWは、一定の条件において、同発電所の発電容量に係る契約上の権利の割合に応じて、かかる逸失利益を受け取る権利を有する。この部分に関して、スイス企業であるCNPは、パートナーシップへの参加の終了を決定した。EDFがCNPによるこの決定を認識した後、2017年12月31日に両社間の契約が終了した。

2020年12月、2025年の廃炉作業を規定する命令を取得することを目指して、環境連帯移行担当大臣およびASNに対して廃炉に関する書類を提出し、これにより廃炉段階が実際に開始される。2020年末には、PREDEMフェッセンハイムプロジェクトが、すべての廃炉手順（特定の設備およびサポート機能の永久閉鎖および撤去、燃料の搬出、一次回路の汚染除去等）を調整するために開始された。2021年末現在、廃炉に向けた活動の推移は、特に1号機からの燃料取出の終了と、使用済みの蒸気発生器6基の上部分のCyclife Swedenへの移送を含め、予想のスケジュールと一致している。2022年初め、MSNRおよびASNは、調査再開が記載された2021年8月4日のMSNRの書簡に対して2021年12月23日に提出された、フェッセンハイムの廃炉申請書類「インデックスB」を受理したことを認めた。

さらに、フェッセンハイムの廃炉に関するエンジニアリング調査を継続し、準備作業、解体作業および核廃棄物の処理ルート of の適合性に関して実施された予備設計の結論が、当該PWR発電所の廃炉見積りの参考となるようにした。

また、2021年12月24日付命令第2021-1785号は、フェッセンハイムの各種補助回路の冷却のために、アルザスの大運河からの取水および当該運河への排水を許可した。

廃炉費用および長期的な原子力コミットメントを満たすための資産

発電所の操業開始以降、EDFは、廃炉作業、設備のエンジニアリング、監視および維持管理ならびに現場警備に対する引当金を設定している（2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15を参照。）。廃炉作業の目標は、用地を原状回復し、産業利用を可能にすることである。

また、1999年より、長期的な原子力関連コミットメントを満たすための専用資産が徐々に積み立てられている（2021年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.2.2「専用資産の戦略的配分および構成」を参照。）。

フランス環境法第L.594-2条およびその施行規則により運転サイクルに関連しない負債が規定され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（連結財務書類の注記15.1.3「EDFの長期原子力債務の填補率」を参照。）。

フランス財務総局（*DG Trésor*）およびDGECから2020年6月5日に受領した指示書に基づき、「現在永久的に操業停止している施設の廃炉に関する責任およびこれらの施設で生じた放射性廃棄物の管理」について、DGECから委任された外部監査が、2020年12月から2021年5月に実施された。この監査は、PWR技術を除いた旧式の操業停止施設（すなわち、スーパーフェニックス、ブレンリスおよびNUGG原子炉6基）を対象としている。2021年7月9日、最終の監査報告書が、被監査当事者に交付された。DGECのフォローアップ・レターは2021年11月22日に発行され、監査報告書は省のウェブサイトに掲載された。

報告書は、「廃炉プロジェクトの完了を構造的に指向する組織」、「堅牢で、使用した仮定および元のデータの適切な追跡可能性を提供する原価計算および年次審査プロセス」、ならびに「残りのわずかな技術的課題を克服するための長期的な産業アプローチ」に言及している。最後に、報告書は「引当金はプロジェクトの基本シナリオと整合しており、監査対象範囲の費用をすべてカバーしている」ことを確認し、EDFの費用および引当金の規模を検証した上で「適切な規模である」と判断している。

現在のプロセスおよび組織の熟練度に加えて、重要性の低い小さな逸脱が2件報告された（2021年末の見積修正時に修正済み）。プロジェクトの計画、プロジェクトの成熟度の測定、ならびにリスクおよび不確実性の定量化プロセスに関連して、改善の余地があることが確認された。これらの改善点は、関連する廃炉および廃棄物処理費用の保守的な評価に疑問を呈するものではない。監査報告書はまた、廃炉プロジェクトではほとんど実施されていない一連のグッド・プラクティスを強調している。

(ハ) 新たな原子力プロジェクト

これらのプロジェクトに関連するリスクについては、「第3 2 (2) ④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。

(a) フラマンビル3 EPRプロジェクト

EDFは、フラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトを保有および管理している。

原子力安全当局（ASN）との対話および行政許可

2015年3月に提出された稼働許可申請書は一度審査され、2017年6月に更新された。この申請書を修正する文書が、2019年4月に提出された。EDFは、2021年6月4日に、ASNに対して稼働許可申請書の再更新版を提出した。

このため、プロジェクトは最新の環境影響調査に基づく環境アセスメントを受けなければならない。これは、フランス環境法の改正により義務付けられた新たな規制手続である。ASNは、2021年9月上旬にこの問題を環境当局に照会し、2021年12月22日にその意見を発表した。当該意見では、EDFが将来の稼働認可のために実施した影響調査に基づいて作成された申請書類をいくつかの点で完成させること、特にフラマンビルEPRおよびコタンタン-メヌ高電圧電力線の建設前段階における影響に対処することが要請されている。

2020年10月8日、ASNは、フランス環境法に基づき、2020年8月18日および19日の現地査察、ならびに2020年8月31日から9月21日までの認可案の公開協議を経て、フラマンビルの用地への核燃料の搬入を認可した。また、ASNは、特定のろ過システムの効率テストを実施するために、放射性ガスを使用することを認可した。さらに、2020年10月15日には、フランス国防法（*code de la défense*）に基づき、保安防護担当高等弁務官（*Haut Fonctionnaire de Défense et de Sécurité* (HFDS)）が、同用地の核物質の保有、使用および移転を認可した。

最初の燃料集合体は、2020年10月26日に用地に搬入された。装荷に必要な245の燃料集合体（最初の炉心用に241、予備用に4）が、2021年度上半期末に受け入れられた。2021年8月末に1回目の規制燃料検査（Euratom）が実施された。

2020年3月25日付命令では、主要二次回路における溶接修理を考慮に入れかつ柔軟性を残すために、認可命令（DAC）で指定された稼働期限が2024年4月11日まで延長された。

2021年4月7日、EDFはエネルギー法で要求される燃料装荷前18か月の期間を遵守し、稼働認可申請書類を提出した。提出された申請書類では、国のエネルギー政策ガイドラインが考慮されていること（特に、63.2GWeの原子力発電量上限の遵守）が保証されている。EDFは、2021年8月30日、エコロジー移行省の命令により、この稼働認可を受けた。

現場作業の進捗

2021年には、以下のような成果があった。

- ・エンクロージャ間の空間抑圧基準を達成
- ・初装荷に必要なすべての燃料集合体を燃料棟のプールに受入れおよび貯蔵
- ・原子炉格納容器の主要二次回路蒸気配管における貫通溶接部8か所の、応力除去熱処理前の改良
- ・標準指揮統制権の事業者への移管
- ・フラマンビルのユニット3基に共通するホット・ラボラトリーの稼働
- ・仕上作業の継続（現在、原子炉建屋、機械室およびディーゼル室で仕上作業の90%が完了）

高品質の機器の製造

原子炉容器

2017年度上半期、ASNは、FramatomeがEDFの監督下で提出した書類に基づき、炭素レベルが「想定を上回った」容器の上蓋および下鏡の審査を行った。ASNは、ASNが任命した専門家グループによる意見に基づき、容器の上蓋および下鏡の機械的性能は、事故発生の場合を含めて、要件を満たしていると結論付けた（2017年10月11日付意見）。2018年10月9日、ASNは以下の事項を認可した。

- ・容器下鏡の稼働（機能検査を条件とする。）
- ・検査の技術的な実現可能性が容器下鏡の検査と同等であることが証明されない限り、耐用年数を2024年までに制限した上で容器上蓋を稼働すること

現在、このプロジェクトは、2024年末までに容器上蓋の交換を行うことに重点を置いており、新たな容器上蓋をFramatomeに発注している。

このため、代替の容器上蓋の製造に係る費用は、目標建設費用には含まれていない。さらに、この件に関してEDF、AREVA SA、AREVA NPおよびFramatomeが仲裁手続を行っている。仲裁裁判所は2021年6月30日に決定を下し、EDFの主張を否定した。同裁判所は、Framatomeは原子炉容器上蓋の交換義務によって被った損失をEDFに補償する必要はないと判断した。

破断防止および主要二次回路の溶接における品質不具合

2017年11月30日、EDFは、蒸気発生器からタービンへ蒸気を運搬する主要二次配管（VVP排出管回路）の溶接品質における不具合の発見に関して、原子力安全当局に対し重大事象の申告を行った。

当該システムは、「破断防止概念」に基づき設計および製造された。この手法は、設計、製造および稼働中の監視に係る要件の厳格化によるものである。EDFの要求により厳格化されたこの要件には、これらのシステムの建造に係る「高度な」要件も含まれている（これらの要件の提示後は、安全性実証試験における配管破断の仮定については検証の必要がなくなった。安全性実証試験において、事故は物理的に不可能であるかまたは極めて可能性が低く、許容される経済状況において、また高い信頼性から、その影響は限定的であることが証明された。）。これらの要件は設計段階で適用されたものの、溶接作業に適切に反映されていなかった。これらの要件の不遵守は、必ずしも原子力圧力機器に係る規制の不遵守につながるものではない。

2018年4月10日（EDFの2018年4月10日付プレスリリース「EDFが、フラマンビルEPRの主要二次システムの一部の溶接における品質の不具合を発見、追加の審査を開始」を参照。）、EDFは、ASNに対して、初回総合検査において、主要二次回路の配管の溶接の検査において品質の不具合を発見したこと（初回総合検査は、発電所の稼働に先立つ規制要件であり、特に、一次システムおよび二次システムの溶接の検査が行われる。）に関連する重大事象の通知を行った。産業上の手続に従って、溶接は当該システムの製造を担当した請負業者のコンソーシアムにより検査されていた。同コンソーシアムにより、各溶接について、施工完了時に基準に適合していることが申告されていた。

貫通溶接部

EDFは、2018年度第2四半期に、主要二次システムに関係するすべての溶接部の追加検査を開始した。EDFは、2018年12月3日、これらのうち原子炉容器建屋の貫通溶接部として知られる8か所について、ASNに特定の「現状」の設計計算ファイルを提供することを提案した。ASNは、2019年6月19日付の書簡において、EDFに対し、貫通溶接部8か所について、稼働前に修理を実施することを要請した（EDFの2019年6月20日付プレスリリース「フラマンビルEPR：EDF、原子力安全当局の決定を注視」を参照。）。

EDFの貫通溶接部の修理案は、対象となる配管内で高精度の作業を行うように設計された、遠隔制御ロボットの使用である。ASNは、2021年3月19日にこのプロセスを承認した。該当する貫通溶接部8か所は2021年にすべて更新され、応力除去熱処理前にEDFが確認を行った。

AREにおける貫通溶接部4か所（蒸気発生器の給水管上）も修理の対象である。ASNによる修理プロセスの認定が行われている。このプロセスは、VVPの貫通部の修理に使用されたプロセスを流用したものである。

その他の溶接部

主要二次回路における溶接部の品質逸脱または破断防止基準の要件を満たしていない溶接部の修理に関する技術的調査が継続されている。VVPの溶接部45か所およびAREの溶接部32か所が対象となる。これらの溶接部の修理は、2021年夏に開始された。対象となる溶接部の70%（VVPおよびARE）は現在更新中である。応力除去熱処理に先立ち、これまでにVVPの溶接部12か所について作業が完了している。

VVPおよびAREの配管の修理の対象となる、主要二次回路の溶接部（貫通部および非貫通部）は、合計で約100か所である。最終段階として、ほとんどの溶接部は、最終適合検査の前に最適な応力除去熱処理を施す必要がある。貫通溶接部の修理は、このプロジェクトのクリティカルパスにおける重要な課題の1つである。

応力除去熱処理の従来のプロセスで観察された偏差

応力除去熱処理（SRHT）は、溶接継手に期待どおりの機械的特性を与えるだけでなく、溶接作業中に材料内に発生する残留応力を低減することも目的とした製造工程である。SRHTは、溶接継手を約600°C（+/-15°C）の温度で一定時間加熱することにより行われる。

2020年後半、FramatomeはASNに対し、フラマンビル3の主要二次回路の溶接部において、従来使用されてきたSRHTプロセスの逸脱があったことを報告した。Framatomeは、義務付けられている温度範囲の遵守を確実にするために「最適化」されたプロセスを開発した。

SRHTプロセスの適格性の証明は、裏付書類に基づきASNによって承認されなければならない。

2021年後半、ASNは、VVPの貫通溶接部、および「単純形状」の非貫通溶接部のための最適化されたSRHTプロセスの適格性デモンストレーションを承認した。

ASNの承認は、他の溶接部60か所（AREの貫通溶接部および「単純形状」の溶接部以外のその他の非貫通溶接部）についても適用される見込みである。

その他の技術的問題（主要二次回路を除く。）

主要一次回路

2020年6月2日、ASNは、EDFに対し、「破断防止」の範囲で主要一次回路の新たな検査の実施を依頼した。EDFは、溶接部の代表サンプルを設定し、2021年2月から2021年度下半期にかけて追加X線検査を実施し、満足のいく結果を得た。ASNは、この追加X線検査プログラムに超音波検査を追加するよう要請した。これらの再検査は当該サンプルに対して実施され、満足のいく結果であることが証明された。

EDFは、これとは別に、2021年3月2日、ASNに対して重要事象を宣言した。これは、主要一次回路に3つの分岐接続（補助回路を一次回路に接続する分岐接続）を設置することに関して、2006年の調査参照事項の検討が不完全であったことに関するものである。

ASNの要請により、2021年度上半期にEDFおよびFramatomeによって3つのシナリオが調査された。2021年6月21日、EDFはASNにファイルを提出し、当該分岐接続のそれぞれに「保持クランプ」を設置することからなる解決策を選択したと述べた。2021年10月8日付の書簡で、ASNは、保持クランプの設計ファイルはIRSNが審査するものの、この解決策に原則的に異存はないことを示した。

ASNはまた、加圧原子力機器に適用される要件に関して、溶接部の品質を実証する必要性を強調した。8月から10月にかけて実施されたX線検査では、これらの溶接部の品質が良好であることが確認された。これらの検査に加え、超音波検査を実施する必要がある、そのプロセスおよび実施スケジュールは現在策定中である。

ろ過槽SIS／CHR（SIS＝安全注入系（原子炉の一次回路に重大な破損をもたらす事故が発生した場合、加圧されたホウ酸塩水を追加するために使用される。）。CHR＝（炉心溶融を伴う）重大事故発生に備えて原子炉建屋に設置する格納容器内熱除去系。）

フラマンビルEPRは、配管破断時に備えて主要一次回路における水の再循環システムを有している。このシステムは、事故発生時に原子炉建屋の底部から水を回収し、燃料集合体を冷却するためにタンクに再循環させるものである。

2021年夏に行われた「フル・ループ」テストで、再循環水に含まれるデブリが原子炉建屋の底部に設置されたフィルターで効果的にろ過されないという問題が発見された。

これまでに、EDFはフィルターの効率を向上させ、この問題を解決するための解決策を特定した。EDFは、2021年12月末に提出したファイルで、これらの解決策の範囲をASNに提示した。ASNの調査は現在進行中である。

加圧器バルブ

オルキルトEPR（フィンランド）の加圧器バルブ（PSRVバルブ）に腐食が発見されたことを受けて、EDFおよびFramatomeはこの機器の点検を実施し、フラマンビルEPRのバルブにも腐食の痕跡があることを発見した。EDFおよびFramatomeはこれを考慮し、一部のバルブ・パイロット部品に使用されている材料を変更することを決定した。最適な材料を選択するために、いくつかの耐腐食性試験が行われた。これらの部品は現在製造中で、2022年度上半期に用地に設置される。この難題への対応に加え、ASNは加圧器バルブの動作および信頼性の調査も継続して行っている。

台山から学んだ教訓

EDFは、台山発電所の原子炉1号機で発生した技術的問題（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」を参照。）（EDFの2022年1月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。）が、フラマンビルEPRの稼働に与える影響を分析した。当該燃料集合体の点検を行ったところ、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められたが、この現象はフランスの原子力発電所の複数の原子炉で既に確認されているものである。フラマンビル3の稼働に向けて、必要となる可能性のある修正を実行するために、ASNによって解決策が指示される。

稼働スケジュールおよび建設費用

EDFは、2019年10月9日付プレスリリース（EDFの2019年10月9日付プレスリリース「フラマンビルEPR：EDFは主要二次回路の貫通溶接部のロボットを用いた修理シナリオを採用し、スケジュールと見積建設費用を調整した」を参照。）において、貫通溶接部の修理に推奨されるシナリオを実施するための暫定的なスケジュール（ASNによるこのシナリオの承認日より左右される。）において、燃料装荷の実施は2022年末とし、建設費用の再見積額は、中間利息を除いて12.4十億ユーロ（ユーロ（2015年）（中間利息を除く。））となることを明記した。

EDFは、2022年1月12日付のプレスリリース（EDFの2022年1月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。）で、健康危機によるフラマンビルEPR事業への影響、主要二次回路の溶接部の改良作業の進捗状況、および施設稼働の準備状況を考慮し、これらの要素を更新した。燃料装荷時期を2023年度第2四半期にずらし、見積完成費用を12.4十億ユーロから12.7十億ユーロ（中間利息を除く。）に増額した（ユーロ（2015年）。この見積りは、2021年6月29日付でEDFおよびAREVA

が合意した和解契約に基づき、主要二次回路の溶接部の不具合に関する紛争に対してAREVAが支払った賠償金の一部（225百万ユーロ）の分析的配分を考慮したものである。）。

2019年10月の見積りに対する追加費用は1.8十億ユーロ（2015年）に増加し、投資ではなく、主に「その他の営業収益および営業費用」（当社が建設した資産に関連して発生した異常な費用に関するIAS第16号第22項。これらの費用は、2020年、2021年および2022年に影響を及ぼす。）として計上される。2021年に「その他の営業収益および営業費用」として計上された追加費用は、573百万ユーロであった。除外された中間利息の額は、2021年12月31日現在の財務諸表において3,471百万ユーロ計上されている。

稼働後の修正に係る費用は、プロジェクトの建設費用には含まれない。

スケジュールの面においても完成費用の面においても、もはやプロジェクトには余裕がない。作業が進むにつれ、新たな技術的問題が発生し、延期および完成費用の予算超過のリスクが高まる可能性がある。また、現場での作業の遅延は、機器および材料の老朽化というリスクを伴う。その他のリスクが発生する可能性がある。このため、スケジュールおよび完成費用に関するリスクは非常に大きい（「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」も参照。）。

（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト

A フランスにおける新規の原子炉建設プログラムの準備（EPR 2）

2016年4月15日、EDFは、フランス原子力安全当局に対して「EPRの新型モデル」（NM EPR）プロジェクトに関する安全オプション・ファイルを提出した。

2018年初めに、原子炉に関する常任の専門家グループは、かかる安全オプション・ファイルに対する結論を提出した。特に、同専門家グループは「NM EPRプロジェクトに用いられる設計における変更点のほとんどは、フラマンビルのEPRおよび現在運転中の原子炉からのフィードバックからの教訓ならびに福島第一原子力発電所事故からの教訓を踏まえたものである」とし、また「多くの取組みにつながった技術審査における議論を踏まえて補完または変更されたNM EPRプロジェクトに用いられる設計オプションは、少なくともフラマンビル3 EPRの原子炉と同等の安全水準を確保している可能性が高く、（加圧水型原子炉の設計に関する）ASN指針第22号の提言に適合していると考えられる」と結論付けた。

フランスの原子力安全当局は、2019年7月16日付の安全オプション・ファイルに関する意見第2019-AV-0329号において、「計画中のNM EPR原子炉について採用された安全ハンドブックは、特に規制に関する2017年7月18日付指針（中略）および国際勧告に関して、全般的に満足すべきものであると考えている。」

さらに、2017年、EDFおよびFramatomeによるEPRの新型モデル・プロジェクトの作業は、フランスで現在稼働中の原子力発電所を代替する可能性があり、ひいてはフランスの原子力産業の輸出事業を強化する可能性のあるEPR 2と称されるモデルの技術構成の完成に至った。EPR 2はEPRの最適化版であり、産業的観点からはEPRの後継型であるとともに、現在稼働中のEPR用地および発電所からのフィードバックを統合している。

この日の時点で、EDFは、ASNにかかる新たな技術構成を伝達した。ASNは、NM EPRに関する意見と同様に、NM EPRに関する所見がEPR 2にも適用されると判断した。

EPR 2に関する決定は保留中であるが、2020年12月16日、取締役会は、EDFに対して、予算費用約1十億ユーロで、2022年末までプロジェクトを継続することを承認した。

2019年1月25日、フランス政府は、2020年4月21日付命令により承認された複数年にわたるエネルギー計画の主要なガイドラインを発表した。2019年1月28日、フランス政府および原子力部門戦略委員会（CSFN）によって締結されたセクター契約には、フランスにおける新規原子炉建設プログラムの実行に必要な産業能力の準備についてのセクションがある。

かかるガイドラインに基づき、政府はEDFに対して、2021年半ばまでに、フランス国内の原子力施設の更新計画について原子力業界と包括的な資料を作成するよう要請した。2021年5月、EDFは原子力業界とともに、フランスにおける新規原子炉プログラムの立上げに向けた経済的および産業的な提案のパッケージをフランス政府に提出した。このパッケージは、EPR 2技術に基づいており、かかるプログラムの規制および融資の枠組みがどのようなものになるかを記載している。このプログラムでは、3組のEPR 2を、パンリー、グラヴリース、そして3組目をオーヴェルニュ・ロース・アルプ地方の河岸（ビュジェまたはトリカスタン）に順次建設し、他の原子力発電所用地については実現可能性の分析を継続することを求めている。

DGECの要請により、2021年夏、この提案は監査を受け、スケジュールおよび費用の見積方法が承認された。

これまで、決定は採択されておらず、規制面または資金面ともに定義されていない。

2021年11月9日、フランス大統領は、自国領土内に新規原子力発電所を建設するというフランス政府としての意向を表明した。同氏は、2022年2月10日のベルフォールでの演説でこの意向を確認し、「2050年に無炭素エネルギー」を達成するためのフランスの戦略を詳述した。フランス大統領は、新規原子炉を建設するために段階的な建設プログラムを開始し、まず3組のEPR 2原子炉を建設し、さらに8基のEPR 2原子炉の建設に向けた調査を行う考えを詳述した。また、「2035年までに」最初の

原子炉を稼働させることを目標とすべきであると述べ、EDFがこれらの新規EPR 2 原子炉を建設し、運転することを明言した。このプログラムには、適切な資金調達計画および監督計画を策定する必要がある。

さらに、2022年3月2日、フランス公開討議委員会（CNDP）は、

- ・一方では、CNDPの副会長であるイラリア・キャシロ氏およびフロラン・オーガニユール氏をそれぞれ、「エネルギーおよび気候に関するプログラミング法案、ならびに新たな複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の準備に係る公開協議に関連する顧問任務を遂行する」ために任命した。
- ・一方では、「フランスにおける新規原子炉プログラムに関するEDFの提案の一環として、パンリーの用地にEPR 2 原子炉の最初の1組を建設するプロジェクトに係る」公開討議会の開催を決定した。この公開討議会は、「エネルギーおよび気候に関するプログラミング法案、ならびに新たな複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の準備に係る国民的な事前協議に続くもの」となっている。

B 小型モジュール炉（SMR）

低出力原子炉（SMR）の分野については、2021年、170MWのモジュール 2 基からなる340MWの加圧水型発電所であるNUWARD™製品の開発が継続した。当該出力範囲において、この製品は、主に輸出向けに広く販売され、今後数十年間における化石燃料火力発電所の大規模な代替に貢献する製品として設計されている。このマーケティングを支えるのは、2030年までに着工予定のフランスにおける旗艦発電所である。

この製品の開発、産業化およびマーケティングは、EDFの監修の下で行われ、CEA、Naval GroupおよびTechnicAtomeのエンジニアリング部門からの支援を受けている。輸出ターゲットを考慮し、開発に関して1つ以上の海外のパートナー（特に欧州のパートナー）との協力体制が検討されている。

現在進行中の概念設計段階では、「フランス・ルランス」計画の一環として、フランス政府から50百万ユーロの公的予算による支援を受けている。さらに、2022年2月10日にベルフォールで行われた演説で、フランス大統領は、NUWARD™のために500百万ユーロを上限とする政府の追加介入を発表した。

C 国際開発

英国

英国においては、EDF Energyが、China General Nuclear Power Corporation（CGN）とともにヒンクリー・ポイントにおける2つの原子炉建設プロジェクトに参加している。新規の原子力発電所建設事業ユニット（NNB）がプロジェクト保有者である。EDFの新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門（DIPNN）が、EDVANCE（2017年に、EDFおよびFramatomeは、フランスおよび世界中で新規の原子力発電所を建設するための共同エンジニアリング子会社であるEDVANCEを設立した。）とともに設計調査を担当している。Framatomeは、部品および制御システムを提供している。

EDFはまた、CGNとのパートナーシップの一環として、英国における2つの原子力発電所建設プロジェクト（サイズウェルCおよびブラッドウェルB）にも取り組んでいる。EDF Energyの事業の詳細については、「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。

中国（台山）

中国においては、EDFは、中国の広東省台山に2基のEPR原子炉を建設および操業するために設立されたTNPJVC（Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）の30%を保有している（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」を参照。）。

インド

2018年3月、EDFは、インドの国営電力会社であるNuclear Power Corp of India Ltd.（NPCIL）との間でインドのジェイタプール用地におけるEPR原子炉6基の建設に向けた拘束力のない産業協働契約を締結した。この契約は、産業計画、パートナーの役割および責任、ならびにプロジェクトにおける次の段階を規定している。これに関連して、EDFグループおよびそのパートナーは、ニュークリア・アイランド、従来型アイランド、補助システム、ならびにヒートシンクおよび冷却空洞のためのすべての調査および設備を提供する。EDFはこのプロジェクトに投資を行わず、NPCILの顧客が、実行段階での総合的なプロジェクト・マネージャーおよびインテグレーターとなる。

2018年末に、EDFおよびそのパートナーは、IWFA（産業的前進に関する契約）により決定されたスケジュールに従ってNPCILに対して総合的かつ条件付の拘束力のない入札を行い、2021年4月に、拘束力のある技術的および商業的な提案を行った。その後、EDFおよびNPCILは、一般枠組み契約の締結に向けて技術的および商業的な問題の合意のための協議を続けている。

サウジアラビア

EDFは、サウジアラビアにおいてK.A.CARE（アブドラ国王原子力・再生可能エネルギー都市）が開始した入札の募集にも応札し、コンサルティング・プロセスであるFEED-A（フロントエンド・エンジニアリングおよび設計）の第1段階の落札に成功した。EDFは、現在プロジェクトの準備段階に参加しており、2022年中にEPR原子炉2基のエンジニアリング調査、機器供給および建設に関する正式な入札プロセスが開催される見込みである。

チェコ共和国

またEDFは、2021年6月にチェコ共和国において電力会社CEZ、プロジェクト会社EDUIIおよびチェコ政府が開始した、ドコバニ用地での1,200MWeのユニット建設に向けた競争手続にも参加している。EDFは、EPR1200の技術開発を提案しており、安全性に関する事前認定として知られる第1段階（2021年11月末に完了した。）に参加した。CEZの正式な入札募集は2022年度第1四半期に公表される可能性があり、1,200MWの原子炉のエンジニアリング調査、機器供給および建設に関する入札が募集される見込みである。

ポーランド

2021年10月、EDFはポーランド政府に対し、拘束力のない予備的な提案を提出した。この提案は、ポーランドにおける、4基から6基のEPR原子炉のエンジニアリング調査、機器供給および建設に関する契約を対象としており、2か所または3か所の用地での合計目標設備容量は6.6GWeから9.9GWeである。この予備的な提案は、将来の発電所の技術構成、想定される産業スキーム、現地サプライ・チェーンの開発戦略、プログラムの見積費用、関連する実行スケジュールなど、当該プログラムのすべての主要なパラメータを対象としている。この提案は、ポーランド政府が2020年10月に採択した「ポーランド原子力計画（PPEJ）」の目標を達成することを目的としている。このプログラムは、欧州のカーボン・ニュートラル目標に沿ったポーランドの野心的なエネルギー移行プログラムを支援するために設計された、フランスおよびポーランドの戦略的パートナーシップの枠組みを確立するものである。

（c）原子力エンジニアリングのデジタル変革（SWITCHプログラム）

エンジニアリングの変革は、現行の新たな原子力プロジェクトの管理、稼働中の発電所の耐用年数の延長、海外展開およびデジタル変革の導入に関連する分野において、EDFのCAP2030戦略に寄与している。これは、Framatomeを含むEDFの原子力部門の全事業者が参加する複数部門にわたるプログラムである。

このプログラムは、以下の3つの分野に焦点を当てることで、エンジニアリングにおけるパフォーマンスの大幅な向上を目指している。

- ・大規模な産業プロジェクトの複雑性をその耐用年数にわたってより良く把握するために、製品、プロセス、手法およびツールを最適化および標準化すること
- ・2017年に開始したSWITCHプログラム（統合された協調的な産業情報システムの導入）および2019年に開始したエクセル計画の決定を統合すること
- ・パートナーおよび供給業者に拡張された企業活動

（二）原子力発電事業：Framatome

Framatomeは原子力エネルギーの主要企業であり、世界中の原子力発電所に提供している革新的なソリューションおよび付加価値の高い技術が高く評価されている。同社は、そのグローバルな専門技術を活用し、健全な基準に裏付けられ、かつ14,000人の従業員を擁して、原子力発電所の計装制御システムのみならず、機器および燃料の設計、保守および設置を行っている。

Framatomeは、EDFグループ（75.5%）、三菱重工業株式会社（三菱重工、19.5%）およびAssystem（5%）により共同保有されている。

Framatomeは、フランス、ドイツ、米国および中国において、業界で大きなプレゼンスを占めている。同社は、南アフリカ、アルゼンチン、ブラジル、ブルガリア、カナダ、韓国、スペイン、フィンランド、ハンガリー、日本、チェコ共和国、英国、ロシア、スロバキア、カザフスタン、スウェーデンおよびウクライナにおいても、業界または営業でのプレゼンスを有する。

Framatomeは、技能の維持および向上のため、2021年に約1,600人の従業員を採用した（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。

Framatomeの戦略は、その主要事業（すなわち原子力蒸気供給システム）に基づいており、安全で競争力のあるソリューションを提供し、その産業化を行い、産業部門の一環としてプロジェクトを遂行することを目指している。

同社の顧客基盤は、国際的な大手エネルギー企業を含み、世界中の300基を超える原子炉で作業をしている。Framatomeは、あらゆる技術の原子炉における経験をもって、世界中の顧客のニーズに対応することができる。

（a）Framatomeの事業

原子力発電所の設計および建設において60年にわたって築いた経験をもって、Framatomeは、プロセスのすべての段階で存在感を示している。同社は、熟練のエンジニアおよび技師を擁し、現在までに世界中で90を超える原子力発電所プロジェクトを完了している。

エンジニアリング

Framatomeの専門家は、原子力蒸気供給システムを構成する装置の主要品目の設計に特化しており、これには、機械学、冶金学、中性子工学、科学計算業務、流体力学、リスク分析および原子力安全性分析が含まれる。Framatomeのエンジニアリング業務には、「ニュークリア・アイランド」ともいわれる発電所の心臓部、および原子炉の一次回路の主要部品（蒸気発生器、ポンプ、加圧器および原子炉圧力容器等）が含まれる。その専門家および技術者は、新たなEPR原子炉等の主要な新規原子力発電所建設プロジェクトに積極的に関与している。

機器の製造

Framatomeの機器は、11か国の100を超える発電所において装備されている。Framatomeは、フランスのル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモンの各工場において、新規の発電所への装備または稼働中の発電所の機器の交換のために、世界中の電力会社向けの原子力蒸気供給システムの主要な機器を製造している。同社は、先端技術の重機（原子炉圧力容器、蒸気発生器等）および移動式機器（原子炉冷却材ポンプおよび制御棒駆動機構）を製造している。

2021年、同社は、重機の製造に特化しているサンマルセル工場での増産を継続した。同工場は、フランスの原子炉向けの交換部品の供給のみならず、海外の新規建設プロジェクト（特に英国のヒンクリー・ポイントCにおけるEPR原子炉プロジェクト）向けに主要な鍛造部品の供給を行っている。

同時に、Framatomeは、EDFグループのエクセル計画に参入した（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照）。これに関し、Framatomeの部品工場は、製造および建設における「最初から正しい方法で」法令遵守を保証するために設計された計画を展開している。また、サプライ・チェーンにおいてもこの目標を達成するための取組みが行われている。

Framatomeはまた、技能維持プログラムにも取り組んでいる。このプログラムは、原子力ボイラー用の主要機器（蒸気発生器、容器等）の製造を確保することを目的としている。すべての利害関係者は、産業化のために必要な投資を行うことで、事業の標準化を図ることを目的として関与している。これは、対象とするプロジェクト（EPR2、サイズウェルC）のためにFramatomeの技術部門および主要部品製造工場（ル・クルーゾ、サンマルセルおよびジュモン）による活動を調整する専門組織に基づくものである。この産業化プロセスには、サプライ・チェーンの安定性を確保し、Framatomeおよびその主要な供給業者の製造リードタイムを管理し、技能を維持するための（場合により事前の）部品の製造を伴う。

2021年、Framatomeは、Framatomeが供給する設備に使用される局所応力除去熱処理（SRHT）プロセスに関する知識の統合および習得を目的としたプログラムを継続した。同プログラムには原料の性能に関する機械的試験が含まれており、2022年末まで継続する予定である。これにより原子力安全当局は、グラヴリーヌ6およびフラマンビル1のユニットにおける蒸気発生器の交換に係るコンプライアンス証明書の裏付けとなるファイルを完成かつ検証することが可能となった。同時に、かかる作業に関連して、Framatomeはこれらの局所SRHTプロセスの実施によって生じる可能性のある残留応力の存在を、数値的・実験的アプローチを用いて定量化した。現時点で利用可能な方法を用いて、関連する部品の完全性を検証する詳細な作業が開始されており、2022年も継続して行われる予定である。

計装制御システム

Framatomeは、稼働中および新設の発電所向けに安全な原子力計装ソリューションおよび制御システムの設計、製造および設置を行う。そのソリューションには、特に安全計装制御（I&C）システム、通常運転の計装制御（I&C）システム、原子力計装、耐用年数のソリューション、グローバルな計装制御エンジニアリングの専門技術シミュレーター、ヒューマン・マシン・インターフェイス・デザインおよびヒューマン・ファクター・エンジニアリングが含まれる。Framatomeは、これまでに世界中のあらゆる型の原子炉に、300を超える完全な計装および計装制御システムを設置した。

燃料

Framatomeは、加圧水型原子炉、沸騰水型原子炉および研究用原子炉の燃料集合体の設計、開発および製造を行う。同社のノウハウは、燃料集合体の設計から、ジルコニウムおよびその合金（ジルコニウムは燃料生産において極めて重要である。）の製造、燃料製造および関連サービスならびに原子力発電所の稼働に至るまで、全過程に及ぶ。

同社は、最高の性能および安全性を確保するために、燃料管理全般から専用ライセンスまで、関連するすべての計算を行う。Framatomeの226,000本を超える燃料集合体が、世界中で稼働している100基を超える原子炉に装荷されている。

原子力発電所の稼働および使用許可

Framatomeは、世界中で現在稼働中のあらゆる型の原子炉について、原子力安全当局との国際的な協働の経験を豊富に有している。同社はまた、各安全当局との関係を通じて、その設立国の現行規制を適用して、事業者に対し支援を行う。Framatomeは、フランスにおいて、原子力圧力機器に関する法令 (*Arrêté relatif aux Équipements sous Pression Nucléaire (ESPN)*) の適用に関して専門知識を有する。また、同社は、海外の顧客に対し、機器が要件を満たすために毎年多数の検査が実施されている技術センターの利用を提供している。同社は、適格性研究および関連書類の作成において支援を行っている。

既存の原子力発電所の維持管理、近代化およびその耐用年数の延長

Framatomeは、稼働の安全性、性能および利用率を確保しながら、既存の原子力発電所の維持管理および近代化を図り、既存設備の耐用年数を延長するために、革新的なソリューションおよびサービスを提供している。Framatomeは、各種技術および世界中の300基を超える原子炉の維持管理において、60年にわたる国際的な経験を有する。そのチームは、維持管理、部品交換、検査・点検、燃料交換、および維持管理のための原子炉停止の最適化された管理に関して専門技術および知識を有する。具体的には、その業務は、燃料集合体の供給および関連サービス、機器および予備部品の管理、計装制御 (I&C) の近代化ならびに化学的・放射化学的サービスに及ぶ。

大規模プロジェクトの管理

Framatomeは、新規原子炉プロジェクトの建設において、その設計から調達・供給、稼働まで携わっている。そのチームは、複雑なプロジェクトの管理について広く認められた専門技術をもって、最も厳しい安全基準を満たし、顧客の要求を満たすことを任務としている。新規の建設プロジェクトの場合、同社は、ニュークリア・アイランドについてソリューションを提供する。Framatomeは、フランス (フラマンビル3)、中国 (台山1および2) および英国 (ヒンクリー・ポイントCの原子炉1号機および2号機) の5基のEPR原子炉の建設、稼働および維持管理に、EDFとともに積極的に関与している。

2017年に、EDFおよびFramatomeは、フランスおよび世界中で新規の原子力発電所を建設するための共同エンジニアリング子会社であるEDVANCEを設立した。

(b) 2021年におけるFramatomeの主要な実績

2021年は再び健康危機に見舞われたが、事業および予想される業績が大きな影響を受けることはなかった。

Framatomeは、Rolls-Royceの民生用原子力計装制御 (I&C) 事業を取得し、制御システムの事業を拡大した (Framatomeの2021年11月8日付プレスリリース「Framatomeは、Rolls-Royceの民生用原子力計装制御事業の取得を完了」を参照。)。

Framatomeは、原子力用シームレス・チューブの専門製造業者であるフランスのValinox Nucléaire SASを取得し、供給の安定性を強化した (Framatomeの2021年9月7日付プレスリリース「Framatomeは、原子炉用蒸気発生器の専門チューブ製造業者であるフランスのValinoxを取得」を参照。)。

Framatomeは、CANDU技術の専門業者であるカナダのRCM Technologies Canada Corpの原子力部門 (Framatomeの2021年8月3日付プレスリリース「Framatomeは、RCM Technologies Canada Corpの原子力発電システム部門を取得」を参照。) ならびに化学・原子力産業向けの流体工学製品およびサービスのリーダーであるVirtualPiE Limited (UK) (Framatomeの2021年9月3日付プレスリリース「Framatomeは、英国のBHRグループの取得を完了」を参照。) を取得したことで、エンジニアリング活動を拡大し、世界的なプレゼンスを強化した。

Framatomeは、Dominion Energyとの間で米国のエネルギー会社の原子力発電所の長期的な運営を支援する業務契約を締結した。同契約は、2026年までの発電所の操業停止と維持管理業務をカバーしている (Framatomeの2021年4月6日付プレスリリース「Framatomeは、Dominion Energyの原子力発電所の長期的な運営を支援する数百万ドルの業務契約を締結」を参照。)。

FramatomeとUnited Engineers & Constructors, Inc. (United) との間のパートナーシップであるSteam Generating Team (SGT) は、カナダ・オンタリオ州のブルース原子力発電所の3号機および4号機における蒸気発生器の交換に関して、Bruce Powerとの間で約350百万カナダ・ドル (236百万ユーロ) の契約締結を発表した (Framatomeの2021年7月9日付プレスリリース「蒸気発生器チームのジョイント・ベンチャーは、ブルース原子力発電所の3号機および4号機における蒸気発生器の交換に関する契約を受注」を参照。)。

Framatomeは、Exelon Generationが運営するメリーランド州のカルバート・クリフ原子力発電所に対して、業界初の100%改良型事故耐性燃料 (EATF) の核燃料集合体を納入した (Framatomeの2021年11月2日付プレスリリース「Framatomeは、業界初の完全事故耐性燃料集合体を納入」を参照。)。

2021年にフランス政府が開始したフランス・ルランス (フランス復興) 計画に関連して、Framatomeが提案した複数の革新的なプロジェクトもまた承認され、資金調達および支援を受ける予定である。

(c) 原子力施設およびその安全性

基礎原子力施設 (BNF)

Framatomeのロマン工場における2つの基礎原子力施設（BNF第63号およびBNF第98号）は、2021年12月23日付命令第2021-1782号により統合された。これら2つの基礎原子力施設をグループ化している施設は、BNF第63-U号（原子炉向け燃料製造発電所）と呼ばれる。

原子力の安全性に関する2021年の実績（Framatomeの目的は、その業務に関連して生じるすべての不具合および異常を発見し、報告し、考え得る最善の方法で取り扱うことである。この指標は、経験の共有を強化し、分析を拡張し、弱いシグナルを重視することを目的としている。INESスケールでレベル0と申告された事象は、安全性の偏差であり、「弱いシグナル」とみなされる。業務を行う上で、より良いリスク回避の管理のための継続的な改善プロセスの一環として、これを考慮することが不可欠である。Framatomeは、「弱いシグナル」に関する報告および経験の共有を促進するために、不具合を発見して記録する。独立した安全性審査部門（Filière Indépendante de Sécurité）による後者の分析により、安全当局への報告レベルを判断する。）

2020年と同様、Framatomeのロマン・シュル・イゼール工場において、安全性または放射線防護に関する重大事象はなかった。2021年に、Framatomeの工場は、INES 0に分類される重大安全性事象（SSE）17件（BNF施設に限定されたSSE）およびINES 1に分類されるSSE 6件を申告し、INES 2に分類されるSSEはなかった。2021年に関して申告された事象で、従業員、一般市民または環境に影響を及ぼすものはなかった。原子力の安全性に関する2021年の実績の詳細は、原子力安全総括監査官が作成する年報およびFramatomeのロマン・シュル・イゼール工場のTSN報告書において公表されている（ウェブサイト（www.framatome.com）で入手可能である。）。

専用資産

長期的な原子力コミットメントを満たすために専用資産が積み立てられている（2021年12月31日現在の連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」を参照。）。

（ii）フランス本土における火力発電

火力発電資産は、高い感応性および柔軟性（立ち上がりが迅速で、電力調整が可能である。）を有し、投資費用が比較的少額で建設期間が短いなど多くの利点を備えている。

火力発電資産は、電力消費ならびに再生可能エネルギー発電量（特に太陽光発電および風力発電）の変動に対応し、生産と消費の均衡をリアルタイムで確保する、エネルギー構成における重要な要素の1つであり、また、システムの制御に役立っており、これにより送電網全体にわたり適切な電圧および周波数のレベルを維持することに寄与している。この役割は、フランスおよびEUの電力システムに間欠性電源が大量に含まれるようになれば、さらに大きくなる。

（イ）フランス本土におけるEDFの火力発電

2021年12月31日現在、EDFが運営する火力発電施設は、燃料および電力の両方に関して、様々な種類から構成されていた。

燃料	ユニット 容量 (MW)	2021年12月 31日現在 稼働 ユニット数	合計容量 (MW)	開始年	正味エネルギー発電量 (TWh)	
					2021年 12月31日	2020年 12月31日
石炭	580	2	1,160	1983年および 1984年	3.01	1.04
	85	4	340	1980年および 1981年		
	203	1	203	1992年		
	134	1	134	1996年		
燃料油ならびに 二重燃焼タービン (ガスおよび燃料油)	125-129	2	254	1998年および 2007年	0.34	0.46
	185	2	370	2010年		
	179-182	3	542	2008年および 2009年		
コンバインド・ サイクル・ ガス・タービン	427	1	427	2011年		
	465	2	930	2012年および 2013年	7.17	7.35
	585	1	585	2016年		

2021年における発電

2021年において、EDFのフランス本土に所在する火力発電所からの発電量は、その全発電量の約2.55%を占めた。2021年末において、この発電設備は、合計設備容量4,945MWを有していた。

2021年の火力発電量（正味エネルギー）は10.53TWhとなり、2020年（8.85TWh）よりも稼働率は高かった。2021年において、石炭ユニットは3.01TWh、CCGT発電所は7.17TWhおよび燃焼タービンは0.34TWhを供給した。

年間を通して変動的に必要とされるかかる火力発電方法は、最高水準の安定性および供給力を確実にすることを最優先事項としている。例年と同様に、2021年に火力発電所の信頼性が確認された。これは、一部の技術的な偶発事象を除き、CCGTおよび燃焼タービンの欧州基準に適合したものとなっている。持続的な運転を行う同発電所の順応力が実証された。とりわけ燃焼タービンの需要は高く、稼働を要求された際の反応率は非常に良好であった。

（ロ） 火力発電に関する課題

過渡期にある石炭火力発電所

EDFは、2013年から2015年において10基の石炭火力発電ユニットを永久的に閉鎖した。

EDFは、2014年から2016年の間にル・アーブル（1基）およびコルドメ（2基）に位置する最新技術に基づく3基の発電所を信頼性および効率性改善のために刷新した。

EDFは、2021年4月1日にル・アーブル発電所の操業停止を実施した。しかしながら、RTEが最近行った暫定的な検討では、需要と供給のバランスを維持するため、コルドメ発電所を2024年（場合により2026年）まで維持する必要があることが明らかになった。2021年7月、EDFは、木くずをリサイクルして環境に優しい燃料（バイオマス）を生産するエココンバスト・プロジェクトの中止を発表した。

火力発電所の排出量

2021年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、5.70百万トン（2020年は4.05百万トン）の二酸化炭素を排出した。2021年のフランス本土におけるEDFの火力発電所の発電量1kWh当たりの正味二酸化炭素排出量は、535g/kWh（2020年は449g/kWh（この指標は、稼働中の正味エネルギー（補助ユニット・システムによる自家消費を含む。）に対する二酸化炭素排出量を比較して算出されている。））であった。二酸化炭素構成における増加は、EDFの火力発電構成に占める石炭ユニットの割合の増加によるものである。これらは、2021年における火力発電所の発電量の約29%（2020年は12%）を占めた。発電量1kWh当たりの正味二酸化炭素排出量が、2010年には900g/kWhを上回っていたことに留意する必要がある。

また、2021年に、フランス本土におけるEDFの火力発電所は、2.08ktの二酸化硫黄（SO₂）、3.90ktの窒素酸化物（NO_x）および0.03ktの煤塵を排出した。発電量1kWh当たりの汚染物質排出量は、2010年に比べて、窒素酸化物（NO_x）については4倍、二酸化硫黄（SO₂）については14倍超、煤塵については42倍超も削減された。

これらの大幅な排出量削減は、旧型の火力発電所の操業停止、最新の発電所において利用可能な最善の技術による煤煙処理装置の改修および設置、硫黄含有量の低い燃料の使用および天然ガスタービン・コンバインド・サイクル発電所の稼働により実現した。

したがって、コルドメのユニットは、燃焼排ガスの脱硫および脱硝システム（二酸化硫黄排出量の90%を削減し、窒素酸化物排出量の80%を削減する。）ならびにほぼすべての煤塵を捕捉する集塵装置を装備している。

規制上の通知**排出規制**

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法第2019-1147号第12条は、監督機関が、政令により「2022年1月1日現在、メガワット／時当たり0.55メートルトンの二酸化炭素相当量を超えて排出するフランス本土に位置する化石燃料火力発電施設に適用される排出上限」を定めることを規定している。上記の法律を施行するために採択されたフランス・エネルギー法第D.311-7-2条は、設備容量1メガワット当たりの二酸化炭素相当量として0.7キロトンの年間基準を定めている。これは、石炭火力発電所の年間稼働時間約700時間に相当する。

この法的かつ規制上のメカニズムでは、2022年以降もかかる施設の操業を継続するか否かを決定する責任は運営者が負うものとし、補償に関する規定はない。

RTEが2021年から2022年にかけての冬を警戒していたこと、また、供給確保（フランス・エネルギー法第L.100-1条に規定される。）の必要性があったことから、エコロジー移行省は、2022年初頭の2か月間について、上記の年間0.7キロトンの年間基準の遵守の例外的な免除を認める政令案を2021年12月30日から2022年1月20日までの期間にわたり公開協議のために提出した。その結果、冬季の消費ピーク期間である2022年1月1日から2022年2月28日までについては、新たな基準として設備容量1メガワット当たり1キロトンの二酸化炭素相当量が適用される予定である。これは、当該期間の1基当たりの年間稼働時間約1,000時間に相当する。その後、2022年の残りの期間については、かかる基準は設備容量1メガワット当たり0.6キロトンに引き下げられる予定である。最後に、政令は、2023年1月1日以降、温室効果ガス排出量に係る上限は、設備容量1メガワット当たり年間0.7キロトンの二酸化炭素相当量に据え置かれることを定めている。

また火力発電事業は、（「セベソ3指令」として知られる）2012年7月4日付指令2012/18に伴う規制、ならびに一部の大気汚染物質の国内排出量の削減に関する欧州議会および欧州理事会による2016年12月14日付欧州指令2016/2284（指令2003/35/ECは改訂され、2001/81/EC、産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（改訂済み）（IED）および中規模燃焼設備からの特定の汚染物質（二酸化硫黄（SO₂）、窒素酸化物（NO_x）および煤塵）の大気中への排出量の制限に関する指令2015/2193/EUは廃止された。）から生じた、より一般的な大気質に関する法律を含む、その他の特定の規制にも服する。

燃料油火力発電所の閉鎖

2018年春、EDFは、重油を燃料とする同社最後のコルドメ火力発電所を永久的に操業停止した。

天然ガスコンバインド・サイクル・タービン火力発電所の近代化

EDFは2011年に、ブレノにおいてフランスで最初のコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の操業を開始し、その後2012年および2013年にマルティエグにおいて2基のCCGTの操業を、続いて2016年にはGeneral Electricと提携してブシャンにおける次世代CCGT発電所の操業を開始した。

かかる火力発電所の近代化により、二酸化炭素、窒素酸化物および二酸化硫黄の空気中への排出が削減された。

マルティエグのGCCTは、蒸気タービン、コンデンサーおよび水処理設備といったその設備の一部を再利用して、かつての燃料油火力発電ユニットをリパワリングしたものであった。マルティエグの敷地の設備容量は930MWであり、その発電量は50%超と、石炭火力発電ユニット等の発電量を著しく上回るものである。

この革新的なブシャンのCCGTは、その容量（30分未満に600MWの発電が達成可能）および発電量（60%超）が向上しており、2015年に操業停止された近隣の旧型の石炭火力発電所の二酸化炭素排出量の3分の1に値する、平均約360g/kWhという良好な環境パフォーマンスを提供する。

閉鎖された火力発電施設ユニットの廃炉

EDFは、既に閉鎖されたかまたは閉鎖が予定されているユニットのすべてを廃炉化する計画を立てた。かかる廃炉化のための引当金として、稼働ユニットすべての廃炉化および発電所敷地の除染に係る費用に対応する金額が計上されている（連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」を参照。）。

2021年において、EDFは、操業停止が確実となった発電所において廃炉作業を継続した。2021年に実施された主な作業は、コルドメおよびル・アーブルの操業停止したユニットからのアスベスト除去ならびにブレノ施設（煙突）の廃炉であった。

EDFは、自らのニーズを確保するために、空間を正確に配分し、計画規制の現地モニタリングを実施することで、敷地のポテンシャルを可能な限り維持するように配慮している。このように土地と空間の管理を区別することで、EDFの土地を占有問題から解放する（新たな土地資源を解放し、生物多様性の可能性を引き出し、自然の土地を回復する）ことが可能になり、当グループのニーズを考慮し、地方自治体の新たな活動（アラモン施設におけるCleantech Valléeの参入）の展開を支援することができるようになった。

規制上の通知**閉鎖に適用される規制**

化石燃料火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に適用される法律に服し、かかる法律はフランス環境法にまとめられている。指定施設に適用される法律においてカバーされる業務は登録簿に記載され、潜在的なリスクおよび生じ得る不利益の水準に応じて、申告、登録または許認可の状態に置かれる。これらの規制は、将来予定されている土地の使用方法に応じて、施設の休止時、土地の復元を要求するものであり、特定の施設については財務保証を付けることも要求される。これらの規制は、施設の各カテゴリーにおける危険性および／または不利益の性質に応じて、敷地の監督、施設の安全保障、閉鎖前後に事故が生じた際の介入および閉鎖後の敷地の復元が確実に行えるよう策定されている。

(iii) 再生可能エネルギーの発電および貯蔵

EDFグループは現在、再生可能エネルギーにおける欧州でのリーダーであり、より具体的に言えば、欧州連合における水力発電の主要な供給業者である。水力発電は当グループの最も重要な再生可能エネルギー源であり、その設備容量は22.3GW（海洋エネルギーを除く。海洋エネルギーを含めた場合、22.5GW。）である。当グループはまた、競争力の高い産業部門（主に風力および太陽光）の開発においてもリーダーである。EDFの目標は、2024年末までに太陽光発電および風力発電の純設備容量を21GWにすることである。再生可能エネルギーは、既に当グループ全体の設備容量の4分の1超を占めている。

2021年末現在における当グループの再生可能エネルギーの純設備容量（保有割合に応じた比率。）

(単位: MW)	水力	風力	太陽光	バイオマス	地熱	海洋 エネルギー	合計
フランス	20,501	1,655	397	182	1	240	22,975
欧州（フランスを除く。）	1,156	1,760	83	3			3,003
米国	205	4,642	1,488				6,335
アジア	432	704	447	23			1,606
アフリカ ⁽¹⁾		285	559				844
純設備容量合計	22,294	9,047	2,975	208	1	240	34,764

(1) 中東諸国を含む。

(イ) フランスにおける水力発電**(a) EDFの水力発電所**

水力は、フランスにおいて、原子力に次いで2番目の発電資源であり、再生可能エネルギー発電の中では第1位の発電資源である。これは、とりわけ送電網の安全性および均衡化といった多くの理由から電力システムにとって重要な分野である。

フランス本土におけるEDFの水力発電所には、フランスの子会社およびクロスボーダーの企業（仏独共同および仏スイス共同の発電所）が所有する発電所を含め、約500基の発電所がある。2021年末現在、EDFの発電所は427基あり、その平均運転年数は76年（算術平均）であった。

水力発電所	2021年12月31日	2020年12月31日
最大容量合計 (GW)	20.1	20.1
揚水発電を含む発電量合計 (TWh)	41.8	44.7

フランス本土においては、水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・セントラルおよびジュラといった山間部ならびにライン川流域に所在する。合計で、EDFの発電所の設備容量の23.3%にあたる、約20.112GWの設備容量を有し（フランス海外県およびコルシカ島を除く。）、40TWh超の発電容量を有する。

様々な水力発電の施設が、多目的水管理（詳細については「第2 3（2）①（iii）（イ）（d）水力発電に関連する課題」を参照。）の一環として、かかる施設が位置する渓谷地での水資源の利用を最適化するべく設計されている。その発電所の規模および多様性により、EDFは、ベースロード発電時からピークロード発電時に至るまで、あらゆる種類の需要に対応可能な施設を有しており、またかかる施設は以下に示す順応性に応じて最適化のための方策も提供している。

種類	タービン容量 (GW)	50年間の平均重力発電容量 (TWh) ⁽¹⁾
河川設置型	3.6	16.7
人工池	8.2	14.5
調整池式発電所	3.1	8.1

揚水 ⁽²⁾	5.1	1.5
潮汐発電所	0.24	0.5

(1) 50年間の平均発電量は、観察された気候変動に基づき再評価されている。

(2) STEPには重力発電容量のみが含まれている。揚水エネルギーは含まれていない。

(b) 水力発電所の性能

2021年、揚水発電所の運転に必要な電力を差し引く前のEDFの水力発電量は、フランス本土で41.80TWhであり、EDFの2021年の総発電量の10.12%であった。

2021年に、EDFは、最適で安全な稼働を確保するべく、水力発電所の開発および維持管理のために、フランス本土において476百万ユーロ超の支出を行った。

高度自動化・遠隔管理発電所

水力発電施設の柔軟性を活用するため、数年前からEDFは、自動化、水力発電所の遠隔制御および各渓谷地の中央管理を含む意欲的な計画を実施している。現在、発電量が15.6GW（水力設備容量の約77%）を超えるEDFの最大の水力発電所が、電力システムの需要および電力市場により求められる経済機会に対応し、発電所の稼働プログラムをいつでも修正することができる4つの制御センターにより遠隔管理されている。

最大級の発電所の信頼性を向上させるために、EDFは、5つの地域動作センターから（温度および振動といった）機械の物理的パラメータを監視している。これにより異常を迅速に検知することが可能となり、また機械の状態および動作に精通したことで事故を防ぐことが可能となった。

発電所の技術的性能および2021年における水力発電の状況

水力発電による発電量は、水源における気候が不確定なため、年により大幅に異なる可能性がある。2021年は、わずかな水不足が発生し、発電実績は良好であった。これは、エネルギー危機の中で水力発電施設の稼働率と性能を確保するために、あらゆるチームが動員されたためである。

変動型再生可能エネルギー（太陽光および風力）の拡大に関連するニーズを予測して、水力発電資源の柔軟性の向上を図り、欧州の日中電力取引の進展によってもたらされた機会を捉えるために発電所の遠隔運転を適応させることに重点を置いている。

2020年、ニースの内陸地域は暴風雨アレックスによる深刻な被害を受けた。1年後、14か所の発電所のうち10か所がEDFグループのチームの動員により再稼働された。

(c) 水力発電の安全性

EDFは、とりわけ継続的な構造上の健全性監視という方法により、保有するダムなどの定期的な監視および維持管理を行っており、水力発電の安全性に貢献している。水力発電の安全性は、水力発電所の設計時および稼働時に講じられるあらゆる措置を含み、その目的は、人間および財産に対する水に伴う危険または施設の使用もしくはは操業による危険を軽減することである。水力発電の安全性は、発電業者の重大かつ永続的な懸案事項である。

リスク管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・下流河川における水位または水流の変動に関する顧客への情報提供（コミュニケーション・キャンペーン、河川で作業する従業員に関する情報、夏季における「水力発電ガイド」の雇用）を通じた業務リスクの管理。
- ・施設およびこれを取り巻く地域社会の安全確保を目的とした、水位が例外的に高い期間中の施設の管理。
- ・公的機関により監督される施設の定期的な監視および維持管理を通じた、ダムまたは貯水池の故障に伴う主要リスクへの対処策。AクラスおよびBクラスの240のダムそれぞれについて、10年ごとまたは15年ごとに（各々AクラスのダムおよびBクラスのダムに関する）危険性調査が行われる。かかる調査により、リスク軽減手順の一部を形成する構造および関連する対応策の概要が整備される（詳細については、EDFのウェブサイトですぐ入手可能な水力発電の安全検査局が作成する年間報告書を参照）。最大規模の67のダムが、該当する知事により実施される特別な管理手続（特別介入計画）の対象となっている。

「第3 2 (2) ④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 E：水力発電の安全違反」を参照。

規制上の通知

施設の安全性に適用される規制

フランス環境法第R.214-112条以下には、委託契約に基づき許可され、運営されている水力発電施設の安全性に適用される規定が盛り込まれている。ダムは、その性質（特にダムの高度および容量）によって3つのクラス（A、BおよびC）に分類される。この分類および施設に適用される法的規則に基づき、事業者または委託契約の当事者は、規制上、当該施設の安全性を保証するための一定の義務を履行することが求められている。

(d) 水力発電に関連する課題

水力発電は、発電量の低炭素性と、他のエネルギー貯蔵ソリューションをはるかに凌ぐその柔軟性および貯蔵容量により、エネルギー移行において重要な要素である。水力発電は、再生可能エネルギーの生産およびその拡大に加え、地域の水資源の管理においても重要な役割を果たしている。

委託契約の更新

規制上の通知

フランスにおける水力発電施設に適用される規制

フランスでは、水力発電施設は、フランス・エネルギー法第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。同規定は、（4.5MW超を発電する施設の場合）政府により付与された委託契約または（4.5MW未満の施設の場合）県からの許認可を義務付けている。

水力発電委託に先立って、フランス・エネルギー法の規定に従うことを条件として、フランス公共調達法に規定されている条件に従った公示および競争入札が行われる。

フランス・エネルギー法第L.523-2条に基づき、フランス・エネルギー法第L.521-16-2条または第L.521-16-3条に規定される条件に従って水力発電委託契約を更新または延長する場合、当該委託契約からの収益に比例する年間委託料が課され、かかる委託料の一部はフランス政府に対して支払われ、一部は使用する河川の流域にあたるフランスの県および地方自治体に対して支払われる。

水力発電の利用に係る1919年10月16日付フランス法に従い、水力発電の委託には75年の当初期間がある。2012年までに満了した水力発電の委託の大半は、30年から50年の期間で更新された。しかしながら、フランス政府は、2021年12月31日現在満了していた設備容量2,677.4MWに相当する29の委託契約について未だに更新をしていない。これらの委託契約は、その満了以降、フランス・エネルギー法第L.521-16-3条により定義された「延長」の状態にあり、これにより、満了となったが更新されていない委託契約は、当面の間、稼働を継続するため、従前の条件の下で新たな委託が認められる時点まで延長される。

このような状況において、EDFは、より高いエネルギー効率、水域環境に対する配慮、政府および市町村による料金を通じた補償ならびに地域開発を組み合わせるとともに、操業の安全性を保証することで、法定の枠組みに基づく委託契約の更新に対する準備を行っている。

この点について正式警告を決定するための交渉が、フランス政府と欧州委員会との間で行われている。2015年10月22日付の1回目の通知において、欧州委員会は、フランス政府がフランスにおける水力発電委託の大部分をEDFに発注し、EDFとの契約を更新することによりEDFのフランス電力小売市場における独占的地位が強化されることから、フランス政府が欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第1章第106条の条文に違反していると考えている。政府は、かかる通知に対して回答し、フランス政府および欧州委員会との間の対立する見解のやりとりが始まったことが明らかとなったが、これは欧州委員会が採択する最終決定に影響を与えることはない。EDFは、主要な利害関係を有する当事者として、2016年1月4日、欧州委員会に対して、欧州委員会の分析およびその根拠に対して強く異議を唱える意見を送付した。EDFは、これ以降フランス政府および欧州委員会との間における、特にフランス市場の運営に関する技術的詳細の提供に関する情報交換に関与してきた。

さらに、2019年3月7日に、欧州委員会は、水力発電の委託契約の更新に関する2回目の正式通知をフランス政府に送付した。その他の加盟国7か国も、正式警告を受領した。それは、オーストリア、ドイツ、ポーランド、スウェーデン、ポルトガルおよび英国で、イタリアはさらに2回目の正式警告を受けた。フランスに関してより具体的に言えば、欧州委員会は、これらの更新に対して公的秩序に係る欧州の法律を適用することの問題点およびこれらの更新において準拠するフランスの法律が同様の公的秩序に係る欧州の法律に適合しないという問題点を主張した。

「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「1 B：水力発電委託の法規制の枠組みの変化」も参照。

発電所の開発

気候変動対策およびその影響に対する回復力の強化に関する法律は、水力発電の開発および電力貯蔵に関する複数年にわたるエネルギー計画（PPE）の規定を補足するものである。

EDFは、PPEが定めた水力発電開発の目標と完全に足並みを揃えることで、この開発の原動力のために取り組んでいる。PPEは、フランスにおける水力発電開発の野心的な目標を定めており、2030年から2035年の間に、重力発電容量を1GW、STEP（揚水発電所）の発電量を1.5GWとすることを目指している。

この目標は、以下に挙げるいくつかの方法で活用されている。

- ・委託契約で管理されているインフラの容量を増設している。フランスの2019年11月8日付「エネルギーおよび気候」法の規定（フランス環境法第L.511-6-1条において成文化されている。）により、当該行政当局による承諾などのいくつかの条件を満たすことを条件として、容量の増設を実施するために申告手続を利用することが可能である。
- ・エネルギー移行の要求（電力システムにおける変動型電源の統合を含む。）、および気候変動を考慮して非常に低い水位を補う必要性の増大に対処するための大型貯蔵プロジェクトが開発されている。EDFは、その貯蔵計画を通じて、フランス国内外において、この水力発電資産を強化する予定である。とりわけ、EDFは、既存の施設に基づいて、複数のSTEPプロジェクトの研究を行っている。
- ・フランスの海外県および海外領土において、これらの地域の複数年エネルギー計画（PPE）で特定されたニーズに対応するために、水力発電プロジェクトを開発している。
- ・地域全体で、維持流量タービンおよび計画されている設備の新規プロジェクトの開発を継続している。
- ・既存の発電所のパフォーマンスの改善、買収およびいくつかの売却を通じた追加の発電容量の開発ならびに新たなインフラ・プロジェクトの開発により、「小水力発電」部門の開発を継続している。

水力発電所が位置する渓谷地における地域への定着

EDFは、水力発電施設近辺の地域の発展の持続可能性を確保し、かかる発展を共有するように常に配慮している。これらの地域は、多くの場合は農村地域であり、時として孤立する地域の場合もある。これに関して、EDFは、地域に根差した活動を行うことを明確に約束しており、対話に基づく責任ある委託管理者としての姿勢と、すべての利害関係者との共同構築を組み合わせ、「1地域に1つの川（*Une rivière, un territoire*）」の機関を通じて地域経済の発展を支援している。こうした約束は、EDFが、関係する地域の経済、政治および団体セクターの関係者と密接に共同し、施設周辺の住民と密接な対話を続けていることに反映されている。

これは、以下の2つの主要な柱を中心に構成されている。

- ・第一に、現地の経済的利益を最大化することを目標とした雇用。EDFは、技術的な購入（設備、工事、調査等）のおよそ3分の2を水力発電所の位置する渓谷地で行っており、現地の工業資源（EDFの供給業者討論会では、水力発電部門に特化した取引を行う1,800社を超える地元企業が挙げられている。）の利益となっている。フランス都市部におけるEDFの水力発電事業の雇用の影響に関する評価では、4,340人の間接雇用が推定されている（2021年のフランス経済セクターからの437.6百万ユーロの購入および64の経済セクターに対する百万ユーロ当たりの間接雇用の影響に基づき、一般に認められた学術的定義に従って（INSEEの経済データに基づき）算出される。）。
- ・2021年における利害関係者との特に以下に示される継続的対話
 - ーガロンヌ県マローズ（タルヌ・エ・ガロンヌ県）の魚道に関する協議
 - ーボール＝レ＝ゾルグのダム（コレーズおよびカンタル）の70周年記念および「活性化について話そう（*Parlons revitalisation*）」対話（小都市および農村地域の活性化）に特化した組織
 - ープテのダム（オート・ロワール）における作業の継続
 - ーフランス政府の回復計画に関連して、ライン川流域の2か所の魚道の建設に関する協議手続の開始

EDFはまた、2012年に開始した「1地域に1つの川」という専用のプログラムを継続している。この地域プログラムは、50社を超える地元企業への融資を通じて、540人超の雇用を創出または維持してきた。これにより、2025年までに750人を超える雇用を創出または維持することができる。

2021年、EDFは、水力発電施設周辺の観光業の開発を支援するため、より小規模な融資制度を構築した。EDFは、当社のサービス供給業者ならびに健康危機の影響を被った河川流域における経済的および社会的な生活に不可欠な関係者のキャッシュ・フローの支援を目的として、「復興融資」制度を継続した。

水へのアクセス管理

規制上の通知**水資源の安定した管理に適用される規制**

EDFの水力発電事業は、水に関する規制の実質的な規定に服する。かかる規制は、特に水位および水流量の変動の管理、近隣地域および水力発電所の下流の地域の安全性ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持をカバーしている。

フランスにおいてEDFが運営しているダムの貯水容量は、約7十億立方メートルである。水力発電インフラは、発電だけでなく、水管理にも利用されているため、EDFは地域の生活および経済発展に大きく貢献している。

EDFは、水力発電の供給業者であるだけでなく、水資源の持続可能な管理にも貢献している。例えば、EDFは、夏季において水域環境およびその他水の利用（飲料水、灌漑、河川スポーツおよび河川レジャー活動（カヌー、カヤック等）等）に便益をもたらすために、多数の河川の水流の維持管理を行っている。また、デュランス・ヴェルドンおよびサンカシアン（アルプ・マリティーム県）の貯水池は、プロヴァンスの農業水利およびコートダジュールの飲料水供給において基本的な役割を担っている。

また、EDFは、主要な貯水池では観光に見合った水位を維持しており、それにより、共同政策イニシアチブの一環としてレクリエーション活動および観光経済が発展している。例えば、2021年8月のセール・ポーンソン湖周辺の平均稼働率は、オート・アルプ（<https://www.dici.fr/vie-dici/2021/08/30/communiqué-de-presse-tourisme-saison-d-ete-2021-hautes-alpes-confirment-1561781>）の平均率に比して13ポイント高かった。

2020年から2021年にかけてEDF Hydroは、アドゥールーガロンヌ川（<http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/conditions-de-mobilisation-des-retenues-a3129.html>）の低水位時に支援を提供するため、水力発電貯水池の稼働に関するCGEDD-CGAAER（CGEDD: Conseil général de l'environnement et du développement durable（環境・持続可能開発評議会）、CGAAER: Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux（食料・農業・農村地域総評議会））の専門家による評価に協力した。今回の専門家評価では、節水推進の必要性に加え、アドゥールーガロンヌの夏の河川に対して現在行われている支援の他に利用可能なツールがあると結論付けた。これらのツールは、法的、財政的および技術的な手段が整備された場合に限り、エネルギーの柔軟性を相殺し、軽減させるために活用することが可能となる。

水管理は、様々な利害関係者と協議の上で行われている。場合によっては、地方議員、漁業者、農家ならびに観光地および工業用地の管理者との間の契約も含まれる。したがって、EDFは、地域の水管理のガバナンスにおいて主要な利害関係者である。例えば、EDFは、革新的な「流域コーディネーター委任」制度を設け、EDFのすべての事業ラインが、UFE（フランス電力協会）を代表して、流域委員会および水関連機関の理事会などの水関連当局に代表を置くようにしている。

水管理に関するEDF内でのこのような代表制および協調的な行動により、EDFの事業は持続可能であることが確保され、水資源の共同管理が促進される。EDF Hydroは、水管理に関する集団的な考察に貢献するため、UFEを通じて、農業省およびエネルギー移行省が2021年5月に開始した水に関する農業問題のプロジェクトに参加している。同社は、水力発電について、気候変動により生じる適応および緩和の課題をバランス良く共有することが重要であるという見解を示している。

(ロ) その他の再生可能エネルギー**(a) バイオマスおよびバイオガス**

当グループは、フランス国内（特にその子会社であるDalkiaにおける株式保有を通じて）およびフランス国外の数十の暖房ネットワークおよび小規模の、主に木材を燃料とする発電所における持分を所有し、コジェネレーションにおいておよび天然ガス配電網への直接注入の両方に利用され生産されたバイオガスとともに、現在まで数年にわたり嫌気性消化の開発に携わっている。

(b) 地熱エネルギー

この種類のエネルギーを発展させるため、EDFは、アルザスにおいて2か所の産業施設（1か所はリッテショフェンにある現地の施設であるエコギの熱供給用、もう1か所はソルツ・ス・フォレにある発電用）を運営する子会社のÉlectricité de Strasbourgを利用している。

(ハ) EDF Renewablesの事業

水力発電とは別に、EDFグループの再生可能エネルギー源への取組みは、EDFの完全子会社であるEDF Renewablesが主に行っている。EDF Renewablesグループに属する企業は、2021年12月31日現在、4,382名の従業員という労働力を有している。

EDF Renewablesは、陸上および洋上の風力発電において強い存在感を示しているだけでなく、その太陽光発電事業を促進することで、再生可能エネルギー市場の活性化に全面的に携わっている。

EDF Renewablesはまた、EDFの貯蔵計画に沿って貯蔵分野にも進出しており、かかる貯蔵計画では2035年までに大規模な蓄電池からの4GWを含めて新たに10GWの容量が必要となる。

最後に、EDFはまた、分散型の再生可能エネルギーの分野（屋上太陽光発電）で、フランス（子会社のEDF ENRを通じて）ならびに海外（特に米国、中国、英国ならびに2021年からはベトナムおよびイスラエル）において、住宅用顧客と企業用顧客に対して、その存在を認められている。

EDF Renewablesでは、その設備容量が著しく増加した（過去5年間にわたって年間平均で10%増）。2021年12月31日現在、EDF Renewablesは、15,577MWの総設備容量（純設備容量は10,113MW）および現在建設中の7,997MWの総設備容量を有している。プロジェクト・ポートフォリオは2021年末に合計76GWの総容量であった。EDFグループは、2024年までに21GWの再生可能エネルギー（水力発電および太陽光発電を除く。）の純設備容量を達成することを目標としている。

EDF Renewablesは、20か国を超える国々で操業し、中でもその主な歴史のある地域である北米（米国、カナダおよびメキシコ）ならびに主にフランスおよび英国といった欧州においては、再生可能エネルギー資源からの電力の開発および生産におけるベンチマークとなる企業の1つである。EDF Renewablesは、その事業を地理的観点からもリバランスしており、再生可能エネルギーにおいて大きな成長潜在力を有する南アフリカ、ブラジル、中国、インド、アラブ首長国連邦、サウジアラビア、モロッコおよびエジプトといったその他の国々においてその存在感を高めている。

EDF Renewablesは、再生可能エネルギーにおける統合的な事業者であり、バリュー・チェーンのすべての段階に関与している。EDF Renewablesは、プロジェクトの開発、発電所の建設中のエンジニアリングならびにこれらの運営および維持管理において、上流部分で業務を行っている。EDF Renewablesは、必要に応じて同社自身で、または共同でプロジェクトの開発を行っている。2021年末現在、EDF Renewablesのポートフォリオは、風力発電が73%、太陽光発電が26%および貯蔵が1%を占め、同社は、太陽光発電の開発を加速させ、技術的なリバランスに乗り出した。

また当グループは、その事業モデルの一環として、第三者の投資家に対して建設したプロジェクトの全部または一部の販売を行うストラクチャード・アセットの開発および売却事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。2021年にDSSAにおいて販売された純容量は896MWであった。

（a）発電所

部門別および国別設備容量

(単位：MW)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
南アフリカ	145	73	111	56
ドイツ	175	173	175	173
ベルギー ⁽³⁾	325	27	325	27
ブラジル	571	480	329	238
カナダ	560	506	560	506
チリ	175	88	115	58
中国	905	380	617	216
デンマーク	0	0	6	6
米国	4,016	2,943	3,618	2,803
フランス	1,808	1,637	1,695	1,528
ギリシャ	264	238	264	238
インド	364	262	269	177
イタリア	0	0	40	25
メキシコ	324	162	324	162
ポルトガル	0	0	546	149
英国 ⁽⁴⁾	603	167	603	187
トルコ	0	0	559	280
サウジアラビア	416	212	0	0
ポーランド	68	68	0	0

風力合計 ⁽⁵⁾	10,719	7,416	10,157	6,828
太陽光				
ブラジル	399	199	399	199
カナダ	61	42	61	42
チリ	261	131	261	131
中国	128	123	117	113
エジプト	165	65	149	65
アラブ首長国連邦	1,065	170	1,065	170
米国	1,005	741	534	380
フランス	378	320	278	219
ギリシャ	32	30	12	12
インド	657	325	207	100
イスラエル	427	323	324	220
メキシコ	120	120	120	120
トルコ	0	0	36	18
英国	5	2	0	0
太陽光合計 ⁽⁵⁾	4,703	2,591	3,563	1,790
貯蔵				
米国	55	55	20	20
英国	100	51	49	25
貯蔵部門合計 ⁽⁵⁾	155	106	69	45
合計 ⁽⁵⁾	15,577	10,113	13,788	8,663

(1) 総設備容量：EDF Renewablesが出資している設備の設備容量の合計。

(2) 純設備容量：EDF Renewablesの持分に応じた設備容量。

(3) 洋上風力のためのMW。

(4) EDF Renewablesは、EDF Renewables UKの51%を保有する（残りの49%は、EDF Energyにより保有されている。）。「第2 3（2）⑤（i）英国」を参照。

(5) 小数第1位未満を四捨五入した、正確な値の合計に相当する。

2021年のすべてのセグメントおよび国々におけるEDF Renewablesの完全連結された施設の発電量は、24.7TWhであった。2021年末における負荷率は、陸上風力発電において31%、太陽光発電において19%に達した。

(b) セグメントおよびハイライト

イタリアとベルギーの再生可能エネルギー事業の詳細については、「第2 3（2）⑤（ii）イタリア」および「第2 3（2）⑤（iii）（イ）欧州北部」をそれぞれ参照。

風力発電

陸上風力発電

2021年中にEDF Renewablesは、陸上風力発電の開発を進め、これによりEDFグループのCAP2030戦略計画に寄与した。EDF Renewablesの陸上風力発電の総発電容量は、2021年末現在において9,789MWとなった。2021年には総容量1,533MWの陸上風力発電所が稼働した。建設中の陸上風力発電所は、2021年12月31日現在、合計で1,445MWの総容量を占めた。

フランス

EDF Renewablesは陸上風力発電における成長を続け、2021年にはボジョレー・ヴェール（12MW）、ロング・ロワ（43.6MW）、ル・テレグラフ（14.4MW）、レ・ヴァン・ドゥ・ラ・ジャヴィーニュ（15MW）、ルサック（15MW）およびシャン・グルロー（22.8MW）の風力発電所で約123MWの容量を追加で稼働した。加えて、約54MWの風力発電プロジェクトが建設中である。2021年に、EDF Renewablesは、コルシカ島のテネサ風力発電所（11.7MW）のリパワリングおよびシュド・アラジョワ風力発電所（21.6MW）の建設を継続した。

EDF Renewablesは、陸上風力発電所について2件のクラウドファンディングのキャンペーンを開始した。CRE（エネルギー規制委員会）の入札募集に関し、EDF Renewablesは、合計約350MWの5件の風力発電プロジェクトを落札した。最後に、EDF Renewablesは、合計144MWの14か所の風力発電所に関する5つの電力販売契約（企業向けの電力購入契約（PPA））に調印した。

南アフリカ

2021年8月、EDF Renewablesは、ケープタウンの東にある旧シスカイ地方のウェスリー風力発電所（34.5MW）を稼働した。2021年10月、EDF Renewablesは、政府による入札募集において、ユニットの設備容量が140MWの3件のプロジェクトを落札した。

サウジアラビア

EDF Renewables（主契約者）は、MasdarおよびNesmaとのコンソーシアムでデumat・アル・ジャンダル・プロジェクトの建設を完了した（EDF Renewablesの2021年4月12日付プレスリリース「Masdar-EDF Renewables-Nesmaのコンソーシアムは、サウジアラビアにおける300MWの太陽光発電プロジェクトの融資完了を達成し、建設を開始」を参照。）。416MWの総設備容量を有するこの発電所は、サウジアラビアで最初の風力発電所となり、中東においては最大の風力発電所となるであろう。

オーストラリア

EDF Renewablesは、280MWの最大容量を有するクイーンズランド州のパナナ・レンジ風力発電所プロジェクトを取得した。EDF Renewablesは、このプロジェクトの開発、建設および運営を継続している。

ブラジル

EDF Renewablesは、2015年からブラジルで事業を展開しており、再生可能エネルギー産業における同国の主導者の1社である。バイア州にあるフォルハ・ラーガ・ノルテ風力発電所の第2フェーズは、2021年に稼働した（EDF Renewablesの2021年5月5日付プレスリリース「EDF Renewablesはブラジルの344MWの総合風力発電所を稼働」を参照。）。この総合発電所は、344MWの設備容量を有し、82基の風力タービンで構成されている。

EDF Renewablesはまた、ボニートおよびムルング・ド・モーロの自治体にあるヴェントス・ダ・バイア風力発電所を所有しており、合計容量は、建設中の138MWを含めて365MWである。

さらに、EDF Renewablesは、パライバ州における新規の242MWのセラ・デ・セリド風力発電所の建設を2021年末に開始した。同発電所は2023年に稼働予定である。

チリ

2021年、チリ北部のカボ・レオネス風力発電所が60MW追加拡張された。また、EDF Renewablesは、2021年11月に、新たな再生可能エネルギー・プロジェクトの開発のため、1,300ヘクタールの土地の利権を獲得した。

中国

2021年半ば、EDF Renewablesおよびそのパートナーは、容量88MWを有する融水Ⅰおよび融水Ⅱの風力発電所を稼働させた。

米国

2021年、EDF Renewablesは、米国において3つの風力発電所を稼働させた。2月に稼働したラス・マハダス（272.6MW）および3月に稼働したコヨーテ（242.5MW）の2つの発電所は、テキサス州にある。ネブラスカ州にあるミリガン風力発電所（300MW）は5月に稼働した。加えて、テキサス州のキング・クリーク風力発電所（393.4MW）が現在建設中である。このプロジェクトについて、100MWの15年間の電力購入契約（PPA）がEDF RenewablesおよびPedernales Electric Cooperative Inc.（PEC）により締結された。

2021年2月のテキサス州における異常寒波の間、電気料金の高騰が数日間にわたって観測された。EDF Renewablesは、4つの風力発電所を操業停止し、契約上のコミットメントを果たすために非常に高い価格で電力を購入することを余儀なくされた。

モロッコ

EDF Renewablesならびに多様な事業ポートフォリオを有する国際貿易および投資グループである三井物産株式会社は、モロッコ北部のタザ風力発電所（87MW）の建設を継続した。稼働は2022年の予定である。

ポーランド

EDF Renewablesは、合計容量68MWの3つの風力発電所プロジェクトを稼働させた。これらは、2019年末に落札された。

ポルトガル

EDF Renewablesは、正味で149MWの風力発電容量を現地のパートナーに販売した。

トルコ

EDF Renewablesは、2021年6月にすべての陸上風力発電に対する投資を処分した。

洋上風力発電

EDF Renewablesの開発において、洋上風力発電は得意とする分野となっている。同社は、洋上風力発電市場において既に事業を展開しており、14GWのプロジェクトが開発中、建設中、稼働中または運営および維持管理中である。EDF Renewablesは、欧州全域（ドイツ、ベルギー、フランス、アイルランド、英国）で事業を展開しており、欧州では8番目に大きい事業者で、約2GWのプロジェクトが建設中である。中国においてもその存在が認められており、米国においてもその存在が位置付けられている。

フランス

EDF Renewablesは、洋上風力発電の主導者であり、フランス政府により立ち上げられた入札募集において、7件のプロジェクトのうち4件を落札した。

- ・2012年に、3つのプロジェクト（サンナゼール洋上風力発電所、フェカン洋上風力発電所およびクルル・シュル・メール洋上風力発電所）を落札した。これらは全体で約1,430MWの容量となり、その費用は約60億ユーロである。これら3つの風力発電所に関連する許可はすべて付与された。パートナーシップの取決めに伴い、フェカンおよびクルル・シュル・メールのプロジェクトのためにEDF Renewables、Enbridge Inc.およびwpdが集結した。サンナゼールのプロジェクトについては、EDF RenewablesはEnbridge Inc.と提携している。2019年、フランス政府は、これら3つの洋上風力発電プロジェクトを承認した。2019年9月に開始されたサンナゼールの風力発電所の建設は、2021年も継続し、洋上工事が開始された（EDF Renewablesの2021年8月28日付プレスリリース「サンナゼールにおけるフランス初の洋上風力発電所の建設：機器の製造が完了し、洋上事業が継続された」を参照。）。2020年6月に開始されたフェカンのプロジェクトは進行中である。2021年、このプロジェクトについてクラウドファンディングのキャンペーンが実施された。最後に、クルル・シュル・メール洋上風力発電所の建設が2021年2月に開始された。
- ・2019年6月、EDF Renewables、Innogy（現RWE）およびEnbridgeにより構成されるコンソーシアムは、ダンケルクのプロジェクトを落札した。2020年度第4四半期に特別公開討議委員会により開催された公開討議を経て、2021年5月、今後約600MWの設備容量の風力発電所の設計、建設、運営および維持管理を担当するこのコンソーシアムは、電気接続を担当するRTEとともに、プロジェクトの開発を継続するという共同決定を確認した（EDF Renewablesの2021年5月10日付プレスリリース「ダンケルク風力発電所プロジェクトの開発および送電網接続が公開討論を経て前進」を参照。）。2021年12月以降、RWEの撤退を受けて、EDF RenewablesおよびEnbridgeは、ダンケルクの風力発電プロジェクトへの出資を増加している。
- ・2021年、EDF Renewablesは、政府により立ち上げられた2件の洋上風力発電プロジェクトの最終選考に残った。1件はノルマンディーに位置しており、もう1件はブルターニュ南部に位置する浮体式洋上風力発電所である。
- ・EDF Renewablesはまた、浮体式風力発電技術に基づくパイロット洋上風力発電プロジェクト（プロヴァンス・グランド・ラージ）を地中海で実施している。プロジェクトの資金調達取引は、2021年後半に完了した。

中国

200MWの東台V風力発電所が2021年11月下旬に稼働した。合計容量502MWの東台IVおよび東台Vの風力発電所は、上海北部の江蘇省沖に位置している。これらは、EDF（EDF RenewablesおよびEDF China）とChina Energy Investment Corporation（CEI）とのジョイント・ベンチャーにより所有されている。

米国

2018年末に、EDF Renewablesは、50対50のジョイント・ベンチャーであるAtlantic Shores Offshore Wind, LLCを、Shell New Energies US LLC（Shell）とともに設立した。このジョイント・ベンチャーの目的は、米国連邦当局により発表されたリースに基づき、ニュージャージー州沖（WEA（風力発電海域））に位置する洋上風力発電タービンを開発することである。

2021年6月、ジョイント・ベンチャーは、容量1.5GWのプロジェクトの開発を獲得した（EDF Renewablesの2021年7月1日付プレスリリース「EDFグループは、米国ニュージャージー州における1.5GWの洋上風力発電プロジェクトを獲得」を参照。）。

英国

2021年に、EDF Renewablesは、アイルランドの電力会社ESBと協同して、Neart na Gaoitheの洋上風力発電所の建設を継続した。この450MWのプロジェクトは、スコットランドの東海岸のフォース湾に位置している。COVID-19パンデミックが世界のサプライ・チェーンに与えた影響および技術的な課題により、予定されているプロジェクトの稼働スケジュールに遅れが生じた。

また、EDF Renewablesは、Blyth Offshore Demonstrator Limited (BODL) の合計容量100MWを有する試験的な風力発電所について、マレーシアの会社であるTenagaとパートナーシップを締結した。40MW超が現在稼働している。ブリスII浮体式洋上風力発電所プロジェクトは、現在開発中である。

太陽光発電

EDF Renewablesは、太陽光発電の拡大を続けている。2021年末現在、太陽光発電の総設備容量は、2020年末から純設備容量が801MWp（45%）増加して、4,703MWp（純設備容量は2,591MWp）となった。

EDF Renewablesは、総設備容量4,300MWpの建設中の太陽光発電プロジェクトのポートフォリオも有している。

フランス

EDF Renewablesは、2017年12月に当グループによって開始されたソーラー・プランに寄与するための方策を構築した。

EDFは、すべての市場セグメントを対象とした戦略を実施している。かかる戦略は、プロジェクトが稼働に至るまでの一体化された開発モデル、業界における卓越性の追求および刷新に対する継続的な投資に基づいている。この戦略は、EDFの研究開発ならびに地方自治体および地元企業に特化したEDFチームの地域的なネットワーク構築を活用するものである。最優先の対象となっている土地は、産業が荒廃した土地、汚染された土地、放棄された土地またはかつての採掘場といった「ダメージを受けた」と言われる敷地であり、太陽光発電プロジェクトの開発により復興することのできる土地である。EDFは、農業用太陽光発電プロジェクトの開発も検討している。

EDF Renewablesは、2021年に合計容量100.6MWの18の太陽光発電所を稼働させ、純容量240MWの30の太陽光発電所の建設を開始した。フランスにおけるEDFの太陽光発電プロジェクトのポートフォリオには、2021年末までに承認された532MWpのプロジェクトが含まれている。

EDF Renewablesは、CREの2021年の入札募集（「イノベーション3」、「CRE 4.9」および「CRE 4.10」）において合計153MWpの地上設置型太陽光発電容量を落札し、現在これらの入札募集で3番目に成功した落札者となっている。2021年3月、EDF Renewablesは、ドーヴィル・ノルマンディー空港の60MWの太陽光発電所プロジェクトを落札した（EDF Renewablesの2021年3月26日付プレスリリース「ドーヴィル・ノルマンディー空港の太陽光発電所プロジェクトが開始」を参照。）。

技術イノベーションも、とりわけ以下の形で、太陽光発電の発展を促している。

- ・農業用太陽光発電プロジェクト：2021年1月、EDF Renewablesは、フランス農業会議所およびFNSEAと共同で、農地での地上設置型太陽光発電プロジェクトの開発および管理改善のための憲章に調印した。2021年5月、EDF Renewablesは、フランスにおける農業用太陽光発電プロジェクトの先駆者であるGreen Lighthouse Development (GLHD) の持分を45%取得した。
- ・水上太陽光発電所プロジェクト：オート・アルプ県のピュエッシュ川に位置するEDFグループの最初のプロジェクトであるラゼールは、2021年2月から建設が開始された。20MWpの太陽光発電所が、エリア全体の水塊の4分の3にあたる水力発電用貯水池に設置される予定である。

一部のプロジェクトにはクラウドファンディングのキャンペーンが含まれており、これによって、ある地域の住民は対象となっているプロジェクトの資金調達に関与することができる。2021年には8つの発電所で実施された。最後に、EDF Renewablesは、合計容量70MWの2つの太陽光発電所について2件の電力販売契約（企業向けの電力購入契約（PPA））を締結した。

南アフリカ

2021年9月、EDF RenewablesおよびそのパートナーであるPele Green Energyは、採掘会社のAnglo-American Platinumが開始した入札募集において、リンボポ州のモガラクウェナ白金鉱山に100MWの太陽光発電所を建設し、運営するために選任された。

米国

2021年末現在、EDF Renewables North Americaは、容量約1.2GWの太陽光発電プロジェクトを建設しており、特に、カリフォルニア州の合計容量約310MWのマーベリック6およびマーベリック7の太陽光発電所の完成を間近に控えている。

アラブ首長国連邦

2020年7月、EDF Renewablesおよび中国企業であるJinko Power Technology Co. Ltd.によって設立されたコンソーシアムは、アル・ダフラ太陽光発電プロジェクトの入札を落札した。将来の太陽光発電所は、アブダビの南35キロメートルに位置する予定である。2GWの設備容量を有するこの発電所は、世界で最も強力な太陽光発電所となり、毎年、現地の160,000世帯に相当する電力を供給する。

ギリシャ

太陽光発電の開発を継続しているEDF Renewablesは、合計容量90MWの2つの太陽光発電所を建設し、そのうち20MWは2021年に稼働した。

インド

EDF Renewablesは、EDFおよびTotal EREN（*前EREN Renewable Energy*）によって太陽光発電事業のために2016年に設立された共同子会社であるEDEN Renewables Indiaを通じて、太陽光発電事業を展開している。

EDENは、北部インドのラージャスターンにおいて、SECIII太陽光発電所（450MW）の建設を完了している。

イスラエル

EDF Renewablesは、この市場における主導者であり、合計容量427MWpの20か所を超える太陽光発電所を有している。2021年6月、EDF Renewablesは、アラバ・バレーにある設備容量60MWのティムナ太陽光発電所を稼働させた。EDF Renewablesは現在、貯水池における浮体式太陽光発電プロジェクト3件を含む、合計容量120MWpの9件の地上設置型太陽光発電プロジェクトを建設中である。

運営および維持管理

総合事業者として、EDF Renewablesは、自社の大部分の施設の運営および維持管理を行っている。まずはEDFグループの風力および太陽光の資産を中心に行われたこの業務は、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF Renewablesは、2021年12月末現在、9か国にわたって1,200人近くの専門家、エンジニアおよび技術者を擁して17.5GWを稼働している。EDF Renewablesは、北米における運営・維持管理分野で長年にわたり活発に事業を行っており、北米では13GW超を管理している。欧州およびその他の国々におけるこの業務は、2021年末で4GWを超えている。

この業務は、新たな発電所の稼働ならびに技術および地域に応じて臨機応変にどの施設を操業するかという選択によってもたらされる。予想されるまたは延長された設備の耐用年数を通じて、供給業者との協力によりすべての施設において最大限の効率を達成することが目標とされている。

したがって、EDF Renewablesは最近、予測維持管理監視センター（電子診断センター）を設立し、EDFグループの研究開発部門との連携で、集約化された特定の社内の専門知識を活用している。これは、コロンビエール（フランス）、エムデン（ドイツ）およびサンディエゴ（カリフォルニア州）の3つのリアルタイム監視センターからなる施設の遠隔監視および制御システムを補完するものである。

2017年以降、EDF Renewablesは、洋上風力発電所の運営および維持管理に特化した子会社であるOffShore Wind Solutions GmbH（OWS）というドイツの会社を保有している。OWSは、北海のドイツ海岸沖95kmにあるBARD洋上1風力発電所（400MW）の運営を行っている。

EDF Renewablesは、ベルギー、ギリシャ、英国、ドイツおよびフランスに複数の欧州維持管理センターを所有している。これらの運営・維持管理ユニットは、技術チームを風力発電所または太陽光発電所のできるだけ近くに配置するように設計されている。2021年後半に、EDF Renewablesは、フランスにおいて初の洋上風力発電の維持管理センターをラ・チュルバルに開設した。2022年には、約100人の維持管理の技術者が、将来のサンナゼール洋上風力発電所の運営に従事する予定である。

分散型エネルギー

フランス

EDF ENRは、屋上および駐車場張り出し屋根の設備の設計、開発、建設、運営ならびに維持管理を行う分散型太陽光発電の総合事業者である。当グループの完全子会社として、EDF ENRは、フランス本土、海外県および海外領において、住宅用顧客、企業および地方自治体に向けて、太陽光発電に関する提案を販売している。45,000を超える施設が完成し、EDF ENRは現在、主導的な立場を占めている。

住宅用の市場では、EDF ENRはフランスの全自家消費施設の約30%を担っている。企業向けの市場では、かかる提案は、EDF エネルギー・ソリューション (EDF Solutions Energétiques) のサービス一覧における主要商品となっている。

さらに、EDF Renewablesの完全所有子会社であるEDF Renewables Technologiesは、上流部門においても存在を位置付けている。同社は、住宅設備から地上太陽光発電所に至るまで様々な用途がある結晶シリコン技術を利用した太陽光モジュールの設計および製造を行うEDF ENR PWT (Photowattブランド) を100%所有している。Photowattは、ハイテクなシリコン製のウエハーおよびインゴットの低炭素製品に焦点を合わせた産業モデルを展開している。この共同プロジェクトと並行して、Photowattは、EDFグループの研究開発部門およびINESまたはイル・ド・フランス地域の太陽光研究所といった太陽光エネルギー研究センターと合同で、Photowatt Labと改称されたその研究開発活動に重点的に取り組んでいる。

米国

EDF Renewablesは、分散型エネルギー市場で米国における成長戦略に携わっている。2016年以降、複数の取得およびパートナーシップの締結が、この事業の発展に貢献してきた (2016年におけるGlobal Resources Options, Inc. (groSolar) の取得および2018年におけるEnterSolarとのパートナーシップ)。

同時に、2019年に北米において、EDF Renewablesは、米国において電気自動車のインフラの大規模な配備を加速させることを目指して、PowerFlex Systemsを取得した。カリフォルニア州のロスアルトスに拠点を置くPowerFlexは、充電技術の分野における草分け的企業である。

北米において、EDF Renewablesは、2018年にEnterSolarとの戦略的パートナーシップを締結し、同社における50%の株式持分を取得した。2021年、EDF Renewablesは、残りの50%の持分を取得し、PowerFlexブランドにおけるすべての分散型の「ビハインド・ザ・メーター」事業を統合した。企業用および産業用のエネルギー・ソリューションをバンドリングすることで、PowerFlexは、現地での太陽光発電、蓄電池貯蔵、電気自動車の充電、マイクロ送電網およびエネルギー管理システムの単独またはセットでのパッケージを顧客に提供することが可能となる。

中国

2018年、EDF Renewablesは、Asia Clean Capital (ACC) とともに、分散型の屋上太陽光エネルギー・プロジェクトのポートフォリオの構築および運用を目的としたジョイント・ベンチャーを開始した。

2019年に、EDF Renewablesは、ACCの77MWpの屋上太陽光発電設備からなる資産ポートフォリオの過半数を取得した。

イスラエル

2021年、EDF Renewablesは、約40MWpの潜在容量を有する屋上太陽光発電の開発について、ネタニア市の入札募集に成功した。

ベトナム

EDF Renewablesは、ベトナムにおける屋上太陽光発電のデベロッパーであるSkyX Energyの持分を取得した。

貯蔵部門

EDF Renewablesは、2018年に当グループが開始した貯蔵計画に貢献している。再生可能エネルギー発電が力強く成長し、大規模な電気設備が閉鎖されたことを背景として、蓄電池技術がスマート・コントロール・システムとともに、国営電力網における発電の円滑な運営を助けている。このような状況下で、EDF Renewablesは、子会社を通じて米国、英国、ドイツ、フランスおよび南アフリカにおいて革新的な貯蔵システムを開発している。

また、EDF Renewablesは、遠隔地 (砂漠、島) の現地の送電網に接続された蓄電池貯蔵システムを備えた太陽光発電プロジェクトからなる新しいマイクロ送電網事業も開始した。

南アフリカ

2021年9月、EDF RenewablesおよびそのパートナーであるPerpetua Holdingは、南アフリカの革新的なプロジェクトを獲得した。このプロジェクトは、太陽光発電、風力発電および蓄電池貯蔵の技術が統合されたものである。ウモイランガは、77MWの風力発電所および138MWの太陽光発電所から構成され、それぞれに電池システムが搭載されている。

米国

EDF Renewablesは、カリフォルニア州のデザート・ハーベスト2太陽光発電プロジェクトの35MWの貯蔵システムを稼働させた。現在、複数の太陽光発電プロジェクトに付属される180MWの貯蔵容量が建設中である。これらのプロジェクトは2022年に稼働する予定である。

2021年9月、EDF Renewablesは、貯蔵システム（600MWh）を備えた377MWpの大規模な設備容量の太陽光発電プロジェクトであるカリフォルニア州のデザート・クウォーツタイトの建設および運営について、15年間のPPAに調印した。

英国

EDF Renewablesは、新興企業のPivot Powerを通じて、カウリー（オックスフォード）（Pivot Power主導のエネルギー・スーパーハブ・オックスフォード・プロジェクトに関連する。）およびケムズリーに所在する最初の2件の送電網接続型電池を、それぞれ2021年6月および10月に稼働させた。

2021年後半、Pivot Powerは、バーミンガム北西の国内の送電網に接続される蓄電池貯蔵施設の建設も開始した。50MW／100MWhのリチウムイオン電池は、100,000超の世帯に2時間電力を供給するのに十分な電力を貯蔵する。稼働開始は2022年春に予定されており、当初は38の急速充電器および超急速充電器が含まれる予定である。

ペルー

2021年後半、EDF Renewablesは、イキトスにおける再生可能エネルギー・プロジェクトの入札を落札した。EDF Renewablesは、約100MWの太陽光発電容量および100MWh超の蓄電容量の開発、建設および運営を行う予定である。EDF Renewablesは、ペルーの公配電会社であるElectro Orienteと20年間の電力販売契約を締結した。

② フランスにおける販売および供給事業

EDFは、ガス供給および電力供給に加え、幅広いサービスおよびエネルギー・ソリューションを提供することによって、顧客に寄り添っている。EDFは、顧客から信頼されるパートナーであることを目指し、信頼できる販売を行い、シンプルかつ分かりやすいオファーを提供する。

28百万名 フランスにおける顧客数 ⁽¹⁾	243.8TWh 2021年の電力販売量 ⁽²⁾	37.9TWh 2021年のガス販売量 ⁽³⁾

(1) EDFの顧客部門+Électricité de Strasbourg：電力は25.9百万名、ガスは2.1百万名。

(2) EDFの顧客部門（現地の供給会社への電力転送を除く。）+Électricité de Strasbourg。

(3) EDFの顧客部門+Électricité de Strasbourg。

(i) フランス市場について

(イ) 競争

2007年7月1日以降、フランスの電力およびガス市場は完全に開放されており、各顧客は、エネルギー供給業者を選択することができる。

過去6年間にわたって、フランスで活動する電力供給業者（従来の供給業者を除く。）の数は、2015年末現在の24社から2021年9月30日現在は51社（グリッドに接続しているフランス大都市圏の全自治体の少なくとも90%で利用可能なサービスを提供していると回答した供給業者（コルシカ島を除く。）（CREの2021年度第3四半期に係る小売市場観測報告書による。））。2021年9月30日現在、この地域では100社を超える外国の電力会社が活動していた。）と、2倍超に増加した。

電力市場およびガス市場においては、2000年代初頭より多くの供給業者が企業および地方自治体への提供を申し出てきた。住宅用顧客にとっては、他の事業または地理的地域において定評のあるガスおよび電気の供給業者が市場に参入したことにより、2017年以降競争が大いに激化している。

2021年には、EDFの代替供給業者は、それぞれ顧客に供給を行うために、約100TWhについて自社の発電容量ならびに電力卸売市場およびARENHを利用することができた。2021年11月の申込手続では、2022配電年度に係る代替供給業者からの需要は、ARENHによる配電量100TWhに対して160.33TWhに達した。「第2 3（2）③（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）」も参照のこと。

2022年1月13日、電力価格の上昇を背景に、フランス政府は、2022年におけるARENHの配電量を例外的に20TWh増量し、その価格は46.2ユーロ／MWhとすることを発表した。

2022年3月12日、政府は、2022年のARENH配電量に対する20TWhの追加配分に関する2022年3月11日付の命令（2022年3月11日付命令第2022-342号）および政令を官報に掲載した。当該命令には、適格供給業者が2022年4月1日から2022年12月31日までの期間にARENH配電量の追加分を46.2ユーロ／MWhで利用するためには、この追加配分によりEDFが当該適格供給業者に譲渡する配電量と同量を、2022年にフランス本土で行われた電力供給について2021年12月2日から2021年12月23日までの期間に計上

された卸売先物価格の平均と同額（すなわち257ユーロ/MWh）でEDFに販売しなければならない旨が定められている。CREは、2022年1月1日に開始した配電期間にとられた方法と同じ方法で、ARENH配電量の追加分を供給業者間で分配する。この決定により、2022年に供給業者に提供される20TWhのARENH配電量の追加分につき、EDFの購入価格が設定されている。ARENHの命令および政令の発表を受け、EDFは自らの利益を保持するため、あらゆる可能性について検討している。

「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」も参照のこと。

規制上の通知

エネルギー規制委員会（CRE）

CREは、独立した監督機関である。CREは、最終顧客のために、電力市場および天然ガス市場が適切に機能することを確実にする責務を負う。この点に関し、CREは、とりわけ、電力および天然ガスの送配電網へのアクセス条件が競争の発展を妨げないことを確保する。

CREは、提案を行う権限、助言を行う権限ならびに意思決定を行う権限（承認の権限および規制の権限）といった大きな権限を有する。CREは、特に、以下の提案を行う。

- ・経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して、発電事業者に割り当てられた公共サービスに係る任務に起因する費用の額および関連拠出金の純額に関する提案
- ・ARENHの価格の算出に際して考慮に入れた費用を認識し、計上する方法を規定する命令が公布され次第、ARENHの価格に関する提案

さらに、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、地方配電会社に提供される電力の規制販売料金および振替料金の変更に関する妥当な提案を提出する責任を負っている。

CREは、公共送配電網使用料金（*Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité*またはTURPE）を設定する意思決定の権限を有している。

残りの規制上の権限の下、CREはまた、電力網の連結に係る決定ならびにARENHに対する供給業者の権利を計算および調整する規則を定義する決定を行う。

CREはまた、その権限の実行に有用と思われるあらゆる情報の取得を可能にする極めて広範囲の権限、ならびに紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDIS）を通じて、紛争を解決し、違約金を課すことを可能にする権限を与えられている。

またグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律に基づき、CREは、監査される事業体の費用負担で、監査を行う権限を通じて取得した情報を保有する可能性を与えられている。

独立した監督機関および公的機関に関する2017年1月20日付組織法第2017-54号ならびに独立した監督機関および公的機関の一般法に関する2017年1月20日付法律第2017-55号により、これらの機関（CREを含む。）は、共通の法的地位が付与された。これらの法律は、構成員の権能および倫理、これらの機関の業務および組織ならびに議会による統制に関する規則を定めている。

（ロ） 規制電力販売料金契約

電気の規制料金に対する権利

フランスにおける規制電力販売料金（「TRV」または「青色料金」）に関する法規制の枠組みの変更および2021年の料金改定の詳細については、2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.1.1および注記23を参照。

「エネルギーおよび気候」法が施行された2010年以降、顧客カテゴリー別の電力に関する状況は下記のとおりである。

- ・その敷地の電力に関し、36kVA超の契約に加入している住宅用および非住宅用最終顧客：2016年1月1日以降、これらの敷地について、2015年12月31日に廃止された規制販売料金の契約に加入することはできない。
- ・その敷地の電力に関し、36kVA以下の契約に加入している住宅用最終顧客（個人事業主および単一の建物の共同所有者組合を含む。）：これらの顧客は規制販売料金の恩恵を受ける。かかる顧客は、自由に規制料金および市場価格を交互に切り替えることができる。
- ・36kVA以下の契約に加入している非住宅用最終顧客で、従業員が10名未満で、取引高、総収益または貸借対照表の額が2百万ユーロ未満である消費者に限り、2020年12月31日以降も規制販売料金の恩恵を受ける。このカテゴリーに当てはまらない消費者は、法律により定められた手続を受けて、2020年12月31日より規制料金の恩恵を受けられなくなる。
- ・本国の電力網につながっていない地域に所在する敷地の住宅用および非住宅用最終顧客：これらの顧客は規制販売料金を利用することができる。

規制上の通知**「青色料金」の料金改定**

フランス・エネルギー法第L.337-4条に従い、CREは、経済およびエネルギー担当大臣に対して、正当な電力の規制販売料金（TRV）案を通知する責任を負っている。3か月以内に異議が申し立てられなかった場合、かかる料金案は承認されたものとみなされる。

(ハ) 電力供給契約

フランスでは、36kVA未満の電力水準の契約に加入している住宅用顧客および非住宅用顧客（フランス本土の非住宅用消費者に適用される規制電力販売料金に関する2020年1月29日の決定で定義された適格条件。）は、規制販売料金の適用対象となっており、EDFを含む供給業者により提案された市場価格を選択することもできる。

送電網に直接接続する顧客で、別々の供給および配電契約を締結しなければならない顧客を除き、すべての顧客は、供給業者と単一の契約を結ぶことができる。これに関し、顧客に単一の契約を提供している供給業者は、これにより配電業者に代わって顧客管理サービスを提供していることから、かかる供給業者に対しては、配電業者から手数料が支払われる。

供給の質は、配電業者の責任によることであり、配電業者との契約に基づき定期的に監視される。EDFは、供給停止の影響および顧客に対する供給の質ならびに改善を続けることで配電業者と連携するという目標の達成について監視する。

(ii) 顧客部門の業務

EDFの顧客部門は、フランス本土の大都市圏における電力、ガスおよび関連サービスの販売に関連するすべての事業を統合する。また、すべてのチャネル（電話、電子メール等）を介した顧客要求の管理、苦情処理、請求および債務回収を含む、顧客のあらゆる管理機能を実施する。この業務は、住宅用消費者、専門家、企業および地方自治体といった、すべての顧客層に及んでいる。より大口の顧客（産業およびサービス部門）のために、エネルギーサービスは、主にEDFの子会社であるDalkiaによって販売および提供されている。

顧客部門は、以下の認識された基本に基づいて業務を行う。

- ・消費者の信頼感のさらなる向上の常時の追求
- ・フランスを拠点とする6,200人の顧客アドバイザーおよび8つの地域コマーシャル部門による現地拠点
- ・デジタル技術、電気モビリティ、自己消費ソリューションおよび電気の柔軟性における永続的なイノベーション

2021年、EDFはエネルギー会社として初めて、フランス・カスタマー・リレーションズ協会（AFRC）およびプロ・フランス協会が創設したカスタマー・リレーションズ・フランスの認証を取得した。この認証は、すべての顧客サービスをフランス国内で行うことを選択し、地域統合、トレーニングおよび包括性の分野におけるイニシアチブを通じて地域社会の雇用創出に尽力するフランスの企業を認定するものである。

(イ) 顧客の種類別の業務**(a) 住宅用顧客**

EDFは、日々イノベーションを進めており、住宅用顧客の満足を優先している。電話での問合せを行った顧客のうち、10人中およそ9人がEDFとの関係に満足している。2021年5月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書では、EDFはその主要な競合企業を大きく引き離して、紛争の発生率が最も低かった。すべての代理店がフランスに拠点を置いていることにより、顧客サービスは、デジタル（顧客用スペース、チャット、ウェブ上のコールバック、モバイル・アプリケーション、デジタル・ソリューション、ソーシャル・メディア等）と人手によるものとの両方で提供されている。

エネルギーの提供

EDFは、規制販売料金（TRV）で電力を供給し、かつ、幅広い電力市場サービスを提供している。2021年において、EDFの市場サービスは、「Mes Jours Zen」、「Mes Jours Zen Plus」、「Vert électrique」、「Vert Électrique Weekend」、「Vert Électrique Auto」、「Vert Électrique Régional」および「デジワット」により構成されている。ただし、「デジワット」サービスは、エネルギー価格の上昇を受け、2021年12年に中止された。2021年において、「Vert Électrique Régional」サービスは、ブルターニュに加え、バイ・ドゥ・ラ・ロワールおよびオクシタニー地域圏という2つの地域を新たに迎え入れた。また、このサービスは、フランス環境エネルギー管理庁／環境エネルギー管理庁のVertVolt Choix Engagéのラベルを獲得している。

EDFは、幅広いガス市場サービスを提供している。「Avantage Gaz」の提供は、4年の期間について1kWh当たりの固定価格（VAT控除前）に基づいている。「Avantage Gaz Durable」は、「Avantage Gaz」サービスの特性に加え、顧客のガス利用量の見積りに基づき二酸化炭素排出量の相殺を提供している。「Avantage Gaz Connecté」では、顧客は、接続されたサーモスタッ

トを購入することで、暖房を遠隔管理することができる。2020年以降、EDFのサービスには、ガスの販売規制料金の参考価格を維持したい顧客向けの「*Avantage Gaz Optimise*」サービスが追加された。「*Avantage Gaz Optimise*」サービスは、ガスの規制料金の1 kWh当たりの価格（VAT控除前）を2%下回る価格で指標化されている。

主要商品およびサービス

供給サービスの提供と並行して、EDFは、住宅用顧客が自らのエネルギー利用状況を監視し、把握できるよう手助けしている。その目的は、「*Mes Éco et Moi*」のデジタル・ソリューション（ウェブサイトの顧客用スペースおよび「EDFと私（*EDF and Me*）」のアプリケーションを通じて入手することができる。）を利用した省エネの実施を奨励することである。1か月に2、3回を超えてエネルギー利用状況の確認ツールを閲覧する顧客は、請求書において最大12%の節約を達成することができる（EDF研究開発部の内部調査による。）。

EDFはAXAと提携し、3つの迅速な修理オプションの提供を通じて、*Solution Dépannage Confiance*と呼ばれる幅広い支援サービスの範囲を拡大した。

EDFはまた、AXAと提携し、料金支払保険も提供している。このサービスは、2021年に「*Assurénergie+*」制度により再構築され、改善された。入院、疾病休暇、失業、就業不能、事故または病気の場合、顧客は最長1年間、毎月のエネルギー料金の見積額と同額の補償を受けることができる。顧客の状況によっては、日常業務に対する支援が提案されることもある。

2019年にEDFが開始した現地サービスのプラットフォームである、EDFによるIZI（IZI by EDF）は、エネルギー・リノベーションおよび電気モビリティの事業者として台頭した。EDFによるIZIは、現在、2019年に策定されたサービス（応急修理作業、小規模工事、屋内の改築およびボイラーの維持管理）に加え、熱に関するソリューション（ヒートポンプおよびボイラー）、断熱、換気および窓の設置に重点を置いたターンキー・エネルギー・リノベーション（顧客見積りにおけるすべての規制補助の計算および控除を含む。）を提供している。EDFによるIZIは、プロセス全体について専任の担当者を手配し、品質に対して精力的に取り組み、かつ、金融ソリューションを提供することにより、顧客を支援している。

EDFによるIZIはまた、家庭用充電スタンドの設置、*Vert Électrique Auto*によるグリーン電力の供給、欧州内のどこでも充電できるモビリティ・パスである*pass mobilité*（IZIVIAにより運営されている。）の提供および電気自動車のリース等、電気モビリティに移行するためのフルサービスのソリューションを提供している（「第2 3（2）⑥（i）（ii）EDFグループのその他のサービス事業—EDFによるIZI」も参照。）。

Coup de Pouce Chauffage（当該イニシアチブは2019年1月14日に開始された。）という構想の一環として、EDFは、2019年1月に、老朽化した暖房装置をより効率的な暖房装置に置き換えるための資金を提供する「*Mon chauffage durable*」というサービスを開始した。このサービスは、州制度の先を進んでおり、補完的な特典を提供している。

2020年5月、EDFは、スマートフォンを利用した引越しサポート・サービスである「Check」を開始した。Checkは、ウェブベースのアプリケーションであり、ユーザーが忘れていた事項がないか確認するためのチェックリストを個別に提供し、引越しを簡略化し、かつ、引越しを成功させるためのアドバイスを提供するものである。EDFとのエネルギー契約に申し込んだ顧客は、引越し事業、家庭用電化製品、装飾品および建築工事等の一流パートナーと交渉した特別なサービスも利用することができる。

最後に、EDFは、インターネットユーザーおよび新規企業との共同開発を目的としたデジタル共同プラットフォームであるEDF Pulse&Youとともにオープンなイノベーションに投資している。当該プラットフォームは、特に、接続対象物の共同開発、アプリケーション・インターフェースの改良およびソフト・モビリティの社会的受容の加速を可能にしている。

クラウドファンディングの利用を拡大するため、EDFは、2021年に、認定されたクラウドファンディング機関と提携して、エネルギー移行のためのクラウドファンディングに特化したインターネットポータルを開設した。当該ポータルは当グループによりサポートされており、EDF Pulse&Youプラットフォームからアクセス可能である。

省エネ証書（CEE）の獲得

規制上の通知

2006年に導入された省エネ証書（CEE）制度は、義務の合計目標を2,133TWhpとした第4期（2018年—2021年）の後、2022年1月1日に当該制度の第5期が実施されたことにより更新された。

CEEの第5期（2022年－2025年）は、制度の効率化（補助金の大幅な削減、申請前の業務の確認、住宅の総合改修への注力および国家CEEプログラムの改善等）ならびにエネルギー貧困が深刻な世帯に利益をもたらすことを目的とした制度の改善（貧困要件の引上げ、エネルギー貧困が深刻な世帯への対象範囲の限定および貧困パネルティの20ユーロ／MWhへの引上げ等）を行う一方、炭素集約型エネルギーの供給業者に対し追加的な義務を課している。当該期間に係る国民の義務は2,500TWhに設定され、うち730TWhが「貧困」に関する義務である。後者は、第4期の数値と比較して大幅に増加している。

EDFは、必然的に省エネ証書の法律制定に当事者として関わっており、とりわけ省エネパートナーおよび配電事業者のネットワークを通じて住宅のエネルギー改善を促進することにより、住宅用顧客の省エネを促している。

住宅のエネルギー効率化を達成したすべての住宅用顧客は、www.prime-energie.edf.frにアクセスすることで、EDFより現金が支給される特典を受けることができる（適用あるCEE規則の厳格な要件を満たし、かつ、補足書類を提出することを条件とする。）。

連帯政策

連帯は、EDFの本質的価値観であり、およそ30年間もの間、経済的に困難な状況にある顧客に焦点を当てた方針を追求してきた。当該方針に基づき、2021年末、EDFは、年間を通じていかなる時も電力供給を停止しないことを決定し、料金の未払いがある住宅用顧客を支援することを約束した。この措置の下、EDFは、冬の休戦期間（11月1日から3月31日の冬の休戦期間中、電力供給業者は、料金の未払いを理由に主要な居住地への電力供給を停止することができない（社会扶助家族法第L.115-3条および2008年8月13日付命令第2008-780号を改正する2014年2月27日付命令第2014-274号）。）以外の期間において、規制上の義務を超え、電力供給の停止を1kVAの電力制限に置き換えている。

（b） 企業用顧客

EDFは、地域に深く根差しており、企業用顧客および地方自治体の顧客とともに、カーボン・ニュートラルという国家目標と併せて、持続可能なパフォーマンス、競争力および炭素強度の削減に関する目標の早期達成のために尽力している。

EDFのサービス

EDFは、電気・ガスの供給だけでなく、様々なサービスも提案している。これらは、特に企業用顧客の炭素強度の削減に向けた取組みを支援するために設計されている。

小規模の企業用顧客については、EDFは、管理サービスと組み合わせた簡易な契約を提供しており、これにより顧客はエネルギー供給を最適化することができる。より多くのエネルギーを利用する顧客については、その要望と予算の見通しを立てる能力に基づき、（個別の継続期間および固定価格または指標連動価格で）個々に応じた契約の設定を行うことができる。さらに、EDFは、電力負荷を軽減できるような個別のサービスおよび報酬を提供することにより、消費量の多い顧客を支援している。

EDFは、消費量の多い顧客に対してピーク時およびオフ・ピーク時、さらには夏と冬とで異なる価格を設定し、顧客がこれらの時期に発電費用に応じて消費量を最適化できるよう、商品の仕組みを通じて支援している。EDFは、企業用顧客向けに、スマート・メーターの特性を活用して、午後8時以降の夜間、週末および祝日には低価格で電力を供給する革新的なサービスも提供している。

EDFは、すべての電気およびガス顧客ならびに大規模および小規模の企業用顧客に向けた幅広いソリューションおよびサービスを提供している。かかるソリューションおよびサービスは、例えば、消費量に関するオンライン相談、請求書のペーパーレス化、故障時のサポートおよびアドバイス（契約中の電力の最適化、エネルギー監査およびアドバイス、ISO 50001認証取得の支援等）といった形で行われている。これらのサービスは、特に、エネルギー管理システムの導入を希望する顧客を対象としている。さらに、EDFは、顧客の屋内用電気設備の安全性を確保するため、電気工事サービスを提供している。

EDFは極めて大規模な顧客に特化したサービスを提供している。これらのサービスにより、顧客のエネルギー消費量および二酸化炭素排出量を管理し、炭素強度の削減という目標を支援することが可能となっている。

EDFはまた、エネルギー移行に従事しようと努める中で、企業用顧客および地方自治体の顧客と連携している。

- EDFは、すべての顧客に対して、自社の全商品に係る消費量の100%が再生可能エネルギー源による電力で賄われることを保証するオプションを提供している。このオプションは、エネルギー移行に関する顧客の貢献について当該顧客自身の顧客への情報開示を容易にしている。
- EDFは、子会社であるAgregioとともに、大口顧客向けに、再生可能エネルギー源による電力の発電施設を利用したPPA（電力購入契約）型のソリューションも構築している。

- ・子会社であるEDF ENRとの連携では、融資、維持管理、監督およびパフォーマンスの監視といった一連の関連サービスに加えて、ニーズに応じて、電力の自家消費のための最適化された太陽光ソリューションの提供が可能になる。EDFはまた、自家消費操業を行う顧客がその特性に応じた電力供給を補完するための新たなサービスを有しており、これによりかかる顧客は自家発電による節約を最大化することができ、必要な場合は消費を管理することができる。EDFはまた、集散的な自家消費操業の組成および管理を促進することを目指すサービスおよび技術システムを試みることによりイノベーションを進めている。
- ・EDFはまた、子会社であるIZIVIAを介して、設置の寸法に関するアドバイスを提供し、また充電スタンドの販売およびレンタルならびに関連するサービスを行うことにより、企業用顧客および地方自治体の顧客の電気モビリティ計画を支援している。EDFは、自動車業界の大手企業および製造業者とのパートナーシップも締結している。

省エネ証書（CEE）の獲得

さらに、EDFは、産業プロセスに関する取組みを実施し、共同施設および第三次産業用施設を断熱化することにより、業界、サービスおよび地方自治体の顧客の省エネ実現を促進している。EDFは、社会住宅家主と連絡を取り、当該家主の建物の在庫を改築することにより、「社会不安」に関する目標の達成に貢献している。EDFはまた、CEEプログラムに資金提供することにより、環境保護への移行およびエコ・モビリティに対する若者の意識を向上させている。

顧客満足

EDFは、何年にもわたって顧客満足を主な優先事項としている。急速に変化する環境の中で、同社は顧客経験および提供するサービスの質を大いにかつ絶えず改善するべく大きな変化を遂げてきた。

EDFは、顧客関係のあらゆる段階をカバーする、顧客サポートの構想を実施しており、これによりエネルギー供給、サービス、情報および支援に関する変化および要望を予測している。この方針の結果、EDFの全顧客セグメントにおける全体的な満足度は、2017年以降大幅に上昇している。これらの結果は、2021年5月に公表されたフランス国内エネルギー・オンブズマンの年次報告書において強調されており、同報告書によると、EDFはその主要な競合企業を大きく引き離して、紛争の発生率が最も低かった。

EDFならびに地方自治体、社会住宅家主、地方配電会社および公共サービス事業者

EDFは、エネルギー移行に関して、分権的意思決定を有する地方自治体および公的機関（病院、大学および主要な大学院、商工会議所、CROUS学生サービスセンター、港および空港）に対してカスタマイズされたソリューションを提供している。

EDFグループは顧客に対し、3つの分野において以下の事業を行っている。

- ・エネルギー問題（入札の要請に記載された需要に適応したサービスとソリューションの提案）へ対応した、市場価格での電力およびガスの供給
- ・地方気候プラン、地域緑化、地域発電、街路照明、電気モビリティ、建物のエネルギー効率等のエネルギー移行に関するサービスの開発
- ・さらに、公共サービスの使命に関して、EDFは以下を任されている。
 - －規制販売料金での電力の供給に係る委託契約の締結
 - －規制販売料金での電力の供給
 - －エネルギー貧困との闘い

2021年において、EDF Collectivitésの顧客の全体的な満足度は依然として高く、10人中9人超の顧客が「とても満足」または「かなり満足」と回答した。

エネルギー消費量の管理に関して、地方自治体との間で合意書が締結された。かかる合意書は、エネルギー移行および再生可能エネルギーの分野において、地方自治体が具体的なイニシアチブをとることができるよう支援することを目的としている。社会住宅家主向けの「ロード量」装置は、社会住宅のエネルギー効率を改善し、EDFが省エネ証書を発行できるようにすることを目指している。2020年において、130,000の社会住宅が修繕工事についての支援を受けた。EDFはまた、とりわけ地方自治体向けの省エネ証書プログラムを提供している。

(ロ) 持続可能な都市および地域となるために

都市および地域は、地元の要請と責任ある開発との調和を行わなければならない。EDFグループは、プロジェクトの技術的および経済的な特徴を考慮に入れて、利用可能な様々なエネルギーのソリューションおよびサービスを特定し、エネルギー移行および低炭素戦略を支援することにより、地方の開発における利害関係者のニーズに応えている。

EDFは、以下のことを視野に入れ、様々なコンサルタント業務を展開した。

- ・低炭素排出地域の設計
- ・資産戦略に基づく建物の在庫の刷新戦略の開発

- ・自動車の電動化、ならびに子会社であるIZIVIAとの充電スタンドの配置計画
- ・子会社であるEDF ENRまたはその他のパートナーとの太陽電池パネルの設置

EDFが大都市、大都市圏、中規模都市、農村部のニーズにより良く応じることができるように、すべての地域にわたって45名の開発マネージャーが存在している。

(ハ) 顧客データの保護

EDFの顧客データの保護（より一般的には、情報資産の保護）には細心の注意が払われている。その主たる目的は、個人データの処理を、一般データ保護規則（GDPR）に適合させることである。資産保護の面および情報システム・セキュリティの面については、毎年定期的な監査が行われている。

EDFは、機密性の度合いに基づいて情報および文書を分類し、適切なセキュリティ対策が実施されるようにしている。すべての顧客アドバイザーは、個人情報保護および関連する権利の行使に関する要求に対応することができるよう、この件に関する情報を定期的に入手し、訓練を受けている。すべての顧客部門のアドバイザーに、ラップトップ・コンピューターおよび安全なリモートアクセス機器が支給されている。すべてのアドバイザーのワークステーションにおいて、Surfaceの暗号化が有効になっている。顧客からの権利行使に係る要求は、通常、データ保護責任者（DPO）と共同で管理される。

③ フランスにおける最適化業務

電力は貯蔵できないため、EDFは、顧客需要に合った適切な量の電力を、常に、最適なコストで供給しなければならない。最適化の目的は、この需要を予測し、需要を満たすために利用可能な資源（発電資源、長期供給契約、卸売市場における購入等）の間で必要なトレード・オフを実施することである。また、EDFの発電の最適化により、物理的リスク、財務リスクおよび市場リスクがカバーされる。

規制上の通知

エネルギー卸売市場に関するREMIT

2011年12月28日付で効力の生じたエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則（EU）第1227/2011号（REMIT）は、電力市場およびガス市場の統合において、消費者と市場参加者の信頼が強化されるよう作られている。

エネルギー卸売市場における統合性および透明性の強化により、とりわけこれらの市場において設定される価格が供給と需要の間の公正で競争性のある相互関係を反映するよう、市場の公正な公開競争が育成されなければならない。この規則はインサイダー・トレーディングおよび市場操作を禁止し、REMITに定義される内部情報を公開する義務を課す。

欧州のエネルギー規制機関調整庁（ACER）は、内部情報および市場操作に基づく取引を発見し、防止するために、エネルギー商品の卸売取引を監視する責務を主に負っている。また、ACERは市場を評価および監視するのに必要なデータを収集している。規則により、市場参加者または当該市場参加者に代わり権限を与えられた者は、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の明細を提出することが定められている。

ACERへの届出が必須である取引を行う市場参加者は、それらが設立された加盟国の国内規制当局（フランスにおいてはCRE）において登録を行わなければならない。それらが欧州連合内で設立されていない場合には、それらが事業を行う加盟国で登録を行うものとする。

国内のレベルでは、全国の規制当局が協働し、エネルギー卸売市場の商品取引の監視を行っており、加盟国がREMITの違反に適用される制裁措置を決定する。

フランスにおいて適用される規制は、以下のとおりである。

- ・2013年4月15日付プロット法第2013-312号に基づき、REMITの監視業務はCREに委ねられ、REMITの違反に対する制裁の責務は（CREの制裁および紛争調停に関する委員会である）CoRDISに委ねられる。
- ・情報収集、登録および専門的な取引を行う者の義務に関するCREの権限を規定した2016年4月14日付政令第2016-461号
- ・（エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付フランス法第2019-1147号第57条II号に基づいて）CoRDISに提起された訴訟手続に関する2020年7月22日付政令第2020-891号

(i) 上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）の役割および事業

電力の供給および需要のバランスは、当グループのリスク統制部門からの指令に従って起草され、EDFの執行委員会により承認されたリスク方針により設定された枠組みに沿って、リアルタイムで管理される（特に、「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」のリスク要因「2 A：エネルギー市場リスク」を参照。）。

気候変動は、かかる管理に影響を及ぼす。例えば、冬の気温が1℃低下すると、フランスにおける地域的電力消費量は2,400MW増加し（出典：RTE）、EDFのポートフォリオはかかる感温性の大部分の影響を受ける。さらに、極端な2年間では、それぞれの年の流出量に応じたEDFの水力発電量の範囲内の差は約20TWhに上る可能性もある。

DOAATは、常にそのコミットメントを充たせるように、十分な電力源の保有を確保している。このためDOAATは、以下の一連のレバレッジを管理している。

- ・発電所の管理業務（特に原子力発電）のスケジューリング
- ・在庫管理（化石燃料、水力発電の予備電力および顧客による負荷制限）
- ・DOAATを代理して市場にアクセスする任務を負っているEDF Tradingを通じた卸売市場での売買（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）

DOAATはまた、EDF Tradingの支援を得て、エネルギーおよび燃料（ガス、石炭および石油製品）の卸売市場ならびに二酸化炭素排出権の市場の価格変動に対するEDFの上流部門／下流部門のポートフォリオのエクスポージャーを管理している。

DOAATは、電力送電網の事業者としてのRTEに関して、EDFのフランス本土における役割範囲において「調整責任企業」としての役割を担っている。この点に関して、EDFは、RTEに対し、その調整対象において矛盾が生じた場合、財務的に補償を行うものとする。最適化は、RTEに対し、需要と調整された提供スケジュールを知らせ、EDFの契約上のコミットメントの供給費用の最小化を可能にすることにより行われる。

（ii）長期的な電力の購入契約および売却契約

EDFは、欧州事業者とエネルギー購入契約または売却契約を通じて、商業関係を持っている。契約には以下に関連する複数の種類がある。

- ・発電所の稼働期間中に、発電所（主に原子力発電所）が生成するエネルギーに対する権利（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。）
- ・通常15年から25年の期間中に、全面的または部分的に保証される電力引出権

（iii）既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセス（Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire HistoriqueまたはARENH）

2021年度の連結財務書類の注記5.1.1および注記23ならびに「第2 3（2）②（i）（イ）競争」を参照。

（iv）容量メカニズム

2021年度の連結財務書類の注記5.1を参照。

（v）購入義務および市場への販売に係る個別のバランス調整および容量範囲

規制上の通知

EDFは、政府が支援および開発を望む発電施設（再生可能エネルギー源およびエネルギー効率の優れたコジェネレーション）からの電力を購入する義務を負っている。法律（フランス・エネルギー法第L.121-7条）により、当該義務から発生する追加費用は、電力市場のベンチマーク価格に基づき、EDFのために相殺される（「回避コスト」という概念である。）。CREによる2014年12月16日付決議を経て、この方式で購入したすべての電力は、2015年7月1日に設立された購入義務（OA）契約の対象となる施設を専門とする「バランス調整専門グループ」によって管理されている。

購入義務契約の対象となる施設で発電されたエネルギーの販売は、DOAATがエネルギー市場において直接に管理している。これにより、当該エネルギーをEDF自体のポートフォリオから切り離して管理することが可能となる。こうして、2015年11月以降、短期（すなわち、次回販売日の前日。「購入義務のランダム要素」と呼ばれる。）の予測が可能な購入義務に基づく発電量は、EPEXスポット市場において販売されている。2016年1月以降、長期の予測が可能な発電量（ほぼ確定的とされる購入義務の要素）は、透明かつ公平な入札に基づき販売されている。

同様に、購入義務専門グループにおいて、上流部門／下流部門最適化取引部門（DOAAT）は、購入義務に従い、発電施設容量の証明ならびに関連する発電容量保証について必要なバランス調整および市場に対する販売を行う。

2017年1月1日以来、公共サービスにおける職務に係る管理費用は相殺されている。

④ フランスの規制送配電事業

フランス本土における電力の送配電業務は、高圧および超高圧の電気回路については送電系統事業者（RTE）が行い、中圧および低圧の電気回路については配電網事業者（Enedisおよび地方配電会社がそれぞれの専属的なサービス提供地域を担当する。）が行う。

フランス・エネルギー法に規定されるとおり、RTE（独立送電運用機関（EU法に定義される。）である。）およびEnedisは、管理の独立性の規則に従って経営管理されている子会社である。

(i) 送電—Electricity Transmission Network (RTE)

105,970km 高圧および超高圧の電気回路	51 国際電線の数	407TWh 2021年の送電量 天候の影響について調整後	1,578百万ユーロ 2021年の投資額

Réseau de Transport d'Électricité (RTE) は、2000年7月1日に設立され、2005年9月1日以降は子会社となっている。RTEは、フランスの送電網の運営、維持管理および開発を行う送電網所有者兼事業者である。かかる送電網は、2021年末において、100,000キロメートル未満の架空電線、6,000キロメートル超の地中電線、2,900の単独または共同で運営される変電所および51の国際電線を有しており、欧州本土最大の電力網の1つとなっている。その地理的位置によって、RTEは欧州電力市場の中心的存在となっている。

RTEは、電力網の適正な運営および安全性を保証し、すべての電力網利用者に対して自由かつ公平なアクセスを提供している。RTEは、エネルギー移行に責任を有する産業事業者として、将来のエネルギー選択にかかわらず発電施設を接続できるようにするため、その電力網の最適化および転換を行っている。RTEは、その専門知識を提供し、報告書を公表することで、公的機関が情報に基づく選択をする支援を行っている。

2021年12月31日現在、RTEは、Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) の企業を通じたEDFの間接的な子会社（50.1%）である。その特定のガバナンス状況は、当グループは、RTEを完全連結ではなく持分法によって会計処理していることを意味している。

(イ) CTEおよびRTEのガバナンス

CTE

CTEは、EDF（50.1%）、フランス預金供託公庫（CDC）（29.9%）およびCNP Assurances（20%）が保有する取締役会を有する株式会社（*société anonyme*）である。CTEは、RTEの株式資本の100%を保有している。CTEの唯一の目的は、同社の定款に基づき、RTEの株式を取得し、保有することであり、より一般的には、企業目的に直接的または間接的に関連しているか、業績を高め、事業の成長を促進させるすべての商業、金融、無形および有形の財産取引を指す。

CTEの取締役会は、6年の任期で任命される8名の取締役からなり、EDFを代表する4名、CDCを代表する2名およびCNP Assurancesを代表する2名が含まれる。RTEのコンプライアンス監査総監は、CTEの取締役会に出席する。

RTE

RTEは、業務執行委員会および監査役会の双方を有する株式会社（*société anonyme*）である。RTEの監査役会は、5年の任期で任命される12名からなる。6名は株主であるCTEの代表、2名は国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第4条および第6条に従い任命され（フランス政府およびフランス政府の提案に基づき任命された取締役）、4名は従業員代表である。

以下のその他の個人は、監査役会会議に出席するものの、監査役ではない。

- ・政府委員
- ・CGEfi (*Contrôle general économique et financier*) からの経済・財政総監
- ・RTEの社会・経済中央委員会（CSE-C）の委員長
- ・RTEのコンプライアンス監査総監
- ・RTEの業務執行委員会の構成員

RTEの業務執行委員会は、フランス・エネルギー法およびRTEの定款に定める範囲内において、監査役会の監督下でその任務を遂行する5名で構成される。エネルギー省の事前承認に従い、監査役会は、業務執行委員会委員長を任命し、業務執行委員会委員長の提案に基づき、業務執行委員会のその他構成員が任命される。

(ロ) RTEの事業

フランスにおいて、RTEは、公共送電網を管理し、適用ある命令により2051年まで承認された標準仕様書に定める条件の範囲内でその職務を遂行している。フランス・エネルギー法に従い、送電網事業者は、CREと欧州委員会が関与するプロセスに従って認証されなければならない。かかるプロセスは、当該団体が同法に規定される独立性条件を充足していることを保証することを目的としている。RTEは、2012年および（株主の変更後の）2018年1月11日にCREよりITO（独立送電運用機関）としての認証を取得した。かかる認証は、CDCの保有株式の再編後、2020年7月2日付のCREの決定により承認された。

したがって、RTEは、送電基盤の管理、送電網へのアクセスの保証、およびエネルギー流量の管理を行っている。

RTEは、電力送電網の事業者として、以下の業務上の様々な課題に取り組む必要がある。

- ・欧州市場の統合
- ・発電施設の再構築の促進
- ・新たな公益インフラの統合に関する制限を強化する社会の変革
- ・顧客および自治体全体のニーズを満たすための工業施設の維持

2021年10月25日、RTEは、フランスの電力システムがどのように変化しているかを詳細に分析した*Futurs énergétiques 2050*と題するプロスペクティブ研究の主な研究結果を公表した。この報告書では、消費量の推移および2015年パリ協定（COP21）の下でフランスが定めた義務に従いつつ安定供給を確保する6つの電源構成シナリオを提示している。この画期的な研究は、提示された分析の範囲と、RTEと利害関係者との協議の点から、欧州ではこれまでに類を見ないものである。

規制上の通知

公共送電網使用料金（TURPE）

フランス・エネルギー法第L.341-3条に従い、公共送電網使用料金は、その枠組み、構造および水準を定めたCREの妥当な決定により設定されている。

TURPE 6 HTBは、CREの2021年1月21日付決定により設定され、2021年4月23日付官報において公表された。かかる新たな料金は、適用期間を4年間として2021年8月1日に発効し、当初の料金の引上げは1.09%であった。2021年から2024年の料金期間において、かかる決定によれば、平均年間引上げ率を（期間中のインフレ率が平均1.07%というシナリオに基づき）1.57%と定めている。RTEの資産における財務リターンは、規制資産ベース（RAB）に税引前の名目レートを乗じることにより算出される。2021年から2024年の料金期間については、料金決定により、4.6%のリターン率が定められている。2022年1月1日におけるRABは、合計15.1十億ユーロ（金額はCREが確定する。）であった。RABの価額にはRTEの稼働開始済みの工業資産が含まれ、そこから投資補助金が差し引かれるが、（TURPE 6 料金に従い2021年以降は2.4%の負債の金利で報酬を得る）建設中の資産は除外して計算される（連結財務書類の注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。）。

(a) 送電基盤の維持管理

RTEは、維持管理、設備の修復または交換および緊急の補修を行うことにより、送電網資産の管理を行っている。

新たな技術、中でも監視について順次統合を行うことで、技術方針を最適化し、予知保全および状態基準保全に取り組むことが可能となり、操作を最低限必要とされるものに限定することで、それぞれの介入処置の効果はさらに高まる。送電網のデジタル化および大規模な監視によって、遠隔診断を実施し、ドローン、三次元視覚化および拡張現実などの新たな維持管理技法を講じることが可能となる。併せて、テストおよびシミュレーションのソフトウェアは、送電網の管理において意思決定支援を提供する。大規模なデータ分析によって、資産管理に関する新たな戦略が展開され、維持管理、刷新および更新の間でこれまでとは異なるバランスが実現する可能性がある。

(b) 新規資本投資の展開および完了

エネルギー輸送によって、フランス国内の電力システムの基盤が変化している。これに応じて、RTEは、これらの大規模な転換について準備を行い、尽力するため、事業の改善を図っている。

RTEは、CREの承認のために提出される年間投資プログラムを毎年作成している。2021年には、RTEの合計投資額は1,578百万ユーロ（CREの規制範囲内）となった。主要な投資は、以下に関連している。

- ・フランス・イタリア間の直接電流リンクの相互接続「サヴォワ-ピエモンテ」の敷設の継続および2021年1月に稼働開始したフランス・英国間の「IFA 2」の連系完了
- ・カルヴァドスに建設予定の洋上風力発電所の連系工事の着工
- ・サンナゼール、フェカンおよびサン・ブリュー洋上風力発電所の連系工事の継続
- ・リール南部およびアラス北西部をつなぐ400,000ボルトのアヴラン-ガヴレル・リンクの再建設計画工事の完了（2021年12月に稼働開始）

- ・400／225キロボルトのシュド・アペロン変電所の建設工事および400キロボルトのエギュゾン・マルマニュ・リンクの能力増強工事の継続
- ・225キロボルトのシャンパニョルー・ソーヌ・ジュニシア・リンクの修復工事およびシャンヴェール・サンエロワ・リンクの再建設計画工事の開始
- ・ヴィルヌーヴ・ラ・ガレンヌの地方主導による電線埋設工事（MESIL）の継続
- ・オート・デュランス・プログラム（オート・デュランス・バレーへの供給確保）の継続

2021年から2025年の期間において、RTEはその投資プログラムの継続的な増加（4年間で+50%）を計画している。これは、特に、欧州の気候目標の達成に貢献するため、またエネルギー移行およびEUの市場統合による変化を支援するための電力網の開発に係る10年計画（*Schéma décennal de développement du réseau*またはSDDR）に示される推移の実施を反映している。かかるプログラムは、送電網の拡大および交換に対する大規模な投資の継続ならびにITシステムおよび不動産の拡大および刷新を特徴としている。

かかるプログラムは、主に以下に関連している。

- ・50年代にフランスの家庭で電気が普及した際に構築された「生活に必要な電力網」の再構築・修復を目的とした、老朽化した電力網の近代化。RTEの「電力網」資産はピラミッド型に老朽化が進んでいるため、交換に係る投資は今後10年間の後半において引き続き増加する見込みである。
- ・具体化（2022年のサンナゼール風力発電所の稼働開始）および大幅に増加（複数年エネルギー計画の一環として8回目の入札の開始）している洋上風力発電所の接続プロジェクトを伴う洋上電力網の開発。

インフラ管理者として、RTEは、パフォーマンスを向上させるためにフランスのエネルギー構成におけるこれらの変化を支援し、その業務を更新している。CREによって承認されたRTEの2022年の投資プログラムは1,857.2百万ユーロに上る。

（c）電力システムの運営

電力システムおよび市場メカニズムの管理（相互接続の管理を含む。）の運営方法、ならびに欧州電力網の調整は、欧州の法令および規制文書（電力網に関する規約、クリーン・エネルギー・パッケージ等）に従って組織されている。

電力システムの管理

RTEは、リアルタイムで送電網の流量を管理している。RTEは、調整メカニズムを通じて入手可能な資源を活かしながら、リアルタイムで供給と需要のバランスを確保している。予想流量と実際の流量との間のマイナスの不均衡への対処としてRTEが実行した調整に対応する費用は、不均衡額に基づき按分比例で「調整責任企業」（発電事業者、取引会社、供給業者等）に転嫁される。プラスの不均衡の場合、RTEは、調整責任企業に対して財務補償する。

相互接続の管理

RTEは、欧州近隣諸国の送電網事業者と協力し、外国との相互接続のアクセスを管理する。かかる相互接続により、ある国から別の国へのエネルギー送電および送電網を運営する際の安全性が保証され、また電力市場関係者が、近隣諸国間の価格差を利用して、欧州内の別の国においてエネルギーの販売および購入を行うことによって、欧州電力市場が発展し、欧州全体として発電手段（再生可能エネルギーを含む。）をより効率的に共有することが可能となる。

欧州電力網の調整

規制文書では、調整された枠組みの中で、また両者間の補完的かつ強固な供給条件を実施することによって、調整センターが送電系統事業者に提供するサービスについても定義されている。最初の5つのサービスは、完全な実施が保留されているが、共有電力網モデルの設計、容量計算、セキュリティ分析、設備撤去の調整、および需要と供給の一致度の評価に関するものである。クリーン・エネルギー・パッケージには、16の追加サービス（例えば、事後分析、地域の予備力の規模の決定、研修等）のリストが含まれており、電力網事業者と調整センターは現在、それらのサービスを実施する前に共通の方法論を設計している。かかる最初の方法論は2022年半ばから実施される予定である。

（ハ）2021年エネルギー・レポート

フランスにおいて、2021年末の調整済み電力消費量（基準気温に基づき観測された電力消費量であり、うるう年につき2月29日に関しては含まれない。）（コルシカ島を含む。）は、468TWhとなった（2022年1月20日付データ。出典：電力報告書）。これは、2020年の460TWhと比較して1.7%の増加である。この増加は、健康危機が特徴的であった2020年からの景気の好転に起因している。

2021年において、フランスの取引高は、前年と比較してわずかに減少（0.2%）し、合計43.1TWhとなった（出典：RTEの電力報告書）。輸出バランスは、CWE地域（2010年以降市場価格が連結されている、フランス、ドイツおよびベネルクス諸国を含む中欧ならびに西欧。）に関するものを除き、2021年において引き続きプラスであった。

RTEによる電力供給の品質は、供給停止相当時間および供給停止頻度という2つの指標によって測定される。2021年のこれらの指標の数値は、依然として暫定的である。現時点で取得可能な情報によると、供給停止相当時間は4分5秒であり（CREが設定した目標は2分48秒）、供給停止頻度は0.33であった（CREが設定した目標は0.46）。

（ii）配電—Enedis

37.75百万 顧客数	1.4百万km 電力網	4,379百万ユーロ 2021年の投資額	38,701人 従業員数	415件 委託契約数

配電網事業者としてのEnedisの主な職務は、公共配電網の運用および拡張を行うことである。Enedisは、常に電力網の安全性を保証しかつ電力流量のバランスを監視している。Enedisは現在、フランス本土の人口の約95%に対して電力を供給している。残りの5%は地方配電会社（LDC）により配電されている。

2021年、Enedisは、37.7百万超の顧客（配電地点）に対して電力を供給した。Enedisはフランス本土において、約1.4百万キロメートルの電力網を通じて、514,532か所を超える発電施設からの電力の供給を可能にした。これに加え、22,108の発電事業者が送電網非接続型の自家消費施設を申告したため、発電施設の総数は536,640か所に達した。

2021年12月31日現在、Enedisが委託を受けている配電網の構成の概要は以下のとおりであった。

- ・20,000ボルトのA型高圧（HVA）線658,836キロメートル
- ・400ボルトの低圧（LV）線732,881キロメートル
- ・2,243個のHVB／HVA変電所
- ・801,385個のHVA／LV変電所

配電網の機能には電力損失が伴う。これは主に物理的効果によるものであり、流れる電力量に直接比例する。Enedisは、この配電網に接続しているすべての顧客へ供給される電力量を満たすために、かかる損失を填補しなければならない。

財務書類に計上された損失を補填するために行われたエネルギー購入は、過去の事業年度の再表示を含め、1,495百万ユーロであった。かかる損失を補填するために、Enedisは、組織された市場プラットフォームにおいてまたは約20の認可された供給業者との入札により、相当する電力を卸売市場にて購入している。Enedisはまた、DOAAT内の購入義務に係る職務に基づき開催される協議にも参加している。

損失補填に係るARENHの利用権は、（該当する場合）製品の認可された供給業者の委員会との特定の入札を行うことにより、Enedisにより行使される。

（イ）Enedisの組織

EU指令に従い、電力網事業者に対し拘束力を有する電力網の公平な利用および管理の独立性に関する規則に準拠するために、当該電力網事業者は、エネルギー供給および発電業務から独立していなければならない。配電網管理者が垂直的に統合された会社の一部である場合には、その機能および意思決定の独立性を保証するため、当該配電網管理者は法的に区別されなければならない。

この関連で、EDFおよびGaz de France（現在のENGIE）は、2008年に配電網管理者を子会社化した。ERDFは、2008年に設立され、2016年6月1日にその名称をEnedisに変更した。この新名称には、COP21を受けたエネルギー移行に対する同社の精力的な取組みが反映されている。また、CREが推奨するとおり、この新名称によって当該電力網事業者の認知度が高まり、その目的が明確化される。

EnedisおよびGRDFは、法的枠組みに従い、「共同サービス」を行っている（「第23（2）④（ii）（ハ）EnedisおよびGRDFによる共同サービス」を参照。）。

- ・監査役会は、以下の15名からなる。
 - 一定株主総会により任命された8名
 - 公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号の規定に従って選出された、従業員を代表する5名
 - 2014年8月20日付政令第2014-948号第4条または第6条に基づきフランス政府により任命された1名
 - 公共配電網の当局の代表であり、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号第153条に基づき、施行令により任命された1名
- ・フランス政府は、2014年8月20日付政令第2014-948号（第15条）に規定されるオプションに従い、また2015年1月19日付命令第2015-38号に基づき、2020年4月21日付の施行令により、Enedisの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。

- ・2020年8月1日以降、業務執行委員会は5名の構成員からなり、かかる構成員は監督役会の監督の下、フランス・エネルギー法およびEnedisの定款により定められた制限の範囲内で業務を遂行している。

フランスにおけるEnedisの使命

Enedisは、法律および各公共配電委託機関と締結した委託契約に規定された条件に従い、フランス本土において公共配電網事業者としての使命を果たしている。その使命は以下のとおりである。

- ・配電網に関する運営、投資および拡大政策の概要を決定し、実行する。
- ・客観性、透明性および公平性のある状態で利用者のこれらの電力網への接続およびアクセスを提供し、また他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、電力網へ効果的に接続するために必要な情報（規則および法令により保護されている情報を除く。）を提供する。
- ・これらの事業に即した、エネルギー規制当局（エネルギー省、エネルギー規制委員会（CRE）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・事業に関して、地方自治体との関係を監視する。
- ・委託契約の交渉、締結および管理を行う。
- ・配電網の運営、維持管理および修理を行う。
- ・インフラの設計および建設、ならびにこれらの電力網に係る作業の管理を行う。
- ・当該電力網に接続している利用者に計量サービスを提供する。これには、とりわけ、メーター装置の提供、設置、点検、維持管理および交換ならびにデータ管理、ならびにこれらの業務全体に関連する他の業務が含まれる。
- ・市場が適切に機能することを保証し、市場参加者に対し、電力網およびデータへの平等なアクセスを提供する。
- ・再生可能エネルギーの送電網への統合を推進し、エネルギー効率事業を実施する。
- ・電力平均分配の事業範囲を監視する。
- ・送電網事業者間の発電およびエネルギーの流量ならびにこれらの電力網に係る損失の公平な填補の保障を担う。

(ロ) 配電事業

投資の変化

2021年、Enedisは4,379百万ユーロを投資した。1,856百万ユーロは（顧客および電力事業者の）接続ならびに送電網の負荷への対応に割り当てられた。2,064百万ユーロはサービスの質、電力網の防護性、安全性、環境保全およびLinkyメーターの展開のために割り当てられた。これらはすべて、顧客、地方自治体および委託機関の期待が特に高い領域である。最後に、情報システムおよび運用資源（自動車、機械、不動産等）に458百万ユーロが投資された。

接続への投資は、需要の急増により2015年以來の最高水準となっている。顧客側では、これは一戸建て住宅および集合住宅ならびに電気自動車の充電スタンドに牽引されている。電力業者側では、これはエネルギー移行ならびに再生可能エネルギー（風力および太陽光）の成長に係る影響の結果である。

さらに2021年、委託機関が743百万ユーロを投資した。これにより、2021年におけるフランス本土の配電網への投資額は、合計で約5,122百万ユーロとなった。

Enedisの総投資

(単位：百万ユーロ)

	2021年	2020年
接続および強化	1,856	1,584
規制上、安全上および配電事業者としての義務	499	409
作業設備および運用資源	458	379
電力網の近代化 ⁽¹⁾	1,565	1,589
Enedisの投資合計	4,379	3,962
第三者および地方自治体からの割当作業⁽²⁾	743	730
電力網投資合計	5,122	4,692

(1) このうち492百万ユーロは2021年、682百万ユーロは2020年、722百万ユーロは2019年、792百万ユーロは2018年、612百万ユーロは2017年のLinkyに帰属する（展開に係るコストおよび実験段階後の費用）。

(2) Enedisの払込みによるPCT（PCT（料金により賄われる部分）とは、接続の資金として、プロジェクト管理請負業者に対して配電料金から支払われる部分をいう。）および第8条（作業と周辺環境との一体化（電線の埋設等）に関する委託仕様書別紙1第8条）に基づく控除後。

さらに、Enedisは、電力網の予防的維持管理業務（縮小作業を含む。）も継続している。2021年、当該予算は332百万ユーロとなった（2020年は314百万ユーロ）。

サービスの質

サービスの質は、Enedisの主要な目的の1つである。2021年において、送電事故および例外的事象を除いた平均停電時間は57分であった。これは過去15年間で最高の実績の1つであり、比較的天候に恵まれた年であったことと、近年実施されたレジリエンス・イニシアチブの効果によるものである。提供されたサービスの質は、規制に定められた水準に可能な限り近い状態で電圧水準が維持されていることと、停電件数の最少化によっても反映されている。

重大な事故に対応できるよう、Enedisは、電力緊急介入部隊（FIRE）を利用している。このシステムにより、顧客への電力復旧を可能な限り迅速に行うために、あらゆる被災地域に対して他の地域の作業チームおよび物資を何時でも動員・運搬することが可能となる。2021年、FIREは5度にわたり動員された。

再生可能エネルギーの開発

Enedisの事業範囲では、2021年、太陽光発電施設の電力網への接続件数が大幅に増加し、2,539MW（2020年末現在では876MW）の新たな太陽光発電施設が接続された。公共配電網に接続された風力発電も引き続き増加しており、1,008MWが2021年に配電網に接続された（2020年は789MW）。

2021年末現在、合計約27.8GWの太陽光発電および風力発電がEnedisの送電網に接続された。その内訳はそれぞれ太陽光発電所が11.7GW、風力発電が16.1GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に水力発電所（1.6GW）、コジェネレーション（2.6GW）、バイオガス、バイオマスおよび給電指令可能な化石燃料火力発電を含む。）が加算される。2021年末現在、Enedisに接続された発電所の発電規模は、合計約33.9GWであった。

2021年、51,790か所を超える太陽光自家消費施設も接続され、2021年の小規模事業者の接続のうち、約96%を占めた。

さらにEnedisは、再生可能エネルギーのための発電容量の開発を継続した。Enedisは、再生可能エネルギーの送電網への接続のため、地方計画の規制上の枠組みの一部として、エネルギー源の敷設工事を開始した。

電力市場

2021年において、市場参加者数は引き続き増加した。5年間で、調整責任企業数は37%増加し、供給業者数は2倍となった。2021年末現在、70社の調整責任企業が活動していた。Enedisは、RTEが管理する調整責任企業メカニズムに情報を提供するために、その事業範囲内のフローを再構成する。フランスの市場において業務を行う93社の電力供給業者がEnedisと契約を締結しており、同契約は、顧客が電力の供給と配電について網羅する1つのタッピング契約に申し込む場合について、供給業者と配電事業者との間の業務手続を定めている。さらに、470を超える新規の第三者の事業者がEnedisと契約を結び、エネルギーサービス関連の目的で、消費者の許可を得た上で、詳細な消費者データを利用している。

規制上の通知

公共配電網使用料金（TURPE配電料金）

Enedisの売上高の90%超は、電力送電事業からの収益が占めている。公共送配電網使用料金（TURPE）の水準および構成は、CREが、適格な電力網事業者が負担する全費用を賄うために、透明かつ公平な方法により定めている。連結財務書類の注記5.1.1「フランスにおける規制の変更」を参照。

委託

2021年12月31日現在、EnedisおよびEDFは、フランス本土の人口の約95%を対象とする415件の委託契約の共同受託事業者である。

委託契約は、一般的に25年から30年の期間について締結されるものである。

2017年12月21日、フランス全国委託元当局連合会（*Fédération nationale des collectivités concédantes et régies*またはFNCCR）、フランス都市連合、EDFおよびEnedisは、新たな委託契約モデルに基づき枠組み合意を締結した。FNCCRとの1992年の合意から25年が経過し、この新たな枠組み合意には、市町村、大都市の自治体および都市を代表するフランス都市連合が含まれる。そのメンバーの大多数が公共配電に係る契約機関の権限を有する。

当該合意によって締結された新契約は、フランス委託モデルの原則（公共サービス、地域間の連携および国家の最適化）を再定義すると同時に、エネルギー移行に伴う課題を勘案している。この新モデルが公式に導入されることで、Enedisおよび委託機関の関係の近代化および長期化が進むこととなる。

健康危機にあるにもかかわらず、委託契約の更新は、2021年においても継続した。2021年12月31日現在、291の委託契約が、かかる新モデルに基づき締結された。既存の契約様式を用いて締結された残存契約を速やかに更新することを目標に、引き続き交渉が行われた。

規制上の通知

委託に適用されるフランスの法制度

フランス・エネルギー法第L.121-4条以下および第L.322-1条以下ならびにフランス地方自治体法第L.2224-31条に従って、公共配電は公共サービス委託制度の下で行われる。かかる法制度に従い、委託機関は、委託機関および事業者のそれぞれの権利義務を規定する委託契約および一般規定を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関は、複数の地方自治体が協力して組織する公共の機関であることが最も多いが、その対象範囲が県全体の場合もある。

欧州指令に従って行われた生産・供給業務と配電事業の分離により、公共サービスの2つの区別された任務が認識されるようになった。一方の任務は、それぞれの独占サービス地域において、EDFおよび地方配電会社に委ねられている規制料金による供給の任務であり、他方の任務は、それぞれの独占サービス地域においてはEnedisおよび地方配電会社に委ねられ、大陸都市電力網に相互接続されていない地域においてはEDFに委ねられている、公共配電網の開発および運営の任務である。

フランス・エネルギー法第L.334-3条では、委託契約は、委託機関、（公共配電網の運営に関する側面については）配電網事業者（またはその地域における関係地方配電会社）および（規制料金での配電に関する側面については）EDF（またはその地域における関係地方配電会社）の三者間によって締結されなければならないと規定している。

法律および判例法の実例が規定する範囲内において、委託機関は返還可能資産（返還可能資産とは、委託期間終了時に委託地方自治体に対して返還されることが義務付けられているものである。かかる資産は、最初からかかる地方自治体に属していたものとみなされる。これは委託契約または法律において定められている。別段の定めがある場合を除き、委託サービスの遂行において必要不可欠とされる資産は、一般的に返還可能資産であるとみなされる。）を構成する配電網の所有者である。

2014年2月26日付欧州議会および欧州理事会指令2014/23/EU第10.1条を国内法に置き換えたフランス公共調達法第L.3213-1条に従い、公共配電網の運営および規制料金による電力供給に関する委託契約は、直接、すなわち公開の競争入札手続なしに締結される。

(ハ) EnedisおよびGRDFによる共同サービス

EnedisおよびGRDFの共同サービス機能（フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。）は、法人格を持たない。この共同サービスにおけるEnedisおよびGRDFの関係は、サービスの範囲およびその結果として生じた費用の分担について定めた契約に規定されている。当該契約は無期限であり、18か月前の通知を条件に随時終了可能である。当該通知があった場合、当事者は、通知期間中に契約の再交渉を行う措置を講じる。この契約は定期的に更新される。2019年、EnedisとGRDFとの間のガバナンス契約は、全面的に見直された。

(二) 今後の課題

エネルギー移行の複雑さに対処するため、配電網のデジタル革命が引き続き行われている。

電力網をリアルタイムで管理し調整することは、ますます複雑になってきている。これは特に、本来は断続的である再生可能エネルギー発電の配電網への膨大な流入に関連している。

この関係において、また環境保護への移行という課題に対応するために、Enedisは特に電力網への何百、何千ものセンサーの取り付けを可能にする新たなデジタル技術を活用している。これにより、電力フローの管理を改善することが可能になるだけでなく、電力網が気候災害に対してより抵抗力を持つようになる。このように、Enedisの目標は、2022年から開始し、投資額を3.6十億ユーロ（Linkyメーターを除く。）へ、最終的には2025年までに4十億ユーロへと大幅に増額することである。Enedisは2035年までは少なくともこの水準を維持する計画であり、累積投資額は60十億ユーロを超えることになる。Enedisはまた、電力網移行に関する2050年を視野に入れたシナリオも作成している。

これまで、環境保護への移行の加速を可能にするためには、スマート・グリッド技術を産業規模で展開することが不可欠となっている。主な例は、Linky双方向メーターである。2015年12月1日に開始されたLinkyメーターの大規模展開段階は、2021年12月31日に完了した。プロジェクトの最終的なコストは当初の予算よりも少なく、期限は守られ、メーター・システムは十分に機能していることから、この展開は成功を収めている。（2014年から2021年の期間の）累積投資額は、合計3,907百万ユーロに達し、34.26百万個のLinkyメーター（実験用のメーターを含む。）が設置され、そのうち34百万個がすべてのサービスの

利用を提供している。このように、Linkyメーターの設置率は90.1%であり、CREが定めた2021年末のベンチマーク値（90%）をわずかに上回った。すべてのサービスが利用できるスマート・メーターの家庭への設置率は89.4%で、CREの奨励する目標（2021年末時点で84.5%）を上回っている。

規制上の通知

Linkyの規制

Enedisが主導するLinkyプロジェクトは、メーターの耐用年数（20年）について、2015年から2021年までの間に設置されたメーターおよび関連情報システム専用の規制資産ベース（RAB）に基づき、特定の規制上の枠組みに服している。

2014年7月17日付のCREの決定により、コスト、期限およびシステム・パフォーマンスの遵守に関するインセンティブ規制と合わせて資産に対する7.25%の税引前の名目リターン率および3%の追加プレミアムが定められており、RABへのリターン率合計は10.25%となる。また、インセンティブ規制によって、正味リターン率を引き下げる（ただし、5.25%に設定された下限を下回らない。）可能性のある罰金が生じるおそれがある。2014年7月17日付決定において規定されるとおり、2020年および2021年におけるシステム・パフォーマンスのインセンティブ規制は、CREにより2020年1月23日付決定において定められた。

さらに、Linkyが顧客向けの中立的な料金を維持することを保証するために設定される繰延額は2014年から2022年までの期間に係るEnedisの利益のいくらかが、2023年から2030年までの期間に移行される見込みであることを意味している。この繰延額には、財務費用を補う補償金（4.6%に設定されている。）が含まれており、2030年末までにその全額が徴収される予定である。2021年12月31日現在、徴収予定の繰延額は、+1,954百万ユーロである（この金額は、2021年12月31日現在において有効な会計基準に従って作成された当グループの同日現在における貸借対照表では計上されていない、ネットワーク利用者に対するEnedisの債権を示す金額である。）。

Enedisはまた、Linkyによって可能になるサービス、特に供給業者による新たなサービスの開発、およびLinkyとのインターフェースが可能なスマート・デバイス（料金が安い時間帯に充電が開始される充電スタンド、充電の自動管理、脆弱顧客向け消費管理支援等）の機器製造業者による売り出しを宣伝し、強化することを決定している。

Enedisはまた、2025年までに25,000か所超の公共配電変電所にスマート・オブジェクトを設置することを目指している。Enedisはまた、産業規模での主要な送電網の構成要素である新たな電力源変電所の開発および立ち上げを行った。これらの電力源変電所は、迅速にオンラインに接続することができ、その設計と工場での事前組み立てにより、コストを最適化しつつ、発電機への接続時間を1年間短縮することができる。今後2035年までに建設予定の変電所の1/4がこのシステムに基づいたものとなる。

プロジェクトの立ち上げ段階からエコデザインを考慮しつつ、投資や運用インフラを高効率で最適化するためには、イノベーションが不可欠である。Enedisの送電網および事業ラインにおけるデジタル革命は、スマート・グリッドとフレンチテックの両方の分野で、イノベーション・エコシステム全体と協力して行われている。このイノベーションの方針は、あらゆる規模の研究所、大学、新興企業、協会および事業体の支援を体系的に利用している。このアプローチは、地域社会における雇用と成長の機会を示しており、これらの成果は国際的に認知される。

このように、（RTEとともに）Enedisは、スマート・グリッド産業を国際的に推進する*Français des Réseaux Électriques Intelligents*部門の協会であるThink Smartgridsの創設に関わった。同協会は、現在100名超のメンバーを擁する。

デジタル革命の重要な側面であるデータ管理

数年のうちに、Enedisはデータの分野におけるエネルギー分野のリーダーの1つにもなる。現在、年間約500種類のデータが顧客、地方自治体および市場参加者に提供されている。Enedisは、その分野において、欧州規模のオープン・データ・プラットフォームを立ち上げた最初の企業の1つであった。Enedisまた、フランスのすべての電力網事業者およびガス配給網事業者を統合するORE (Energy Grid Operators) Agency (ORE Agencyは、フランスのすべての電力・ガス配給市場参加者の連合組織である。かかる組織は、ワンストップショップ方式を用いてフランスにおける配給の概要を提供し、データを無料で利用可能としている。かかる組織は、オープン・データ手法を用いて、データ可視化の形式で、フランス全土の地域におけるエネルギー移行を支援するために、複数のエネルギータイプおよび複数の配給網事業者に関する集約データを提供している。)の設立の原動力となった。同機関は、すべての事業者に関する包括的なデータを公表している。

Enedisのデータを収集し、保護し、利用可能とする職務範囲により、Linkyプログラムと同様に、フランス国民全体向けの産業ソリューションを開発することが可能となった。このデータの利用はEnedisにとって戦略的利益である。このデータにより、Enedisが産業パフォーマンスおよび顧客に提供するサービスの質を向上させることも可能となる。さらに、これによりサ

イバー・セキュリティの分野において新たな重大な課題が生じ、システムおよびデータの保護の強化が必要となる。Enedisのすべての情報システムは、個々のデータ保護の規則に準拠している。この点において、Enedisはフランス個人情報保護当局（*Commission nationale informatique et liberté*またはCNIL）により規定された基準と規則に準拠している。

エコロジー移行を支援するプラスの影響をもたらす公共サービス

Enedisはフランスの電力網における主要な事業者であり、産業パフォーマンスおよび経済パフォーマンスには社会的、社会的、環境的観点から模範的な行動が不可欠であると確信している。

Enedisは、2020年から2025年の期間を対象とした社内プロジェクトを構築した。これは、2020年5月に開始された、社内外の利害関係者との対話を含む画期的な実験に基づいている。この協議を完了したことで、Enedisはその価値観と「地域におけるエコロジー移行を支援するフランスの推奨公共サービスとなる」という非公式のレゾンデートルを主張することが可能となった。

企業の社会的責任（CSR）に関する期待が非常に明確に現れている。その結果、同社のCSR方針はより明確化され、より目に見えるものとなった。かかる方針は、雇用者としての模範的な行動、地域ガバナンスにおける利害関係者のさらなる統合、電力の新たな利用における能力向上のためのスマート・メーターからのデータの共有ならびに地域社会の発展およびその持続可能な発展政策への貢献等の新たな原則を定めている。

この新たなCSR方針の目標およびコミットメントは、地球、男女および地域社会にプラスの影響をもたらす公共サービスという3つの柱で構成されている。これらは、国連が定めた17の持続可能な開発目標のうち10の目標達成に向けた取組みの一環として、15の主要な活動に分類される。

Enedisのスマート・グリッドの結果、フランスがリード

フランスの公共配電サービスは、SGIの2021年版（*Singapore Power Group*のスマート・グリッド指標の2021年版。かかるスマート・グリッド指標は、グリーン・エネルギー、データ分析、DER（分散型エネルギーリソース）の統合、デジタル化、サイバー・セキュリティ、顧客満足等の7つの主要な側面において、37か国における80超の公共事業を比較することによって、電力網のスマートさを世界規模で測定する。比較分析では、顧客により良い価値を提供する、よりスマートな送電網を構築する成功事例の特定も行う。）で最高の評価を得た。かかるサービスは、測定されたすべての国（配電網管理者）の中で、送電網のスマートさについて最高のスコアを獲得した。いくつかの基準に基づき、Enedisの総合スコアは96.4%（100%中）であった。Enedisは、フランスの公共配電網を今後数年間にわたりグローバルなベンチマークとすることを目的として、その産業的、専門的および技術的な勢いを維持している。

気候変動の緩和策

Enedisは、自社の温室効果ガス排出量を大幅に削減し、2050年までに「カーボン・ニュートラルリティ」を達成することへの貢献を目指している。これに留まらず、Enedisは、フランスの供給業者との関係および持続可能な調達ラベル（*Relations Fournisseurs Achats Responsables*またはRFAR）の精神で供給業者とともに野心的なイニシアチブに着手することを望んでいる。残りの排出量は、認定を受けた監査可能なプロジェクト（例えば、森林再生事業を通じたプロジェクト）の資金調達によって相殺されるが、そのほとんどは2030年以降に計画されている。

Enedisはまた、低炭素電力ソリューションならびにスマート・メーターおよびスマート・グリッドを用いて管理された電力消費の大規模な展開を加速させ、COP21の目標の達成に貢献したい意向である。

Enedisは、自社の1.2Mt CO₂eqの排出量（スコープ1およびスコープ2）を大幅に削減し、2.4Mt CO₂eq（スコープ3）を可能な限り最大限削減するために供給業者および供給会社との間で野心的な措置を進めることで、2050年までにカーボン・ニュートラルリティを達成する支援を行う。

Enedisは、2025年までに初期の目標である2017年（最新の世界の二酸化炭素収支の年）比で20%の削減を達成するために、以下の計画を策定している。

- ・自動車の電化を継続し、2030年には同社の小型商用車の100%を電気自動車にすること、また、遅くとも2050年には同社の建設車両の100%を電気自動車にすることを目標に掲げている（2021年末現在、同社の発電所の自動車の3,647台、すなわち20.5%が電気自動車であった。）。
- ・バックアップ用発電機について、低二酸化炭素排出型のモバイルソリューション（バッテリー、燃料電池）への交換が進められている。
- ・電力源変電所の維持管理の最適化および新たな高電圧電池の技術の変化を通じたSF₆排出量の削減（いくつかの供給業者により既に実施されている。）
- ・高炭素発電が再生可能エネルギーの生産に置き換えられ、電力排出量が減少することで、損失買取りにより生じる排出量の削減

- ・「サービス部門命令 (*décret tertiaire*)」に記載された削減率のとおり、サービス部門施設（情報技術に関するものを含む。）のエネルギー消費量を削減（2030年に2010年比で40%削減）
- ・Linkyメーターを用いることで顧客への訪問回数が減少し、対面式の会議が急速にビデオカンファレンスに置き換わり減少することで、テレワークの進展を通じて個人および専門家による移動が最適化される。
- ・供給業者および供給会社が、コミットメント憲章、環境基準、機器のエコデザインおよびリサイクル素材の利用を活かしてカーボン・ニュートラルリティに尽力するようにする。この目的のために、2021年、EnedisはすべてのEnedisの購入者を対象とした「脱炭素型購入に対する意識を高める」日を提案した。

Enedisは、化石燃料エネルギーを革新的な電力ソリューションに置き換え、消費量の管理を目的とした電力システムのスマート管理を展開することで、フランスの低炭素国家戦略の実施に関して主要な事業者になる予定である。

Enedisはまた、その他様々な形でその総力を結集している。

- ・配電網における新たな電力ソリューションの統合を進めること：再生可能エネルギー（2035年までに67GW）、充電スタンド（2035年までに12百万を配電網に配備）、自家消費および貯蔵
- ・電力使用およびより効率性の高い処理法を開発すること：ヒートポンプ等
- ・スマート電力網およびスマート・メーターを利用し、消費量を管理すること
- ・新たな形の柔軟性を開発することで安価で電力システムのスマート管理を確保すること

低炭素戦略を検証するため、Enedisは、EDFグループ主導のイニシアチブである科学的根拠に基づく目標（SBTi）の認証の取得を目的として、EDFグループが定めた温室効果ガスの排出削減目標に貢献する予定である。

Enedisは、気候に配慮した活動の他、生物多様性の保全に関する取り組みを行っている。例えば、Enedisは、フランス鳥類保護団体（*Ligue de protection des oiseaux*またはLPO）とのパートナーシップ（2021年に更新された。）を通じて、鳥類を感電死のリスクから守るための活動を開始した。Enedisは、自然保護のために取り組む企業が運営する *Entreprises engagées pour la nature* のプログラムを通じて、その他のイニシアチブの支援を行っている。

さらに、Enedisは「気候コラージュ」を一層活用することにより、従業員の気候変動に対する意識を高めるための大規模な活動に取り組んでいる。2021年末現在、気候変動の原因と結果に関するワークショップを通じて約5,000人の従業員の意識を高めた。

さらに、気候変動への適応に関するEnedisの計画は、現在最終段階にある。かかる計画は、TCFD（気候変動関連財務情報開示タスクフォース）の原則に基づき作成されており、物理的リスクと移行リスクの両方が勘案されている。

(iii) 島部エネルギー・システム

島部エネルギー・システム（IES）は、本土の大都市電力網と接続していない、EDFが運営する電力網をいう。これらは、コルシカ島、海外県（マヨット島を除く。）ならびに海外県であるサンバルテルミー島、サンマルタン島およびサンピエール島・ミクロン島ならびにポナン島（サン島、アシャント島、モレーヌ島およびショゼー諸島）に電力を供給している。

これらの地域におけるEDFの組織は、2つの体制に基づいている。

- ・日々の供給と需要のバランスについて責任を負う島部エネルギー・システム（IES）部門。すべてのネットワークを管理し、活性エネルギー効率化政策の下で、規制販売料金での販売およびマーケティング業務を行う。
- ・新たな発電方法の構築および運営について責任を負う子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)

かかる地域における追加発電費用は、フランス本土における当該費用と比較して、議会により公共サービス費用とみなされ、国家予算によって相殺されている。

一方で、電力網事業者により負担される費用は、電力網利用者が支払う公共送配電網使用料金（TURPE）および電気料金均衡化基金（*fonds de péréquation de l'électricité*またはFPE）により賄われる。

IESの主要な基準

	2021年末合計
顧客数	約1,200,000
電力網の長さ(単位: km)	約38,900
設備容量(*) (単位: MW)	2,005
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	22%
火力発電所	78%
EDFによる純発電量(*) (単位: GWh)	6,061
水力発電量	23%
第三者からのエネルギーの購入(単位: GWh)	3,904

バガスを含む再生可能エネルギー	49%
その他のエネルギー	51%
EDFによる発電量^(*)および第三者からの購入エネルギーの合計	9,965

(*) EDFのIES部門およびEDFグループの完全子会社であるEDF Production Électrique Insulaire (PEI)を含むデータである。

変更点および見直し

発電所の脱炭素化および増強を目的とする投資

EDF PEIが2012年から2015年の間にレユニオン島、マルティニーク、グアドループおよびコルシカ島にて稼働開始した電力発電所は、革新的な技術を備えている。これらの電力発電所では、最善の産業面・環境面の成果を実現することが可能となった。また、これらの地域で発生している電力需要の一部を満たすことにも寄与する。

地域の複数年にわたるエネルギー計画（PPE）に従い、EDFグループは、耐用年数の終了した主要な発電所の交換を実施した。新たな発電所は、子会社であるEDF PEIにより建設・運営される予定である。PPEに定められた地域において、EDF PEIは、（RED II指令の要件を満たすため、）バイオマス液体燃料または（コルシカ島の）ガスを利用する新たな発電所の運営を計画している。

EDF PEIはまた、既存の発電所の液体バイオマス利用への転換を検討している。

EDF PEIは現在、フランス領ギアナの蓄電池貯蔵について、太陽光発電所におけるパートナーであり、（2019年に稼働開始した）マルティニークの蓄電池貯蔵について、風力発電所におけるパートナーである。EDF PEIはまた、EDF Renewablesとの共同プロジェクトを通じて、その再生可能エネルギーにおける能力を強化している。

配電網への投資

エネルギー効率対策の実施、再生可能エネルギーの発展および稼働を開始した発電施設の増加によってある程度相殺されたにもかかわらず、これらのコミュニティの大半における消費量の継続的な増加は、EDF電力網事業者による配電網の拡大および強化継続に繋がった。EDFグループは、2021年に発電事業（EDF PEIを含む。）およびその電力網事業に対して総額300百万ユーロ超の投資を行った。

再生可能エネルギーの発電構成への統合を改善することおよび電力システムの管理を最適化することを意図したプロジェクトへの参加

フランスのエネルギー移行法は、フランスの海外県が2030年まで（コルシカ島は2050年まで）にエネルギーを自給することになることと明記している。

EDFグループは、島部エネルギー・システムに対応した再生可能エネルギーに基づく発電手法、すなわちバイオマス、海洋および河川エネルギー、廃棄物回収、ならびにバイオガスの開発および発展を支えている。最適な方法は、長期的に持続可能な豊富かつ保証されたエネルギーを競争力のある発電費用で提供することである。その目的は、火力発電に代わる発電方法として信頼できるものにするることである。

また、EDFは、非同期的な再生可能エネルギーの生成をIESに導入するための技術力の改善も支援している。EDFは、電力システムの発電中断に対する耐性を強化させ、スマート・メーター・システムを開発することを通じて、技術仕様の変更を提案している。

また、EDFは、発電手段の喪失時または消費量のピークを補うための予備電力として、複数の集中型蓄電システムを稼働および管理している。

一部の隔絶した地域において、100%が再生可能エネルギーによって作動するマイクロ・ネットワークを構築する作業が引き続き進行中である。2017年、太陽光、デジタル・モニタリングおよび貯蔵が混合した革新的なシステムがセーヌ島に設置された。これにより1日数時間、100%再生可能エネルギーを供給することができるようになった。レユニオン島のマファト園谷の一部は、太陽光発電の供給を受けており、蓄電池および水素型燃料電池を備えている。2021年、仏領ギアナのサン・ジョージ・ド・ロヤポック（人口4,000人）において、EDFは、再生可能エネルギー（水力発電および固形バイオマス）のみを燃料とし、蓄電池およびスマート管理システムを組み合わせたマイクロ・ネットワークを開始した。

エネルギー効率は、島部システムのエネルギー移行に係る極めて重要な方策である。EDFは、デマンドサイドマネジメント（DSM）地域戦略の策定および実施を支援している。主な方法の1つが、資本助成金（2019年から2023年までの期間を対象に、CREが承認した600百万ユーロ超）である。EDFは、これらの助成金を財源とするすべての種類の顧客向けのDSM事業を（とりわけAgir Plusのレーベルを通じて）活発に推進している。

EDFは、2023年末までに海外県（マヨット島を除く。）およびコルシカ島において、1.2百万個のデジタル・メーターを展開することを目指している。これは268百万ユーロの投資額に相当する。これらのデジタル・メーターは、顧客関係の広範な近代

化を支援し、エネルギー移行に係る推進力の効果を強化させる予定である。2021年末現在、715,000個を超えるメーターが設置された。

(iv) Électricité de Strasbourg (ÉS)

ÉSグループは、アルザスのエネルギー電力業者であり、4つの事業ライン（電力の配電（配電事業ラインは、電力網事業者の管理独立性に関する規則に従い、Strasbourg Électricité Réseauxにより管理されている。）、エネルギーの供給、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生成）を通じて、その地域における長期的なエネルギーおよび経済面に係るパフォーマンスに取り組んでいる。こうした事業ラインのポートフォリオにより、ÉSグループは、エネルギー移行に係る最善の支援を顧客に対して提供することが可能となる。

ÉSはまた、主にフランス東部の現地の配電会社（LDC）にサービスを提供している。

EDF Développement Environnement (EDEV) は、ÉSグループの株式の88.64%を保有している。残りの株式は、一般株主および同社の従業員により保有されている。同社の株式は、ユーロネクスト・パリに上場されている。

(イ) 配電

Strasbourg Électricité Réseauxは、配電を担当するÉSの子会社である。同社は、管理独立性に関する規則に従い、配電網の電力網事業者として事業を行っている。

Strasbourg Électricité Réseauxは、委託契約に基づき、同社に配電網の運営を委託した400のアルザス地方の自治体における全長15,000キロメートル超の配電網の運営、維持、開発および更新を行う。これらの委託契約は、1993年から2001年の間に、40年の期間で更新された。サービスの対象となる地域はバラン県の4分の3を網羅している。また様々な電圧レベルに対応する575,000超の配電箇所のほか、Enedisの電力網ならびにその他の2つの下流電力網事業者との接続を有している。

(ロ) 販売およびマーケティング

ÉS Énergies Strasbourgは、ÉSグループの販売およびマーケティングの子会社である。2021年末現在、ÉS Énergies Strasbourgは、563,000を超える電力顧客（再生可能資源による電力を含む。）および113,000を超えるガス顧客における（第三次産業分野および産業分野の）個人および企業の両方ならびに地方自治体に対して、電力を供給している。

電力およびガスの供給のほか、ÉS Énergies Strasbourgは、関連サービスを提供する。これには、顧客が自らのエネルギー消費量をより良く管理することができるよう、電力、ガスおよび配管維持管理ならびにデジタル・サービスが含まれる。ÉS Énergies Strasbourgは、個人顧客向けに支援サービスを引き続き実施した。かかるサービスは、顧客が現地のパートナーのネットワークに連絡をとることができるポータルを通じて、住居の修理および建設をカバーしている。また、ÉS Énergies Strasbourgは、太陽光発電の開発に意欲的である。同社は、持続可能な交通、特に電気自動車の充電インフラを推進している。

(ハ) エネルギー・サービス

エネルギー・サービスに特化した子会社であるÉS Services Énergétiquesは、ÉSおよびDalkiaが50対50の割合で保有している。ÉS Services Énergétiquesは、エネルギー移行の分野において自身を持続可能なソリューションの提供者およびエネルギー・パフォーマンスの創始者として位置づけている。同社は、世界規模のパフォーマンス市場において、かつエネルギー・パフォーマンスに係る契約について、加えて電力網（発熱、電力および公共照明電力網）の管理および防護について、魅力的なソリューションを提供する。また同社は、マス・ケータリングの作業の提供者に関するエンジニアリング業務を担っている。ÉS Services Énergétiquesは、ストラスブール・ユーロメトロポールにおいて3つの主要な暖房ネットワークおよびこれらのネットワークにグリーン・エネルギーを供給するバイオマス発電所を運営しており、年間40,000トンの二酸化炭素排出量（すなわち、自動車17,000台分の排出量に相当）の削減を可能にしている。

(二) 再生可能エネルギー発電

深部地熱発電

フランスにおいて、ÉSグループは、深部地熱発電分野の主導的な事業者の1つである。2016年以降、同社は、リッテシオンにおいて初の工業用深部地熱発電所を運営している。当該発電所の再生可能過熱水の生成量は、年間約180GWhである。かかる水は、2,500メートルの深さに位置する地熱資源から湧き出るものである。

ÉSはまた、ソルツ・ス・フォレ地熱発電所を運営しており、同発電所は、年間約6 GWhの電力を生成する。

さらに、ÉSは、ストラスブール南部のイルキルシュ＝グラフェンスタデンに3つ目の地熱発電プロジェクトを開始した。2018年に開始した同作業は、2020年末にストラスブール・ユーロメトロポールに影響を与えた第三者により引き起こされたと

思われる地震事象の後、現在中断されている。さらに、最初のボーリング孔の技術的効果が将来の操業のための目標水準を大幅に下回ったため、ESは、2020事業年度中にこれらの資産を評価減した。

バイオマス

ストラスブールのバイオマスのコジェネレーション発電所は、ヴォージュ山脈およびシュワルツワルトの木工業の残留物を利用している。この37MWの火力発電所は、再生可能資源から毎年70GWhの電力および毎年112GWhの熱電力を生成している。

水力発電

400kWの容量を有するル・フラモン水力発電所は、2019年9月に稼働を開始した。水の供給量に応じて、同発電所は、350戸の世帯の年間電力消費量に相当する年間約1.5GWhを生成することができる。

さらに、2011年以降、ESは、主にアルプス山脈およびピレネー山脈における水力発電所の建設および運営を専門とする会社であるSERHYグループの株式を35%保有している。SERHYは、再生可能エネルギー資源から年間約160GWhを生成している。

⑤ 国際事業

EDFグループは、世界のおよそ38.5百万の顧客（住宅用顧客、法人および地方自治体）に対して電力およびガスを供給している。同社は、主要な欧州市場（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）における主要なエネルギー事業者である。当グループは、新興国において低炭素ソリューションを開発し、欧州における地位を強化することで、新たな地理的地域への進出を目指している。

（i）英国

EDFグループの英国における事業は、EDF EnergyおよびEDF Tradingを通じて行われおり（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）、その他のグループ会社（Imtech、EDF Renewables UK、Pod Point）も参加している。

国内最大の低炭素電力発電事業者である英国のEDFの目的は、英国がネット・ゼロを達成できるよう支援することである。同社は、その7つの事業分野において脱炭素型エネルギー・システムへの移行を主導していくことで、これを実現させる。

- ・英国における発電および廃炉のサービスの遂行
- ・住宅用顧客および企業用顧客への電力およびガスならびにエネルギー・ソリューションの供給
- ・CGNとの連携によるヒンクリー・ポイントにおける新たな原子力発電所の建設
- ・新たな原子力発電所の開発
- ・EDF Energyの子会社であり、EDF EnergyとEDF Renewablesとの間のジョイント・ベンチャー（JV）であるEDF Renewables UKを通じた再生可能エネルギー
- ・DalkiaとのJVによるImtechを通じた顧客施設における技術サービス、エネルギーおよび低炭素ソリューション
- ・電気モビリティ産業

また、EDF Tradingは、EDFグループおよび第三者に対して最適化およびリスク管理サービスを提供している。

EDF Energyは、英国の最大エネルギー企業の1つおよび低炭素電力の最大発電事業者である。同社は、国内電力の約14%（EDF Energyの原子力発電所、石炭およびガス火力発電所ならびに風力発電所からの発電量を保有比率に応じて計算。EDF Renewablesの容量を加えた場合、EDFの国への低炭素電力への寄与度は合計15.76%である。EDFはまた、石炭およびガス火力発電所から電力の1.1%を生成した。）を生成している。EDF Energyは、2021年12月現在、約6百万の企業用および住宅用の顧客口座に対してガスおよび電力を供給している。同社は、2021年12月現在、英国全体でおよそ11,141人を雇用している。

EDF Renewables UKは、英国およびアイルランドにおいておよそ1GWの総稼働容量を有し、およそ4GWの計画および開発を行う新たな再生可能電力発電および貯蔵プロジェクトについて運営および開発を行っており、これにはPivot Power (<https://www.pivot-power.co.uk/who-we-are>) を通じた電気自動車の急速充電を可能にする大規模な蓄電池および大容量の電源接続の開発が含まれる。

Imtechは、英国において最大の技術およびエンジニアリングに関するサービス事業者の1つであり、特に公共部門（Breathe）においてエンジニアリングに関するサービスおよび委託（Imtech Engineering ServicesおよびSUIR）から技術設備の管理（Imtech Inviron）、システム統合およびデジタル・ソリューション（Capula）ならびにエネルギー・サービスおよびエネルギー・パフォーマンスの委託まで、意欲的に取り組んでいる。

EDFは電気モビリティにおいて、英国最大の電気自動車（EV）の充電会社であるPod Pointの株式の過半数を保有している（2020年2月13日付プレスリリース「EDFグループが英国最大の電気自動車（EV）の充電会社の1つであるPod Pointを取得」を参照。）。2021年11月、Pod Pointは、ロンドン証券取引所に上場し、EDF Energyがその株式の過半数を保有している。英国のEDFは、（i）英国の充電箇所の運営における主導的な立場の維持および構築、（ii）スマート充電の開発、ならびに（iii）低炭素料金および英国のドライバーらの電気自動車化に向けた幅広いサービスの提供を目指している。

英国のEDFは、2035年までに英国の低炭素発電への50十億英ポンド超の投資を可能にする計画を含む、グリーン・リカバリーに関する英国政府の「10ポイント計画」の実現を支援している（EDFがグリーン・リカバリーに関する政府の「10ポイント計画」の実現を支援していることについては、<https://www.edfenergy.com/about/green-recovery>を参照。）。

(イ) 英国におけるEDFの戦略および持続可能性

英国のEDFは、EDFグループの温室効果ガス排出量削減目標および炭素強度曲線に寄与している。持続可能性に関するビジネス・ロードマップでは、英国がネット・ゼロを達成し、より広範な持続可能性目標を達成するための事業の進捗状況および計画について説明している。グラスゴーで開催されたCOP26気候会議があった年度中、英国のEDFは、社内外で従業員とともにネット・ゼロおよびその重要性に対する意識を高めるためのキャンペーンを実施した。

世界的なガス価格の高騰を受け、最近のエネルギー価格の上昇は、英国の事業環境に多大な影響を及ぼしている。かかる危機は、顧客に対し経済的負担を強いるとともに、エネルギー供給業者にも大きな財政的圧力をかけており、英国のエネルギー小売市場からの供給業者の撤退という前例のないレベルの事態を引き起こした。Green Network Energy、Utility PointおよびZogによる取引停止後、EDFはOfgemの最後の砦となる供給業者を通じて、合計590,000の住宅用顧客を引き受けることとなった。かかる価格水準は、化石燃料輸入への英国の依存を解消させるための低炭素電力および技術への投資の必要性ならびにEDFのような信頼性の高く回復力のある供給業者の価値をさらに強調している。

EDF Energyは、顧客事業において、3.7百万の英国国内の家庭および企業ならびに公共部門に対して尽力しており、業界を主導する顧客サービス（EDFは、TrustPilotにより「素晴らしい」との評価を維持しており、2021年7月から9月のデータに基づくCitizens Adviceにより22のエネルギー供給業者のうち3位およびOfgemの定義による大手供給業者のうち2位に格付けられている。）を提供している。EDF Energyは、英国の家庭、企業および公共部門が、電気モビリティ、低炭素暖房、フレキシビリティ・サービスおよびスマート・メーターをデータ・サービスと混合させた分野において、ネット・ゼロを達成できるよう支援している。

EDF Energyは、国家プログラムの一環として、エネルギー企業義務（ECO）スキームならびに住宅および小規模な事業所へのコスト効率の良いスマート・メーターの展開を通じて、エネルギー効率化に向けた設備の主導者として規制上の義務の履行に取り組んでいる。2021年、EDF Energyは、452,000個のスマート・メーターを追加で設置した。

パンデミックは、英国の住宅市場において実施されている既定料金の上限、2021年のエネルギー危機および競争が激化した環境も伴って、費用効率および効率的かつ強靱な運用モデルが引き続き主な優先事項であることを示している。EDFは、サービスを進化させ、業界を主導する顧客サービスをさらに構築するために、Kraken Technologiesとの商業パートナーシップを発表し、3.7百万の住宅用顧客および中小企業用顧客を、2023年から市場を主導するEnTechプラットフォームに移行開始し、18か月でプロジェクトを完了することを発表した。また、かかる適応性の高いプラットフォームにより、EDFは、例えば電気自動車への切替えまたはヒートポンプの設置など、顧客の将来のエネルギー需要にも対応することができる。

電力発電において、EDFの主な優先事項は、安全で信頼性ある、商業的に実行可能な運営を維持することである。この取り組みには、石炭を段階的に廃止するという英国政府の期限を2年間前倒して、発電所の発電を停止する2022年9月まで英国供給量契約を締結しているウェスト・バートンA石炭火力発電所を通じた安定供給の支援が含まれる。

EDF Energyは、2019年に閉鎖したコッタム石炭火力発電所の廃炉を既に進めており、サーキュラー・エコノミー原則など持続可能な廃炉および解体のアプローチを模索している。公正かつ低炭素な移行において主要な要素は、EDFが労働組合と緊密に協働してきた労働者支援でもある。

2021年8月、EDFは、同じ敷地内にある49MWの蓄電池とともに、コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所であるウェスト・バートンB（1,332MW）の売却を完了した。

EDFの英国の既存の原子力発電所は、1970年代半ば以降、英国の電力の約15～20%を供給してきたが、現在、期待されてきた変革期にある。2009年に英国の原子力発電所を買収して以来、EDFは6十億英ポンドを投資し、さらに当初の予想よりも30%を超える低炭素電力を生成した。

EDF Energyは、ダンジェネスBを2021年6月から、ハンターストンBを2022年1月までに、およびヒンクリー・ポイントBを2022年7月までに、それぞれ燃料取出段階に移行することを決定した。残りの4基のAGR原子力発電所は現在、2028年までに閉鎖される予定である。EDFは、2021年6月に英国政府と締結した契約に基づき、今後10年以上にわたり、全7基のAGR発電所の燃料取出に責任を負う。

EDFは、原子力の卓越性を確保し、原子力産業の当該移行期間中に技術的な技能および能力を維持するためにできることを行うことを約束する。

EDFは、China General Nuclear Corporation（CGN）と連携して、EPR技術に基づき、サマセットのヒンクリー・ポイントにおける2基の新規の原子力ユニット（3.2GWの合計容量）を建設している。またEDF Energyは、サフォークのサイズウェルにおいて類似する3.2GWのEPRプロジェクトについて、英国政府からの積極的な支援および同プロジェクトの資金拠出に関する継続

中の協議を受け、計画の策定を主導している（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照）。EDF Energyはまた、その計画の一部として、原子力を用いた水素および熱の生成に係るモデルを研究している。

（ロ） EDF Energyの事業

EDF Energy	2021年12月31日	2020年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	43,372	40,850
供給ガス (単位: GWh)	36,032	29,462
住宅用顧客口座数 (単位: 千) ⁽²⁾	5,512	4,837
従業員数 ⁽³⁾	11,141	11,717
記録可能な事故発生率合計 ⁽⁴⁾	0.71	0.59
ソケット数合計 (Pod Point)	153,677	91,610

(1) 最終顧客に提供された電力（前年度における計測中断分を含む。）。

(2) 年度末の数値。

(3) 産休中の従業員を含む期末現在の人数。Pod Pointの従業員は含まない。

(4) 記録可能な事故発生率合計は、1年間に発生した、休業災害、死亡事故、労働を制限するけがおよび医療処置を要するけが（応急手当てを除く。）の合計件数の、労働時間に百万を乗じた値に対する割合。全従業員ならびに代理店および請負業者の人員を含む。EDF Energy Renewables UKおよびヒンクリー・ポイントCプロジェクトを除く。HPCの2021年12月末現在の災害度数率（AFR）は、0.062である。

（a）英国の原子力発電所に適用される規制

以下の規制は、EDF Energyによる発電および英国における新規の発電資産のいずれにも適用される。

規制上の通知

英国における基礎原子力施設

英国においてEDF Energyは、1965年原子力施設法（1965年NIA）に基づき、既存の原子力発電所および開発中の原子力発電所のそれぞれについて原子力発電所用敷地許可を有し、一定数の許可条件に準拠していることを義務付けられている。2008年計画法（2008年PA）は、英国において新たな原子力発電所を建設するために必要な許認可である開発同意命令（DCO）のコンセプトを導入している。DCOの申請手続には、環境への影響の評価を行うこと、環境上の軽減対策を実施することおよび公開討議を一定回数開催することが含まれる。

原子力規制局（ONR）

英国における原子力規制局（ONR）および環境当局（EA）／スコットランド環境保護局（SEPA）は、英国の原子力施設に適用される安全保障、緊急時計画および環境上の規制に対して責任を負っている。

ONRは原子力施設の規制および査察の責任を負い、また以下の法律がONRによって監督されている。

- ・現場の労働者その他の安全性に対するEDFの義務を定義する1974年労働安全衛生法（1974年HSA）
- ・原子力発電所の事業者が原子力発電所用敷地許可を取得および遵守し、原子力責任保険を維持する必要性を生じさせる1965年原子力施設法（1965年NIA）
- ・2013年エネルギー法（第3部）（2013年EA）はONRに法的機関としての地位を与えた。また、同法により、原子力の安全性、原子力施設における健康と安全、核安全保障および原子力の保障措置と輸送に関するONRの目的を確認した。同法の別紙8には、ONRの検査官の権限が詳述されている。
- ・基本的な安全基準の指令に基づき、電離放射線に対する労働者および市民の保護を規定する2017年電離放射線規則（2017年IRR）
- ・2016年環境許可（イングランドおよびウェールズ）規則ならびに2018年環境許認可（スコットランド）規則。2016年の規則は、放射性物質に関する現行の許可の枠組みを規定する。2018年の規則は、環境活動の許認可の枠組みを規定するものであり、現在は放射性物質に関する活動のみが含まれている。EAおよびSEPAはそれぞれ、これら2016年と2018年の規則を担当する規制当局である。

ONRは、1974年HSAの範囲内における活動のリスクを軽減するために必要とされ得る措置を評価する際に、リスクを合理的に可能な限り低く抑えることを要求する。

ONRは、1965年NIA、2013年EAおよび原子力発電所用敷地許可に関する36の条件の下で付与される権限を、体制の監視および執行の基礎として使用している。ONRは、原子力施設の査察、書類の要求、調査の実施を行うことを可能にする広範な査察権限を有している。それは、設計の安全性の詳細な検討および評価から始まり、施設の操業から廃炉まで継続する。

1965年NIAに基づき、ONRは申請者に対して許認可を付与し、許認可の条件を課す権限を与えられており、これらを変更するかまたは取り消すことができる。具体的にONRは、特定の原子力活動を禁止するか、または原子力施設の許可を取り消すことができる。より一般的には、ONRは、特定の活動に合意し、取決めに承認し、または運営の変更もしくは変化を要求することができる。安全性に関する法規を遵守しなかった場合の最高刑は、取締役に対する無制限の罰金もしくは2年以下の懲役のいずれかまたはその両方である。

(b) 原子力発電

EDF Energyは、英国において、(2021年1月1日現在) 8.9GWの合計容量を有する8基の原子力発電所(15基の原子炉)を所有および操業している。Centrica plc. (Centrica) は、原子力資産(新規の原子力発電所を除く。)を有する会社であるLake Acquisitions Limitedの20%の持分を保有している。

2021年6月7日、ダンジェネスは再稼働せず、直ちに燃料取出作業に移行すると発表された。ハンターストンBにおいて、3号機は従来の予定どおり2021年11月26日に発電を終了した。

年末の合計容量は、7.8GWであった。

原子力発電所の技術

8基の原子力発電所のうち7基は、AGR発電所(ダンジェネスB、ハートルプール、ヘイシャム1、ヘイシャム2、ヒンクリー・ポイントB、ハンターストンBおよびトーネス)であり、8基目のサイズウェルBは加圧水型原子炉(PWR)発電所である。

安全性および放射線防護

原子力の安全性は、EDF Energyの最優先事項である。2021年は、国際原子力事象評価尺度(INES)において、7件の事象が記録され、そのうち6件はレベル1(逸脱)と、1件がヘイシャム発電所への送電網への接続喪失に関連してレベル2(事故)と格付けられた。

EDF Energyは、すべての既存のEDF Energyの原子力発電所の従業員および請負業者が受けた放射線量を最低限まで削減し管理するために、厳格な手続きに基づき操業している。2021年において、EDF Energyの既存の原子力発電所の全従業員が受けた個別線量は平均約0.050mSvであった。2021年において個人が受けた最高線量は5.9mSvであった(年間法定線量限度は20mSvである。)

発電所の耐用年数

各発電所の実際耐用年数は、主に、発電所のセーフティ・ケースを裏付ける技術的および財政的な実現可能性に基づいて決定される。これは、各法定供給停止期間に、その後の稼働期間に関して、発電所の性能に関する検査、維持管理業務、試験および審査を行うことにより確認される。発電所の停止後は、原子炉を再開する前に、原子力規制局(ONR)の承諾が必要である。法定供給停止期間と次の法定供給停止期間の間の稼働期間は通常、AGR発電所が3年、サイズウェルBが18か月である。

さらに、10年ごとに、発電所は、より詳細かつ広範囲にわたる構造上、操業上および組織上の安全性に関する定期安全審査(PSR)を受けなければならない。これについても、発電所の操業継続のためにONRの承認を得なければならない。次回のPSRは、サイズウェルBについて、2024年1月にONRに提出され、ONRの決定は2025年1月になされる予定である。

AGRは、名目上の耐用年数を25年間、サイズウェルBは耐用年数を40年間として設計されている。しかしながら、技術的情報ならびにEDF Energyの操業経験および安全経験の集約により、AGRの予想耐用年数を延長することが可能となった。British EnergyがEDFによって取得されて以来、AGRの耐用年数は、平均で6年間延長された。

「第3-2(2)⑤原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5A:事業および/または原子力発電所(フランスおよび英国)の耐用年数延長に関する目標の不遵守-b) 主要なリスク-英国における原子力施設」も参照。

発電所別の発電容量および発電量

発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位: MW)	発電量 ⁽²⁾ (単位: TWh)	
		2021年	2020年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,090	△0.2	△0.2

ハートルプール	1,185	5.7	8.5
ヘイシャム1	1,060	5.8	6.1
ヘイシャム2	1,240	5.8	8.9
ヒンクリー・ポイントB	965	4.8	1.8
ハンターストンB	985	6.4	2.3
トーネス	1,200	6.7	9.9
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	6.7	8.4
合計	8,923	41.7	45.7
負荷率⁽³⁾		59 %	58 %

- (1) 発電容量は、2021年1月1日現在における送電網から輸入された電力を含む、発電所自身の使用のための純電力消費量で計上される。2021年12月31日現在、ダンジェスBおよびハンターストンBの原子炉3号機は、燃料取出作業に移行され、原子炉の発電容量は、7,343MWとなった。
- (2) 各年の発電量は、燃料交換ならびに計画内および計画外の供給停止を反映している。ダンジェスBの輸入は、2021年12月1日以降の発電量から除外される。
- (3) 負荷率は、実際の発電量を各発電所が当該期間に相当する所定の発電容量で運営した場合に得られる発電量で除して、算出される。2021年については、ダンジェスBは3月31日まで、およびハンターストンBの原子炉3号機は9月30日まで、すなわち発電終了前の最終四半期末までが含まれており、WANOにおけるパフォーマンス指標の取扱いと一致している。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2021年における原子力発電所の発電量は、2020年（45.7TWh）から4.0TWh減少して、41.7TWhであった。発電量の減少は、主に以下に起因している。

- ・2020年の2回に対し、2021年には5回の法定の供給停止が実施されたこと
- ・ヘイシャム2およびトーネスでのオンロード燃料交換の停止、サイズウェルBでの断熱スリーブの修理、ならびにハートルプールでのボイラー・チューブ漏洩のセーフティ・ケースの確保に起因する予定外の減少があったこと。これは、以下により一部相殺された。
- ・主にハンターストンBおよびヒンクリー・ポイントBにおいて、黒鉛のセーフティ・ケースの供給停止が延長したこと、ならびに例年の夏に比べ需要が極めて低かったことから、National Gridの要請により2020年5月から9月までの間、サイズウェルBによる発電量が50%減少したことにより、2020年に非経常的な減少が発生したこと

計画的な法定の供給停止は、ハートルプールの原子炉1号機、ヘイシャム2の原子炉7号機、ハンターストンBの原子炉4号機、サイズウェルBおよびトーネスの原子炉1号機で行われた。

ダンジェスBは、多くのセーフティ・ケースの課題に対処するために、当年度を操業停止の状態を開始した。6月7日、当該発電所は再稼働せず、直ちに燃料取出作業に移行すると発表された。

ハンターストンBにおいて、3号機は2021年11月26日、4号機は2022年1月7日に従来の予定どおり発電を終了した。

ヒンクリー・ポイントBの双方の原子炉は、各原子炉を、各稼働の間の黒鉛点検および規制上の追加承認を受けた上で、2回の連続する6か月の期間にわたり稼働させる目的で、2021年度第1四半期末に再稼働した。2020年に、2022年7月15日までにヒンクリー・ポイントBの発電を停止させることが決定された。

ヘイシャム2およびトーネスの全4基の原子炉でのオンロード燃料交換が停止されているが、燃料供給装置の部品の改良が進められている。したがって、燃料交換は、2022年までオフロードで継続する予定である。

サイズウェルBにおける法定の燃料交換停止は、多数の制御棒駆動機構断熱スリーブの劣化に対処するため、3か月延長された。現在、発電所はフルロードに回復している。

現在の予想操業年数（EDF Energyにより正式に記録され、NDAによる承認を受けている。）および閉鎖日

発電所	原子炉の種類	発電開始	発電所の耐用年数 (正式発表)	耐用年数の延長 (正式申請済み)	関連する閉鎖予定日
ヒンクリー・ポイントB	AGR	1976年2月	46年	21年	2022年
ハンターストンB	AGR	1976年2月	46年	21年	2022年
ダンジェスB	AGR	1983年4月	38年	13年	2021年
ヘイシャム1	AGR	1983年7月	41年	15年	2024年

ハートルプール	AGR	1983年8月	41年	15年	2024年
トーネス	AGR	1988年5月	40年	15年	2028年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	40年	15年	2028年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年

放射性廃棄物の管理および廃炉

英国において、放射性廃棄物は以下のとおり4つのカテゴリーに分類される。

- ・低レベル廃棄物（LLW）。処分ルートが存在する。ウェストカンブリアのドリッグに所在するLLWの地表近くの保管施設を含む。
- ・中レベル廃棄物（ILW）。英国において現在利用可能な処分ルートは存在しない。
- ・高レベル廃棄物（HLW）。これは、放射能のために温度が大幅に上昇する可能性のある放射性廃棄物と定義され、したがって、貯蔵施設および処分場を設計するにあたり、熱の要素が考慮されなければならない。
- ・高放射能廃棄物（HAW）。実質的に地表近くの処分に適さないHLW、ILWおよびLLWという。

LLWおよびHAWに関するEDF Energyの原子力発電戦略は、英国政府およびスコットランド政府が廃棄物の階層（減量、再利用、リサイクル、回収）の適用に重点的に取り組んでいることを反映したものである。廃棄物のリサイクルおよび処分ルートの幅広い利用は、カンブリアにおける英国の低レベル廃棄物保管施設（LLWR）を最大限に利用するよう支援することとなる。現在、英国においては、LLWに関してのみ処分ルートが存在する。

HAWは、EDF Energyの各発電所の安全な専用施設において、中期的に貯蔵される一方、より長期間の国家によるソリューションがイングランドおよびスコットランドにおいては確立されている。

AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの核燃料再処理施設（NDAの子会社であるSellafield Limitedが所有する。）まで輸送され、長期貯蔵される。

サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、敷地内に貯蔵されており、サイズウェルBの耐用年数中に発生するすべての使用済燃料を安全に貯蔵できるようにするために、使用済燃料乾式貯蔵施設を建設した。長期間の地表貯蔵の後、サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、将来の英国地層処分施設に送られ、処分される。

AGRの使用済燃料に関する取決めは、British Energyの再編時に締結されたが、かかる取決めを通じて、EDF Energyは、使用済燃料の長期貯蔵（過年度においては、長期貯蔵および再処理）に係る費用を支払う。サイズウェルBの燃料貯蔵に関する戦略は、原子力負債ファンドによる資金供給を受けていることから、NDAの承認を受けている。EDF Energyは、当社のより広範な安全性、持続可能性および環境に関する方針を通じて、発生し続ける使用済燃料および廃棄物の改善および最小化を継続する方針である。

規制上の通知**放射性廃棄物**

英国においてEDFは、原子力発電所用敷地許可の条件34の下で、敷地における放射性物質および放射性廃棄物が漏出しないう適切に管理および格納されていることを合理的に可能な限り保証することが要求されている。

英国の環境当局（EA）は、2016年環境許可（イングランドおよびウェールズ）規則に基づき、許認可を受けている原子力発電所用敷地からの放射性廃棄物の処分を規制している。またこれらの規則は、従前汚染防止法に準拠していたもの、水資源法が規定する排出物の同意、洪水リスクに伴う活動の同意および廃棄物管理に関する許認可も規制の対象とする。

放射性廃棄物管理委員会（CoRWM）は、高放射能廃棄物の長期管理に関する勧告を2006年に発表した。これに対応して英国政府は、英国における高放射能廃棄物の貯蔵に深部地層処分施設の使用を優先することを決定した。かかる決定は、安全な中間貯蔵と組み合わせた、地層貯蔵による長期貯蔵管理の枠組みを設定するものである。

スコットランドにおいて、スコットランド環境保護局（SEPA）は、許認可を受けている原子力発電所用敷地からの放射性廃棄物の処分を規制している。スコットランド政府は、スコットランドの発電所から発生するHAWのための地表近くの敷地の長期貯蔵または処分方針を追求している。

原子力施設の廃炉

英国においてEDFは、ONRによって要求される廃炉の詳細な計画およびプログラムの基礎を形成する原子力発電所用敷地許可の条件35に服するが、かかる要件は、廃炉が環境に及ぼす影響の評価および環境への影響を軽減するための措置を要求する、（廃炉に伴う環境への影響の評価に関する）1999年原子炉規則等の他の法規制とともに考慮されなければならない。

廃炉は通常、段階的に実施され、次の段階に進むためにはONRからの正式な承認が必要となる。ONRは、事業者に対し、廃炉の開始または中止をいつでも命じることができ、廃炉過程の各段階における廃炉計画を承認しなければならない。

原子力発電所の将来の事業者は、FDP（資金調達による廃炉プログラム）に対して、廃炉ならびに廃棄物の管理および処分に関する義務を履行するための事業者の費用計画を定めた、廃炉および廃棄物の管理に関する計画（DWMP）ならびに事業者がどのようにしてその義務の資金繰りを行うかを説明した資金調達取決計画（FAP）を提出することが要求されている。2008年エネルギー法（「2008年EA」）第3部第1章は、FDPに関する詳細な規定とともに、原子力施設の廃炉および浄化作業が準拠する規則を定めている。連結財務諸表の注記15.2.3「廃炉引当金」も参照。

EDF Energyは、一連の契約（再編契約）の当事者となっており、再編契約は、廃炉および契約外債務に係る適格費用について原子力負債ファンド（NLF）が資金提供を行う方法を定めるほか、英国政府による既存の原子力発電所の廃炉費用に係る保証を含んでいる。NLFは当初、英国政府の拠出金を通じて資金提供を受けていたが、民営化後は、EDF Energy Nuclear Generation Ltd.が拠出金の合意条件に基づき、NLFに対して四半期ごとに支払いを行っている。2020年、英国政府は、NLFに対して50億英ポンドの拠出金の支払いを追加で行った。

EDF Energyおよび英国政府は、2021年6月23日に再編契約の更新版を締結した。当該契約の改訂および明確化は、適格費用の回収について確認し、また、AGR発電所がEDF Energyの責任の下で燃料取出を完了した後は、すべての発電所をその後の廃炉活動を担当する原子力廃止措置機関（NDA）に移行することを規定している。連結財務諸表の注記15.2.1「規制および契約の枠組み」も参照。

(c) 火力発電およびガスの貯蔵

発電所	所在地	稼働年	ユニット数	発電所の種類	発電容量 (MW)	発電量 (TWh)	
						2021年	2020年
ウェスト・パートンA	ノッティンガムシャー	1969年	2	石炭火力 およびOCGT ⁽¹⁾	1,000	0.5	1.2
ウェスト・パートンB	ノッティンガムシャー	2013年	3	コンバインド・サイクル・ガス・タービン	1,332	2.6	4.9
合計 ⁽²⁾	英国		5		2,332	3.1	6.0

(1) オープン・サイクル・ガス・タービン。

(2) 四捨五入されているため、合計値は異なる。

コッタム発電所は、その50年超の稼働を経て、2019年9月30日に閉鎖した。同発電所を閉鎖する決定は、市場の変化および発電プロセスから積極的に炭素を除く推進力を受けて下された。現在、廃炉作業の計画は順調に進行しており、廃炉完了の時期は、2025年度第4四半期になると見込まれている。

ウェスト・バートンAの発電所は、2021年10月1日に一部廃炉に入り、利用可能なユニットが4基から2基に減少（容量は1,987MWから1,000MWに減少）した。ウェスト・バートンAは、2022年9月31日に閉鎖し、（2021年／2022年の容量の市場合意を満たした後に）完全廃炉に入ると発表した。かかる発電所の閉鎖の決定は、EDFのネット・ゼロへのコミットメントに沿ったものである。2021年において、ウェスト・バートンAの発電量は、主として現在の石炭貯蔵量を削減し、閉鎖に備えた最後の砦としての発電所とするという戦略的決断に起因して、前年より0.7TWh減少し、0.5TWhとなった。

ウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所は、2021年8月31日に売却され、2021年1月1日から2021年8月31日までの発電量は、2020年から2.30TWh減少して2.6TWhとなった。

また、EDF Energyは、チェシャー州において中間サイクル・ガス貯蔵施設を運営している。ヒル・トップ・ファームは、3つのドームを有し、2015年1月中旬に商業運転が可能となった。4つ目のドームが2018年に商業運転が可能となり、残りのドームは、2019年12月に稼働が開始された。2020年中、発電所へのいくつかの重要な投資に関する要件に加えて、困難な市場環境により、ホール・ハウス施設を廃炉する決定が下された。廃炉作業は順調に進行しており、2024年度第4四半期までに完了すると見込まれている。

カーボン・プライシング

国内最大の低炭素発電事業者として、EDF Energyは、化石燃料発電の炭素排出量に炭素価格が適用された結果、卸売電力価格の上昇から長期間にわたり恩恵を受けている。英国における発電事業者は、英国排出量取引制度（UK ETS）および英国の炭素価格支援税の2つの主要なカーボン・プライシング・メカニズムの対象となる。

英国排出量取引制度（UK ETS）は、2021年1月1日に施行され、英国のEU ETSへの参加に置き換わり、EU ETSと概ね同様に運用される。UK ETSの入札は、2021年5月に開始された。UK ETSは、EU ETSと概ね同等の炭素価格を提供してきたが、かなり小規模な制度であるため、予想どおり、UK ETS市場はEU ETSよりも流動性が低く、価格はより不安定であった。今後数年間は、英国のネット・ゼロへの移行に伴う排出枠の上限の調整を含む、UK ETSのさらなる進展が期待される。2020年12月の貿易協力協定において、英国および欧州連合は、UK ETSおよびEU ETSの連動について真剣に検討することに合意したが、これに関して何らコミットメントはない。2021年中、かかる連動に向けたいかなる進展もなかった。

英国において発電事業者に適用される炭素価格支援税は、2024年3月まで1トン当たり18英ポンドに設定されている。

(d) 顧客事業

	2021年12月31日	2020年12月31日
顧客への供給電力(単位: GWh)	43,372	40,850
顧客への供給ガス(単位: GWh)	36,032	29,462
期末現在の住宅用顧客口座数(単位: 千)	5,512	4,837

顧客事業は、英国全体の住宅用顧客および企業用顧客に対するガスおよび電力の供給ならびに卸売市場におけるEDF Energyの発電資産および顧客資産の最適な活用に関して責任を負う。

EDF Energyは、エネルギーを2つの主要顧客部門である住宅用顧客および企業用顧客に販売している。企業用顧客の規模は、大規模公共部門契約者から小規模民間事業者に及んでいる。EDF Energyは、住宅用顧客および企業用顧客に対して異なるリスク管理戦略を採用している。

EDF Energyは、主要な再生可能エネルギー発電所から電力を引き取る機会を模索し続けている。2021年において、EDFは、RWEとの間で、2026年に完成すると欧州最大の洋上風力発電所の1つとなるソフィア風力発電所から全電力を引き取るための15年間にわたる契約を締結した。

EDF Energyは、エネルギー企業義務（ECO）制度による、エネルギー効率化設備における英国大手企業の1つである。プラットフォームであるI&C向けバッテリー融通性サービス事業は、当年度において、7年から12年にわたる契約で、211MWを追加で確保した。

EDFは、引き続き、そのスマート・メーター設置プログラムに取り組んでいる。これは、英国のエネルギー・インフラの向上の一環で、スマート・グリッドおよび利用時間帯料金といった概念を可能にするもので、英国が低炭素の未来に向かって進んでいく中でグリッドの耐性に貢献する。

住宅用顧客

2021年に、EDF Energyは、住宅用顧客部門に対して、12.541TWhの電力および35.228TWhのガスを供給した。2021年12月31日現在、EDF Energyは、3.252百万の電力顧客口座および2.261百万のガス顧客口座を有していた。2021年の解約（17%）は2020年（20%）に比べてわずかに減少したが、これは、2021年度下半期においてエネルギー危機により解約が鈍化したことによるものであった。EDF Energyの市場シェアは、2020年末における9.3%から2021年10月末には10.5%（コーンウォールの考察値）に増加した。

2020年において、コロナウィルス・パンデミックは、事業に重大な影響を及ぼしたが、2021年には、規制解除により経済が回復したため、その影響は限定的であった。しかしながら、景気後退に伴い英国全体で生活費が上昇していることを考慮すると、特に世界的なガス価格の上昇により料金が上昇していることから、脆弱な顧客のエネルギー料金の支払能力に懸念がある。そのため、EDFは、英国政府および規制当局であるOfgemと積極的に連携し、供給業者の強靱性、関税上限の設定方法および顧客の支払能力に関する懸念といった問題を検討している。

エネルギー危機

英国におけるガスおよび電力の卸売価格は、寒い冬に伴うガス貯蔵量の減少、ノルド・ストリーム2ガス・パイプラインの認証の遅延、アジアにおける高いガス需要および英国・フランス間の予定外のインターコネクタ障害により、2021年の冬に大幅に上昇した。これらの価格上昇は主にB2Bの消費者に転嫁されるが、住宅用顧客は、標準変動料金（SVT）の上限が過去6か月間の市場先渡価格に基づいて固定されている範囲で保護される。

このように上限価格の設定方法が硬直化しているため、SVT料金が現在では市場において最も安く、限界供給コストを大幅に下回っていることになる。2021年において合計で約30社の供給業者が倒産しており、最大手では1.7百万の顧客を有していたBulbおよび580,000の顧客を有していたAvro Energyであった。中小規模の供給業者の中には、ヘッジ政策が不十分であったために倒産したところもある。また、電力価格が高騰している中で、取引を継続するための資金需要を満たすことができなくなったために倒産した供給業者もあった。

これらの倒産した供給業者の顧客は、Ofgemの最終供給保障（SoLR）プロセスによって供給が保護される。このプロセスでは、新たな供給業者または（かかる供給業者を選定できない場合は）特別管理業者が選定される。SoLRとしての義務を履行する残りの供給業者に対するコストは、業界の相互扶助プロセスを通じて回収することができる。このプロセスでは、Ofgemによって承認された賦課金請求が、ガス配給網事業者および電力網事業者に提出され、配電コストを通じて回収される。最終的に、これらのコストは供給料金として消費者に転嫁される。コストが発生してから回収されるまでにタイムラグがあるため、現在の市場環境においてSoLRとして機能するエネルギー供給業者には大きな資金負担となる。

EDF Energyは、220,000の顧客口座を有するUtility PointのSoLRに選定され、かかる顧客は2021年11月から12月にかけて、EDF EnergyのITシステムに移行された。EDF Energyは、Zog Energyの11,700の顧客口座のSoLRにも選定された。

EDF Energyは、すべての顧客に対して上限付きの標準変動料金（SVT）を提供しなければならないため、エネルギー価格の高騰によりさらなる財政損失を被る。固定料金での提供が終了する顧客の多くは、現在SVT料金を選択しているが、現在の市場環境において、EDF Energyは、実際の供給コストを反映した料金を請求することは認められていない。さらに、市場価格の動向によっては、顧客がいつでも解約手数料なしにSVT契約を終了させることができるという事実に関連した供給およびヘッジ方針に関する不確実性もリスクとなる。

EDF Energyは、市場規制改革に関する議論に、規制当局、英国政府およびその他の利害関係者と積極的に取り組んでいる。

規制の改正

既定料金の上限

- ・2019年1月1日、Ofgemは住宅用顧客に対する既定料金の上限を導入した。
- ・上限の水準は、料金の改定を反映するために、6か月ごとに更新される。2020年1月1日現在、既定料金の上限の範囲は、クレジットおよび前払いメーターの双方を通じて供給を受ける住宅用顧客を対象としていた。
- ・8月、Ofgemは、既定料金の上限を2022年も継続すべきであると英国政府に提言した。
- ・2021年7月、英国政府は、必要に応じて2023年末以降も料金の上限設定を維持することを認める新たな法律を導入する意向を表明した。
- ・2022年2月3日、Ofgemは、SVTについて新たなエネルギー価格の上限を発表した。これは2022年4月から6か月間適用される。発表された54%の上昇は、標準的な消費者特性の場合、年間平均693英ポンドのコスト上昇に相当すると推定される。このような家庭の負担を軽減するための並行措置を発表した英国政府は、Ofgemとともに、供給業者が直面しているコスト、リスクおよび不確実性を適切に反映するために、価格上限の設定方法の変更の可能性について引き続き協議している。

スマート・メーターの方針

英国のエネルギー供給業者は、2021年12月末までにその住宅用顧客および小規模の企業用顧客にスマート・メーターを設置するための、「すべての合理的な措置」(ARS)を講じることが要求されていた。

英国政府は、2022年1月から2025年12月までの期間については、すべての供給業者に対し、スマート・メーターの設置継続の新たな義務を導入することを確認した。英国政府は、すべての供給業者が最初の2年間である2022年および2023年に達成すべき年間最低設置目標について協議した。当該目標は、ARSの対象とはならない。スマート・メーターの設置が顧客にとっては任意であることを考慮すると、これらの目標は厳しく、供給業者がこれを達成できないという現実的なリスクがある。EDFおよびその他の供給業者は、英国政府と協力して、スピード、適正な技術基準および顧客満足度を維持する方法でスマート・メーターの展開を完了させるためのバランスのとれた将来の目標を策定している。

EDF Energyは、スマート・メーターという新しい技術の恩恵を受けることを希望するすべての住宅用顧客および小規模の企業用顧客に、スマート・メーターを供給することに引き続き尽力している。2021年、EDF Energyは、452,000個のスマート・メーターを追加で設置し、2021年末時点で、展開の対象となるEDF Energyの顧客の43%がスマート・メーターを有していた。すなわち、現在までに合計2.4百万個のスマート・メーターが設置されている。COVID-19に関連して、顧客および事業者の安全を確保するためにスマート・メーターの設置作業をすべて一時停止したこと、全国的に燃料不足が発生したこと等、いくつかの深刻な問題があったにもかかわらず、このような進展が続いている。

非住宅用顧客

2021年において、非住宅用顧客部門は合計30.83TWhの電力を供給し、うち1.94TWhは221,000の小規模の企業用顧客(SME)に、28.89TWhは9,200の中規模および5,000の大規模の企業用顧客(I&C)に供給された。英国における企業用顧客の電力市場は合計約164.1TWhであり、EDF Energyは取引量では第2位の企業用顧客向け供給業者となった。

業界は、2020年におけるCOVID-19による需要の低下から回復した。英国の非住宅用顧客向け電力部門では2021年4月30日からの6か月間で0.3TWh増加したが、EDF Energyの非住宅用顧客向け電力部門の取引量は2021年において前年比で1.3TWh増加した。

SME向けにおいては、パンデミックにより生じたリスクを管理することが、2020年および2021年の大半の主な焦点となった。EDFの地位を守るために、追加リスクを織り込み、信用規制を強化し、高リスク部門の獲得を制限する措置を講じてきた。それにもかかわらず、SME向けにおいては、今年は電力の顧客数が10%増加、ガスの顧客数が31%増加したことに伴い、そのチャネルを展開した。

EDFの中規模の企業向け部門は、引き続きメーター数に重点を置いており、年初から42%増加している。

大規模の企業向け部門においては、対象を限定した新たな事業アプローチの継続により、2021年に12社の新規顧客(前年比倍増)を獲得した。また、21件の大規模の企業向け契約が更新された。

電力購入市場においては、EDFは、電力購入契約事業を拡大しており、最新の業界市場レポートによると再生可能エネルギーの最大のオフテイカー(自社および第三者の発電容量ベース)となった。EDFはまた、ソフィア風力発電所のオフテイカーとなるための入札にも成功しており、2026年に年間6.5TWhでの全面操業が予定されている。

卸売市場の最適化

一般的原則

EDF Energyのエネルギー購入およびリスク管理を取り巻く方針は、EDFグループの方針に基づき実行されており、総利益のボラティリティを制限する一方で、EDF Energyの事業が最適化され、そのサービスが競合価格で提供されることを確保している。

卸売市場最適化(WMO)部門の目的は、1つの場所におけるEDF Energyの卸売市場リスクを所定のリスク限度および統制の枠組みに収まるよう管理することである。WMO部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間にインターフェースを提供する。また、WMO部門は、EDF Energy全体に対し、モデル作成サービスの提供も行うとともに、発電事業者向けの市場契約ルートの提供等、第三者との間で、資産担保商業用ストラクチャーの交渉および管理も行う。

電力の販売および調達

2010年4月以降、原子力発電事業からの発電量の20%が、Centricaと締結された契約に従い、現在の原子力発電所の少数株主であるCentricaに個別に売却されている。残りの80%は、Centricaとの取引に用いられるものと同じ移転価格で、内部に売却される。この移転価格は、公表される市場価格に基づき、流動性が許す場合は、先物電力価格に向けて平準化される。

自己の発電量を超える場合、EDF Energyは、主に再生可能エネルギー発電事業者およびCHP発電事業者との間で締結される電力購入契約による輸出電力を通じて電力を調達する。2021年、EDF Energyは、この経路からおよそ6.7TWhを取得した。

EDFの革新的なパワーシフト・プラットフォームは、2019年に最初の顧客を獲得した。同プラットフォームは、エネルギー需要の削減または変更から収益を得るために、顧客に対し貯蔵および小規模発電の柔軟性および予測サービスを提供するものである。

2021年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約1.1TWhの買越しであった（仕組取引を含む。）。2021年において、EDF Energyは、約31.0TWh売却し、32.1TWh購入した。

ガス、石炭および炭素に関する権利の調達

石炭およびガス契約（現物および財務の）ならびに二酸化炭素排出権に関する契約が、その発電所、ガスの貯蔵およびガス消費者の燃料必要量のヘッジを目的として、EDF Energyにより締結された。購入は、発電予測ならびに燃料の目標貯蔵水準に基づき行われる。2021年におけるEDF Energyの石炭供給量は合計45,000トンで、そのすべてが海外の供給源からのものであった。

Pod Point

Pod Pointの取得により、英国におけるEDF Energyは強化され、大きな価値が創出された。2021年、EDF Energyは、8,565台の電気自動車（EV）関連製品を販売した。

EDF Energyは、既存の顧客基盤へのEVソリューションの普及を加速させ、EV購入時に解約する顧客の大半を獲得した。

この取得により、拡大しているEV市場に既に適応しているPod Pointの先行者利益と、EDF Energyの運営および物流に関する業界の高い専門知識ならびにスマート・メーターの経験を組み合わせることで、EDFは、質の高いサービスが求められるこの市場においてリーダーとなる。

Pod Pointは、2021年11月4日にロンドン証券取引所に上場し、英国の電気自動車市場における今後の成長資金を調達するために105百万英ポンドの第三者割当を行った。IPOでのPod Pointの評価額は352百万英ポンドで、2020年2月のEDFによる初回投資時の評価額から大幅に上昇した（EDFの持分：77.7%）。EDFは、IPO後もPod Pointの株式の54.05%を保有している。

(e) 新規の原子力発電所建設事業

EDFの2016年7月28日付取締役会で行われた最終投資決定（FID）を受けて、EDFおよびChina General Nuclear Power Corporation (CGN) は、サマセットのヒンクリー・ポイント用地（ヒンクリー・ポイントCまたはHPCプロジェクト）におけるEPR原子炉2基の建設および運営に関する契約を締結した。

同時に、サフォークのサイズウェル（EPR技術によるサイズウェルCプロジェクト）およびエセックスのブラッドウェル（UK HPR1000テクノロジーによるブラッドウェルBプロジェクト）の英国における原子力発電所2か所の開発に関する契約が締結された。

ヒンクリー・ポイントC（HPC）

HPCにおけるEDFの持分は66.5%であり、残りの33.5%はCGNが保有している。

この規模の他のプロジェクトもそうであるように、プロジェクトは、プロジェクトの終了時点で、日程および予算超過に関する重要なリスクを有する。これらのリスクに関する詳細は、「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。

COVID-19パンデミックの管理

パンデミックの発生当初より、プロジェクトでは、施設およびオフィスでの従業員の安全を確保するために、広範な対策を講じてきた。これらの対策は、ベスト・プラクティスを適用し、感染者数をできる限り低く抑えるために、継続的に適応され、進化している。2021年7月より、政府の指針に沿って施設での対策は緩和され、これによりプロジェクトでは、一部の予防策を残しつつ、施設での発電体制を増強することができた。

採用したアプローチにより、施設はパンデミックの発生当初より操業を続け、稼働していた。しかしながら、施設内外で実施された作業は、2021年においてもCOVID-19の影響を受けた。特に、ソーシャル・ディスタンスを確保するための対策により、当年度の一部において施設内の従業員数を予定どおりに増やすことができず、生産性に影響が及んだ。ピーク時の施設内の従業者数は、2021年1月の約5,000人から2021年末には約7,400人に増加した。

プロジェクトの進捗

・1号機では、原子炉建屋において1.5 のスラブおよび5.15 のスラブが完成し、従来型アイランドでは、タービンを載せる2,500m³のコンクリートの台が完成した。

- ・1.8kmの放水トンネルの掘削が完了し、2つ目の取水トンネルの作業が開始された。6つの取水・放水ヘッドの製造が完了している。
- ・Civilsは、第一室をMEHに引き渡した。2号機では、最初の原子炉で同じ作業が実施された11か月後の2021年11月に、最初のライナー・リングが原子炉建屋の所定の位置に設置された。
- ・主要な機器の製造が進んでいる。例えば、ポーラクレーンの四辺形ビームが完成し、長さ20 の最初の低圧力ローターが製造されている。

プロジェクトの資金調達

- ・EDFは、英国政府の事前の承諾なしに、HPCの建設期間中にその売却に関する支配権を保有しないという英国政府の要求に留意している。
- ・EDFとCGNとの間の契約には、当初予算の超過または遅延が生じた場合の補償メカニズムが含まれる。このメカニズムは適用可能であり、しかるべき時に発動される。この契約は、2016年9月にEDFとCGNとの間で締結された株主双務契約の一環であり、機密条項に服する（「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。）。
- ・プロジェクトの総資金需要が株主の契約上のコミットメント（契約に基づく持分）を上回るため、株主は追加持分（任意の持分）を提供するよう求められるが、これは現時点では2023年末に終了する予定である。パートナーがこれらの追加持分のコミットメントに出資しないことを決定した場合、当グループは、プロジェクトの資金調達への出資を増額することになり、その持分（現在66.5%）が増加する可能性がある。

プロジェクト費用およびタイムライン

2021年1月27日、プロジェクトの日程および完成時の費用の目標を、以下のとおり更新した（EDFの2021年1月27日付プレスリリース「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」を参照。）。

- ・1号機からの送電開始については、2016年に発表されていた当初目標は2025年末であったが、2026年6月とした。
- ・本プロジェクトの完成に係る費用は、22十億英ポンド（2015年）から23十億英ポンド（2015年）の間（運営行動計画の影響額を除いた費用は、2015年の英ポンド換算で、中間利息を除いたもので、1英ポンド=1.23ユーロのプロジェクトの参考為替相場による。2021年1月27日に、英国の建設産出価格指数（全新規工事指数）を用いて名目ベースの見積原価をデフレートして算出した費用である。）と見積もられている。名目ベースでは、26十億英ポンドから27十億英ポンド（建設期間のインフレ率を2%と仮定して算出した費用である。）に相当する。
- ・1号機および2号機の商業運転開始日（COD）の遅延リスクは、それぞれ約15か月および約9か月と見積もられている。かかるリスクが実現する確率が高い。

2021年において、COVID-19による影響の継続（2021年1月に発表した日程では、2021年度第2四半期より施設を通常の状態に戻すための増強が開始できることを前提とした。）、予想を下回る土木工事、世界の建築資材市場の緊張およびブregジットの影響により、日程および完成時の費用の目標に関するリスクが増大した。さらに、洋上での海上工事は、司法審査が現在進行中であることに加え、許認可の遅れにより、進捗に遅れが生じている。

遅れを緩和するための計画が策定され、土木工事を推進するための措置が講じられている。

2021年末現在におけるプロジェクト全体に係る費用（中間利息を除く。）（本プロジェクトの完成に係る費用と一致する、プロジェクトの限界費用である。）は、15.3十億英ポンド（額面価額）または13.6十億英ポンド（2015年）であった。中間利息は、835百万ユーロであった。

プロジェクトが特に土木工事および海上工事に關して困難に直面しており、ウクライナ紛争、ブregジット、COVID-19、サプライ・チェーンの混乱およびインフレといったリスクが増大していることから、2021年1月に発表した費用および日程の見積り（EDFの2021年1月27日付プレスリリース「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」を参照。）を更新するために新たな包括的な見直しが行われており、2022年夏までに確定する予定である。「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。

原子力規制局（ONR）の英国オフィスとの交流

ONRは、COVID-19の状況の管理および実施された緩和計画について定期的に報告を受けている。ONRは、COVID-19の対策が英国公衆衛生庁のガイダンスに沿って実施されていることを確認した。

ONRは、2021年11月に、電子機器（MEH）の組立開始を承認した。

Framatomeからの最初の部品の発送および施設での燃料搬入のために、ONRからの同意が必要となる。

差額決済契約（Cfd）（契約の条件は、英国政府のウェブサイト（<https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>）にて入手可能である。）

HPCプロジェクトの関係会社であるNNB Generation Company (HPC) Limitedおよびエネルギー・気候変動省（DECC）は、2014年10月に欧州委員会により承認されたHPCのCfdの全条項に関して、2015年10月付で合意し、同条項が欧州連合の国家援助規則を遵守しているとの判断を下した。欧州委員会の決定は、オーストリアにより当該決定の無効を求める異議申立てが欧州連合一般裁判所に対してなされていたが、2018年7月12日の判決において棄却された。2020年9月22日、欧州連合司法裁判所は、オーストリアによる上訴を棄却し、英国によるHPCの原子力発電所への支援を承認する欧州委員会の決定を支持した。

Cfdは、2016年9月29日に、英国政府との間で締結されたその他すべての契約と並行して締結され、2号機の稼働開始から35年間にわたり、行使価格と市場価格の差額に基づいて行われる補償を通じて、HPCによって生成され、販売された電力から生み出される収益に保証を付与する契約である。

発電所の稼働開始日以降、発電事業者が市場で電力を販売する際の基準価格が、契約条件に基づく行使価格よりも低い場合、発電事業者は追加の支払いを受け取る。基準価格が行使価格よりも高い場合、発電事業者が差額を支払う義務を負う。

差額決済契約の重要な要素は以下のとおりである。

- ・HPCの行使価格は、92.50英ポンド/MWh（2012年）に設定される。サイズウェルCプロジェクトについて差額決済契約または同等のサポート契約が締結された場合、行使価格は、英国がEPRについて被った最初の費用を両方のプロジェクトで共有するために、サイズウェルCからHPCへの追加の補償とともに、89.50英ポンド/MWh（2012年）に減額される。
- ・行使価格は、消費者物価指数（CPI）を通じて英国のインフレに完全に連動する。
- ・支払期間は、35年間である。1号機の遅延により当該ユニットの商業的稼働開始が2029年5月1日より後になる場合、または2号機の遅延により当該ユニットの商業的稼働開始が2029年10月31日より後になる場合、それぞれの35年間の支払期間は、期限の超過に応じて短縮される。
- ・さらに、1号機の商業的稼働開始が、2号機について契約で定められた期限から（すなわち、契約の条項に基づいてかかる日が延期されない限り、2033年10月31日から）4年超遅れた場合、英国政府は本契約を終了する権限を有する（ただし、終了する義務はない。）。パンデミックを考慮して、HPCは、LCCC（*Low Carbon Contracts Company*）に対して、Cfdにより認められている不可抗力を理由に、CODに関する窓口の延長を要請した。LCCCとの協議は継続している。
- ・このプロジェクトは、一定の不利な規制および法律の変更から保護される。また、15年目および25年目における（使用された仮定によって増加したかまたは減少した）費用を検討するための規定ならびに廃炉および廃棄物管理に係る費用の一定の条件（資金調達による廃炉プログラム）を検討するための規定が策定された。

Cfdにおいて、販売量に関する保証は明記されておらず、またその上限も存在しない。しかし、当該契約は、法改正のリスクおよび電力輸出の削減から保護されているため、このプロジェクトは、法改正または削減事由が発生しなかった場合と同じ状態に回復する。

外国為替リスク、金利リスクおよびインフレ・リスクのエクスポージャーおよび管理

廃炉フェーズ以降、ユーロ建ての投資のIRRは、収益が英ポンド建てで発生し、インフレ率に連動することから、主に英ポンドおよび英国のインフレ率の変動に左右される。

HPCプロジェクトは、Cfd期間における電力の市場価格の変動から保護されており、Cfd期間後の電力価格の変動に晒されている。Cfd期間後の電力価格が10英ポンド/MWh（2015年）変動した場合、IRRに対する影響は0.1%である。

外国為替に関しては、プロジェクト費用の約3分の1はユーロ建てである。これにより、当該プロジェクトおよびEDFグループはともに、英ポンド/ユーロの為替レートに晒される。英ポンドがユーロに対して下落した場合、プロジェクトの英ポンドでの費用が上昇し、その結果そのIRRは減少する。ヘッジ戦略がプロジェクト・レベルで実施された。

これにもかかわらず、EDFグループ・レベルでは、英ポンドの下落は、ユーロ建ての資金需要の減少につながり、その結果当該グループの負債が減少する。HPCプロジェクトにおける長期にわたる投資ホライズンにより、EDFグループは、HPCへの投資額の英ポンド建ての価値の増加リスクを補填するために段階的な戦略を施行している。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

HPCの資金調達による廃炉プログラム（FDP）に関する契約は、2016年9月29日に締結された。原子力事業者の法定要件に関する詳細は、「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。

サイズウェルC

プロジェクトの主要な側面

EDFおよびCGNは、HPCに関する契約と並行して、サフォークのサイズウェルにおける総容量3.2GWの2基のEPR原子炉の開発、建設および操業について、サイズウェルCプロジェクトの資本に関する契約を2016年9月29日付で調印した。この発電所は、

約60年間で6百万世帯に電力を供給することになる。このプロジェクトの開発はEDFが主導し、2021年末時点でプロジェクトの80%を保有しており、残りの20%をCGNが保有している。

このプロジェクトは、HPCを可能な限り複製するという目標に基づいている。

遅くとも最終投資決定（FID）がなされる日までに、EDFは、その出資比率を20%以下に引き下げ、このプロジェクトを当グループの財務書類（格付機関による経済的債務の算定を含む。）における連結対象から除外する予定である。したがって、このプロジェクトは、第三者投資家および債券保有者がプロジェクトに投資できる条件を実現することを目指している。

FID後は、EDFグループが設計、一部の主要な原子力設備および部品（原子力蒸気供給システム、計装制御、燃料を含む。）ならびに関連サービスを提供する予定である。

大規模原子力プロジェクトの開発に対する英国政府の支援

2020年12月、2050年に炭素排出実質ゼロを実現するための対策の一環として、英国政府は、金銭的価値が証明され、関連するすべての許認可が取得されることを条件として、この議会期間（2024年）の終了時までに少なくとも1つの大規模原子力プロジェクトを最終投資決定の段階までもっていくという目標を発表した。

2021年10月27日、英国政府は、2021年の歳出見直しの一環として、以下のとおり発表した。

- ・2022年から2025年までの期間にわたる大規模原子力プロジェクトの開発に最大1.7十億英ポンドを割り当てる。
- ・サイズウェルCプロジェクトについて、EDFと積極的に交渉を行っている。

規制モデルおよびリスク共同負担の仕組み

2021年10月26日、英国政府は、規制資産ベース（RAB）モデルを用いて将来の原子力プロジェクトへの資金提供を行う収益モデルを確立する法律（原子力（融資）法案）を導入した。最終決定は2022年1月10日に庶民院で可決され、その時点で法案は審議のために貴族院に送られた。

RABモデルは、英国において、水道、ガスおよび電力網といった大規模なインフラ資産の資金調達に一般的に用いられている手法である。このモデルでは、企業は、経済規制当局から認可を受け、インフラの提供と引き換えに、消費者に規制料金を請求することができる。規制当局は、コスト（建設費用および運営費用）に加え、設備投資に対する財務収益（資産価値に対する収益）を回収するために、プロジェクトの許容収益レベルを設定する。このモデルは、投資家がプロジェクトの建設上および運営上のリスクを消費者と共同負担できるようにすることを目的としている。原子力RABモデルでは、電力供給業者は、電力システムの利用者として、プロジェクトの費用を請求される。許容収益は、建設段階の開始時に受け取ることができ、資金調達の全体的なコストを削減する。サイズウェルCプロジェクトは、RABの認可条件の恩恵を享受する適格者として指定されることを目指している。

さらに、投資家および債券保有者をいくつかのリスク事象から保護する政府支援パッケージ（GSP）も定義される。

サイズウェルCプロジェクトのRABモデルおよびGSPの条件については、現在協議中である。

プロジェクトの資金調達

EDFとCGNの間の契約では、開発段階での株主からの資金提供について上限が設定されているが、開発段階後の本プロジェクトへの資金提供の約束はなされていない。最終投資決定までの残りの開発費用の資金調達については、英国政府と協議中である。

発電所の建設資金の大部分をプライベート・エクイティと債券で賄うことを目指している。この資金調達モデルが英国においてこれほどの規模のプロジェクトに実施されたことは今までなく、したがって欧州史上最大の株式発行、債券発行およびプロジェクト融資の1つとなる。本プロジェクトは、民間投資家を惹きつけるために投資適格の格付を取得することを目的としている。この目的を達成するためには、とりわけ、適切な規制モデルおよびリスク共同負担の仕組みを確保することが重要となる。

2022年1月27日、英国政府は、施設の土地またはEDFのプロジェクト会社の株式に対するオプションと引き換えに、100百万英ポンドの政府資金を提供することを決定した。

EDFは、当初予算における持分である458百万英ポンドを上限として、開発資金を事前に調達する予定である。

本プロジェクトは、原子力分野で事業を行う中国企業が存在が少数であるため、開発資金の調達が困難になる可能性がある。

同意および許認可の進捗状況

2020年6月、環境計画調査局は、サイズウェルCの開発に関する同意命令（DCO）の審査申請を受理した。審査は、2021年4月から10月にかけて行われた。計画プロセスの一環として、作成された債務証書（緩和措置プログラム）および環境信託（環境保護への追加支援）について合意されている。

審査機関は現在、DCO草案の最終版およびその他すべての書類（技術評価、緩和措置等）を検討している。国務大臣によるDCO申請の決定は、2022年5月末までに行われ、その後6週間の司法審査期間が設けられる。

2020年5月および6月に環境許可申請および原子力発電所用敷地許可申請を提出した。当該申請は現在審査中である。原子力発電所用敷地許可の取得するための条件は、現在、2022年に満たされる見込みである。

最終投資決定の条件

EDFが、他の投資家とともにサイズウェルCについて最終投資決定に参加し、建設段階の資金調達に貢献することができるかどうかは、以下のものを含む、いくつかの条件を満たしているかどうかによる。

- ・最終投資決定までの開発費用を賄うために十分な資金を有すること。
- ・民間投資家（債券および株式）による投資を可能とする、規制モデル、リスク共同負担の仕組みおよび政府支援パッケージを有すること。
- ・建設および運営において適切な資金調達構造、ならびに本プロジェクトに投資を行う意思のある十分な投資家および債券保有者が存在すること。これは、特に、格付機関から投資適格の格付を取得することが前提である。
- ・主要な建設・運営契約に関して主要な供給業者と合意していること。
- ・同意命令、原子力発電所用敷地許可および環境許可をはじめとする、必要な同意および許認可を取得していること。
- ・最終投資決定後に、このプロジェクトを当グループの財務書類（格付機関による経済的債務の算定を含む。）における連結対象から除外しないこと。

これらの条件を満たしていない場合、当グループは、最終投資決定を行わない可能性がある（「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。）。

ブラッドウェルB

EDFおよびCGNは、HPCに関する契約およびサイズウェルCに関する契約と並行して、2016年9月29日に、以下の契約を締結した。

- ・包括的設計審査（GDA）のプロセスを通じて、英国における中国製の設計HPR1000（英国華龍加圧水型原子炉—UK HPR1000）の設計認証を取得するための契約。このプロセスは、「General Nuclear Systems Limited」（GNSL）と称するジョイント・ベンチャー（CGNが66.5%、EDFが33.5%を出資）が監督している。
- ・UK HPR1000テクノロジーを使用したエセックスのブラッドウェル・オン・シーにおける原子力発電施設の開発に関する契約。このプロセスは、現在CGNが66.5%、EDFが33.5%を出資しているジョイント・ベンチャー（ブラッドウェルまたはBRB）が主導している。

HPR1000テクノロジーは、CGNによって開発された。中国では、CGNの防城港発電所において2基の華龍原子炉が建設中で、2022年に稼働する予定である。

GDAは、2017年に開始した4段階のプロセスで、2022年2月7日にONRが設計受諾確認（DAC（*DAC：設計受諾確認*））を、環境庁が設計受諾書（SoDA（*SoDA：設計受諾書*））を発行して完了した。これにより、UK HPR1000原子炉が、この規制プロセスの段階で、安全性、セキュリティおよび環境保護に関する規制上の期待を満たしていることが確認された。したがって、この原子炉は、必要な許認可、計画許可および環境許可の取得を条件として、英国での建設に適している。GDAのプロセスは、特定の敷地に原子炉発電所を建設するための申請とは別のものである。

ブラッドウェル・プロジェクトの開発の見通しには、大きな不確実性が存在する。これは、主に、英国の重要なインフラ・プロジェクトを主導する中国企業に対する政治的反発、および地元の利害関係者の支持不足が関係している（「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」を参照。）。ブラッドウェル・プロジェクトを遂行できないリスクが高く、そのリスクは2021年に増大している。

EDFのGNSLおよびブラッドウェルへの資金提供のコミットメントは、出資上限の対象となるが、出資上限を超えてプロジェクトに資金提供を行う義務はない。

(ハ) ブレグジット

英国は、2020年1月31日にEUを離脱し、2020年12月31日に終了する移行期間に入った。

2020年12月24日に合意に至ったEU・英国間の通商協力協定（TCA）は、2021年1月1日以降のEUと英国の関係の基礎を定めている。それにもかかわらず、EUと英国の新たな関係のいくつかの重要な側面を発展させるためにはさらなる作業が必要であると広く認識されていた。2021年において、一部の分野では進展（例えば、EU・英国間のデータ十分性に関する認定）があったものの、重要な未解決の問題がいくつか残っている。

EDFは、英国のEU離脱に伴う事業リスクを特定して十分に備えていたため、事業において悪影響のほとんどに対処することができた。

2021年において、EDFは主に、国境管理の実施、EUの労働およびサービスへのアクセス、ならびに一部の企業（特に中小企業）が新たな貿易協定に向けて十分に準備ができていないことから生じるリスク等、国際貿易に影響を及ぼす部門横断的な問題の影響を管理することに重点を置いた。

英国の完全な国境管理および英国適合性評価（UKCA）マーキング制度（英国においてEUのCEマーキングに代わるもの）の導入等、新たな協定の要素が確定したにもかかわらず、いくつかのリスクが残っている。

EDFは、エネルギー取引、新たなインターコネクタ取引協定および北海協力の分野における長期的な関係を含む、電力部門固有の問題に関してはリスクが比較的低く、管理しやすいと考えている。

民生用原子力協定である、EU・英国間の原子力協力協定（NCA）は、EUが第三国と締結している他のNCAと同様のものである。この協定は、当初30年間運用され、保障措置、安全およびセキュリティを含む、民生用原子力に関する協力へのコミットメントを提供する。また、核物質および技術の取引に関する枠組みを定め、研究開発を促進し、情報交換を可能にする。

EDFは、今後も引き続き、英国政府および業界団体と緊密に協力して、新たな協定が完全に実施される中で進展するEUと英国の間の貿易関係を監視し、これに適応する。

（ii）イタリア

（イ） EDFグループのイタリアにおける市場および影響力

イタリアは、フランス、英国およびベルギーに並ぶ欧州の4大市場の1つである。当グループは、主にイタリアの電力市場およびガス市場の主要な事業者であり、認知度の高いイタリアのブランドであるEdisonの株式を97.172%（株式持分：議決権の99.473%）保有することにより、イタリアにおいて事業を行っている。またEDFグループは、Citelumを通じて、イタリアにおいて事業を行っている。

（ロ） Edisonの戦略

大多数の欧州エネルギー・システムと同様に、イタリアの市場はいくつかの困難に直面している。現在の地位ならびにガスおよび電力のバリュー・チェーンにおける総合的なプレゼンスにより、Edisonは、EDFグループの戦略上の優先事項ならびに国際的なエネルギー方針およびイタリアのエネルギー方針に基づく効率性および収益性を追求する一方で、市場の変化から創出される機会の獲得に適した地位にいる。

2021年において、Edisonは、イタリアのPNIEC（エネルギーおよび気候に関する国家計画（*Piano nazionale integrato per l'energia e il clima*））、欧州のグリーン・ディールおよび国連の持続可能な開発目標（SDGs）に従い、脱炭素化の目標を達成するため、エネルギー移行における責任あるリーダーとしての地位を再構築することを目指す改革戦略の実施を推進した。そのため、Edisonは、SDGsに基づいた持続可能性政策を採用し、環境保全および生活の質の向上に取り組んでいる。

同社は、再生可能エネルギー発電の合理化および拡張、二酸化炭素排出量の少ない最新型のガス火力発電所2か所の建設、エネルギー・サービスの開発、最終顧客数の拡大ならびに「グリーン」ガスの開発に注力した。

2020年12月17日（Edisonの2020年12月17日付プレスリリースを参照。）、Edisonは、自社の石油およびガスの探鉱および生産事業（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）をEnergeanに売却したことを発表した。Edisonは、2020年12月30日にSval Energiとの間で締結したEdison Norge AS株式の100%を売却する旨の契約の成立を受け、2021年3月にノルウェーにおける同業界から完全に撤退した。

2021年に、Edisonは、地域社会および地域との共同計画および共有価値の創造に基づく社会的コミットメントおよびアプローチを強化した。EOS企業財団またはEdison Orizzonte Socialeの設立により、Edisonは、国連の持続可能な開発のための2030アジェンダの目標に貢献している。Edisonは、特に教育、社会的包摂、不平等の是正および持続可能な地域社会の推進の分野に取り組んでいる。

2021年11月、EdisonおよびCrédit Agricoleは、同社の気候変動目標に沿った持続可能性指標の設定を含む、イタリアにおいて初となるESG基準に基づく証券化取引を発表した。

今後における開発の主な手段は、以下のとおりである。

- ・発電：Edisonは、2030年に5GWの発電容量を達成できるよう、水力発電、風力発電および太陽光発電のプロジェクトへの特定の設備投資を促進して、イタリアにおける発電ポートフォリオを最適化し、二酸化炭素の排出を削減することにより、再生可能エネルギーによる発電を増加させることを目指している。同時に、Edisonは、断続的に発生する予定外の再生可能エネルギーのための追加の貯蔵容量といった、融通性管理ツールの開発を目指している。再生可能エネルギーの設備容量の増加には、グリーン水素の製造の割合も含まれる。
- ・サービス提供：Edisonの目標は、とりわけ住宅用顧客、企業用顧客、サービス業顧客および行政顧客に対する、特に最終顧客に向けたエネルギー・サービスの開発を通じた革新的な提供により、イタリアの市場における地位を強化することである。

る。Edisonは、顧客および地域の競争力、効率性、環境の持続可能性および個人の幸福度の向上を支援することで市場シェアの拡大を目指している。

- ・ガス：Edisonは、EDFグループのガス事業の基盤となっている。2017年以降、同社は、EDFとの業務契約を交わし、すべての資産の総合管理を提供することおよびEDFの上流ガス事業（特に、ガスおよびLNGの供給、契約管理、中長期の最適化、輸送ならびに貯蔵）を展開することが可能になった。また、当グループは、資産最適化に責任を負うEDF Tradingならびに大陸および英国の卸売市場における短期取引からの恩恵を受けている。

さらに、Edisonは、プログラム不可能な再生可能エネルギー源の断続性を補い、排出量を削減するために、最新型のガス火力発電所の開発を目指している。また、グリーンガス（水素ガスおよびバイオメタン）の開発にも大きく貢献することを目指している。

最後に、Edisonは、供給源の多様化を図りながらエネルギー移行のペースに合わせて契約を調整することにより、ガス供給の競争力を確保し、バランスのとれた柔軟な契約の組み合わせを維持することを目指している。

格付機関は、2021年において、Edisonの戦略を好意的に評価している。ムーディーズは、Edisonの産業リスク特性、収益成長率およびキャッシュ・フローの改善を考慮して、同社の格付をBaa3からBaa2に引き上げた。2021年8月、格付機関は、EDFの格付の引上げを受けて、同社の見通しを「ネガティブ」から「安定的」に引き上げた。スタンダード・アンド・プアーズは、堅調な業績および好調な成長予測により、Edisonの格付をBBBに引き上げ、見通しを「安定的」とした。

2022年2月、スタンダード・アンド・プアーズは、EDFの格付が1段階引き下げられてBBBとなり、見通しが「ネガティブ」となったことを受けて、Edisonの見通しを「安定的」から「ネガティブ」に見直した。ムーディーズも、Edisonの格付をBaa3／見通しを「ネガティブ」に引き下げた。スタンダード・アンド・プアーズおよびムーディーズのいずれも、Edisonの好調な業績、堅固な信用指標、事業のリスク特性の改善およびEdisonの戦略の再構築における進展に注目した。

(ハ) Edisonの事業

(a) 発電

イタリアにおいて、2021年12月31日現在、Edisonの設備発電容量は、2020年の数値から約7.3%減少して、2021年において6.4GW（純発電量は17.4TWh）であった。

2020年の発電関連データ（ARERAにより公表されたデータ（ARERA報告書1巻、88ページ、図表2.1）。2021年のデータは、2022年半ばに発表される。）によると、Edisonは、全国レベルで3番目に規模の大きい電力会社である。Edisonのイタリアにおける純発電量は、イタリアにおける純発電量の約6.3%を占めた。

現在、Edisonの発電所（Feniceを除く。）は、水力発電所98か所、火力発電所14か所、風力発電所50か所および太陽光発電所64か所で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービンは発電量の73%を占める一方で、水力発電は発電量の15%、風力発電およびその他の再生可能エネルギー発電は併せて発電量の12%を占める。

Edisonの発電量の減少は、主に火力発電量の減少（2020年に比べて7.8%減少して12.8TWh）によるものであったが、これは主として、発電所2か所が維持管理のため、また故障により閉鎖したことに起因した。

2021年におけるEdisonの水力発電量は、合計2.7TWhとなった。2020年と比較して16.8%減少した主因は、2020年7月1日付のDolomiti Edison Energy Srlの連結除外および2021年における水力発電の減少であった。

風力発電量およびその他の再生可能エネルギー発電量は、2021年において（2020年から14.2%増加して）2.0TWhとなった。この増加は、Futurenの取得に伴う連結範囲の変更ならびにアブルッツォ州およびプッリャ州の全面的に改修された施設（Integrali ricostruzioni）の稼働開始によるものであった。

国の電力システムの柔軟性および安全性を確保するために、Edisonは、2019年に着工されたマルゲーラ・レヴァンテにおけるCCGT発電所（780MW）および2020年に着工されたプレゼンツァーノにおけるCCGT発電所（760MW）の建設を継続した。かかる2つの施設は、高い柔軟性と効率性を有し（エネルギー効率63%）、環境への影響が少なく（二酸化炭素排出量が全国平均より40%低く、窒素酸化物（NO_x）排出量が70%低い）、それぞれ2022年および2023年に発電開始予定である。この2つの発電所は、稼働開始期限に間に合うことを条件に、供給量市場に連動した15年間にわたる75,000ユーロ／MWの固定拠出の恩恵を受け、またEdisonのマージンのボラティリティにプラスの影響を及ぼす。

2021年2月（Edisonの2021年2月16日付プレスリリースを参照。）、Edisonは、F2i（Fondi Italiani per le Infrastrutture）との間で、E2i Energie Specialiの持分の70%を取得する契約を締結した。イタリアの風力発電業界のリーダーである同社の30%をEdisonは既に保有していた。

2021年12月、Edisonは、Crédit Agricole Assurancesとの間で49%の株式を通じてEdison Renewablesの財務パートナーとなる契約を締結したことを発表した。Edisonは、同社の事業およびガバナンスに対する支配権を維持している。この長期的な提携により、Edisonは、イタリアにおける再生可能エネルギーへの投資を促進し、プロジェクトのポートフォリオを実施することができるようになる。これにより、イタリアのエネルギー移行に貢献することができる（Edisonの2021年12月3日付プレスリリースを参照。）。

国際的に、Edisonはギリシャにおいて確立しており、ギリシャにおける主要な電力事業者の1つであるElpEdison S.A.の50%の持分を保有している。ElpEdisonは、Edisonにより建設され、住宅用市場において電力を販売している2つのCCGT発電所（1つはテッサロニキ（426MW）、もう1つはティスヴィ（410MW））を有している。

最後に、Edisonは、226MWのCCGT発電所を操業しているブラジルの子会社のIbiritermoの50%の持分およびスイスにおいて626MWの水力発電所を操業するKraftwerke Hinterrhein AGの20%の持分を保有している。

(b) ガス事業

ガス戦略の実施において、EDFグループはEdisonを通じて、天然ガスの一貫したバリュー・チェーンに従った経験から恩恵を受けている。Edisonのイタリアにおけるガス供給ポートフォリオは主として一連の長期契約に基づいている。2021年末現在、これらの契約は、以下を対象としていた。

- ・リビア、カタール、アゼルバイジャンおよびアルジェリアからのガス・パイプラインおよびLNGを通じた約12.7十億m³の輸入量
- ・短期契約を通じて市場で購入またはイタリアもしくはアルジェリアにおいて生産された6.2十億m³

イタリアにおける2021年のガスの販売量の合計は、（2020年の16.6十億m³と比較して）18.9十億m³であった。Edisonは、5.8十億m³のガスを産業部門に、2.0十億m³のガスを住宅用顧客部門に、5.0十億m³のガスを火力発電部門（Edisonの自社需要を含む。）に、6.0十億m³を卸売市場に、0.1十億m³を海外における生産販売に供給した。

2021年1月、Edison、TenarisおよびSnamは、ダルミネにあるTenarisの製鉄所の脱炭素化プロジェクトの開始に関する基本合意書を締結した。同プロジェクトでは、施設内に設置される予定の電気分解機で水素および酸素を生成し、天然ガスに代えてグリーン水素を使用するよう製鉄プロセスを適応させることを目指す。

2021年9月、Edisonは、イタリアにおいて初となる大規模なグリーン水素製造・輸送のイニシアチブの1つとなる、「プーリア州グリーン水素の谷（Puglia Green Hydrogen Valley）」プロジェクトの共同開発に関する覚書を他の事業者と締結した。同プロジェクトでは、布林ディジ、ターラントおよびチェリニョーラ（フォッジャ）に、太陽光発電を利用する3つのグリーン水素製造工場を建設することが提案されている。グリーン水素は、主にこれらの地域の産業において使用されるが、地元のガス供給網に注入され、かつ／または持続可能なモビリティに使用される予定である。

ガス・インフラ

Edisonは、IGI Poseidon（Edisonが50%を保有）を通じてガス輸入インフラ・プロジェクトの開発に出資している（「第23（2）⑥（ii）（ロ）（b）インフラ」を参照。）。

IGI Poseidonは、以下の3つのプロジェクトを推進している。

- ・ギリシャと東地中海の間を相互に結ぶEastmed。これは、東地中海（イスラエル、キプロス）のガス資源への直接アクセスを提供し、それらとギリシャ市場、イタリア市場およびその他の欧州市場を結ぶものである。当該プロジェクトは、年間10bcmの海上／陸上の輸送網を基礎とし、年間20bcmまで拡張可能であり、その実行可能性および持続可能性は、2014年より実施されている広範な研究および工事測量によって、技術的および経済的観点から実証されている。当該プロジェクトの戦略的意義は、2020年における政府間の合意、およびギリシャ政府が当該プロジェクトを国家の重要事項および公共事業として認めたことにより、ほぼ確認されている。当該プロジェクトは開発の最終段階にあるため、2022年には投資評価に向けて準備が整う可能性がある。
- ・ギリシャとイタリアの間を相互に結ぶPoseidon。これは、Eastmedと接続することにより、利用可能なガス資源をギリシャからイタリアに移動することを可能にする。当該プロジェクトは、エンジニアリング活動が完了した成熟資産であり、ギリシャおよびイタリアにおいて必要な許認可を取得している。2020年5月、ギリシャの国家的な重要プロジェクトとして認定された。
- ・ギリシャとブルガリアを結ぶ、Bulgarian Energy Holdingとの50／50の割合のパートナーシップによるICGBのガス・パイプラインであるIGB。2019年12月に着工し、2022年度上半期に商業運転を開始する予定である。当該プロジェクトは、各国の規制当局による規制制度の適用除外の恩恵を受けている。これは、欧州委員会により承認されている。当該ガス・パイプラインは、現在その70%超が完成しており、全長182kmとなり、年間3十億m³の輸送容量を有する見込みである。

これらのプロジェクトは、欧州委員会の共同利益プロジェクトであり、EUの援助による恩恵を受けている。IGBは、その建設のために84百万ユーロを受領している。Eastmedは、その開発費用の50%を賄うマッチング拠出金（すなわち約37百万ユーロ）を欧州委員会から受領する。

またEdisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II（RasGasII）とともにカタールから輸入したLNGの再ガス化が行われるロビゴ洋上再ガス化ターミナルの容量の80%（すなわち年間6.4十億m³）を利用する権利を有している。

LNGに関して、2018年以降Edisonは、海上輸送および道路輸送による排出量削減に貢献する目的で、LNGをマーケティングするためのサプライ・チェーンを構築する「小規模LNG輸送」プロジェクトに従事している。Depositati Italiani GNL（Edisonが

30%を保有（19%の持分をScale Gas Solutions（Enagasの被支配会社）が保有し、51%の持分をPetroliфера Italiana Rumenaが保有している。）が主導する当該プロジェクトでは、ラヴェンナ港に陸上貯蔵庫を建設し、そこに小規模の専用LNGターミナルを設置してLNGを貯蔵する。当該設備は、現在完成しており、年間1百万m³超のLNG容量を有する（Edisonは、容量の85%を使用する権利を有する。）。12,000台のトラックおよび最大48隻のフェリーにLNGを供給することが可能となる。

11月に、卸売顧客向けのLNGマーケティング業務を開始した。

2020年10月、EdisonおよびKuwait Petroleum Italia（Q8）は、ナポリ港に陸上貯蔵庫を建設する共同プロジェクトを発表した。当該プロジェクトは、許認可の取得を条件とする。

2021年3月、Edisonは、ブリンディジの沿岸貯蔵施設の建設および運営に向けて許認可の手続を開始した。セベソ指令により原則として必要とされる承認は取得している。

（c）販売およびマーケティング

2021年、Edisonは、イタリアにおいて（2020年の31.2TWhと比較して、すなわち9%減の）28.4TWhの電力を販売した。このうち、16.8TWhは発電（連結基準に従って算出された生産データ）によるものであり、10.9TWhは市場での購入によるものである。残りの0.7TWhは、エネルギーおよび環境関連のサービスに対応するものである。最終顧客への販売量は13.3TWhであり、特に企業用顧客部門における販売量の減少により、2020年と比較して1.7%減少した。

18.9十億立方メートルのガス販売量については、卸売業者との契約の減少による民生用の販売量の減少（－5.3%）および生産縮小による熱電供給用の販売量の減少（－11.7%）が見られた。

健康危機の影響を受けた2020年を上回る消費量、契約数の増加、冬の寒さおよび春の気温が過去の平均を下回ったことにより、産業用およびその他の販売量はそれぞれ12.4%および66.6%増加した。

2021年末現在、Edisonは、企業用顧客と住宅用顧客の両方の部門において、約1.59百万の電力およびガスの顧客に供給している。

マーケティングの展開は、エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの生産拡大を支える基盤事業として、引き続きEdisonにとって優先事項である。同社は、近年において、家電製品の維持および住宅保険（Edisonの完全子会社であるAssistenza Casaを通じて）、住宅用太陽光発電ならびに電気モビリティ・サービスおよび家事代行サービス（とりわけ「Edison Risolve」）といった、家庭向けサービス全般について、住宅用顧客に対する革新的なサービス基盤を強化した。

Edisonは、顧客との関係を強化するために、イタリア全土に674の販売店（Edisonがごく一部を所有している。）を展開している。同社は、健康危機に対応するために、デジタル販売における地位を強化した。並行して、Edisonはエネルギーに関する顧問的アプローチならびに市場および規制上の変化により可能となる革新的な商品およびサービスを開発することにより、企業用顧客市場の第一人者としての地位を維持することを意図している。住宅用顧客部門と同様に、B2Bの顧客は、太陽光発電、電池および電気自動車の使用を組み合わせた環境配慮型商品の提供からの恩恵を受けることができる。

（d）エネルギー・サービス

Edisonは、エネルギー・サービスおよび環境サービスの開発、販売および管理を行っている。

提供されるソリューションは、主要な企業用顧客、企業および行政（Edisonがその地位を確立することを目指している成長分野）を対象とするエネルギー効率化プロジェクトの開発に特化している。顧客に提供されるサービスには、Sersys Ambienteの子会社が提供する環境サービス（コンサルティング、廃水処理、環境マトリックスのサンプリングおよび分析、廃棄物処理ならびに産業洗浄）が含まれる。

ビジネスモデルは、顧客の要求に応じて調整される。Edisonは、顧客のために、コジェネレーション／トリジェネレーション発電所、太陽光発電施設、変電所、産業使用用の火力発電所、冷却発電所、圧縮空気発電プラント、流体分散システム（電気、ガス、熱気および冷気、圧縮空気、産業用ガス、水）ならびに産業用水処理施設等の資産の設計、構築および管理を行う。サービスの範囲は、エネルギー、環境安全保障の管理ならびに顧客および提携企業の内部研修および外部研修に関するコンサルティング業務によって完成する。

Edisonの顧客は、産業部門および企業部門に属している。Stellantisグループとの契約は、依然として大口顧客向け事業の大部分を占めている。

プロジェクトは、顧客との産業協力またはパフォーマンス契約の形で開発される。ビジネスモデルは柔軟に対応可能で、その範囲は顧客支援から第三者による資金調達またはEdisonによるプロジェクトへの直接投資（Escoモデル）にまで及ぶ。

Edisonは、特に病院向けのエネルギー効率化および総合的なエネルギー管理を専門とするEdison Facility Solutionsを通じて、公共サービス部門における活動を行っている。

最後に、エネルギー効率化業務は、スペイン、ポーランドおよびモロッコの子会社（すべてFeniceの完全子会社）によって、海外で展開されている。

2021年、EdisonおよびMichelin Italianaは、クーネオのミシュラン工場におけるエネルギー効率化、環境維持および炭素排出量の削減に関して複数年にわたる契約を締結し、太陽光発電所およびバイオマス発電所を組み合わせ、環境負荷およびエネルギー負荷の低い発電所を建設し、再生可能エネルギーの大量生産を保証することに合意した。

また、Edisonはアルツァーノ・ロンバルド市における新しい暖房システムの第1フェーズの建設を完了させた。公共団体と民間企業の協力の結果であるこのプロジェクトは、Edisonの完全子会社であるEdison Teleriscaldamentoが実施し、管理している。

(e) 規制業務

ガスの貯蔵

Edisonは、規制されたガス貯蔵事業を取り扱う会社であるEdison Stoccaggioを100%保有している。また、Edisonは、チェッリーノ（1984年以降）、コッラルト（1994年以降）およびサンボティート&コティニョーラ（2013年以降）の劣化貯留層（天然ガスが枯渇した土地）における3つの貯蔵施設を運営している。すべての施設における埋蔵量は、1十億m³である。

配給

2021年4月、Edisonは2021年1月14日に締結した契約に基づき、Infrastructure Distribution Gas (IDG) の100%を150百万ユーロで2i Rete Gasに売却した。

(iii) その他国外

(イ) 欧州北部

ベルギー

ベネルクスは、独仏共同電力市場との重要な接点を有する地域である。さらにドイツおよび英国との新たな接点に関するプロジェクトが検討されている。ベネルクスはまた、ゼーブルッヘのハブおよび近接するダンケルクのLNGターミナルなどの多数の輸入および輸送のインフラにより、欧州のガス市場の重要な中継地を構成している。

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF Belgium、LuminusおよびCitelumを通じて事業を行っている（Citelumについては、「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）。

EDF Belgium

Electrabelとの原子力エネルギーに関する長期協働契約の一環として、EDFは、ベルギーの完全子会社であるEDF Belgiumを通じて、チアンジュ1原子力発電所の持分の50%につき、不可分の共同所有権を有している。EDFに帰属する電力容量は、481MW（またはベルギーの発電容量の2%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ1の発電量は、（2015年末に追加で10年間更新された長期契約を通じて）EDFに販売され、EDF SAは代わりにLuminusに対して市場価格で電力を再販売する。

ベルギーの原子力の段階的廃止に関する2003年法は当初、2015年10月1日のチアンジュ1の閉鎖を定めている。それにもかかわらず、2012年のベルギー政府による設備計画および原子力エネルギーの段階的廃止の時間枠に関する2003年法を改正する2013年法の導入の後、稼働を2025年まで延長することが最終的に決定された。かかる延長は、2014年3月12日付でElectrabel、EDFおよびベルギー国家との間で締結された契約に基づくもので、条件は当該契約において定められる。

チアンジュ1の耐用年数の延長には、2011年から2021年までの期間に分散して行われる膨大な投資（EDFの投資割合は約320百万ユーロ）が必要となる。

Luminus

2021年末現在、EDFグループは、その子会社であるEDF Belgiumを通じて、Luminusの68.63%を保有しており、残りの株式は、ベルギーの一般の株主により保有されている。

Luminusは、ベルギーのエネルギー市場で、2番目の規模の企業であり、バランスの取れた上流部門／下流部門のポートフォリオを有している。市場シェアが25%近い同社は、2021年末現在2,357.62MWの設備容量を有し、ベルギーの合計発電容量の10%近くを所有している。Luminusの発電量は、2021年に7.0TWhに達した。同社は、約2,400人の従業員を雇用している。

Luminusは、当グループのCAP2030戦略計画の一環として、費用の削減および火力発電所の合理化を行う目標を遂行する一方で、顧客に革新的かつ持続可能なソリューションを提供するために、風力発電所を発展させ、エネルギー・サービスの展開を促す目標を掲げている。

Luminusは、ベルギーのチアンジュ2およびチアンジュ3の原子力発電所（それぞれ1983年および1985年に稼働開始）の10.2%（419MW）ならびにドゥル3およびドゥル4の原子力発電所（それぞれ1982年および1985年に稼働開始）を所有しており、これらの耐用年数は40年である。

Luminusはまた、フランスの発電所の平均利用可能性に基づく一連の保証発電量に基づき、フランスのショーB原子力発電所の100MWの引出権を所有している。

原子力発電所の引出権とは別に、Luminusはまた、複数の発電所（コンバインド・サイクルおよびオープン・サイクル）から構成される1,208MWの設備容量を有する火力発電所を所有している。

セランの蒸気ガス・タービンは、2017年11月から2018年10月末までの期間に係る戦略的な予備電力義務を果たした。

Luminusはまた、再生可能エネルギーの事業を行っている。同社は、7つの水力発電所を操業しており、2021年末現在、ワロンおよびフランドルにおいて82の陸上風力発電所、計263のタービンを所有している。同社は、2015年末以降、ベルギーの主導的な陸上風力発電事業者となり、2021年末現在は658MWの設備容量を有している。2021年にLuminusは、67MWの総容量を有する25の風力タービンを建設した。

「Luminus」ブランドの下で、EDFは、ベルギーの約2.1百万の住宅用顧客および企業用顧客（供給地点数）向けに、電力およびガスを供給している。2021年5月にLuminusがポートフォリオの規模を拡大するためにEssent Belgiumを買収し、この重要な投資によってLuminusは電力およびガスの供給事業における第2位の地位を強化することが可能となった。

Luminusは、その子会社であるRami Services、Dauvister、LeneenおよびInsaverを通じて、主にボイラーの設置および維持管理を行い、ソーラーパネルの設置を行い、また住居へ予測できない損害が発生した際の「ホーム・アシスタンス」サービスを提供することにより、住宅用顧客向けのエネルギー・サービスの分野に携わっている。2021年末現在、前記の3つのサービスに関するB2Cのポートフォリオの契約数は、Luminusのウェブサイトを通じて行われたバンドル・セール（セット販売のオフー）のおかげで、175,000を超過した。

Luminusは、ATS、Vanparijs、DauvisterおよびNewelecとともに、包括的に統合された電力および熱に関するソリューションを提供している。その子会社であるLuminus Solutions（LuminusとDalkiaがそれぞれ同社の51%および49%の持分を保有）は、エネルギー・パフォーマンスに関する契約に基づき、管理棟、病院、学校、スポーツ施設、水泳プールおよび集合住宅向けにエネルギー効率化サービスを提供している。

2021年にLuminusは、健康危機の影響を受けながらも、一方ではベルギー市場の主要な事業者の1つであるPowerdaleの株式の取得を通じた電気モビリティ、他方ではATSグループ（Elektro Clarysse）の基盤となる地域極の強化という2軸で、拡大戦略を維持している。「Luminus」ブランドおよび特に企業用顧客に対するサービス提供の強化の観点から、2021年末にDauvisterおよびNewelecのブランドを単一の管理下に置くことが決定された。

Citelum

ベルギーでは、ワロン地域の高速道路網におけるLED照明の改修工事が続いている。2020年には、様々な交通センサーおよび検知センサーの設置、Citelumが開発するMUSE®と呼ばれるプラットフォームに基づいた集中遠隔管理システムとのインターフェースに伴う、スマート照明の複数の使用事例が導入された。

100,000個の照明の設計、近代化、資金調達、運営および維持管理に関する20年間のPPP契約が、2019年に（Citelum（主契約者）、Luminus、CFEおよびDIFで構成される）LuWaコンソーシアムに付与された。これは最終的に、166,000トンに相当する二酸化炭素排出量を回避し、76%の省エネをもたらす。

「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。

オランダ

ジョイント・ベンチャーであるSloe Centrale BVを通じて、EDFグループおよびPZEM（HDeIta）グループ（それぞれ50%を保有）は、オランダ南西部に870MWのCCGT発電所を所有しており、2基の435MWのユニットは、2009年に稼働が開始された。その高い技術的な性能により、近年のイノベーションおよびSiemens（LTSA）との管理契約の再交渉によってさらに強化され、Sloe発電所は、2021年に5,029時間稼働した。

Sloeは、優れた稼働率（2021年末現在98.98%）を示しているが、主に市況（ガスおよび炭素の価格）、維持管理のための計画的な供給停止ならびに電力網事業者（Tennet）の制限に起因して、サービスファクターは前年よりも低かった（過去2年間の平均69%に対して2021年末現在は48.5%であった。）。

また、直近の監査で良好な結果が得られたことにより、Sloeは資産管理に関するISO 55001認証ならびにデータ管理およびサイバー・セキュリティに関するISO 27001認証の取得に向けて前進することができた。

Sloe Centrale BVは、企業の社会的責任（CSR）に関するプログラムの開発および従業員の労働条件の改善に引き続き取り組んでおり、また当グループのモビリティ・プログラムと協調し、炭素排出量を削減するための新しい技術ソリューションを研究することにより、エネルギー移行の積極的な参加者としての役割を果たしている。

ドイツ

EDFは、ドイツにおいて、25年超にわたり事業を行っている。EDFグループは、約3,800人の従業員および100人超の研究者とともにドイツにおいて多数の事業、とりわけ再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよびイノベーションに関する業務を行っている。EDFは、その子会社の専門知識およびノウハウを活用して、持続可能なビジネスモデルおよび革新的なエネルギー・ソリューションを提供している。

EDFは、再生可能エネルギー、エネルギーの効率化、スマート・エネルギー・システムおよびその他の革新的なエネルギー・ソリューションを幅広く活用することにより、ドイツにおけるエネルギー移行を支援し、またこれに貢献している。

ドイツで事業を行うEDFグループの事業体

- EDF International SASの完全子会社であり、ベルリンに拠点を置くEDF Deutschland GmbHは、ドイツにおける当グループの活動を担う。同社は、当グループの事業、とりわけドイツのエネルギー移行（*Energiewende*）を支援するための、エネルギーの新たなビジネスモデルおよび革新的なソリューションの促進および開発に焦点を当てている。EDF Deutschlandはまた、ドイツの政界および経済界を主導する、当グループの代表的な存在である。
- 産業およびモビリティ向けに効率的な低炭素水素を提供する役割を担う当グループの子会社であるHynamicsは、2020年にドイツの子会社Hynamics Deutschland GmbHを設立した。かかる子会社は、「*RealLabor Westküste 100*」プロジェクトに貢献しているパートナー10社からなるコンソーシアムの一部である。かかるプロジェクトには、特にハイデ石油精製所における30MWの電解槽の施設の利用を通じて再生可能エネルギーから水素を生成することに焦点を当てた地域の産業エコシステムをドイツ北部に創設することが含まれている。パートナー会社は、今後5年以内にこの地域において追加の電解槽（象徴的な数値である700MWを目標としている。）を設置する可能性について調査を行っている。
- EDF Renewablesは、2021年12月31日現在173MWの風力発電による総設備容量を有しており、また334MWの陸上風力発電容量を操業した（ドイツのFuturenの設備容量を含む。）。
- EDF Distributed Solutionsは、企業用顧客向けに貯蔵を提供するEDFの会社であり、ドイツのみににおいて展開しており、ピーク・シェーピング・モデル（キャッピング）を採用している。かかるEDF Renewablesの子会社は、1,900kWの電力貯蔵システムを3つの工業用地に分けて所有し、操業している。
- EDFグループは、再生可能エネルギーの生産および地域での融通性を集約するドイツの会社であるEnergy2market（e2m）の株式資本の100%を保有している（「第2 3（2）⑥（i）（ii）EDFグループのその他のサービス事業」を参照。）。
- EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbHは、EDFグループの完全子会社であり、ベルリンに本社を置き、ドイツ全土で事業を行っている（EDF Store and Forecastの2021年10月7日付プレスリリース「ドイツのエネルギー移行を支援するためにEDFグループの関連会社3社が参入」を参照）。同社のビジネスモデルでは、商工業を行う会社、公共サービスおよび再生可能エネルギーの開発企業向けに、エネルギーの管理および最適化に係る商品およびサービスの供給、維持管理および監督を行う。
- エアランゲン（バイエルン州）に拠点を置くFramatome GmbHは3,000人の従業員を有しており、かかる子会社はFramatomeにとって2番目に規模の大きいエンジニアリング会社となった。同社の主要な事業は、世界中の原子力発電所（特に計装制御システム）の維持管理、耐用年数の延長およびアップグレードである。また同社は、フランス、フィンランド、中国および英国におけるEPRの建設にも関与している。Framatomeは、ドイツにおける電力および水素の貯蔵においても活動的である。Framatomeのドイツにおける他の子会社であるAdvanced Nuclear Fuels GmbH（ANF）は、ドイツおよび西欧のPWR（加圧水型原子炉）およびBWR（沸騰水型原子炉）向けに燃料集合体を生成しており、リンゲン（本社）およびカールシュタインにおいて440人の従業員を有している。
- EDF Pulse Holdingの子会社であるMetroScopeは、工業資産MOC向けにAIを開発している。ベルリンに拠点を置くMetroScopeは、ドイツにおける発電所のパフォーマンスの向上を追求している。
- Urbanomyは2020年7月以降、ドイツにおける発展のために、特定の資源を有効に活用している。Urbanomyは、仮想化および意思決定支援のソリューションを活用した都市計画およびエネルギー計画のコンサルティングを提供している。
- EDF Tradingは、ドイツのコモディティ市場（特に日中市場およびガス市場）に積極的に参加している。

EDFの研究開発部門に直属する研究センターであるEIFERは、カールスルーを拠点とし、100人を超える従業員を有する。EIFERの50%はEDFが保有している（同機関はまた、*Karlsruher Institut für Energie (KIT)* によって50%保有されている。）。同社の業務は、エネルギー資源および分散型発電の最適化（再生可能エネルギーの統合）、都市および地域社会のエネルギーならびに省エネおよび環境保護（電気モビリティ、パワー・ツー・ガス、スマート・シティ）に重点を置いている。

投資

- EDF Deutschlandは、ドイツ北部で水素関連プロジェクトを考案し、開発する会社であるHypion GmbHの25%の持分を保有している。

- ・Electranova Capitalは、ドレスデンを拠点とする高温電解槽（パワー・ツー・ガスおよびパワー・ツー・リキッド）の開発を行う会社であるSunfireの株式の13.4%を保有している。
- ・EDF Pulse Holdingは、水素ベースのエネルギーの貯蔵機器の製造業者およびインテグレーターであるMcPhyの14.14%の持分を保有している。
- ・当グループは、ライン川流域のイフェツハイムに位置する河川設置型水力発電所（148MWで、5つのタービンを有する。）の50%を所有している。
- ・またEDFグループは、ニーダーザクセン州のエッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている（「第2 3（2）⑥（ii）（ロ）ガス資産およびプロジェクト」を参照。）。また、EDFは、子会社であるEDF Gas Deutschlandを通じて、BEPのガス・パイプライン（Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft）の持分の16%を保有している。

（ロ） 中東欧諸国

ロシア

EDFグループは、ロシアにおいて、Dalkiaの子会社であるDalkia Rusを通じて、またロシアのエネルギー移行に関する当グループの事業および新たな活動の促進および開発を担当する、モスクワに拠点を置く事務所を通じて、エネルギー・サービス事業を行っている。

中央アジア

当グループのエンジニアリング部門（火力、水力、ネットワークおよびシステム）が、この地域においてサービスを提供するために活動している。

ウズベキスタンでは、2021年末現在、EDF、Nebras（カタール）および双日株式会社（日本）からなるコンソーシアムが、シルダリアの敷地で1,600MWのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の資金調達、建設および25年間の操業を行うことを、ウズベキスタン当局から受注した。かかるプロジェクトは、ガスを供給し、引き換えに電力を受け取る、国営のNEGU（ウズベキスタン国営電力公社）との間の契約の枠組みによる恩恵を受けている。この契約はウズベキスタン政府が保証している。試運転は2026年中を予定している。

（ハ） 南欧諸国

スペイン

2021年12月31日現在、EDF International SASは、Endesa Generación（40.99%）、Iberdrola Generación（12.0%）およびEDP（8.54%）とともに、320MWのICCG（石炭ガス化複合）発電所を保有するElcogasの31.48%の株式資本を保有している。Elcogasは現在、清算の手続に入っている。発電所の利益率に影響を及ぼす規制上の変更により、同発電所は閉鎖され、その後廃炉となる。その結果として、2019年5月13日に開催された株主総会において、同社は解散し、清算されることが決議された。

当グループはまた、Feniceの現地の子会社であるEDF Fenice IbéricaおよびCitelum（「第2 3（2）⑥（i）（ロ）Citelum」を参照。）を通じて、スペイン市場において事業を行っている。

EDF Tradingは、ロンドンの貿易基盤により、かかる市場において事業を行っている（「第2 3（2）⑥（iii）最適化および取引：EDF Trading」を参照。）。

Framatome Spainは、原子炉を所有する企業との間の様々なエンジニアリングおよび維持管理に係る契約を通じて、スペインで活動している。

EDFは、スペインおよびポルトガルのエネルギー移行に関する当グループの事業および新たな活動の促進および開発を担当する、マドリッドに拠点を置く代表事務所のEDF Peninsula Ibericaを通じて、事業を行っている。

（ニ） 北米

EDFグループは、北米大陸全土において事業を運営しており、米国において強いプレゼンスを示している。

EDFグループは、米国において、6 GW超の総設備容量を有している。またEDFグループは、第三者のために、運営および維持管理または最適化のサービス契約を通じて、約49.2GWの設備容量を管理している。

北米におけるEDFの事業の主な内訳は、以下のとおりである。

- ・2021年8月6日までについては、（米国における有数の原子力事業者である）Exelon Corporationとのジョイント・ベンチャーであるCENG（Constellation Energy Nuclearグループ）における49.99%の持分に関連する、3つの原子力発電所への投資。CENGは、4GWの設備容量を有している（2GWはEDFグループにより連結されている。）。Exelonは、これらの3つの施設の許認可を受けた事業者であった。EDFは、CENGの持分をExelonに売却した。

- ・主としてEDF Renewablesの米国における完全子会社であるEDF Renewables North Americaを通じて米国に拠点を置く、7.1GWの総設備容量および建設中の容量を有する再生可能エネルギーの事業。同様に、EDF Renewables Services (EDF Renewables North Americaの完全子会社)は、運営および維持管理の契約を通じて、自身でまたは第三者のために、北米で12.9GW近くを管理している。
- ・EDF Trading North Americaを通じた、北米のガスおよび電力市場のバリュー・チェーンの全域にわたる取引の事業ならびにEDF Energy Services (EDF Trading North Americaの完全子会社)を通じた米国およびカナダにおけるエネルギー管理製品の供給。
- ・Dalkiaならびにその子会社のDalkia Energy Solutions (旧Groom Energy Solutions) およびAegis Energy Servicesの管理下で行われるエネルギー・サービス、地域のエネルギー管理およびエネルギー効率化ならびに公共照明。
- ・EDFイノベーション研究所の取組みの一環としての研究開発およびイノベーション。

(a) 米国における原子力事業

原子力発電：Constellation Energy Nuclearグループ (CENG)

EDFは2021年8月6日まで、CENGの49.99%の持分を保有していた。EDFは、CENGの持分をExelonに売却するオプションを取得した。このプット・オプションの行使可能期間は、2016年1月1日から2022年6月30日までである。2019年11月20日、EDFはExelonにプット・オプションを行使する意向を通知し、プット手続を開始した(EDFの2019年11月20日付プレスリリース「EDFが、CENGへの出資に関して、プット・オプションを行使することを通知」を参照)。本取引の成立条件として、米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)およびニューヨーク州公益事業委員会(PSC)の承認が必要となる。FERCは2020年7月30日に、PSCは2021年4月15日に、それぞれ本取引を承認した。2021年8月9日にEDFは、EDFおよびExelonが買取契約を締結し、かかる契約に基づきExelonがEDFが保有するCENGの持分を正味購入価格885百万米ドル(EDFの2021年8月9日付プレスリリース「EDFがCENGの持分の売却を完了」を参照。)で購入したことを発表した。この取引は、2021年8月6日に完了した。

(b) 北米におけるその他事業

「第2 3 (2) ⑥ (iii) 最適化および取引：EDF Trading」を参照。

「第2 3 (2) ① (iii) (ハ) EDF Renewablesの事業」を参照。

「第2 3 (2) ⑥ (i) (イ) Dalkia」を参照。

研究開発活動に関しては、「第3 5 (1) ⑤EDFの国際的な研究開発パートナーシップ」を参照。

1950年代以降米国の原子力エネルギーを運営しているFramatomeは大きな市場シェアを有しており、米国の約36百万世帯への電力供給に関与している。同社の任務には、米国において稼働中の原子力発電所の維持および近代化を保証し、これらに必要な燃料を供給し、かつ新たに建設する可能性のある発電所を支援することが含まれる(「第2 3 (2) ① (i) (ニ) 原子力発電事業：Framatome」も参照。)。

(ホ) 南米

南米において、EDFグループはブラジルおよびチリの市場で事業を行っており、開発機会を見込んでいる地域の特定の国々にもその目標を広げている。

(a) ブラジル

2014年4月以降、当グループは、EDF Norte Fluminense SA (EDF NF) の100%を保有している。EDF NFは、リオデジャネイロのマカエ地域に位置し、826MWの設備容量を有するノルテ・フルミネンセ・コンバインド・サイクル・ガス発電所の建設および運営を2004年末から行っており、リオデジャネイロ市における配電会社のLightとの間で、20年間の725MWの電力購入契約(PPA)を結んでいる。EDF NFは、リオデジャネイロ大都市圏で消費されている電力エネルギーの約25% (2.5百万の顧客)に匹敵する供給を行っている。2021年における発電所の発電量は、6.360GWhであった。

さらに、2014年12月11日、EDFは、その子会社であるEDF Norte Fluminenseを通じて、シノプの水力発電所の建設、維持管理および運営に責任を有するSinop Energiaの51%の持分を取得した。マツ・グロッソ州に所在し、シノプ市から70km離れた位置にある同発電所は、テレスピレス川沿いに建設されており、342km²の広さを有する。402MWの設備容量を有するこの発電所の操業は2019年に開始し、マツ・グロッソ州の50% (1.6百万の顧客)に匹敵する電力供給を行っている。

貯水池が堰き止められて以来、2019年および2020年にダムの下流において魚が死亡する事象がいくつか観測されており、フランスおよびブラジルの2つの独立した専門家グループによる綿密な調査の対象となっている。この現象は稀だが、ブラジルを含む世界中の他の場所においても発生している。シノプについて専門家は、とりわけ、貯水池の水質に問題はなく、かかる現象は発電所の通常の操業時には発生しないが、特にガス状の過飽和現象を発生させる放水路の使用に本質的に関連してい

る、との結論に至った。専門家グループは、2020年にいくつかの提言を行い、それらは2021年に実施されている。かかる提言は、放水路の操作手順、特に酸素濃度などのパラメータをリアルタイムに測定するプローブの設置および防魚柵の設置に関連する。これらの提言が実施されてから、魚が死亡する事象は観測されていない。

2021年にEDF NFは、マリム・アズールのコンバインド・サイクル・ガス（CCG）発電所の建設支援、操業および維持管理に係る10年間の契約を締結した。

EDF Renewablesの子会社は、再生可能エネルギー分野において、以下のポートフォリオを有している。

- ・（ミナスジェライス州に位置する南米で最大規模の太陽光発電所の1つである）ピラポラ発電所からの398.5MWの太陽光発電エネルギー
- ・バイア州で稼働中の329MWおよび建設中の379MWの風力発電エネルギー

またEDFは、ミナスジェライス州において226MWのCCGTを操業する子会社Ibiritermoの50%を保有するEdisonを通じて、ブラジルにおいて事業を行っている。

（b） チリ

2013年以降、EDFは、チリにおけるパートナーであるAndes Mining & Energy（AME）と共同で、約600MWの発電量からなるCCGT発電所、貯蔵インフラおよびLNG浮体式貯蔵再ガス化施設（FSRU）の設計、建設および操業を統合するガス発電プロジェクトを開発している。

当グループは、2014年に当該目的で設立された子会社のEDF Chileを通じて、AMEが支配株主であるBiobioGenera（50%）の他に、プロジェクト運営会社2社（GNL PencoおよびGM Holdingsに改称されたCentral El Campesino）の50%の株式を保有している。

それにもかかわらず、チリの最高裁判所が2017年1月30日の判決において、ペンコ・リルケンの再ガス化ターミナルに関する許可を取り消したことにより、プロジェクトは後退した。プロジェクトは、2014年に獲得した20年間の電力購入契約に従い、年間4TWhの供給が可能となるよう再編成された。具体的にGM Holdingsは、750MWの火力発電資産の所有者であるESSAを2018年5月に買収した。

さらに、2021年9月30日にEDFおよびAMEは、480MWの容量を有するチリの最大の太陽光発電所への融資を確定した。

またEDF Renewablesは、以下を通じて、チリにおいて事業を行っている。

- ・アタカマ砂漠に位置するボレロ太陽光発電所（146MWp）
- ・AMEと共同保有し、2018年1月に稼働開始したサンティアゴ太陽光発電プロジェクト（115MWp）
- ・2018年6月に稼働開始したカボ・レオネス1風力発電所（115MW）。現在、カボ・レオネス1風力発電所が60MWの容量分の拡張を行っている。

（c） ペルー

2018年以降当グループは、ペルーにおいて、特に太陽光、水力およびガスからの発電資産の開発機会を探り、開発前の段階から取り組んでいる子会社のEDF Peru SACを通じて、事業を行っている。

（d） コロンビア

2020年以降当グループは、コロンビアにおいて、特に水力からの発電資産の開発機会を探り、開発前の段階から取り組んでいるEDF Andesを通じて、事業を行っている。

（e） アジア／太平洋

アジア太平洋地域におけるEDFグループの事業は、中国および急速な成長を遂げている国々に重点を置いている。発電、電力網およびサービスの分野におけるプレゼンスは、当グループの産業的課題となる。原子力発電分野において当グループは、台山におけるEPRプロジェクトに加え、新規の革新的なプロジェクトを進めている。

したがって、EDFの目標は、グローバルな原子力プログラムおよびフランスにおける施設の更新の見通しに焦点を置き、国際的な場における競争上の優位性および技術的な優位性を維持することである。

（a） 中国における事業

EDFグループは、中国において35年超にわたり事業を行っており、今や発電およびエネルギー・サービスにおける最大規模の外国投資家の1つである。EDFは、特に台山のEPR発電所、東台IVおよび東台Vの洋上風力発電所、石炭火力発電所ならびに冷暖房ネットワークの運営における持分を通じて、約3.4GWの純設備容量（EDFの持分に対応する容量の割合）を操業している。

2021年の中国におけるEDFの資産からの発電量のうち48%が二酸化炭素フリーであり、これは中国の全国平均よりも高い数値である。

EDFグループは、原子力産業、再生可能エネルギー、エネルギー・サービスおよびエンジニアリングへの投資に新たな可能性を広げるパートナーシップを、中国の主要な電力会社とともに構築している。

「第3 2 (2) ④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」およびリスク要因「4 B：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性」を参照。

上記の項目は、中国におけるプロジェクトの関係国間の外交および／または商取引関係が悪化した場合に当グループが晒されるリスクが詳述されている。

原子力発電事業

大亜湾、嶺澳発電所および台山発電所

EDFは、1994年に大亜湾の発電所（それぞれ1,000MWの原子炉2基）の設計、建設および試運転を率いた。またEDFは、中国グループのChina General Nuclear Power Co. (CGN) による嶺澳発電所の第1フェーズ（2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、1,000MWの原子炉2基）ならびにそれに続く第2フェーズ（2010年および2011年にそれぞれ稼働を開始した、追加の1,000MWの原子炉2基）の建設を支援した。

EDFは現在、CGNグループに対して、発電所全体の操業に関して支援を提供している。これらの発電所が試運転以降に達成した実績は、二国間の協力関係を証明する、中国における当グループの主要な基準の1つである。

EDFは、Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.における30%の持分を保有している。同社の目的は、広東省台山において2つのEPR原子力発電所（それぞれ1,750MW）に出資し、その建設および操業を行うことである。TNPJVCが発電所の操業を行っている。かかる取引を通じて、当グループは、中国の原子力発電における初の外国投資家となった。1号機は2018年12月13日に、2号機は2019年9月7日に商業運転を開始した。最初の18か月間の燃料サイクルの後、それぞれのユニットは、再装填を伴う「初回総合検査」のために操業停止した。

台山の1号機で発生した技術的問題についてのフィードバック

台山1号機のモニタリングにより、放射化学パラメータの異常な変化が徐々に明らかになり、燃料棒が非密封の状態となっている疑いがあることが判明した（EDFの2021年6月14日付プレスリリース「台山原子力発電所の1号機に関する情報」および2021年7月22日付プレスリリース「台山原子力発電所の1号機に関するEDFからの連絡」を参照。）。操業を担当するTNPJVCは、2021年7月30日に発表したとおり、8月初旬に原子炉を停止し、脱燃作業が開始され、かかる作業は8月22日に完了した。これらの作業は、Framatomeの技術専門家と共同で実施された。

燃料集合体および原子炉容器に関する調査によると、燃料棒の密封性が失われたのは、燃料棒下部の機械的摩耗現象による燃料棒の被覆部の劣化に起因すると考えられている。この機械的摩耗は、燃料集合体の小さな燃料棒のホールダウン・システムが破断した結果である（EDFの2022年1月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの更新情報」を参照。）。

関係当局による調査の結果、これらの研究は最終的には製造工程の調整や、燃料集合体内に燃料棒を固定するの別の技術の導入に繋がる可能性がある。

さらに、燃料集合体および容器内部の点検を行った結果、燃料集合体と炉心を覆う部品との間に、水圧曝露に関連した局所的な現象があることが判明した。燃料集合体と炉心筒の相互作用を低減するための対策を決定するために、現在研究が進行中である。

このフィードバックがフラマンビルEPRの稼働開始に与える影響については、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (a) フラマンビル3 EPRプロジェクトー台山から学んだ教訓」を参照。

その他のEPRプロジェクトについての分析は、現在進行中である。

台山EPRについては、「第3 2 (2) ④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」の「c2)2. 台山EPR（中国）」も参照。

台山EPRの発電

2021年の純発電量は、18.487TWhであった。かかる発電量は、2号機の計画的な操業停止（初回総合検査）および技術的問題の発生による下半期の5か月間に及ぶ1号機の偶発的な操業停止からの影響を受けたものである。

原子力発電所に適用される料金の条件

中国当局は、中国の第三世代原子力発電所、特に台山発電所に2022年以降に適用される料金の条件を定めることを視野に、関係者との協議を開始した。2022年初めの時点では、まだ当局の決定がなされていない（「第3 2 (2) ④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制」の「c2)2. 台山EPR（中国）」を参照。）。

パートナーシップ契約

EDFは、当グループの事業ラインの利益のために、特に同業者であるCGNおよびCNNCとともに、中国の原子力業界における主要な関係者とのパートナーシップを構築している。EDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約は2007年に締結され、エンジニアリング、プロバイダー、研究開発および発電所の維持管理に関する合意の実行により、2014年に補完された。

CGNとの間のパートナーシップにより、英国における共同の原子力プロジェクトへの参加に関する協議の開始が実現し、その結果として、2016年9月29日、ヒンクリー・ポイントC発電所の最終契約が、EDFおよびCGNによって締結された。同時期に、英国の華龍技術の開発を対象とした契約も締結された。

EDFグループは、フランスの主力産業として活動し、当グループのプロジェクトを支援するために中国の原子力分野と協力して自身の地位を確立させながら、建設アセンブラの総合事業者としてのEDFのモデルを宣伝するために、北京および深圳（中国の原子力産業における当グループの本部）を拠点にした施設を設置した。この施設における専門家は、とりわけフランスにおける指針および基準ならびに当グループの原子力安全指針をさらに推進するよう取り組んでいる。またこれらの施設は、EDFグループの原子力事業に恩恵をもたらす技術交流の場でもある。

EDFはまた、中国における発展を模索するEDFの適格な供給業者によって構成されている仏中電力協会（*Partenariat France Chine Électricité*またはPFCE）の議長も務めている。

2010年に当グループは、より深い、グローバルな事業ラインでの協力関係を築くために、China National Nuclear Corporation (CNNC) とパートナーシップ枠組み契約を締結し、かかる契約は2014年3月に延長され、2019年に更新された。

さらに、AFCEN（原子力発電所の設計・建設基準に関するフランス協会）とNEA（国家エネルギー局長）との間の契約が2017年11月に締結された。かかる契約の目的は、フランスと中国の双方が国際的な原子力市場で活動できるように、原子力に関する規約および基準の相互認識を促し、両国間の協力体制の基盤を確立させることである。

2019年11月にフランスの大統領および中国の主席により支持された仏中関係の行動計画は、フランスと中国の事業グループ間のEPR、とりわけ台山のEPRに関する協力関係を高く評価し、中国および第三国市場における協力の継続ならびに英国におけるプロジェクト（ヒンクリー・ポイントC、サイズウェルCおよびブラッドウェルB）の共同事業の継続を呼びかけた。「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。

Framatome

Framatomeは35年以上にわたって中国で事業を行っている。Framatomeは、台山発電所の1号機および2号機の設計を担当した。

Framatomeは、華龍プロジェクトのために燃料のほか、複数の機器および技術的構成要素（原子炉冷却材ポンプ（RCP）、原子力計装制御（I&C）等）を供給している。

Framatomeは、Dongfang Electric Corporation (FDJV) およびChina National Nuclear Corporation (CAST) とのジョイント・ベンチャーを通じて、また完全子会社であるFramatome Nuclear Services (FNS) を通じて、中国において事業を行っている。

石炭火力発電事業

Shandong Zhonghua Power Company, Ltd. (SZPC)

EDFグループは、山東省に3,060MWの合計発電容量を有し、1987年から2004年まで稼働していた3つの石炭火力発電所を所有する会社であるSZPCの19.6%を保有している。その他の株主は、China Energy Investment Group（IHGuodianグループ）および香港の電力事業会社のCLPである。2022年1月1日から、SZPCはShiheng I およびIIユニット（1,260MW）を中心にChina Energy Investment Groupへの発電ユニットの移管を順次開始し、2028年12月31日までに全資産の売却を完了する予定である。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

EDFグループは、2007年に稼働を開始し、「超臨界圧石炭」として知られる技術を使用する2×600MWの設備容量を有する河南省の三门峡2発電所を所有する会社であるDSPCの35%を保有している。その他の株主は、DSPCの支配株主であるDatangグループを含む中国企業2社である。

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

EDFグループは、江西省における「超々臨界圧」発電所（2×1,000MW）を建設および運営するためのDatangグループの子会社とともに2014年に設立されたジョイント・ベンチャーであるFZPCの49%を保有している。かかる技術によって、石炭消費量および発電量1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量を削減しつつ、ボイラー内の温度および圧力は高水準に達するため、従

来の発電所に比してより高い発電量（Fuzhouの場合、44%近く）を確保することが可能となる。1号機は2015年12月に、2号機は2016年4月に稼働を開始している。

EDFおよびDatangは、そのパートナーシップを低炭素活動に再展開するための協議を開始した。このコミットメントにより、2021年6月18日に「低炭素の戦略的な協力の枠組みに関する合意書」が締結された。

再生可能エネルギー

EDFグループは、EDF Renewablesの中国の子会社を通じて、総設備容量403.3MW（純容量254.2MW）を有する7か所の稼働中の風力発電所における持分および合計数百MWに相当する開発中のプロジェクトのパイプラインを有している。

2018年にEDF Renewablesは、企業用顧客向けの屋上太陽光発電ソリューションの開発を目的とするACCとのジョイント・ベンチャーを設立することによって、配電向け太陽光発電事業への多角化を行った（現在までに130MWが稼働中または建設中である。）。

洋上風力発電の分野では、2019年3月にEDFは、江蘇省の沿岸部において2つのプロジェクト（東台IVおよび東台V）を建設することについて、China Energy Investment電力会社との間で合意に至った。両当事者は、502MWの合計容量を有するこれらの風力発電所の建設および操業を共同で行っている。最初のフェーズ（東台IV—302MW）は2019年12月に、第2フェーズ（東台V—200MW）は2021年11月に稼働開始された。

研究開発活動

中国における研究開発センターの業務は、低炭素発電・貯蔵、革新的な電力網、地域における複数のエネルギー・システム、エネルギー工学、電気モビリティおよびオープンなイノベーションに携わっている。中国の極めて動的で革新的なエコシステムの恩恵を受けて、中国におけるEDFの研究開発センターは、デジタル技術および人工知能のエネルギー事業ラインへの適用に取り組んでいる。第1回目の中国におけるEDF Pulseは2021年に開催され、200を超える中国の新興企業が参加した。

エネルギー・サービス

EDFは、三門峽市（河南省）において、パートナーであるDatangの火力発電所からの排出された廃熱の回収を使用した都市部の暖房ネットワークの建設および運営を担う（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを設立した。2016年8月9日に30年間の委託契約が締結された。

EDFは、靈宝市（河南省）において、30MWから35MWのバイオマスのコジェネレーション発電所を原動力とする暖房ネットワークを構築し運営していくために、（EDFが65%を保有する）ジョイント・ベンチャーを設立した。2018年1月9日に30年間の委託契約が締結された。現在進行中の補助金交付の手続の結果は、現時点では不明である。

2017年8月、EDFおよびそのパートナーであるChangfeng Energyは、三亜市（海南省）の地方自治体によって、2021年9月に開始され、この地域のホテルに空調システムを提供する初の冷房設備の建設に選出された。

2021年1月にEDFおよびJinan Heating Groupは、済南の新しいビジネス地区（人口9百万人）における都市空調ネットワークの開発に関する25年間の契約を締結し、2021年8月に操業が開始された。

2020年8月にEDFは、自動車の製造会社のBeijing Automotive Group (BAIC) とのパートナーシップにより、三亜市（海南省）におけるタクシー車両用に初のバッテリー交換所を稼働させた。このほか、海口（海南省）および珠海（広東省）でも、いくつかの交換所が展開されている。

EDFはまた、113,000の街路照明の運営を行う昆明市（雲南省の省都）と締結した15年間の契約を通じて、この国において公共照明の事業を行っている。

(b) 東南アジアおよび南アジア

東南アジアおよび南アジアにおけるEDFグループの事業は、とりわけ独立系発電所（IPP）に関する機会を提供する国々における、新たな火力ガス発電所および水力発電所の設計、建設および運営に係るプロジェクトを通じて、電力分野の開発に集中している。またEDFは、再生可能エネルギー、原子力、スマート・シティ、マイクロ送電網、電気モビリティおよびイノベーションの分野にも関与している。

ベトナム

2021年12月31日現在、EDFは、715MWの発電容量を有するコンバインド・サイクル・ガス発電所のフー・ミー2.2を所有する会社であるMekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.25%の持分を保有している。その他の株主は、TEPCO (JERA) およびSGM2 (Sumitomo) である。当該発電所は、ベトナムにおける外国投資家のみが資金調達した初のIPPプロジェクトである。BOT（建設、運営および譲渡）契約の期間は20年間である。2005年、EDFは、発電所の「ターンキー」配電を提供し、現在はMECOが運営を管理している。

建設が完了すると、ホーチミン市の北東部に位置するビントゥアン省における2,250MWの容量を有し、高効率かつ環境面で最適化されているCCGTソンミ1発電所は、EDFによって20年間運営される。EDFグループは、現地のパートナーであるPacific Corporationならびに日本のパートナーである双日株式会社および九州電力株式会社（それぞれの持分は37.5%、25%、18.75%および18.75%）と協力して、プロジェクトを研究する任務を負うコンソーシアムを率いる役目選ばれた。2018年11月にベトナムの商工省（MOIT）との間でプロジェクトの一般条件を規定する覚書が締結され、2020年12月に改訂された。2021年10月27日、当該プロジェクトは商工省から「原則的な投資決定」に選ばれた。2022年の作業計画には、この実現可能性の調査に係るMOITからの最終的な承認を取得すること、ならびに2025年末までに最初のユニットが稼働開始するために必要な委託契約およびその他の契約書類の交渉を前進させることが含まれる。

ラオス

2021年12月31日現在、EDF Investは、1,070MWの設備容量を有するナム・テウン2水力総合発電所を所有するNam Theun 2 Power Company (NTPC) の40%の持分を保有している。ナム・テウン2は、EDFグループが「ターンキー」契約に基づき建設し、2010年に稼働が開始された。その他の株主は、タイの企業であるEGCO (Electricity Generating Public Company Limited) (35%保有) およびラオスの国有企業であるLHSE (Lao Holding State Enterprise) (25%保有) である。NTPCは、ラオス政府と締結した25年委託契約に基づき、同発電所を運営する。

2021年の事業では、ナム・テウンの地域における社会的支援および環境支援の任務を継続しながらも（ナカイ・ナム・テウン国立公園は国際自然保護連合の保護地域グリーンリストの候補地として認定された。）、ラオスの水文学的に難しい年度中における施設の運営管理（試運転以来初の大規模な総点検）に重点が置かれた。

ナム・テウン2水力発電ダム貯水池において、240MWpの容量を有する浮体式太陽光発電所を開発するプロジェクトが2019年に開始された。かかるプロジェクトは、2019年7月にラオス政府との間で、その後2020年6月にパートナー企業との間で覚書（MoU）が締結されたことにより、正式に決定された。2021年中に、ラオス政府とのプロジェクト開発契約（PDA）およびパートナーとの覚書の締結を含む、NTPCによる生産の最適化および発展に向けた重要なステップが取られた。この2つの電源のハイブリッド化の恩恵は多岐にわたる。特に、貯水池の最適化により乾季の生産能力を向上させ、環境または社会に大きな影響を与えることなく低炭素エネルギーを開発することが可能になる。

インド

インドは2021年にCOVID-19の流行で大きな打撃を受けた。この危機は、同地域における当グループの活動の展開に大きな影響を及ぼした。

原子力エネルギーの分野では、ジェイタプールにおけるEPR原子炉6基の建設プロジェクトに関する協力合意の詳細は、「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。

EDFは、EESL3プロジェクトにより、スマート・メーターおよびスマート・グリッドの事業を展開し続けている。同プロジェクトでは、仏印協力計画に基づき、インドの5つの州において約5百万のスマート・メーターの設置を行う。2021年から展開フェーズに入っており、健康危機による減速を経て、大幅に拡大している。2019年以降にインドにおいて設立された子会社のEDF International Networksが同プロジェクトの実施を調整している。

EDF Renewablesは、インドにおいて太陽光発電事業および風力発電事業を拡大し続けており、後者は2016年に確立した（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」も参照。）。

ミャンマー

2021年2月1日のクーデターを受け、EDFはミャンマー北東部（シャン州）のシュウェリ川における671MWの水力発電ダムの開発プロジェクトであるミャンマーのシュウェリ3プロジェクトの中止を発表した。基本的人権の尊重は、EDFが関与するすべてのプロジェクトの前提条件である。そのため、クーデター以降、シュウェリ3のコンソーシアムは、下請業者の活動も含め、プロジェクトの開発中止を決定した。

さらにEDFは、ミャンマーの複数の遠隔地の村におけるハイブリッド・マイクロ送電網（太陽光およびバッテリー）の開発中止を決定した。

当グループは、政治的および社会的な状況が許せば、ミャンマーでの活動を再開する用意がある。

インドネシア

インドネシアでは、EDFグループが、再生可能エネルギー・プロジェクトを重視し、国の孤立した遠隔地においてマイクロ送電網を開発することにより、電力へのアクセスを促していく開発戦略を継続している。

シンガポール

2013年6月に、都市の中で最大の建設会社であるSingapore Housing and Development Boardとの間で契約を締結したことを受け、2014年、EDFグループは、革新的な都市モデリング方法の開発を行う目的で、アジアにおける持続可能な都市のための中核的研究開発センターであるEDF Lab Singapore Pte. Ltd. (Lab) を開設した。

Labは、遠隔地域のための手頃な価格で持続可能な電力のマイクロ送電網 (MASERA) のデモンストレーターに加えて、部分的にシンガポール当局からの融資を受けている2つの「電力網」研究プロジェクトに参加している。

- ・「相互接続マイクロ送電網の運営プラットフォーム」 (PRIMO) : 現地のアカデミック・パートナー (NTU、SIT、TUM@CREATE) と連携してLabが主導する研究プロジェクト
- ・「デカルト (Descartes) 」 : 25の大学および5つの産業パイロット (「デジタル・エネルギー」パッケージを担当するLabを含む。) と連携してCNRSが主導する5年間の研究プロジェクト。このプロジェクトは、重要な都市システム (エネルギー、大気質、交通等) の意思決定を改善するためのハイブリッドな人工知能プラットフォームを開発することを目的としている。

Labは、シンガポールにおける電力輸入プロジェクトの実現可能性調査および電気モビリティに関する事業展開の専門知識を提供している。

当グループは現在、東南アジアにおける利益を良く管理し、Labとの相乗効果を強化し、またスマート・グリッド、電気モビリティ、スマート・シティおよび相互接続のエコシステムの開発およびイノベーションに自ら取り組んでいる。その目的は、従来は高炭素国であった国々において、再生可能エネルギーの割合を高めることである。

(ト) アフリカ

当グループは、それぞれの地理的地域に応じた適切な選択に基づき、高エネルギーの需要がある国を支援することおよび持続可能な多産業間のパートナーシップを構築することによって、アフリカ大陸における発展を望んでいる。またEDFは、競争の激しい送電網非接続型エネルギーの供給における活動を強化している。

南アフリカ

EDFグループは、クーバーク原子力発電所を建設した1978年以来、南アフリカで事業を行っている。またEDFは、2015年に更新された複数年の技術支援契約に基づき、同発電所の操業および維持管理において、国営の電力供給業者であるESKOMを支援している。またFramatomeもESKOMの主要な供給業者 (一般的な維持管理および燃料) である。2022年に実施が予定されている発電所の蒸気発生器の交換に関する契約が2014年に締結された。

EDFグループは、南アフリカの原子力プログラムの再開を目的として、2007年にヨハネスブルグに子会社 (EDF Development South Africa) を設立した。また南アフリカの子会社は、とりわけ発電プロジェクトならびに熱工学、水力学および送配電に関するサービスの販売に関して、EDFの事業活動をアフリカ南部において展開していく責任を有する。2018年12月にEDF Development South Africaは、アフリカ南部地域におけるエンジニアリング活動の発展を支援するために、南アフリカのエンジニアリング会社であるGIBB Powerの持分の30%を取得した。

南アフリカにおけるEDFグループの再生可能エネルギー事業は、2011年にInnowindを買収したことから始まった。現在当グループはInnowindの84%の持分を保有しており、南アフリカ政府が実施する再生可能エネルギーの入札に対応することが可能となった。2012年に3件、2015年に1件、合計142MWの風力発電プロジェクト (うち35MWは現在建設中) が落札された。この政府の入札募集プログラムは、2015年から2019年にかけて凍結されていた。

2019年10月に新政府は、南アフリカのエネルギー基本計画 (2019年—2030年統合資源計画) を公布した。かかる計画では、2030年までに再生可能エネルギー容量を20GW、ガスを3GW追加することが規定されている。またかかる計画には、小型モジュラー炉 (SMR) を含む原子力プログラムの再起動を検討する戦略的な判断が含まれている。この基本計画の実施は、新たな原子力発電容量に関する情報提供要請の開始 (これに対してEDFグループは2020年10月に回答している。) および再生可能エネルギーの入札 (RMIPPPおよびREIPPPラウンド5) の開始とともに進められている。

2021年にEDF Renewables (南アフリカ) は、これらの政府による入札において、複数の重要な契約を獲得した。2021年3月にEDFは、75MWの風力、太陽光およびバッテリーのハイブリッド・プロジェクト (RMIPPPプログラム) の優先交渉権者に指名された。2021年10月、EDFは合計420MWを有する3つの風力発電プロジェクト (REIPPPプログラム・ラウンド5) の優先交渉権者に指名された。さらに、EDF Renewablesは、鉱山会社のAnglo Americanが実施した、同社のモガラクウェナ鉱山 (リンポポ州) に供給するための100MWの太陽光発電容量の入札募集を落札した。

当グループはまた、2002年に設立されたKES (Kukhanya Energy Services) 社を通じて、南アフリカにおいて事業を行っている (「第2 3 (2) ⑤ (iii) (リ) 送電網非接続型のエネルギー」を参照。) 。

モザンビーク

当グループは、1980年代終盤以降、エンジニアリング・サービスを提供することでモザンビークにおいて活動しており、EDM (Electricidade de Moçambique) との優先的なパートナーシップを結んでいる。

モロッコ

EDFグループは1970年代以降、モロッコにおいて活発に事業を行っている。地域における開発を支援するために、当グループは1997年にEDF Marocを設立し、2012年にEDF Renouvelables Marocを設立し、また2016年にEDF Fenice Marocを設立した。

当グループは、国営電力水道公社 (ONEE)、モロッコ持続可能エネルギー庁 (MASEN)、配電機関および事業者と優先的なパートナーシップを構築している。当グループは、再生可能エネルギー発電、火力発電および水力発電ならびに電力網および研修の分野において事業を行っている。

当グループは、モロッコのエネルギー構成の脱炭素化に貢献している。日本のグループである三井物産株式会社とのパートナーシップとともにEDF Renewablesが率いるコンソーシアムは、ONEEにより入札募集の落札者として選ばれた後、150MWの容量を有するタザ風力発電所を開発しており、2020年9月にフェーズ1 (87MW) の建設が開始された。

EDF Renewablesは、MasdarおよびGreen of Africaとともに構成するコンソーシアムとして、2019年5月に落札された国際的な入札募集を経て、ヌール・ミデルト複合型太陽光発電所の第1フェーズの設計、建設、運営および維持管理も行う。この800MWの容量のプロジェクトは、世界で初めて集光型太陽熱発電と太陽光発電を組み合わせた革新的なハイブリッド発電所である。

EDF-R Marocは、容量を100MWに倍増することを目的としたコウディア・エル・ベイダ風力発電所の更新において、MASENを支援している。2018年の覚書締結後に2022年に開始される予定のこのプロジェクトは、その種でアフリカ初の試みとなる。

さらに当グループは、Fenice Iberica (Edison) の子会社であるEDF Fenice Marocを通じて、モロッコのエネルギー効率化業務を行っている。当社は、食品業界の多国籍企業グループとのサーキュラー・エコノミー契約を通じて関与している。

セネガル

また当グループは、カフリン・タンバクンダー・ケドゥグの地方電化委託事業の事業者である完全子会社のERAを通じて、セネガルにおいても事業を行っている。

2021年7月に新電気事業法が採択され、新たな制度改革が進む電力セクターにおいて、農村電化委託モデルの経済的な持続可能性の問題は、料金改定問題を通じて依然として話題となっている。2021年1月、ERAは規制当局に例外的な料金の見直しを要請し、現在も係争中である。

カメルーン

EDF International (40%)、IFC (20%)、カメルーン共和国 (15%)、Africa50 (15%) およびSTOA (10%) が保有するNachtigal Hydro Power Company (NHPC) は、ヤウンデ近郊のサナガ川沿岸に位置する420MWのナハティガル水力発電ダムの建設を2019年2月1日に開始した。2016年7月、Nachtigal Hydro Power Companyがプロジェクトの支援のために設立され、2017年4月に発電に関する委託契約が締結された。ナハティガルの財務上のクロージングは2018年12月24日に完了した。

ナハティガル水力発電所は国にとって大規模なプロジェクトであり、稼働が開始されれば、カメルーンにおいて最も重要な発電資源となる。当該発電所は、電力需要の約3分の1を提供し、現地の経済に多くの経済的利益を生み出すことを目標としている。

2021年末現在、更新されたスケジュールには、COVID-19の健康危機の影響に起因する10か月の遅延が含まれている。ナハティガルとヤウンデを結ぶ50km超の送電線が完成した。1号機の試運転は2023年半ば、操業開始は2024年半ばを予定している。

サナガ川のキコ水力発電プロジェクトを独占的に開発する権利をEDFに付与する覚書がカメルーン政府との間で締結された後、カメルーン共和国とEDFの間で協議が行われ、2021年6月25日に本プロジェクトの共同開発に関する契約およびJDA (共同開発契約) の締結が実現した。

EDFは、配電部門の既存の電力事業者であるEneoのコンサルタントとして活動を続けている。

エジプト

エジプトの会社であるElsewedy Electricと均等ベースで開発された2つの65MWのベンバン太陽光発電所は、2019年8月に稼働を開始し、非常に満足のいく実績を上げている。PPAの期間は25年である。

2019年にEDF Renewablesは、エジプトの民間による太陽光の発電および配電の新興市場における有力企業KarmSolarに対して、戦略的な出資を行った。同社は、貯蔵を含むマイクロ送電網プロジェクトの運営も行っている。KarmSolarは、30MWの稼働中の太陽光発電所および200MWの開発中の発電所のポートフォリオを有している。

またEDFは、コンサルタントの立場で、エジプトのエネルギー移行を支援している。EETC (Egyptian Electricity Transmission Company) との送電分野において、EDFは、デルタの給電所（2017年契約）ならびにエジプトの行政上の新たな首都に位置する新たな国営の給電所（2019年契約）のエンジニアリングおよび建設の監督を行っている。

EIBを支援するために、EDFは、EETCとともに、送電網の開発に関するコンサルティング業務を行っている。

EEHC (Egyptian Electricity Holding Company) については、配電分野において、2021年にEDF International Networksが、フランスの製造会社であるSagemcom率いるコンソーシアム（エジプトの会社であるGlobaltronicsを含む。）の構成員として、53,000個のスマート・メーターの配備を完了した。

コートジボワール

EDFグループは、アフリカ西部におけるコートジボワールの農工業グループであるSIFCAおよび投資会社であるMeridiamと共同で、23MWのユニット2基のバイオマス発電所の「Biovéa」プロジェクトを開発している。このプロジェクトは、コートジボワールの国家開発基本計画に含まれている。2017年11月30日に電力の送電価格に関する契約がコートジボワール政府との間で締結された。2019年12月9日には委託契約が政府との間で締結された。融資の書類および工事契約は2021年6月に締結された。2021年末に財務上のクロージングが行われ、2022年初頭の着工が予定されている。

2019年にEDF Internationalは、西アフリカの暖房、換気、工業用冷蔵および太陽光発電の分野において強力な開発およびイノベーションの専門知識を有するConergies Groupの49%を保有する株主となった。

2016年8月に当グループは、コートジボワールおよびその周辺地域における開発戦略を支援する現地子会社を設立した。2016年10月、EDFは、地方および郊外の住民向けの送電網非接続型のエネルギー・プロジェクトを展開するために、米国の会社であるZola Electricと共同で、ジョイント・ベンチャーのZECI社を設立した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」も参照。）。

ガーナ

当グループはまた、ZEGHA社を通じて、ガーナにおいて事業を行っている（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」も参照。）。

トーゴ

当グループはトーゴにおいて、英国の会社であるBBOXXとのジョイント・ベンチャーのBBOXX Togo Capitalを通じて、農村および都市周辺地域に送電網非接続型のエネルギー・ソリューションを展開している（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」も参照。）。

2020年初頭にEDFは、開発戦略をサポートし、エンジニアリング・サービスの継続的な提供を確保するために支社を設立した。

ケニア

2018年7月以降EDFグループは、主にケニアの農村家庭におけるソーラー・ポンプの販売、設置および維持管理をサポートするために、ケニアの会社SunCultureの発展に貢献してきた。

2020年にEDFは、過去数年にわたりケニアの農村家庭向けにソーラー・キットの販売、設置および維持管理を行ってきたBboxx Capital Kenyaの間接持分を取得した（「第2 3（2）⑤（iii）（リ）送電網非接続型のエネルギー」も参照。）。

2021年2月、EDFはビジネス市場向けの分散型太陽光発電を専門とするEconet Energy Kenya (EEK) に50%出資した。EEKは、設計から維持管理および融資に至るまで、太陽光の自家消費ソリューションを開発している。同社は産業セクターおよび第三セクターで資産を運用している。

(チ) 中東

EDFグループは、中東地域において開発およびプロジェクトの監視業務に従事しており、アラブ首長国連邦（UAE）に所在する地域拠点を通じて、地域の事業を網羅している。さらに、当グループは、カタール（ドーハ）、サウジアラビア（リヤド）、レバノン（ベイルート）、バーレーンならびにアラブ首長国連邦（アブダビおよびドバイ）に拠点を有している。

これらの拠点は、これらの国々において商業的なビジネスおよびプロジェクトを生み出しており、今後数年間の主な課題は、脱石油エネルギーへの移行を進展させることである。

この地域における主要なプロジェクトは、特にアラブ首長国連邦を拠点としており、2021年にはアブダビにおいて、
・再生可能エネルギー分野における世界的な主導者の1つであるMasdarと共同で、太陽光エネルギー、エネルギー効率化および公共照明の開発を目的としたジョイント・ベンチャーのEmergeが2021年4月に設立された。Emergeは、主にアラブ首長国

連邦およびサウジアラビアの商業用および工業用の顧客向けにサービスを展開している。このように、エネルギー移行という点で、この2国の意欲的な目標に貢献している。

- ・アル・ダフラ太陽光発電プロジェクトの建設が開始された。（子会社であるEDF Renewablesを通じて）EDFグループおよびJinko Powerで構成されるコンソーシアムがアル・ダフラ太陽光発電プロジェクトを獲得した。その後、開発主体である2社に加え、アブダビに拠点を置く大手エネルギー会社のTaqaおよびMasdarの2社が共同出資者となった。2GWの設備容量を有することとなる、この将来の太陽光発電所は、世界最大級の太陽光発電所となる見込みであり、年間2.4十億トンの二酸化炭素を回避できる見込みである（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。
- ・EDFは2021年12月、関西電力（KEPCO）および九州電力からなるコンソーシアムの一員として、中東および北アフリカ地域で初となる直流高電圧（HVDC-VSC）海底送電システムの開発および運営を行うために、3.6十億米ドルの戦略的なプロジェクトに調印した。この大規模プロジェクトは、ADNOC（アブダビ国営石油会社）の洋上生産事業を、TAQAの送配電会社が所有し運営するアブダビ陸上送電網を通じて供給される、よりクリーンで高効率なエネルギーに接続するものである。このプロジェクトは、UAEの「2050年までにネット・ゼロの戦略的なイニシアチブ」を支持しながら、ADNOCの洋上での炭素排出量を30%超削減するものとなる。

以下のその他の主要なプロジェクトは、（ドバイ首長国の水道および電気を担当している）顧客のDEWAとともに、ドバイを拠点にしている。

- ・「DEWA III」と呼ばれる800MWの太陽光発電所の開発契約。EDFは、子会社のEDF Renewablesを通じて、Masdarおよび顧客のDEWAとともに、このプロジェクトの開発を行っている。同発電所は、2020年の発足時では、世界最大級の太陽光発電所であった（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。2021年8月、EDF RenewablesおよびそのパートナーであるMasdarは、発電所の操業および維持管理を行うEnergize O&M Coを設立した。DEWA IIIの生産により、ドバイの240,000世帯にカーボンフリーの電気が供給されることになる。
- ・（2024年度上半期に終わりまでに）ドバイ首長国のハッタ山で計画されており、その建設が既に始まっている、顧客のDEWAのための250MWのダム揚水発電所の管理に関する支援契約。この契約の延長として、EDFはDEWAからドバイ・サミット・プロジェクトの監修に関する契約を受注している。かかる契約には、ハッタ水力発電所の上に（2025年半ばまでに完成予定の）観光用のケーブルカーを建設することが含まれている。
- ・アル・アウアーにおける3つの233MWeの火力発電所の建設に関するエンジニアリングのコンサルタント事業。

またUAEにおいて、EDFグループは、バラカ原子力発電所の事業者であり、Émirates Nuclear Energy Corporation (ENEC) の子会社であるNawahとの長期的な関係の構築に努めている。2018年にEDFおよびNawahは、EDFが安全性、放射線防護、燃料サイクル管理および環境モニタリング等の様々なサービスを通じて、バラカ原子力発電所の運営および維持管理についてNawahを支援することを規定する、長期的な基本契約書を締結した。FramatomeおよびNawahの間で、維持管理サービスの提供に関する2つ目の契約が2021年6月に締結された。

現在ドーハにおいて、変電所および高電圧電力線ネットワークの建設とともに、顧客のKahramaa（カタールにおける水および電力を担当）へのエンジニアリングに関する主要なコンサルティング・プロジェクトが行われている。この顧客からは、再生可能エネルギーの開発および送電網の性能向上を含む技術的および戦略的に価値の高いプロジェクトを複数受注しており、現在も進行中である。

サウジアラビアにおける主要なプロジェクトには、以下が含まれる。

- ・2014年にEDFグループは、国のベンチマークの電力事業者であるSaudi Electricity Company (SEC) とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約によって、2つのグループの研修イニシアチブを含む幅広い協力関係を実現することが可能となる。かかる契約の延長上、2016年および2019年に締結された発電・最適化センター（GOC）に関する2つの契約は、地域の発電・最適化センターの導入へのEDFの支援を規定している。
- ・さらにEDFは、Masdarおよびサウジアラビアの会社であるNesmaとパートナーシップを組んでいる子会社のEDF Renewablesを通じて、サウジアラビア初となる、400MWの設備容量を有するデumat・アル・ジャンダル（Jandara）の風力発電プロジェクトの出資、建設および運営に係る入札を2019年に勝ち取った（「第2 3（2）①（iii）（ハ）EDF Renewablesの事業」を参照。）。発電所の生産は2021年7月に開始された。
- ・2020年に、MasdarおよびNesmaとパートナーシップを更新したEDF Renewablesは、エネルギー省が実施した入札募集（Repdo 2）において、南ジェッダ・プロジェクトを獲得した。この300MWの太陽光発電所の建設は、2021年初頭に開始された。かかる発電所はEDF Renewablesにとって、サウジアラビアで初めての太陽光発電所となる。

EDFは2010年以降、子会社のEDF Renewablesを通じて、イスラエルにおいて事業を行っている。EDF Renewablesは2021年末現在、送電網に接続されている総設備容量425MWの太陽光発電プロジェクトを運営しており、現在104MW分が建設中である。同子会社は、2022年から2023年にかけて、約70MWの浮体式太陽光発電プロジェクト、30MWのソーラー・ルーフ、225MWの蓄電池付き地上設置型太陽光発電プロジェクトおよび98MWの風力発電プロジェクトの建設に向けた準備を進めている。これらのプロジェ

クトは、国または地方自治体が主催する入札で落札された。さらにEDF Hydroの水力エンジニアリング・センターは、ギルボア山における揚水を通じた電力貯蔵のためのイスラエル初のプロジェクトにおいて、サービスを提供している。

(リ) 送電網非接続型のエネルギー

EDFグループは、アフリカの送電網非接続型の電力の供給において、地域別の委託に基づいて当該目的のために設立された会社を通じて、20年超にわたる経験を有している。2017年以降、EDFグループは農村地域および郊外地域の顧客に対し、それぞれの所得や需要に応じて電力およびサービスを供給する革新的な新興企業と手を組んでいる。ソリューションには、中央電力網への電力の供給、小規模電力網の設置および太陽光発電キットの提供が含まれる。

かかるサービスにより、南アフリカ、コートジボワール、ガーナ、セネガル、ケニア、ザンビアおよびトーゴにおける1.5百万を超える人々が、照明を付け、テレビもしくはラジオ等の低消費の家庭用電化製品に電源を入れ、または携帯電話を充電することが可能になる。またケニアおよびトーゴにおける顧客は、太陽光発電による給水ポンプを購入し、それによって穀物生産高を飛躍的に改善することができる。

EDFグループは、17%の持分を有するEDF Pulse Holdingを通じて、エネルギー供給およびエネルギー・サービスのソリューションの資金調達に貢献する目的でNEoT Offgrid Africaを設立するために、投資会社のMeridiamと協力した。

トーゴーBboxx

EDF Internationalは、Bboxx Capital Togoの50%の持分を保有している。同社は、トーゴの農村家庭における太陽光発電キットの販売、設置および維持管理を請け負っている。住宅用太陽光発電システムの販売に加えて、2020年にケニアの会社SunCultureおよびトーゴ政府との間で、ソーラー・ポンプの展開に向けたパートナーシップが結ばれた。

南アフリカーKES

南アフリカにおいて2002年に設立されたKES (Kukhanya Energy Services) 社の50%の持分はEDF Internationalにより保有されており、15%の持分は地方発電事業者であるCaluloにより保有されており、残りの35%はTotalにより保有されている。同社は、初めにクワズール・ナタール州において太陽電池部品を取扱う事業を展開し、その後、東ケープ地域においても事業を拡大した。

ケニアーSunCulture

2018年7月以降EDFグループは、主にケニアの農村家庭におけるソーラー・ポンプの販売、設置および維持管理をサポートするために、ケニアの会社SunCultureの発展に貢献してきた。EDF InternationalがSunCultureの親会社であるSavant Groupの16.1%の持分を保有することで、EDFはSunCultureの国際的な発展を支援している。

ケニアーBboxx

2020年にEDF Internationalは、Bboxx Kenyaの持分を、Bboxx Kenyaの60%を保有するEDF Bboxx Kenyaの38.5%の持分を通じて取得した。Bboxx Kenyaは、ケニアの農村家庭における太陽光発電キットの販売、設置および維持管理に係るサービスを実施している。

ザンビアーSMG

小規模電力網への供給を発展させるために、2020年にEDF Internationalは、標準化された容器およびスマート・メーターによるソリューションを用いて小規模電力網の開発および設置を行い、需要に応じたエネルギー・ブロックの販売を可能にする、「EDF Pulse Africa」のコンペで選ばれた新興企業のStandard Micro Grid Initiatives Limitedの12%の持分を取得した。

コートジボワールーZECI

2016年10月に設立されたZECIは、農村地域および郊外の家庭向けの太陽光発電キットの設置および維持管理を確実に行う。2021年6月、Zola ElectricがZECIの資本参加から撤退した。2021年12月末現在、新たな株主パートナーであるMeridiamが、EDF Internationalと50/50の割合でZECIに資本参加している。

ガーナーZEGHA

Zola Electric、ガーナの会社であるCHグループおよびEDF Internationalは、（それぞれ50%、20%および30%の持分を保有する形で）ZEGHAの設立を決定した。コートジボワールをモデルとして、同社の立上げと連動したパイロット・フェーズが2017年12月に始動した。

⑥ エネルギー・サービスおよびその他事業

気候変動との闘いを中心に据える規制環境および社会環境において、またレゾナデートルに従い、EDFグループは、顧客に対して高性能で革新的かつ持続可能なソリューションを提供するために、エネルギー・サービスにおける飛躍的な成長を目指している。

これらのサービスは、分散型エネルギー生産、低炭素暖房ネットワーク、グリーン水素、スマート照明、電気モビリティ、スマート・ビルディング管理、省エネに関する助言およびエネルギー効率化の幅広い分野で、地方自治体、企業用顧客および住宅用顧客が抱える問題に対応する。当グループが提供する一連のソリューションは革新的であり、特に二酸化炭素排出量の削減およびエネルギー・パフォーマンスの向上などの顧客の新たな要求に応えるものである。

(i) エネルギー・サービス

提案されるサービスは、当グループの専門技術、とりわけ研究開発技術を活用しており、様々な子会社を通じて実施されている。

2017年にEDFグループは、当グループの顧客に革新的かつ競争力のある提案を行い、サービスを提供するために、投資および社内起業制度の方法によって環境保護上およびデジタル上の移行を探索するチーム「EDF Pulse Croissance」を設立した。かかるチームは2021年に、新たな「イノベーション・アンド・パルス・プログラム部門」の一部となった（「第2 3（2）⑥（i）（ハ）EDF Pulse Holding」を参照。）。

2018年にEDFグループは、欧州の二酸化炭素排出量の31%（出典：フランスのエコロジー移行省による「気候に関する主要な数値（Chiffres clés du climat）」、2022年版、38ページ）について責任を負う運送業の脱炭素化を支持するために、電気モビリティ計画を策定した。この方針は、2019年に特にDreevの設立によって、また2020年にPod Pointの買収によって、さらに強化された。また当グループは、自社で所有する軽商用車についてもEV100（EV100は、2017年9月にニューヨークのクライメート・ウィークNYCにおいて始まったグローバル・イニシアチブである。電気モビリティの開発に尽力する多国籍企業を1つにまとめ、2030年までに普及させることを目指している。）プログラムを展開しており、内燃機関（ICE）の車両を徐々に電気自動車に転換し、2030年までに転換を100%完了することを目指している。

2019年においてEDFは、現在IZI Solutionsとして知られているHello Casaの取得により、地域のサービス市場に参入した。この新たな活動は、家の快適さとエネルギー・パフォーマンスの改善を目指している。

(イ) Dalkia

EDFグループは、Dalkiaの株式持分を2014年7月以降99.94%保有している。Dalkiaは、フランスにおいて広範なサービスを提供し、卓越した販売網を有している、欧州のエネルギー・サービス市場の主導的な会社である。同社は、6つの地域（英国、アイルランド、米国、ポーランド、ロシアおよび中東）で国際的な事業展開を行っている。

Dalkiaは、環境により優しく、より経済的なエネルギー・システムを開発し、生み出し、管理していくための専門技術を顧客に対して提供している。Dalkiaは、約80年にも及ぶ冷暖房ネットワークの管理、産業向け公益事業の最適化、建物のエネルギー・パフォーマンスの改善または代替および再生可能エネルギーの使用における実績により、エネルギー消費の軽減ならびにその施設の環境面および経済面のパフォーマンス改善のため、顧客に対し、オーダーメイドのソリューションを提供する。

Dalkia（その子会社を含む。）は、フランス国内外で90,000を超えるエネルギー施設を管理している。

Dalkiaは、2021年には6.2TWhのエネルギーの節約を達成し、その顧客が4百万トン（ガス・コジェネレーションによる二酸化炭素の削減分を除いた場合は3.7百万トン）の二酸化炭素排出量を削減することを可能にした。

Dalkiaの運営

Dalkiaおよび再生可能エネルギーの開発

Dalkiaの主要事業は、冷暖房ネットワークのために地域のエネルギー源を最大限に活用することである。Dalkiaは、法人および地方自治体の両方の顧客に対する供給にあたって、持続可能なエネルギー・ソリューションとともに地域のエネルギー源を使用している。

- ・とりわけ再生可能エネルギー源および回収エネルギー源（バイオマス・エネルギー、バイオガス・エネルギー、地熱エネルギーおよび回収エネルギー等）の利用を通じた再生可能エネルギーの開発は、Dalkiaの優先すべき焦点となっている。
- ・Dalkiaは、循環経済型アプローチにより、廃棄物の再生利用からのエネルギー生産を奨励しており、これにより化石燃料の利用が制限され、Dalkiaの脱炭素化の目標達成に貢献する。

Dalkiaおよびエネルギー節約

Dalkiaの第2の事業ラインは、特にエネルギー・パフォーマンス契約を通じた「エネルギー節約」である。

- ・Dalkiaは、次第に消費量を減少させるスマート・ビルディングおよび建物のエネルギー効率化を向上させるためのエネルギー改修工事を通じて、エネルギー節約のソリューションを開発している。
- ・Dalkiaはまた、デジタル知能と人工知能を組み合わせたエネルギー・パフォーマンス管理センターのDalkiaエネルギー節約センターを利用してデータを処理することにより、顧客の消費量を最適化している。

フランスにおけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Smart Building

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Smart Buildingは、顧客がフランスにおけるエネルギー移行およびデジタル移行に適應できるようにするためのソリューションの設計および実施を専門に扱う会社である。Dalkiaの活動を大いに補うDalkia Smart Buildingは、建物の修繕にあたってのソリューションの設計および実施を行っている。

Dalkia Froid Solutions

Dalkiaグループの完全子会社であるDalkia Froid Solutionsは、産業用および商業用の冷却ならびに暖房、換気および空調（HVAC）を専門に扱う。同社は、コンサルタント業務、設計、設置および維持管理を網羅する革新的なエンド・ツー・エンドの管理プロセスを通じて、エネルギー消費量の最適化および環境保護を行うことにより、顧客向けに管理された温度を提供している。

Dalkia Air Solutions

Dalkiaグループの完全子会社であるDalkia Air Solutionsは、すべての産業部門を対象とした、圧縮空気、窒素および呼吸用空気システムの監査、設計、設置および維持管理のあらゆるサービスを提供している。圧縮空気は、大量の電力を必要とする集約的なユーティリティであるため、エネルギー節約となる可能性がある。

Dalkia EN

Dalkia EN (*Énergie Nucléaire*) は、原子力環境に特化した、Dalkiaグループの完全子会社である。同社では、2つの事業ライン、すなわち、(i)原子力発電所のバックアップ用発電資源、冷熱生成システムおよび換気システムの維持管理、ならびに(ii)原子力発電所および火力発電所のサービス提供会社および建物の維持管理に係る調整に、600人超の従業員が従事している。

Dalkia Electrotechnics

Dalkia Electrotechnicsは、Dalkiaの完全子会社である（Dalkiaの2022年1月25日付プレスリリース「Dalkiaが電気工学の子会社を設立」を参照）。同社は、主に以下の2つの分野で電気工学サービスを提供している。

- ・高電圧：民間または公共の電力ネットワーク、照明、工業プロセス、輸送等
- ・中低電圧：スマート・センサー、アクセス管理、ビデオ監視、交通信号等

Dalkia Electrotechnicsは、電気設備の設計、設置、運営および維持管理を行い、顧客のニーズに合わせた様々なサービスを提供している。

特にCitelum Franceは、2022年1月からDalkia Electrotechnicsの一部となっている。

Dalkia Biogaz

Dalkiaの完全子会社であるDalkia Biogazは、バイオガスの生成、処理および回収を専門に扱う会社である。Dalkia Biogazは、メタン生成の分野で専門知識を有している。生成したバイオガスは、コジェネレーションおよび天然ガス供給網への直接的な注入の両方に使用されている。

CRAM

CRAMは、Dalkiaの完全子会社であり、主にフランス北西部（ノルマンディー、ピカルディおよびイル・ド・フランス）に所在する。同社は、熱源設備および空調設備の運用、保守、管理および建設の分野で、サービスの提供ならびにプロジェクトの設計および導入を行っている。同社は、650人の従業員を擁し、7,000を超える設備を運営している。

フランス国外におけるDalkiaの主要子会社

Dalkia Polska SolutionsおよびDalkia Polska Energia（ポーランド）

ポーランドに拠点を置くDalkia Polska Solutionsは、商業用建物および工業用敷地の技術設備（換気、暖房、空調、防火等）の設計、構築および維持管理を行っている。同社はまた、建物のエネルギー・パフォーマンス管理に対して、革新的なソリューションを提供している。

Dalkia Polska Energiaは、主として、ポーランドのカトヴィツェ（上シレジア）の地域における熱源の生成および配給を専門に行っている。同社は、石炭に代わるものとして、暖房ネットワークおよび配電施設で使用される炭鉱ガスのエネルギー回収において、専門技術を有している。

Dalkia Rus（ロシア）

Dalkia Rusは、企業用顧客向けのエネルギー効率化を専門に扱っており、ロシアのエネルギー・サービス分野における先駆者のうちの1社である。

Imtech（英国）

DalkiaおよびEDF Energyによって共同保有されるImtechは、主要な暖房、換気および空調（HVAC）ならびに電気に係る工事、設備の技術的メンテナンス、ならびにデータ取得と管理システムの統合を専門に扱っている。Imtechは、建設分野、産業分野、第3セクターおよび公共団体に対してサービスを提供している。

Imtechは、英国において設立された。同社の子会社Suir Engineeringは、スカンジナビア諸国およびアイルランドにおいて設立された。同社の子会社Breatheは、英国においてエネルギー・パフォーマンスを専門に扱う会社である。

Dalkia Energy Solutions（米国）

マサチューセッツ州に拠点を置くDalkia Energy Solutionsは、米国全土の企業および企業用顧客に対して、コンサルティング、プロジェクト管理およびエネルギー効率化業務のパフォーマンスへの包括的アプローチを提供している。

Aegis Energy Services（米国）

マサチューセッツ州に拠点を置くAegis Energy Services LLCは、小規模のガス・コジェネレーションの発電所および施設の設計、建設、試運転および維持管理を専門に扱う会社である。

Dalkia Middle East Energy Company Limited（中東）

Dalkia Middle East Energy Company Limitedは2021年に設立され、発電所、冷却ネットワーク、エネルギー・パフォーマンス契約およびマルチ・テクニカルな維持管理の分野で活動している。

(ロ) Citelum

EDFグループは、エネルギー・サービス事業、特に電気工学の分野における成長の一環として、公共照明および関連サービスを専門とする子会社のCitelumの事業を地理的および事業的に再編する手続を開始した。

この再編は、特にCitelumが公共照明分野で行っている事業活動の統合を進めることにより、公共および民間の顧客に提供するサービスの質を向上させ、また当グループの主要サービス子会社が運営するエネルギー・サービス間の相乗効果を図るという2つの目的を達成するために行われている。

これに伴い、Citelumのフランスおよびベルギーにおける事業活動は、それぞれDalkiaの新しい専門子会社であるDalkia Electrotechnics（Dalkiaの2022年1月25日付プレスリリース「Dalkiaが電気工学の子会社を設立」を参照。）およびLuminusに対して、既に移管されている。一方で、メキシコにおける事業活動は、投資ファンドに売却された。

さらに、Citelumは商業的にも大きな勢いを保っている。例えば、Citelumは、Eiffageとのコンソーシアムを通じて、公共照明、交通信号システム、祝祭用照明および建築用照明に関する契約をパリ市から獲得した。かかる契約は、公共照明および交通信号システムの分野でこれまでにフランスで受注された契約の中で最大規模となった。

2022年は、EDFグループ内の電気工学事業を統合することを目的とした当該プロジェクトを完了させる機会となる。

(ハ) EDF Pulse Holding

EDFグループの新たなイノベーション部門

2021年にEDFは、新たなイノベーション部門であるDIPP（イノベーション・アンド・パルス・プログラム部門（*Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse*））を新設し、DIPPは以下の5つの主要な機能を中心に構成されている。

- ・イノベーションのための戦略的枠組み：EDFグループの範囲（EnedisおよびRTEを除く。）に適用される、イノベーションのための優先分野、主要なプロジェクトおよびそれらに関連する行動計画を特定する、イノベーションのための年次の戦略的な枠組みを策定する。この枠組みは、研究開発部門およびEDFグループの事業ラインとの密接な協力の下に作成される。
- ・パフォーマンスおよび開発：パルス・プログラムを通じて当グループの事業ラインをサポートするために、イノベーションに関する当グループの重要業績評価指標（KPI）を定義し、イノベーションの手段および手法に関する専門知識を蓄積する。
- ・インキュベーション、ベンチャーおよび主要な革新的産業プロジェクト：以下の3つのプログラムを通じて、EDFグループの新しい成長レバーを特定し、開発する。
 - －社内起業制度の発展のためのEDFパルス・インキュベーション・プログラム
 - －イノベーションに特化した新興企業およびファンドへの投資のためのEDFパルス・ベンチャー・プログラム
 - －当グループの事業ラインにとっては十分に成熟していないが、当グループにとって戦略的な産業プロジェクトについて、当グループを位置付けることを目的としている、主要な革新的産業プロジェクト・チーム
- ・オペレーション：DIPPならびに子会社、出資先およびインキュベートしたプロジェクトのポートフォリオに対して、人事、財務、法務、財務管理、倫理およびコンプライアンス、CSRならびにITのサポート・サービスを提供する。
- ・コミュニケーションおよびマーケティング：イノベーターとしての当グループのイメージを向上させるために、DIPPおよびすべての革新的なプロジェクトに対してコミュニケーションのサポートを提供する。

DIPPには、旧EDF Pulse Croissanceが含まれており、その新興企業および投資ファンドの持分は、現在EDF Pulse Holdingによって運用されている。EDF Pulse Holdingのポートフォリオの発展は、EDFパルス・インキュベーション・プログラムおよびEDFパルス・ベンチャー・プログラムに直接的に関連しており、その詳細は以下のとおりである。

EDFパルス・インキュベーション

EDFパルス・インキュベーション・プログラムは、新しい事業およびサービスを設計し、開発するために、当グループの従業員のアイデアおよびノウハウを活用している。インキュベーター・プログラムは、従業員の意向に沿ったサポートを提供し、社内および第三者の専門家を起用して、ビジネスモデルのテスト、作成および開発を行い、また社内起業家の専門的能力を育成する。

このサポートは、当グループの進化および従業員のスキルアップに貢献することから、社内起業家だけでなくEDFグループ全体に役立っている。EDFパルス・インキュベーション・チームはEDFパルス・ベンチャー・チームと密接に連携しているため、インキュベートされたプロジェクトは、市場の動向およびニーズを継続的に把握しながら、「投資主導型」のビジョンからの恩恵を受けている。

社内起業プロジェクトは、EDFグループの新たな子会社の設立へと繋がる可能性がある。以下がその具体例である。

- ・大型車両および産業市場向けに低炭素電力を利用した水電解による低炭素水素の製造および販売を行うHynamics
- ・産業用設備のパフォーマンスを向上させるデジタル・ツイン・ソフトウェアを開発したMetroscope
- ・環境に優しく、競争力があり、主権型クラウド・ベースのブロックチェーンおよび高パフォーマンスのコンピューティング・ソリューションを提供するExaion
- ・民間セクターおよび公共セクターの両者に対して、戦略的なコンサルティング・サービス、技術調査および経済調査ならびに可視化ソリューションを通じてカーボン・ニュートラルの達成を目指しながら、プロジェクトの空間計画およびエネルギー最適化の支援を行っているUrbanomy

EDFパルス・ベンチャー

EDFパルス・ベンチャー・プログラムの役割は、新興企業およびベンチャー・キャピタル・ファンドの持分を取得してEDF Pulse Holdingが運用する投資ポートフォリオを拡大するために、EDFグループ以外における新しい革新的な活動およびソリューションを特定することである。

またこのプログラムは、新しいビジネスモデルを模索し、フランス国内外で新しい市場を獲得することのできる新興企業とのジョイント・ベンチャーの設立に繋がる可能性もある。主な目的は、EDF Pulse Holdingの株主としての支援の下、これらの新興企業とEDFグループの事業ラインとの間に産業上および商業上のパートナーシップを構築することである。

2017年以降、EDFパルス・インキュベーション・プログラムおよびEDFパルス・ベンチャー・プログラムを通じて、フランスを中心に欧州および北米において、社内外の新興企業25社および投資ファンド20社に約270百万ユーロが投資された。

2021年のEDF Pulse Holdingのポートフォリオへの新規追加

Enerbrain

Enerbrainは、スマート・ビルディング・ソリューションを専門に扱うイタリアの新興企業である。同社は、各建物の電力消費を管理するために、人工知能が組み込まれたソフトウェア層を持つIoTスマート・センサーを使用して第三次産業用建物のエ

エネルギー効率を最適化するソリューションを開発している。EDF Pulse Holdingは、Enerbrainへの5.2百万ユーロの投資ラウンド中に、他の金融機関および機関投資家とともに同社に出資した。

Persefoni

Persefoniは、企業および機関投資家向けに、炭素排出量の測定、分析、計画、予測および公表に関するソリューションを提供する米国の新興企業である。Persefoniのプラットフォームは、組織が金融取引と同等の厳しい基準で炭素排出量の取引およびインベントリを管理できるように、人工知能を利用している。Persefoniは、企業および機関投資家の両方を対象として設計されている。同社は、炭素排出量の完全な管理システムを提供している。EDF Pulse Holdingは、101百万米ドルのシリーズB投資ラウンド中に、この新興企業に出資した。

Algar

Algarは、一般市民および専門家を対象とした計画認可の取得手続の合理化および管理を専門に扱うフランスの新興企業である。同社は、法的手続を容易にするための完全なサービスを提供しており、かかるサービスでは所有者がすべてオンラインによる手続を利用して計画認可を取得することが可能となっている。Algarは、デジタル技術を駆使して不動産業界を変革する不動産テック（プロップテック）の新興企業の1つである。EDF Pulse Holdingは、3.2百万ユーロのシリーズA投資ラウンド中に、この新興企業に出資した。

ITK

ITKは、2003年に設立されたフランスの会社である。同社は、アグリ・インテリジェンスに特化している。ITKは、農業のパフォーマンスを向上させ、農業による温室効果ガス排出量を削減するための農学モデリングおよび人工知能ソリューションを設計し、開発している。ITKの技術は、作物の収益性、作物が環境に与える影響、ならびに動物の健康および幸福度の管理を簡素化する。ITKは、モンペリエ（オクシタニア）、レンヌ（ブルターニュ）およびサンフランシスコ（米国カリフォルニア州）の3つの拠点を有している。EDF Pulse Holdingは、10百万ユーロの投資ラウンド中に、この新興企業に出資した。

「クリーンH2」 インフラ・ファンド

EDF Pulse Holdingは、クリーンな水素インフラの開発を専門に扱うファンドに出資した。このファンドは、世界有数の民間投資会社であるArdianと、クリーン水素の民間投資プラットフォームおよび資産管理プラットフォームであるFiveT Hydrogenが50/50の割合で出資するジョイント・ベンチャーのHy24によって運営されている。このファンドは、米国、アジアおよび欧州の最も有望な地域における再生可能な低炭素水素のバリュー・チェーン全体に投資する予定である。また同ファンドは、パートナーとして、他の大手デベロッパーおよび／または事業者とともに、上流から下流までの大規模なクリーン水素プロジェクトに投資する予定である。

(二) EDFグループのその他のサービス事業

EDFが提供する一連のエネルギー・サービスは、EDFグループ内におけるその他の事業体および子会社によって完成する。これらは特定の分野で活動し、様々なカテゴリーの顧客（住宅、専門家、法人および地方自治体）を対象としており、調査、建設、設備保全、投資資金融資ならびに許可および助成金を取得するための補助を含む広範囲の業務を網羅する。

Datanumia

顧客によるエネルギーおよび流体の消費の管理を支援するため、EDFグループは施設の監視および管理ソリューションを提供する。過去15年間、この戦略路線に注力してきた子会社のNetseenergyおよびEdeliaは、2021年1月1日に合併し、Datanumiaの設立へと繋がった。DatanumiaはEDFグループの完全子会社である。同社は、それぞれのタイプの顧客（住宅、企業および地方自治体）が新しいエネルギー形態を活用することで、エネルギー消費および炭素排出量を最適化することができるよう革新的なデジタル・ソリューションを提供する。

同社は、建物および産業プロセスのエネルギー・インテリジェンスを専門に扱っている。Datanumiaは、エネルギー管理のバリュー・チェーン全体にわたって、企業および地方自治体のエネルギー移行を支援している。Datanumiaは、顧客の個々のニーズに応じたソリューション（エネルギー・パフォーマンス制御、革新的なエネルギー監査その他）を利用して、毎日合計約45,000か所からの10百万近くのデータ項目を処理している。Datanumiaは、IoT（モノのインターネット）を専門に扱っている。同社は、毎日60,000のスマート・オブジェクトからデータを収集し、120百万平方メートル超の総建物面積を対象にエネルギー管理を行っている。

Datanumiaはまた、個人がそのエネルギー消費量を監視し、管理するためのソリューションを設計し、実施する。Datanumiaは、EDFの顧客がエネルギー消費量（電気およびガス）を監視し、詳細に把握するための一連の革新的なデジタル・ソリュー

ションからの恩恵が受けられるように、デジタル・プラットフォームを提供する。このプラットフォームは現在、約6百万人の住宅用顧客に利用されている。

Sowee

Soweeは、2016年に設立されたEDFグループの完全子会社である。その目的は、顧客がそれぞれ、より効率的なエネルギー消費を実現するための手段を提供することである。Soweeは、住宅用顧客に対し、エネルギー供給契約と分けることが可能な、エネルギー消費を管理するためのソリューションおよびサービスを提供している。Soweeのすべての顧客は、モバイル・アプリケーションを通じて消費量および請求書を閲覧することができる。また、消費量が一定の限度を超えた場合には、警告を受けることができる。顧客にとって、エネルギー消費量を把握することは、支出を計画し、管理するための第一歩となる。

またSoweeは、ガス・ボイラーまたは電気ラジエーターを持つ顧客には、追加ツールとしてSoweeスマート・ステーションも提供している。これは、顧客が設置した暖房器具を変更することなく、遠隔でスマート管理サービスを提供するものである。

またスマート・ステーションは、アマゾンのアレクサとの連携の他、室内（二酸化炭素および湿度）ならびに屋外の空調の質、天気予報、天体位置等の実用的な情報表示を行うことにより、日常生活に役立つサービスへのアクセスを容易にする。最後に、Soweeは2021年に、スマート・ステーションを所有する顧客に対して「負荷制限管理」オプションを開始した。

IZIVIA

EDFグループの完全子会社であるIZIVIAは、フランスの電気モビリティ市場を代表する事業者である。IZIVIAは、地方自治体、エネルギー・コンソーシアムおよび企業を対象に、電気自動車用の充電ソリューションを提供している。同社は、電気モビリティ・プロジェクトのあらゆる段階（充電サービスの技術的および商業的な運営、充電ポイントの維持管理ならびに利用者向けサービスの管理）において、顧客をサポートしている。

IZIVIAは、公共の充電市場の主導者であり、そのシェアは25%を超える。同社は、Advenirによる補助金（Advenirプログラムは2016年に開始し、充電ポイントのインフラ展開に対して補助金を提供する。）の対象である充電ポイント市場の約20%の占める主要な事業者の1つである。同社は、14,500の充電ポイントを運営している。

Cham

EDFグループの完全子会社であるChamは、ヒートポンプ、ガスおよび石油燃焼のボイラー、空調、加熱型タンク等の家庭用の電気暖房、換気および空調の設備の設置、維持管理および修理を専門に行う。

フランスにおいて1,000人を超える従業員を抱えているChamは、住宅所有者、民間および公共の集合住宅ならびに法人のニーズの応え、年間800,000を超えるコールアウトを完了する。

Chamは、70の現地の事務所およびデジタル・チャネルを駆使して、顧客を獲得し、顧客に対してサービスを提供している。Chamは引き続き、顧客のエネルギー移行を支援するために、ヒートポンプのポートフォリオを拡大している。また同社は、遠隔による診断と修理を試行している。

成長を絶え間なく追求するChamは、専門的な従業員、ネットワーク専門技術および力強い現地市場の3つの主要な強みに基づいた家庭用エネルギーを刷新するサービスの専門的な提供者として、自らを位置付けている。

EDFによるIZI

「EDFによるIZI (IZI by EDF)」は、2019年2月に開始した。これは、（EDFの顧客であるか否かを問わず）住宅用顧客および零細企業を対象とした、施設およびエネルギー移行のサポートを行うための、フランスにおけるエネルギー以外のサービスを提供するEDFのブランドである。

2020年にEDFによるIZIは、持続可能な住宅および電気モビリティのための包括的なサービスをリリースした。

- ・暖房ソリューション（ヒートポンプおよびボイラー）、断熱、換気ならびに窓の設置に焦点を当てたターンキー・エネルギー・リノベーションの提供（顧客の見積書におけるすべての規制上の補助金の算出および控除を含む。）、ならびに金融ソリューションおよび品質へのコミットメント。
- ・電気モビリティに移行するための包括的なサービスのソリューションの提供。これには、家庭用充電スタンドの設置、Vert Électrique Autoとのグリーン電力の供給、欧州各地で充電できる（IZIVIA運営の）モビリティ・パス（*pass mobilité*）および電気自動車のリースが含まれる。

2021年、EDFによるIZIは、外壁断熱、エア・トゥ・エア・ヒートポンプ、電気設備の標準化サービス、住宅の外装の全面改修の提供を通じて、ソリューションの幅を拡大し続けてきた。このソリューションの拡大により、EDFによるIZIの売上高は2020年と比較して倍増し、エア・トゥ・ウォーター・ヒートポンプおよび電気自動車用の家庭用充電ポイントの売上高は3倍に増加した。

EDFは、EDFによるIZIを通じて、顧客にとっての総合的かつ主導的な請負業者として活動できる。EDFは、責任を負い、サービスの成功を保証し、自ら10年保証を提供する。EDFは、厳選された適格な請負業者のサポートとともに、作業の質および顧客との関係に対する真摯なコミットメントを提供する。

EDFによるIZIはまた、EDFグループの専門子会社（ChamおよびIZIVIA）ならびにその他の特定の戦略的なパートナー（Arval、AXAおよびHomiris）からのサービスを提供する。

Local Energy Management

2019年夏にEDFグループは、分散型エネルギー管理に関連する革新的なサービスの開発を加速させるために、Local Energy Management（LEM）という事業体を設立した。LEMは、社内起業制度によって拡大したかまたは買収に基づき成長した企業（Agregio、Dreev、e2m、PowerShiftおよびStore & Forecastを含む。）向けに、幅広い事業ラインにおける調整を行う。

- ・上流（風力発電所および太陽光発電所による断続的な生産、柔軟な貯蔵施設または発電施設）ならびに下流（消費者の負荷制限容量）の両方で、地域の融通性を集約し、管理し、促進する。
- ・（再生可能エネルギーの生産者から再生可能エネルギーを提供する）電力購入契約、仮想発電所プラットフォームおよび住宅用顧客がブロックチェーンを利用して生産者から購入できるピアツーピア販売等の新しい供給モデルを通じて、再生可能エネルギーの生産量を販売する。
- ・電気モビリティのためのスマート充電ソリューション。
- ・エネルギーの予測および貯蔵を通じた地域の電力システムのエネルギー最適化のためのソフトウェア・ソリューション。

EDFの完全子会社であるAgregioは、再生可能エネルギー（風力発電および太陽光発電等）の生産者、電力消費者（産業および企業等）ならびに貯蔵施設の管理者の3種類の顧客を対象としたアグリゲーターである。Agregioは、発電事業者に対して、電力市場または顧客向けの生産量、容量および原産地保証の最適化および販売／配給を行い、その結果として長期的に収益を確保するためのソリューションを提供する。またAgregioは、電力システムのニーズに応じて、補償と引き換えに消費量の負荷制限を行うかまたは調節することを希望する企業用顧客および第三次産業用顧客も対象としている。またAgregioは、貯蔵システムの最適化も行っている。

Energy2market（e2m）は、再生可能エネルギーの生産と地域の融通性を集約することに特化した会社である。同社は、総設備容量が4GWを超える、分散型エネルギーの生産および融通性に係る5,000か所を超えるスマート施設（風力発電所、太陽光発電所、コジェネレーション施設、バイオマス発電所、蓄電池等）の管理および操業を行っている。

2021年末現在、EDFグループは、9GWの分散型資産のポートフォリオを保有する、これらの新しい市場における欧州の主導者の1つである。

(ii) ガス事業

欧州において、EDFグループは、約270TWhのガスを使用している。そのガス戦略の目的は、5.99百万人超の顧客（顧客は2021年末現在の供給地点数に応じて分類されている。）、コジェネレーション発電所およびガス発電所に対するガス供給の保障を確保することである。

そのためEDFグループは、主にEdison、EDF EnergyおよびLuminusを通じて、フランスおよび欧州の天然ガス市場において事業を行っている。2017年8月以降、Edisonは、資産の運用および上流部門事業の開発に関するサービス契約に基づき、EDFグループのガス・プラットフォームとなった（「第2 3（2）⑤（ii）（ロ）Edisonの戦略」を参照。）。

また、当グループは、大陸および英国の卸売市場における取引に関連した短期事業についてEDF Tradingに依拠しており、コジェネレーション発電所についてDalkiaに依拠している。

EDFのLNG資産ポートフォリオの融通性に係る最適化は、EDF Trading Limited（33.33%）とJERA Trading International Pte（66.67%）のジョイント・ベンチャーであるJERA Global Marketsによって管理されている。

最後に、当グループは、欧州外、とりわけ主要な企業用顧客および配給事業者への重要な天然ガス供給業者であるEDF Energy Servicesが所在する米国において、事業を行っている。

(イ) 天然ガスの最終市場

2021年12月31日の欧州における下流部門の顧客ポートフォリオは、以下のとおりであった。

- ・フランス（EDF、DalkiaおよびÉlectricité de Strasbourg）：約2.1百万人の顧客（小売業者から重要顧客までの範囲）および約39TWhの総販売量
- ・イタリア（Edison）：約0.9百万人の顧客および約84TWhのガスの総販売量
- ・英国（EDF Energy）（北アイルランドを除く。）：約2.3百万人の顧客および約36TWhの販売量
- ・ベルギー（Luminus）：約0.8百万人の顧客および約13TWhの総販売量

(ロ) ガス資産およびプロジェクト

(a) 供給源

欧州において、当グループのガスおよびLNGの供給は、カタール、ロシア、米国、北海、北アフリカおよびアゼルバイジャンから生じる、短期および中期のガス市場ならびに短期および長期の契約の多様なポートフォリオを通じて確保している。

米国では、供給の大部分は、ガス市場から確保している。

世界のその他の地域においては、当グループのガス発電所の供給力を確保するために、特定の契約が締結されている。

当グループは、最終市場における位置付けを維持することを目的として、中長期的なガス源のポートフォリオを最適化し、多様化させている。EDFは、とりわけLNGにおいて中長期的な契約を締結し、その主な目標はダンケルクのLNGターミナルの再ガス化容量を強化することである。

さらに2021年にEdisonは、アゼルバイジャンから長期契約に基づき年間1十億立方メートルのガスの輸入を開始した（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）。

(b) インフラ

ガス・パイプライン

EDFグループは、欧州ネットワークにおいて、様々な送電容量に係る権利を保有している以外に、その子会社のEdisonを通じてガス輸入インフラ・プロジェクトに参加している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）。

液化天然ガス（LNG）の再ガス化ターミナル

EDFは、当グループのガス戦略に沿って、ダンケルクのLNGターミナルを利用する主要な荷主である。

EDFは、Edisonを通じて、ロビゴ洋上ターミナルの再ガス化容量の80%（年間で6.4十億立方メートル）を使用する権利を保持している（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）。

当グループはまた、ゼーブルッヘ（ベルギー）のターミナルにおいて、再ガス化容量を有している。

小規模のLNGサプライ・チェーン

2018年以降Edisonは、イタリアにおいてLNGを販売するためのサプライ・チェーンを構築し、初の沿岸の貯蔵施設および小規模のLNGターミナルを建設することを目的として、小規模のLNGプロジェクトを監督している。目標は、陸上輸送および海上輸送による二酸化炭素排出量の削減の一助となることである（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（b）ガス事業」を参照。）。

現在完成している初の貯蔵施設は、年間1百万立方メートルを超えるLNGの容量を有する（Edisonは施設の容量の85%を使用する権利を有する）。LNGの販売は、卸売市場の顧客に対して11月に開始された。

貯蔵

ドイツにおいて、EDFグループは、エッツェルに位置する岩塩空洞による天然ガス貯蔵施設を所有している。EDFは、約190百万立方メートルの容量を有している。この地上施設は、EnBWとの50/50のジョイント・ベンチャーを通じて運営されている。

イタリアおよび英国における当グループの貯蔵事業については、それぞれ「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（e）規制業務」および「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（c）火力発電およびガスの貯蔵」を参照。

当グループはまた、オランダ、ベルギーおよびフランスにおいて貯蔵に係る権利を有している。

(c) 探鉱および生産

2020年12月にEdisonは、Energeanに対して、石油およびガスの探鉱および生産事業（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）を売却することを発表した。2021年3月にEdisonは、2020年12月30日にSval Energiと締結したEdison Norgeの100%の売却に関する契約を確定させたことを受けて、ノルウェーにおけるこの分野から撤退した。

(iii) 最適化および取引：EDF Trading

EDF Trading (EDFT) は、EDFグループおよび第三者に対して市場、最適化およびリスク管理に関するサービスを提供する、EDFグループのエネルギー卸売市場とのインターフェースである。同社は、欧州、北米およびアジアにおける電力、天然ガスおよびLPGの卸売市場で業務を行っている。またEDFTは、石油および環境関連の金融商品へのアクセスをカウンターパーティーおよび顧客に提供している。EDFTは、LNG、石炭および貨物の関連事業を、日本のJERAと協力して、JERA Global Marketsを通じて実施している。EDFTは、北米における子会社を通じて、発電事業者向けおよびエネルギー供給業者向けの主要なサービス提供者の1つであり、販売用および産業用の大口顧客に対する供給量では、3大電力供給業者のうちの1つである。

EDF Tradingの登記上の本店はロンドンに所在する。同社は、世界で約840人の従業員を有しており、その規制業務は英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構によって認可されている。

とりわけEDFTは、EDF DOAAT（「第2 3（2）③フランスにおける最適化業務」を参照。）およびフランスのEDF顧客部門に対して包括的な卸売市場に係るサービスを提供しており、EDFグループの他の事業体の市場へのルートとして機能している。

欧州における電力市場

EDF Tradingは、年間約2,000TWhの取引を行う、欧州の電力卸売市場における主導的な参加者である。同社は、EDFグループの資産運用者および第三者に対して広範囲なリスク管理サービスを提供する。同社は、広範な地理的基盤および事業規模を有しており、それにより市場の変化に素早く適応すること、また必要に応じて新規事業を展開することや市場機会を利用することが可能となる。

欧州におけるガス市場

EDF Tradingは年間590bcmの取引を行う、欧州のガス卸売市場における主導的な参加者である。同社は、生産、輸送権、長期供給契約ならびに再ガス化および貯蔵の能力を含むEDFの事業体のガス資産を最適化している。これにより、EDFTは、完全なガス卸売市場のソリューションを通じてEDFグループおよび第三者を支援することが可能となる。2021年にEDFTは、欧州におけるカウンターパーティーまたは供給業者の数が増加し、一部の主要事業者がポートフォリオをヘッジするために欧州市場にアクセスしたことに伴い、フロー活動を拡大した。

北米における卸売市場

EDF Trading North Americaは、北米の卸売エネルギー市場における主導的な存在であり、北米のエネルギー・バリューチェーン全体にわたって顧客にソリューションを提供し、幅広い地理的範囲からの恩恵を受けている。同社は、米国の発電事業者向けにエネルギー管理ソリューション、天然ガスの供給およびリアルタイムのサービスを提供している。米国の発電所向け発電サービスの主要な供給業者の1つとして、EDF Trading North Americaは、105か所の発電所の30GW超を管理している。エネルギー小売アグリゲーター向けには、北米の複数の州において、卸売市場における供給サービスや、独立系統事業者（ISO）と連携をとるためのサービスを提供している。

北米における小売販売業務

北米における商業用顧客および企業用顧客への電力供給量では上位3社に位置付けられた小売の供給・サービスに係るチームは、2.6GWの顧客需要反応ポートフォリオを運用している商業用顧客および企業用顧客のポートフォリオに対して、天然ガス、電力および環境関連商品を提供している。2021年にEDFTは、市場範囲を拡大し、再生可能エネルギーの供給に関して商業用および企業用（C&I）顧客の利益に貢献する活動を展開した。

環境関連商品

EDF Tradingは、環境商品市場に専念しており、EDFのレゾナントルに沿って、EDFグループおよび世界中の第三者の脱炭素目標を支援するための、複数のコモディティによる幅広いヘッジ・ソリューションを提供している。EDF Tradingは、コンプライアンスおよび任意の炭素市場、欧州における発電源証明書による保証、米国における再生可能エネルギー証書ならびに世界のその他の地域における国際再生可能エネルギー証書において積極的に活動している。さらに同社は、欧州の天候市場のリスク管理商品において広く認められている提供者である。2021年にEDF Tradingは、EDFグループの事業体のグリーン・マーケティング活動を支援し、炭素排出量の相殺に関心のあるカウンターパーティーに高品質の証明書を提案するために活動を展開した。2021年にEDFTは、再生可能エネルギーの開発を支援するために、PPA（電力購入契約）に係る活動を引き続き展開し、二酸化炭素排出量の少ない電源への移行を支援するためのグリーン燃料取引デスクを創設した。

国際的な市場

2017年4月にJERAに対して石炭および輸送事業を売却し、2019年にLNGの最適化および取引に関する事業をJERA Global Marketsに統合した結果、EDFTは主導的な海上エネルギー取引業者であるJERA Global Marketsの33%の株式持分を保有している。2021年に同社は、とりわけLPG市場および日本の電力市場におけるグローバルな業務を引き続き展開している。

(iv) 株式持分

EDF Trading Logistics

2021年に約1百万トンの燃料油および1百万トンの石炭を処理したEDF Trading Logisticsは、燃料油およびバイオ液体燃料の購入におけるEDFグループの代理店を務める。同社は、DOAAT、EDF PEIおよびSEIとの密接な協力関係とともに、フランス本土、コルシカ島およびフランスの海外県におけるEDFグループのすべての火力発電所のために、燃料油、バイオ液体燃料および

石炭の供給物流に関する業務を行っている。同社はル・アーブルおよびモントワール・ドゥ・ブルターニュの港にある石炭ターミナルを運営している。

さらに、EDF Trading Logisticsは、当グループに対し、ISO 14001認証（2019年10月31日に更新）を取得した業務である燃料油（有害物質）の輸送に関するリスク管理の専門知識を提供している。同社はまた、この事業ラインに関連する環境危機の管理も行っている。

4【関係会社の状況】

(1) 親会社

詳細については、「第5 1 (4) 所有者別状況」を参照。

(2) 子会社等

当グループの連結の範囲に含まれる子会社、ジョイント・ベンチャーおよび関連会社の一覧については、2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3「連結範囲」を参照。

① ENGIEとの関係

EnedisおよびGRDFの共同サービス機能は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義される。その使命は、電力およびガスの配給事業部門において、設備の構築、作業プロジェクト管理、ネットワークの運営および維持管理、ならびに計量作業である。当該サービスは、法人格を持たない。

EnedisおよびGRDFは、かかるサービス機能の範囲内における関係性、その権限およびその結果として生じた費用の分担について定めた契約に拘束されている。当該契約は無期限であり、18か月前の通知を条件に随時終了可能である。当該通知があった場合、当事者は、通知期間中に契約の再交渉を行う措置を講じる。この契約は定期的に更新される。

EnedisおよびGRDFはかかる契約を終了することを視野に、ここ数年にわたり両者の混在する活動を徐々に再編してきた。

- ・2014年、それぞれの事業体は自身のメーターの計測を行い、メーター・パネルの作業を行う責任を個別に負うこととなった。
- ・2018年には、特定のサポート業務（自動車および機械、紛争および保険、研修および人材採用ならびに事務用購買）を分離し、2つの混合事業体を設立した。1つは雇用契約、研究および医療社会問題を取り扱い、もう一方は、ITおよび電気通信を取り扱う。

2021年7月、2020年に開始した作業の完了に伴い、理事会は、残りの4つの混合事業体、すなわちITおよび電気通信の事業者、人材および医療社会関連のサービス、国民経済計算に関するユニットおよびオペレーション・ロジスティクスに関するユニット「サーバル」の近代化のためのプロジェクトを開始することを決定した。この決定がなされた後、関係する全従業員を対象としたプロジェクトの詳細な調査および従業員との協議が開始された。

コルシカ島におけるアジャクシオ市およびバステア市でのLPG配給の共同サービスについて、コルシカ島でのLPG事業の終了を検討していることを2020年10月にEDFに通知した。

2022年のフランスの予算法第96条では、LPGネットワークの電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を国が負担することを承認している。かかる負担は、官公庁の命令により最長で20年間とされる。

この措置は、現在EDFには影響がない。最終的にLPGの配給事業を終了し、電力の使用へと転換することを見通すには、配電網を強化するための投資が必要となってくる。

② 公共部門の事業体との関係

EDFグループの公共部門の企業との関係は、主として、IHAREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- ・フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）との間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記15.1.1.1に記載されている。

③ 当グループの組織

当グループの連結範囲に含まれる会社または会社グループの一覧については、2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.3を参照。2021年の範囲の変更点については、2021年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記3.1.1を参照。

5【従業員の状況】

(1) 当グループの従業員に関する詳細情報

① 当グループの戦略的方向性に沿った従業員の推移

2021年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数（子会社を含む。）は総計167,157名である。

従業員数は、当グループの産業上および商業上の挑戦に沿って、2020年末と比較してわずかに増加した（+1.2%）。この増加は、Framatomeによる英国グループのRolls-Royceの原子力計装制御事業の取得およびIZI Solutions Renovとの統合を含む、2021年の新規の取得、ならびに当グループの原子力および再生可能エネルギー関連の会社での採用数の増加に起因するものである。

EDF（63,070名）、Enedis（38,701名）、Framatome（16,551名）、Dalkia（18,451名）および英国におけるEDF（11,141名）の5社は、10,000名超の従業員を有する。全体的な従業員数は、エネルギー移行、技術開発およびフランスならびにイギリスにおける競争の激化という背景に反し、2020年末と比較してごくわずかに増加した（+0.7%）。従業員の80%はフランス国籍であり、従業員の96%は欧州（フランスを含む。）、4%は欧州以外に所在している。

② フランス国内における従業員数

EDFは、その変革およびビジネスモデル（新規の原子力発電、再生可能エネルギーの開発、サービスを含む新規の商業サービスの開発、電気モビリティ、サポート部門の最適化、第三次産業用の内部プロセスのデジタル化、ターゲットを定めた国際開発等）の適合に引き続き取り組んでいる。

当グループの会社は、2021年12月31日現在でフランス国内において133,467名を雇用しており、2020年と比較してごくわずかに増加した（+1.4%）。当グループの原子力および再生可能エネルギー・サービス分野の会社は、事業の発展を支えるために急速に拡大しており、Framatomeの従業員数は14.8%、EDF Renewablesの従業員数は9.3%増加した。

③ 当グループのフランス国外の従業員数：フランス国外の従業員の96%は欧州出身者

フランス国外の従業員数は2.3%増加し、特にEDF Renewablesは14.3%増加した。欧州外における当グループの従業員は主に南北アメリカ（5,448名）、アジア（802名）および規模は小さいがアフリカ（204名）に所在している。

当グループの従業員の16%は欧州（フランスを除く。）に所在している。この展開は、欧州のEDFグループ会社間における対照的な傾向を反映したものである。原子力サービス分野における当グループの会社は、成長している（廃炉を扱う会社のCyclifeは+8.5%）。反対に、英国では競争圧力の高まりにより、EDF Energyの従業員数は減少した（-4.9%）。

従業員の詳細な内訳

年齢		2019年	2020年	2021年
25歳未満(*)	%	7	7	7
25歳から35歳(*)	%	29	28	27
36歳から45歳(*)	%	26	27	27
46歳から55歳(*)	%	26	26	26
56歳以上(*)	%	12	13	13
カテゴリー別				
マネージャー	人	53,095	53,485	55,324
マネージャー以外の従業員	人	111,632	111,715	111,833
労働時間				
パートタイム従業員	人	10,389	9,748	9,234

(*) デロイト・エ・アソシエによる合理的な保証監査の対象となる2021年の指標。

従業員の分布は、EDFグループの雇用戦略の結果であるバランスの取れた人員を反映している。35歳以下の従業員の割合は、職場体験学習およびインターンシップから若い既卒者を取り込みたいという当グループの意向の結果である。グループ・レベルでの管理職の割合は、原子力エンジニアリングの採用が大幅に増加するため、2021年には増加した。

第3【事業の状況】

1【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1) 経営方針、経営戦略および経営上の目標の達成状況を判断するための客観的な指標等

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略および目的」および「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

(2) 経営環境

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略および目的」、「第3 2 (2) 当グループが晒されるリスク」および「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

(3) 対処すべき課題

詳細については、「第2 3 (1) 当グループの戦略および目的」を参照。

2【事業等のリスク】

(1) リスク管理および事業の統制

本項では、2021年に当グループ全体に適用される事業の統制およびリスク管理システムについて記載する。これらのシステムは、電力網インフラ管理者による管理の独立性を尊重して開発および実施されるもので、当グループの政策により策定された枠組みに従っている。AMFのリスク管理および内部統制システムの参照枠組み（2010年7月22日発表）に規定された一般原則も遵守している。また、主要な国際参照枠組み、特にCOSO-2013の変更点に基づいている。

① 統制環境

枠組みおよび目的

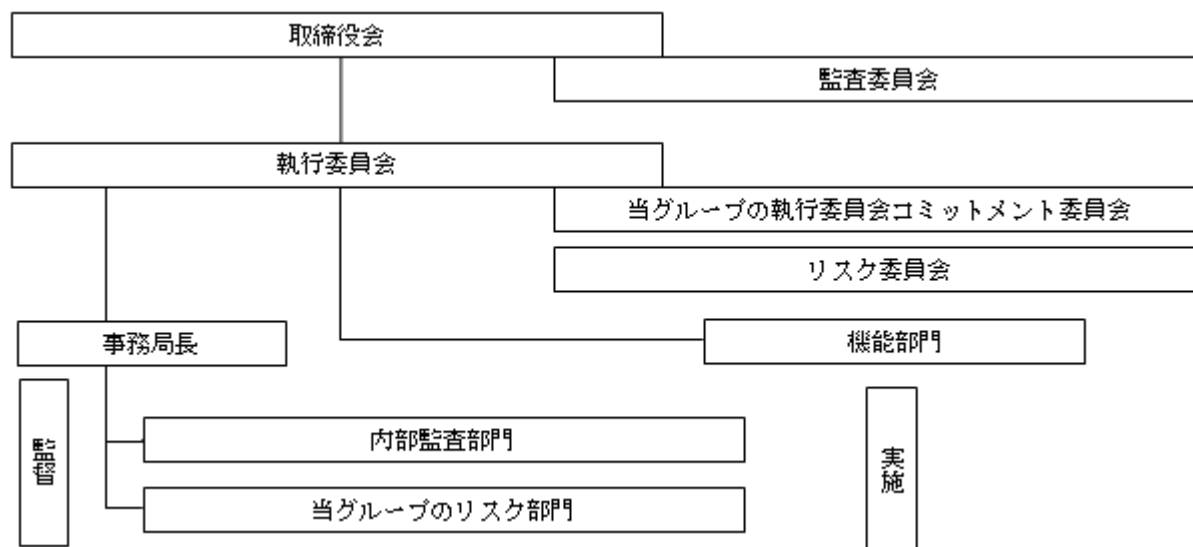
EDFグループは、執行委員会が認証および承認した当グループの40の政策の形で、事業およびリスクの統制を行っている。この政策集は、すべてのグループ企業および子会社において実施される事業部門を超えた長期的な要件のすべてを規定する。定期的にアップデートすることにより、規制の変化および戦略的指向性に要件を適合させることが可能となる。これらは、当グループのレゾナントールと完全に一致している。

当グループの方針「機能原則／リスク管理および内部統制」に規定された当グループのリスクおよび事業を統制するシステムは、以下を目的としている。

- ・ 関連する効果的な行動計画の存在を確認するため、当グループの目標に影響を与える可能性のある重要なリスクおよび機会を特定し、定期的に再評価すること
- ・ 恒常的に以下を保証すること
 - －電力網インフラ管理者による管理の独立性に関する法令を含む法令の遵守
 - －プロセスおよびプロジェクトの円滑な遂行
 - －財務情報および非財務情報の信頼性
 - －当グループの方針の遵守
 - －あらゆるリスクおよび活動の全般的統制

組織

EDFの経営幹部の組織については、「第5 3 (2) ② (i) 執行委員会の構成員」に記載されている。執行委員会の各構成員は、自己の担当範囲内のリスクを統制するために必要な一切の行為を行う責任を負う。



取締役会

取締役会は、策定された戦略に従い、機会およびリスクならびに結果として講じた措置を定期的に検証する。取締役会の委員会はいずれも、リスク管理システムおよび内部統制システムの有効性の確保に貢献する。

監査委員会

監査委員会の任務は、取締役会の責任の下、内部統制システム、リスク管理システムおよび内部監査システムの有効性を監視することである。

執行委員会のコミットメント委員会

プロジェクトの評価および監視を強化するため、執行委員会のコミットメント委員会（CECEG）は、コミットメントの規模および／または執行委員会の意思決定前に負うリスクの点から最も重要なプロジェクトについて、徹底的に調査する（「第3 2 (1) ③ (iii) コミットメントの承認」を参照。）。

リスク委員会

執行委員会は、少なくとも年に2回、リスク委員会として定期的に会議を開き、その際特にグループ・リスク分類、内部統制業務の評価および監査業務（年間計画、結果）を検討する。当グループにとってのリスクの優先順位を決定し、関連するリスクの軽減戦略を共有し、これを主導する執行委員会の構成員を指名する。

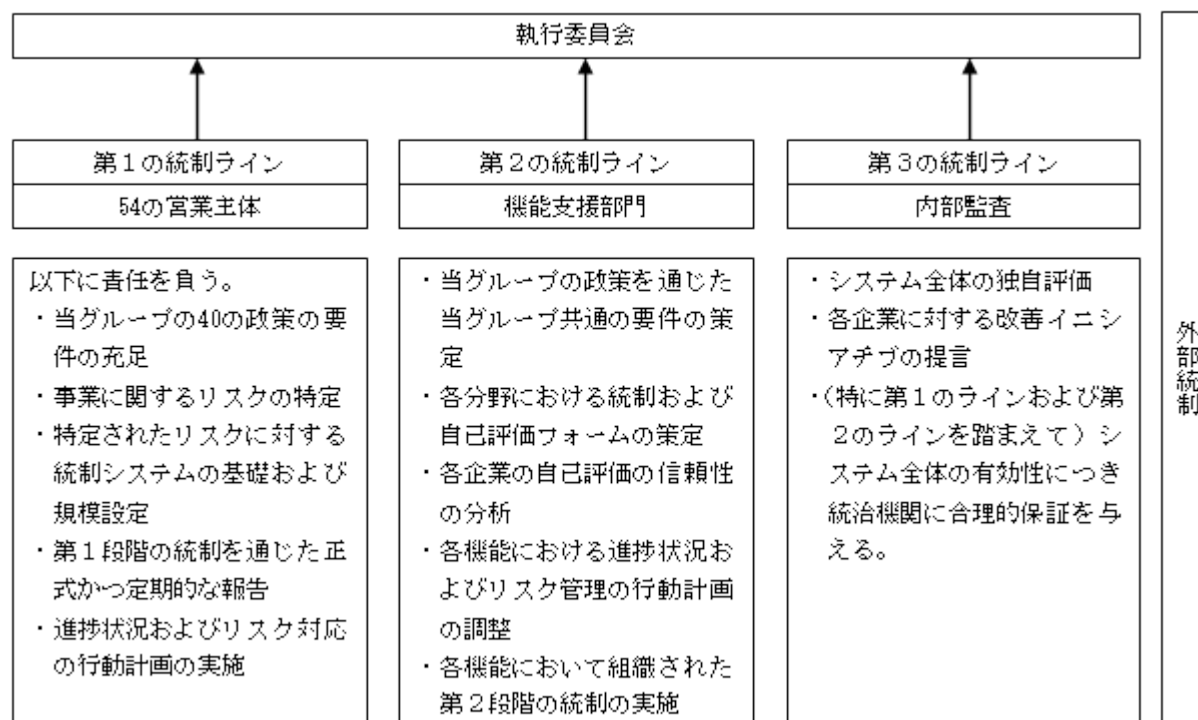
範囲

支配の範囲（規制対象のインフラを管理する子会社を除く。）に関しては、企業および子会社がこれらの目的および原則を実施し、その支配下にある企業または子会社においても確実に実施されるようにする。

当グループの他の子会社（規制対象のインフラ事業者である子会社および重要な持分）に関しては、EDF統治機関の代表者は、事業およびリスクの統制システムが整備されていることを確認し、リスクの分類、内部統制および監査業務（プログラムおよび主要な結果）に関する情報を定期的に提供する。また、これらの各措置の有効性および妥当性について、各企業の定期監査を通じて確認することができる。規制対象のインフラの事業者についても原則を適応させ、経営の独立性に関する義務を確実に遵守している。

② 実行の原則

3つの統制ラインに基づくこれらの措置はすべて、当グループのマネージャーおよび統治機関に対して、主要なリスクの特定および範囲に関する「合理的な保険」を与える。



第1の統制ライン：運用管理

企業の事業およびリスクの統制に関する報告

各グループ企業（EDFおよび被支配子会社の範囲で2021年は53社）は、自己評価に基づく事業およびリスクの統制（改善行動の概要を含む。）について、年次報告書を作成する。各報告書により、行われる統制のレベルおよび講じる措置について、当該グループ企業の取締役の承認するコミットメントが発生する。

企業の自己評価は、当該企業のすべての「事業ライン」活動、および当グループの方針において特定された事業部門を超えたその他の分野におけるすべての要件の統制について、それらのリスク分類に沿って報告する。自己評価は、具体的には、AMFの枠組みに即して会計および財務の内部統制に関する要件の統制について報告する（「第3 2（1）③（iv）財務情報の信頼性—会計および財務の内部統制」を参照。）。

当グループにおいては、83%の企業が「事業のリスクおよび統制」に関する自己評価報告の対象であり、これは、年1回実施すべき統制を策定したICP（内部統制計画）を有していることを意味する。

企業リスク分類

グループ企業は、当グループ全体に共通する方法に基づき、年間リスク分類を作成する。各グループ企業のリスク分類の作成プロセスは、以下に基づく。

- ・管理の説明責任原則
- ・内的リスクまたは外的リスク、業務リスクまたは戦略リスク、ならびに機会を含むリスクの類型論
- ・各リスクの影響、確率および統制レベルの定性的評価方法
- ・リスクを取り扱う行動計画の概要、およびその有効性の評価

当グループのリスク部門と各グループ企業の間では、リスクの妥当性および実施する統制行動の健全性を確認するため、数々の協議が行われている。

方法およびツール：リスクおよび内部統制プロセスの裏付けとして、各企業は複数の方法論的文書およびツールを利用できる。

- ・企業リスク分類の裏付けとして、リスク分析の方法論的指針およびソフトウェア・パッケージ
- ・内部統制指針、詳細な自己評価枠組み、ならびに自己評価の共有および要約のためのデジタル・プラットフォーム

第2の統制ライン：事業のリスク管理および統制

第2の統制ラインは、当グループのすべての支援機能からなる。具体的には、これらの支援機能は、各々が担当する当グループの政策実施の主導および調整に責任を負う。

グループ政策

- ・管理および運用

- －運用原則／リスク管理および内部統制
- －子会社および少数株主持分に関するガバナンス
- －プロジェクト管理
- －危機管理および事業継続
- ・倫理・コンプライアンス方針および関連する指示
- ・安全およびセキュリティ
 - －原子力の安全性
 - －悪意ある行為に対する資産保護
- ・企業の社会的責任に関する方針
- ・人事
 - －安全衛生
 - －報酬および社会保障給付金
 - －特性
 - －専門家
 - －フランスにおける能力開発グループ
 - －国際的なモビリティおよびフランス国内のモビリティ
- ・供給業者に関する方針
- ・不動産・一般サービス
 - －団体旅行
 - －フランスの第三次不動産
- ・法律に関するリスクのグループ管理方針および関連する指示
- ・財務および市場
 - －経済活動および財務実績の管理
 - －財務活動資金の管理および金融リスクの統制
 - －コミットメント
 - －エネルギー市場リスク
 - －エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則
 - －税金および関税
 - －保険
 - －財務および会計の報告ならびに関連する指示
- ・通信
 - －通信／機関係／パートナーシップ
 - －財務コミュニケーション
- ・情報システムおよび数値変換
 - －情報システムおよびデジタル変革のガバナンス
 - －データ管理
 - －情報システムのセキュリティ

グループ・リスク分類

当グループのリスク分類には、以下が含まれる。

- ・政治および規制の状況ならびに法律およびコンプライアンス上の課題に関するリスク
- ・金融リスク
- ・戦略リスク、当グループの変革に関するリスク（特に気候問題に関するリスクを含む。）
- ・当グループの営業活動およびサプライ・チェーン、ならびに当グループのすべての事業、特に原子力事業における当グループの主要なプロジェクトに関するリスク。これらのリスクは、健康、個人の安全、資産保護および情報システム・セキュリティにも関係する。

これらのリスクについては「第3 2（2）当グループが晒されるリスク」に記載されている。

グループ企業が作成したリスク分類および事業統制報告（第1の統制ライン）を、第2の統制ラインおよび内部監査部門との相互レビューで補足したものに基づき、EDFグループのリスク管理部門は、内部統制の全体的な評価を含め、主要なリスクの統合的分類を作成し、経営陣および統治機関に対し、主要なリスクおよび統制レベルについて定期的にアップデートされた統

合的見解を優先的に提供しているこれらの文書はリスク委員会によって検証され、監査委員会による調査後、取締役会に提出される。

第3の統制ライン：当グループの監査機能

当グループの監査機能は、内部監査業務を行う当グループのすべての監査資源からなる。会長兼最高経営責任者の決定に従い、この機能は当グループの監査担当部長が主導する。これには、内部監査部門（書記長に直属する「IAD」）、ならびにフランス国内外の主要な子会社の監査チームが含まれる。IADとEnedisの監査チームとの関係、およびそれぞれの権限は、経営の独立の原則を確実に遵守するよう設定されている。IADは、ユニット（IADによる子会社（Enedisを除く。）の監査担当部長の共同指名および共同評価、成功事例の共有、研修、ツールおよび手法の共有等）の監督を行う。2021年末現在、当グループの監査機能は70人のフルタイム従業員で構成されていた。

EDFおよび被支配子会社の運営基準

IADは、内部監査人協会の定義による国際基準を適用し、その遵守を監視する。

監査人の任務、権限および責任、ならびに被監査人の権利および義務は、2019年7月に発表された規約に定められている。これには、監査について規定した基本的原則、プログラム策定手続、委任された保証業務の種類、ならびに被監査人および監査人の義務が明記されている。これには、ユニット全体に適用される倫理規約が含まれる。この規約は、倫理観を高め、監査人がその職業および内部監査の実施に関連する基本原則を尊重および適用しなければならないことを再認識させるという目的を持つ。

内部監査部門は、会長兼最高経営責任者と直接連絡を取ることができ、監査委員会に対して監査作業の報告を行う。監査委員会は、リスク・ベースの内部監査領域について意見を述べ、監査実績を見直し、内部監査に充てられる業務料および資源の適性を確認する。IADのプロセスは、監査プログラムの定義から行動計画の監督まで、大要が決められ管理されている。

監査人は、国際基準に則った方法で訓練されており、各任務の終了時に評価される。すべての業務（監査プログラムの策定から、行動計画の監視まで）について、IADのプロセスの大要が決められ管理されている。監査機能は、定期的かつ自発的にIFACI（*Institut français de l'audit et du contrôle interne*（フランス監査および内部統制協会））の評価を受けている。2018年に受けた最新の評価においては、従前と同様に、監査実務が国際的な監査基準を満たしているとの認定を得た。

機能手続

当グループの監査機能は、グループ企業および被支配子会社、事業ユニット、プロジェクトおよび部門を超えた機能の監査を行う。これらの監査には、内部統制の健全性評価も含まれ、重要性に応じて3年から5年に1回行われる。IADは、企業の部門を超えた監査を行い、子会社の監査部門はその範囲内の監査のみ行う。IADは、企業レベルのリスクを伴う事業ユニット／プロジェクトについて監査を行う権限を有する唯一の機関である。

監査プログラムは、当グループの優先リスク領域に基づいて策定されており、すべてのグループ事業ユニット、プロジェクトおよびプロセスは定期的に監査を受けなければならない。

監査後は必ず提案が行われ、その提案は被監査人およびその経営陣による確認後、かかる経営陣および被監査人が起草する行動計画の主題となる。かかる行動計画についてはIADの意見を仰ぎ、IADはその後、これを監督する（監査報告書が回覧されてから6か月以内に開始する。）。中間監査概要書は、主要な企業監査結果および行動計画の追跡調査をまとめる。また中間監査概要書には、監査プログラムの結果、被監査人の満足度、企業の活動ならびに技能および予算の評価が記載される。この概要書は、複数の監査において観察され、特別な注目に値する、反復的または一般的な問題の特定も行う。最後に、当グループのリスクの統制レベルについて、監査に基づく見解を示す。この概要書は、会長兼最高経営責任者、執行委員会、次いで監査委員会および取締役会に提出される。

外部統制

すべての上場企業と同様、EDFグループは、AMFのレビューを受ける。フランス政府が支配株主である会社として、EDFは、フランス会計検査院、国家統制官、財務監察院、経済委員会またはフランス国民議会および上院の特別調査委員会の統制も受ける。

法律に基づき、法定監査人は、年次財務書類（親会社および連結財務書類）の証明を行い、当グループの要約中間連結財務書類について限定的なレビューを行う。年次財務書類についての法定監査人の報告書には、フランス商法第L.225-237-3条以下が定めるコーポレート・ガバナンスについての情報の検証が含まれる。

EDFは、その事業活動を考慮して、エネルギー規制委員会（CRE）および原子力安全当局（ASN）の統制も受ける。

③ 事業統制のための主要プログラム

当グループの政策に定められ、執行委員会が承認した要件（「第3 2（1）②実行の原則」の図を参照。）が満たされ、主要なリスクに応じて選択されていることを保証するため、事業統制プログラムを実施している。

（i）当グループの倫理・コンプライアンス・プログラム

当グループの倫理・コンプライアンス部門は、グループ・倫理およびコンプライアンス・プログラムを、以下を参照して実行する。

- ・グループ倫理・コンプライアンス方針（PECG）は、各マネージャーが認識、遵守およびその企業における遵守を確保しなければならない、かかる企業のリスクに厳密に即した主要なルールを規定している。PECGは、特に事業関係監督の健全性、金融倫理、個人情報保護、不正対策、贈与および誘引の管理、ならびに利益相反の防止および注意義務を含め、その展開を容易にするように策定された、手引書および支援指針によって裏付けられる。PECGは、グループ倫理憲章および倫理・コンプライアンス行動規範を超越する参考文書であり、適用される規制の新設に合わせてアップデートされ、監査を受ける。
- ・当グループの3つの価値（尊重、連帯、責任）を中心に策定され、当グループ従業員の日常的な行動および行為の規範となる要件を定めたグループ倫理憲章。
- ・各企業の内部規則に記載されており、2021年に見直された倫理・コンプライアンス行動規範は、腐敗防止のための参考文書であり、従業員全員に適用される（サバンII法の要件）。
- ・EDFグループの倫理・コンプライアンス内部告発システム。これは、当グループの従業員および外部協力者（派遣社員、サービス提供者の従業員等）または臨時従業員（期間限定契約、見習い、研修生等）が、2016年12月9日付「サバンII」法に基づき透明性、腐敗対策および経済活動の近代化に関して、報告書を提出することを認めるものである。親会社および下請業者への相当な注意義務に関する2017年3月27日付「注意義務」法の適用を受ける問題については、第三者も同等の内部告発システムを利用できる。

（ii）情報システムおよび資産セキュリティ・プログラム

事業を統制するための主な戦略的方向性は、当グループ全体に安全文化を普及させること、および特に文化変容とインシデント監視のためのツールを利用可能にすることによって、ガバナンスと管理を企業レベルで正統化し強化することを目的としている。資産セキュリティ・プログラムは、悪意ある行為に対する資産保護に関する方針の対象である。当グループの資産に対する損害のリスクを回避し、そのような損害の影響を限定することを目的としている。

情報セキュリティおよび情報システム・プログラムは、悪意ある行為に対する資産セキュリティ・ポリシーおよび情報システム・セキュリティ・ポリシーの対象となっており、いずれも攻撃のリスクを防止し、そのような攻撃の影響を限定することを目的としている。これらのポリシーは、個人情報の保護に関するガイドラインによって補足される。

事業を統制するための主な戦略的方向性は、ガバナンスと管理を正統化し強化すること、当グループ全体に安全文化を普及させること、各事業ラインと密接に協力して最も重要な機能を確保すること、ならびに監視の統一性およびインシデント発生時の対応能力を予測し、強化し、維持することを目的としている。

IT資源の利用に関する憲章は、当社の内部規則に付属している。従業員には、異なる属性（ユーザー、プロジェクト・マネージャー、情報システム・セキュリティ・マネージャー等）に合わせた情報システム・セキュリティ研修コースおよび意識向上コースが定期的に提供されている。取締役会の執行委員会および監査委員会は、サイバー・セキュリティのリスク管理について報告を受ける。ANSSI（フランス国家情報システム・セキュリティ庁）によるPASSI（情報システム・セキュリティ監査業者）の資格を有する外部の情報システム・セキュリティ監査会社により、ITインフラおよび事業情報システムの両方について、毎年数十件のセキュリティ監査が行われている。また、EDFグループのSOC（セキュリティ・オペレーショナル・センター）は、情報システムのセキュリティ事象について毎月報告する。

最後に、情報システム危機およびサイバー・セキュリティ訓練を定期的実施し、各種対策を検証している。

2021年に実施された主なサイバー・セキュリティ・リスク統制措置については、「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」のリスク要因「4 D：資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）」に記載されている。

（iii）コミットメントの承認

EDFグループのコミットメント方針は、管理、ガバナンスおよび統制に関するコミットメント決定のための枠組みを設定する。この方針は、上場企業のガバナンスを尊重しながら、EDFのすべての企業および子会社（規制対象子会社を除く。）のすべてのコミットメント・プロジェクト（金額は問わない。）に適用される。各コミットメント決定の前に、プロジェクト案は、当グループ全体で利用可能な方法論的参照枠組みに従った、リスクの分析を受ける。（コミットメント方針において定められた基準を超える）戦略的プロジェクトは、執行委員会コミットメント委員会（CECEG）の審査を受ける。

コミットメント・プロジェクトは、必要に応じて、「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」および「第5 3（1）②（ix）2021年度における取締役会の活動」に記載されたとおり、取締役会で検討される。

戦略的売却プロジェクトについては、機密および感応度を維持するため、売却委員会（CECEGの一部）が個別に調査し、監督する。

(iv) 財務情報の信頼性－会計および財務の内部統制

EDFグループは、以下の機能を軸に金融リスク管理を組織している。

以下の任務を負うパフォーマンス管理、報告：

- ・当グループのパフォーマンス計画の実施、ならびにグループ企業および事業ラインが講じる措置の検証による、当グループのグループ企業のパフォーマンス管理への寄与。このため財務部門は、当グループの各事業の経済モデルに適応したいくつかの管理指標を採用している。
- ・部門および被支配子会社における総合パフォーマンス・レビューを通じた、予算監督への寄与
- ・財務管理方法およびプロセスの開発および周知徹底。これにより当グループ内に管理文化を根付かせる一助とする。
- ・経営サイクル・プロセスの管理、その要約、ならびに経営陣および子会社に対する決定の提案
- ・中長期的な財務の軌道の開発

会計：

- ・EDFの財務書類および当グループの連結財務書類の作成
- ・会計基準および勘定科目表に基づくグループ参照枠組みを利用して、会計制度を確実に遵守すること
- ・下記のシステムに基づく当グループの「会計および財務の内部統制システム」の調整

課税：

- ・税務の一貫性の確保。かかる要件は、当グループの税務方針に記載されている。
- ・法律および申告上の義務について、特に当該テーマを監視することで確実かつ適切に履行されるようにすること
- ・繰延税金についての追跡会計および会計の定期的な妥当性チェックを確実に行うこと
- ・当グループの税金リスクの特定および統制

財務および投資：

- ・特に当グループのヘッジ対象資産、負債および当グループ全体の貸借対照表の金融リスクに対するエクスポージャーを統制するために、当グループの貸借対照表および財務実績に特有のすべての行動を調整すること
- ・投資、取得および売却、ならびに帳簿上および簿外の専用資産の管理。当グループのリスク部門は、リスク管理の原則およびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業枠組みを策定する。
- ・コミットメント方針が定めるとおり、当グループの貸借対照表および損益計算書に関する影響を予測し、財務の軌道の信頼性を高めるため、CECEGに提出された投資プロジェクトを評価すること
- ・ポートフォリオ・レビューならびに経済および財務の最適化分析への寄与
- ・資金調達、財務および金融リスク管理方針に従った当グループの資金調達の確保、当該方針の原則（作業枠組みの策定、方法、エクスポージャーの監督、リスク指標の定期的な計算、およびリスク制限の遵守の統制）が適切に適用されていることの確認。資金管理を担当する金融取引担当部署の持高は、当グループのリスク部門が監督する。

資金調達、財務および金融リスクの管理方針は、当グループのすべてのグループ企業が、金融リスク（具体的には流動性、金利、為替およびカウンターパーティー）を継続的かつ系統的に特定するよう義務付けている。当グループのリスク部門は、以下を通じて、これらのリスクの二次統制を行う。

- ・方針の原則（作業管理枠組みの策定、方法、エクスポージャーの監視、リスク指標の定期的な計算、およびリスク制限の遵守の統制）が適切に適用されていることの確認
- ・現金管理を担当する金融取引担当部署のポジションの統制。かかる業務には、指標およびリスク制限が毎日および毎週チェックされるシステムがある。市場委員会（財務投資部門および当グループのリスク部門をまとめる機関）は、四半期に1回、必要に応じて、作業管理枠組みからの適用除外要請および新たな金融商品に対する投資要請をチェックおよびレビューする。

EDFの専用資産に関する金融リスクの構成、管理および統制に関する方針は、財務部門の管理する専用資産のポートフォリオに適用される。当グループのリスク部門は、リスク管理の原則およびこのポートフォリオにふさわしいリスク制限を定める、年1回のリスク・マンドートおよび特別な作業管理枠組みを策定する。

参照枠組み

EDFグループが使用する会計基準（当グループの連結財務書類の範囲は、連結財務書類の注記に記載されている。）は、国際会計基準審議会（IASB）が発表し、欧州連合の承認を受け、2020年12月31日現在適用されている国際基準を遵守している。こ

これらの国際基準には、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）、ならびにSICおよびIFRICの解釈が含まれる。会計規則および方法は、当グループの会計原則に関する手引書に明記され、連結財務書類の注記に要約されている。

作成および当グループの財務部門への報告に適用される原則については、会計および財務報告方針に規定されている。具体的な内部統制規定については、当グループの指針「内部の会計および財務の統制」に記載されており、企業において実施すべき統制目標については、当グループの内部統制指針において規定され、毎年アップデートされる。事業ラインおよび子会社の各部門の財務管理担当部長は、それぞれの所属する企業の経営委員会の一員である。規制対象のインフラ事業者である子会社を除き、運用管理および企業財務部門の管理によって、共同で指名および評価される。事業部門および子会社からの担当者のネットワークにより、様々なグループ企業全体への指針の浸透、および実施の統一が容易になる。

EDFの各事業および機能の担当取締役は、それぞれが責任を負う会計および財務分野における内部統制システムの質、次期の改善目標、ならびに会計情報の正確性および完全性について、毎年コミットメント・レターを作成して当グループの会計および税務部門の部長に送付することで、これを確約する。これに対して、各取締役は、当グループの税務会計担当部長から会計および税務の質についての評価文書を受け取る。これは、様々な評価要素（内部統制の結果、会計の質のダッシュボード指標、CSP2Cによる会計遵守の証明書、個別の行動）に基づくもので、進展を強調し、実施または継続すべき改善を決定する。EDFにおいては指標の参照枠組みが使用されているため、各プロセスについて、会計情報の整合性を評価することができる。子会社に関して、各法人は、当グループの内部の会計および財務の統制に関する指針の実施に責任を負う。

連結財務書類の作成および監査手続

連結財務書類は、会計連結部の連結部門が、当グループの基準および決算指示に従って各グループ企業（親会社および子会社）が出したデータに基づき、単一の勘定科目表を用いて作成している。連結範囲は、すべての重要な被支配会社、被共同支配会社、または重要な影響下にある会社を特定した上で決定される。EDFが利害を有し、連結範囲に該当する可能性のある会社が重要であるか重要でないかは、定期的に検討され、年に1回、法定監査人の評価を受ける。

中間連結財務書類は監査委員会に提出され、その後取締役会の承認を受ける。年次連結財務書類は、監査委員会のレビュー後、当該事業年度の12月31日付で取締役会が締め、最後に株主総会によって承認される。

半期決算および年次決算のたびに、財務書類の公表の各関係者から受け取るべき主要な提出物を明記した指示書、ならびに運用報告書および年次財務書類のための *Document d'Enregistrement Universel* を作成する。EDFの各部門および子会社と打ち合わせを行うことで、これらの財務書類の作成が容易になり、一部の取扱いに関する変更を予測できるため、公表される会計および財務情報の信頼性が増す。提出後、上記の完了に係る条件（期日の遵守、情報の質等）を分析することで、連結財務書類の作成および分析過程を定期的に向上させることができる。

EDFグループの貸借対照表勘定および損益計算書に関する情報が四半期に1回報告されることで、複雑な業務の処理を予測することができ、実績の信頼性の向上に貢献している。

予測および経営は、単一の参照枠組みおよび会計と経営に共通のツールを用いて行われる。このシステムは、当グループの経営の一貫性に寄与し、あらゆる組織レベルにおける意見交換が容易になり、また異なる当事者間の情報共有の促進、および提供する情報の質の向上にも役立っている。

個別財務書類の作成および監査手続

個別財務書類は、通期および半期の決算時、会計連結部の親会社財務書類部門によって作成される。年次個別財務書類は、当該事業年度の12月31日付で締め、EDF取締役会が承認し、その後株主総会が承認する。

要約中間個別財務書類は、当該事業年度の6月30日付で締め、取締役会が承認する。EDFの取引会計（核燃料部門、島部エネルギー・システム部門、廃炉および廃棄物プロジェクト部門、ならびに人件費の会計については業務執行人材研修管理者部門を除く。）は、第三次サービス部門の共通会計および助言サービス・センター（CSP2C）に委任される（同センターはフランスの子会社の一部について取引会計も行っている。）。取引会計の処理は、プロセスごとに組織されている。「統治協定」により、事業部門および機能部門、CSP2Cまたは（場合により）運用事業ラインの会計担当者および会計連結部のそれぞれの責任が規定されている。

財務書類を作成し、一部の取扱いに関する変更を予測して、公表される会計および財務情報の信頼性を向上させるため、四半期に1回、EDFの諸部門と打ち合わせが行われる。

(v) 危機管理および事業継続

COVID-19パンデミックのように、自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、大規模な気候変動（干ばつ等）および予測困難な規模でのその他の事象（パンデミック、世界の大規模な産業事故等）は、当グループの事業に影響を与える可能性がある。例としては、フランス都市部における暴風雨アメリ（2019年）、アレックス（2020年）および西インド諸島におけるイルマ（2017年）、ならびに寒波（2017年冬）および猛暑（2019年夏）の発生が挙げられる。例外的な事象の場合、対策を講じるこ

とで、災害による損傷の修復以外の費用が発生し、当グループによる商品およびサービスの供給が中断して利益が喪失する可能性がある。

このリスクを管理するため、EDFは、地域における当グループの存在ならびに当グループの産業および公共サービス事業の経済的重要性を考慮した危機管理および事業継続方針を策定している。この方針は、組織原則を定め、実施しなくてはならないシステム全体を規定している。この方針の具体的な内容は、以下のとおりである。

- ・危機管理体制および恒久的警告システムが確実に備わるようにすること
- ・関連リスクの危機管理手続の存在を確認し、定期的にアップデートすること
- ・危機期間におけるすべての利害関係者との調整手続を策定すること
- ・危機および危機訓練からのフィードバックが体系的に確実に活用されるようにすることで、同様の危機を回避し、またはその影響を軽減し、それによって事業継続計画を強化していくこと
- ・各グループ企業における事業継続計画の存在を徹底し、アップデートすること
- ・危機に陥ったすべての事業者について、専門職の育成が行われていることを確認すること

これらのメカニズムの効率および全体的な一貫性は、危機訓練のプログラムを通じて定期的に試される。

2019年、EDFグループは、事業継続問題に関する企業の準備を整えるため、行動計画を策定した。これに関して、2019年夏には、EDFグループのパンデミック計画の改訂を含め、パンデミック危機訓練の整備が開始された。この作業は、2020年のCOVID-19危機の管理において特に有効であることが判明した。運用、準備およびテストされたメカニズムに依拠することで、EDFグループは、積極的に、かつ、先見の明を持って、2020年1月末以降の健康危機に対処することができた。

2020年夏以降のフィードバックにより、当グループは、業務を継続するために学んだ教訓を持って2回目のロックダウンに備えることができた。

2021年には、COVID-19危機において異なるフェイズのロックダウンが実施され、テレワークの状況が変化する中、危機管理メカニズムの堅牢性が試された。最後に、内部およびフランス環境連帯移行省との両方で意識向上デーを開催するなど、2021年／2022年の冬季に需要と供給のバランスの各要素には格別の注意が払われた。また、情報システムの継続性の分析はグループ・レベルで行われ、各事業ラインの事業継続計画の特性に応じて完結する。

(vi) 保険

その資産を保護し、財務状態に対する特定の事象の影響を限定するため、EDFグループは、財産損害、民事責任および人身障害の主要なリスクをカバーすることを目的とした専用の保険プログラムに加入している。原子力リスクは、以下に記載の特別民事責任制度の対象となっている。

組織

当グループの保険部門は、規制対象のインフラ事業者の経営の独立性を尊重しながら、保険により管理可能なリスク（*保険市場および代替市場に移転することが可能なリスク*）の全体的費用を継続的に最適化することを目的として、EDFグループの保険方針の策定および当グループ内における当該方針の実施に責任を負う。

当グループのプログラムに参加している企業および被支配子会社の保険管理者は、以下の事項の責任を負う。

- ・すべてのリスクが保険により補償されていることを確認する。
- ・予防査察の日程を計画し、これによる勧告の実行を監督する。
- ・カバー戦略および申請金額を検討する（リスクの定量化）。
- ・損失を分析し、請求処理に参加する。

当グループの保険部門と密接に協力して行われる当該業務は、プログラムの更新および予防査察の実行に際し、保険により管理可能なリスクに関する情報の質を引き続き改善することができる（予想最大損失額（PML）の評価）。予防的措置に関し、当グループの保険部門は現場検査プログラムを設定し、その実施を監督する。

グループ保険方針

目的：

2017年1月に執行委員会により承認された保険方針は、当グループが市場に移転することを決定したリスクおよびかかる移転の最適化に係る一般原則（当グループの保険プログラムの実施を通じた大量購入、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険会社、金融市場への移転等）の共有、個人および当グループの控除免責金額（通常、大規模なリスクのみ移転される。）、仲介費用の最適化）を定める。

実施原則：

2011年以降、財務投資部門取締役が委員長を務める戦略的保険方針委員会（COSA）が、事業ラインおよび財務部門に対し、保険方針の変更およびその実行手続、特に当該プログラムの主要な特徴を反映させる機会を提供している。

当グループの保険部門および当グループのリスク部門は、毎年、グループ・レベルでリスク分類の分析を行い、保険適用システムを整備することでこれを補う。この共通認識に基づき、EDFは、当グループが設定した当該分野における原則に従って、付保すべきリスクへの適用範囲を改善し、適宜拡大することができる。

当グループの保険プログラムは、リスク・カバーを均一化し、その管理を効率化する一方で、対応する保険費用を統制するために、可能な限り広範囲の被支配子会社を統一することを目的としている。

保険契約は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

自家保険会社および相互保険会社の利用

すべての主要なフランス国内外におけるグループと同様に、EDFは従来の保険市場において提供される保険の適用範囲を補完するため、自家保険会社および相互保険会社を利用している。

EDFグループの自家保険会社は、以下のとおりである。

- ・Wagram Insurance Company DAC：2003年にダブリンで創業した保険会社であり、当グループの保険プログラムの多くに関与している。
- ・Océane Re：EDFの原子力に対する民事責任リスクへの再保険のために、2003年にルクセンブルグで設立された再保険会社。

Framatomeも2018年12月21日以降、ルクセンブルグに再保険会社（Tereco）を有していることは、注意が必要である。

さらに、EDFは、当グループが所有する資産またはEDFおよびその連結子会社による委託に基づく資産（空中電力網を除く。）の損害リスクを補償する相互保険会社であるOil Insurance Limited (OIL) のメンバーである。OILは、エネルギー部門の企業のニーズに特化した相互保険会社であり、そのメンバーの財産損害に補償を提供している。特に、原子力発電所（非核部分）、化石燃料火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに採鉱および生産に関する資産がかかる補償の範囲である。

当グループの損害保険プログラムは、OILが提供する補償および市場の保険会社によって提供される補償を組み合わせたものである。

EDFグループは、欧州の原子力事業者のためにこの分野における補償を提供する相互保険会社であるEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI)、European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI)、Nuclear Industry Reinsurance Association (NIRA) およびBlue Reのメンバーでもある。

自家保険会社および相互保険会社は、EDFが支払われる保険料の合計額および、より一般的には保険制度に係る費用を削減することを可能にする。

民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）

EDFは、EDF、Enedisおよびこれらの被支配子会社を対象範囲とし、それらが第三者に対して与えた損害により企業の事業中に生じる可能性のある民事責任（原子力損害を除く。）の財務上の影響について補償する一般の民事責任保険に加入している。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を制限するために実施される行動および措置については、本項初めの「第2の統制ライン：事業のリスク管理および統制」と題する項目に具体的に記載されている。

かかる補償は、保険市場および再保険市場において許容可能な経済条件で得られる範囲内で購入される。最大保険額は1十億ユーロであった。このプログラムにおいてWagram Insurance Company DACおよびOcéane Reの負担分を含む保険事故に関する当グループのリスク負担割合（保有額）は、保険事故1件当たり40百万ユーロ以下となる。子会社は通常その財務能力に合わせて控除免責金額を軽減する傾向にある。

役員に対する民事責任保険

EDFは、執行機能の履行において生じる民事責任の財務上の影響に対して、EDF、Enedisならびにこれらの被支配子会社の役員および執行役員を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

損害保険（原子力資産を除く。）

従来型の損害保険プログラム

従来型の損害保険プログラムの対象範囲には、特にEDF Energy、Edison、Dalkiaおよび配電網事業者であるEnedisをはじめ、EDFのほとんどすべての子会社が含まれる。

Wagram Insurance Company DACならびに他の保険会社および再保険会社は、OILの保険に加えて、さらに広範な補償（財産損害および事業中断）に対して最大1十億ユーロを提供している。このプログラムにおいて、損害賠償請求1件に対する当グループの保有額（子会社によって異なる）控除免責金額ならびにWagram Insurance Company DACおよびOcéane Reのリスク負担割合を含む。）は25百万ユーロを超えない。

このプログラムは、子会社の大部分について財産損害が発生した場合の事業中断に対する補償をカバーしているが、EDFはカバーの対象とならない。産業リスクおよび環境リスクを防止し、その影響を制限するために実施される行動および措置については、本項初めの「第2の統制ライン：事業のリスク管理および統制」と題する項目に具体的に記載されている。

「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（建設に関するすべてのリスクおよび組立／試験に関するすべてのリスクの保険契約）を補償する保険契約に加入している。これらの保険契約は、当グループのプログラムの一環ではないが、フラマンビルのEPR、シンクリー・ポイントC、コンバインド・サイクル発電所、ダム等の建設のような主要な建設プロジェクトに関してはその都度加入している。

サイバー・リスク保険

2017年7月1日以降、サイバー・リスク保険を導入している。この保険は、2021年7月1日付で更新された。

これは75百万ユーロを補償するもので、EDFおよび当グループの子会社をカバーし、当グループの情報システムに対するサイバー攻撃を原因とする大規模な障害の処理に要した費用を補償する。

原子力施設の操業に対する特別保険

原子力事業者の民事責任

複数の国際条約、具体的には原子力の分野における第三者責任に関する1960年7月29日付パリ条約、およびパリ条約を補足する1963年1月31日付ブリュッセル条約（条約等）が、原子力事業者の民事責任を規定している。パリ条約は、原子力損害について、厳格で（過失の有無を問わない。）、金額および期間を限定し（*無限責任を選択している締約国*（ドイツ、スイス、スウェーデン等）を除く。）、原子力事業者に特化した、特別な責任制度を構築した。かかる条約等は、フランスおよび英国を含む、条約等を批准した締約国に対して適用される。

パリ条約およびブリュッセル条約の改正議定書が、2004年2月12日付で署名されたが、これは現在も発効していない。改正条約の批准および発効は、現在、2022年1月3日に予定されている。これらは、補償対象となる犠牲者数および損害の種類を広げるために、当初の条約より高額な補償を定めている。損害を引き起こした責任を負う事業者の原子力施設が所在する国は、当該事業者が負担する700百万ユーロを超える金額について、1,200百万ユーロを上限に責任を負う（ただし、当該国がブリュッセル条約の締約国である場合に限る。）。この金額を超える部分については、ブリュッセル条約を批准した締約国は、最高1,500百万ユーロまで責任を負う。また、人身傷害についてのみ、補償請求期限が事故日以降10年間から30年間に変更された。「原子力損害」の定義は変化しており、人的損害および物的損害に加えて、経済的損失、安全対策の費用、損害を受けた環境の復興対策費用、および環境に対する損害によるその他の損失の一部が含まれる。

かかる条約等は、事業者が保険に加入し、また資金の利用可能性を保証するために設定された責任金額について金融保証を行う義務を負う、と規定している。

フランスにおいて、原子力事業者に課された民事責任に関する義務は、フランス環境法に置き換えられた。より具体的には、2016年以降、フランス環境法第L.597-28条および第L.597-32条の規定は、原子力事業者の民事責任限度額につき、原子力施設は700百万ユーロ（低リスク施設は70百万ユーロ）、輸送中のリスクは80百万ユーロと規定している。

EDFは、入札公告後に取り付けた「原子力民事責任保険プログラム（RCN）」による保険の補償を有する。これにより、当グループは、財務的影響を抑制しながら債務を支払うことが可能となる。原子力保険市場（フランス原子力基金Assuratomeにより再保険が付保されたAXA）、当グループの自家保険会社、および原子力相互保険会社ELINIとの間で、保険が分担されている。

2020年2月18日、Framatomeが当グループの保険制度に加入した。その保険プログラムは、原子力保険市場（Assuratomeにより再保険が付保されたAXA）、当グループの自家保険会社、および原子力相互保険会社ELINIとの間で均等に分割されている。

EDF Energyが原子力発電所を運営する英国において、原子力事業者の民事責任規定はフランスの規定と類似している。英国議会は2016年5月4日、「原子力施設命令」（上記の2004年2月の改正議定書を国内法化するための命令）を可決した。これは、2006年のフランス「TSN」法とほぼ同じ変更であるが、大部分は議定書と同時に発効する予定である。

この命令は、英国の事業者の義務を現在の上限140百万英ポンドから700百万ユーロ相当に引き上げるもので、この金額は5年かけて1.2十億ユーロの上限まで徐々に引き上げられる。

EDF Energyは現在、ELINIおよびWagram Insurance Company DACの保険に加入している。再保険会社Océane Reも、Wagram Insurance Company DACに対する再保険契約に基づき、このリスクを共有している。

現行の保険契約の期限、および改正パリ条約に基づく保険契約上の義務が2022年に発効予定であることを考慮し、必要な保険の設定のための入札および交渉が行われている。

核物質の輸送に関する民事責任

パリ条約に基づき、「荷主」である事業者は核物質の輸送について民法上賠償責任を有し（別段の規定がある場合を除く。）。2016年2月18日以降、かかる賠償責任の限度額は、損害範囲はそのまま80百万ユーロに設定され、改正後のパリ条約が発効したときに補償が認められる損害範囲が拡大される予定である。この賠償責任は、現在、上記の原子力事業者の民事責任保険によってカバーされている。

原子力施設への損害補償

相互保険会社であるOILにEDFが加盟していることによる補償は、フランスおよび英国の両国において、原子力事故の影響を除き、控除免責金額である15百万米ドルを超過した400百万米ドルの60%に相当するコールドエリア内の重大な損害をカバーする。

2021年10月1日以降、原子力施設のための保険制度は、以下のとおりである。

- ・フランスにおいてOILが提供する保護は、敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、控除免責金額の上限である20百万ユーロを超過する80百万ユーロを上限に、EMANI原子力相互保険会社、AxaおよびAllianz（Assuratomeによる再保険を付保されている。）ならびにWagram Insurance Company DAC（Océane Reによる再保険を付保されている。）を利用した補償によって補完されている。
- ・英国におけるOIL保護は、敷地の除染費用を含む原子力事故の影響について、原子力相互保険協会EMANI、英国原子力プールNRIおよびNorthcourt（英国の専門的な保険会社で構成される。）が提供する、技術および発電所の状態に基づいて判断される金額（1十億英ポンドを上限とする。）の保険プログラムによって補完されている。

Framatomeは、燃料の製造に関わる施設に影響する損害および結果的な営業損失について、5百万ユーロを超えない損害および90日を超えない営業損失を免責として、650百万ユーロを上限に相互保険協会EMANIの保険に加入している。さらに、EDF Inc.は、米国の原子力相互保険会社NEIL（Nuclear Electric Insurance Limited）に加入している。

保険料

すべての種類の保険における当グループの保険料総額は、2021年は283百万ユーロである。

（2）当グループが晒されるリスク

当グループは、目まぐるしく変化し、様々な種類の膨大なリスクを伴う環境の中で事業を行っている。これらのリスクは、戦略リスクまたは業務リスクである可能性があり、外因性であったり、または内因性で当グループの事業ラインに内在していたりする。これらがもたらす結果は様々であり、当グループの経営成績、当グループの財務状態および戦略もしくは開発の資金調達能力、当グループ内外の利害関係者もしくは環境、または当グループの評判に影響を与える可能性がある。

当グループが晒されていると考えている特定のリスクについて、以下に説明する。特定性の原則から、本項ではEDFグループの特定性が主要な要因となるリスクについてのみ述べる。当グループに特定でないリスクについては、本項に説明がないからといって、当グループがかかると考えられるリスクを考慮していないわけではない。

リスクの中には互いに依存しているものもあるため、リスクの全体像を理解しなければならない。

リスクは5つのカテゴリーに分類され、「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」から「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」にそれぞれ記載されている。

当グループが事業を行う国および地域における公共政策および規制の変化に関連するリスク、ならびに当グループが晒される法的リスクについては、「第3 2（2）①市場規制、政治および法律に関するリスク」に記載されている。

「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」では、当グループが事業を行うエネルギー市場に対するエクスポージャーから生じるリスク、ならびに金融市場の変化および関連情報の信頼性に関するリスクについて説明する。

「第3 2（2）③当グループの変革および戦略に関するリスク」では、気候変動、新たな競争、ならびに技術および社会の変化に伴う変革の必要性に応じて、当グループが特に戦略および技能面で適応する能力に関するリスクについて説明する。

「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」では、様々な産業活動およびプロジェクト（EPRを含む。）、サービスおよび販売における当グループの事業活動の統制に関するリスクについて説明する。具体的には、本項では、現行および／または将来のEPRプロジェクトに関する当グループのリスク（主要なリスクの1つ）について説明する。

「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」は、特に原子力安全の主要な要件および原子力事業の超長期的資本集約性を考慮した、追加的なリスク要因および特別措置を伴う当グループの原子力関連事業について、「第3 2（2）④パフォーマンスに関するリスク」を補足するものである。

リスクは、各カテゴリーに該当する各項において詳細に説明されている。表とそれに続くグラフおよび詳細な説明とを関連付けやすいよう、番号が振ってある。

COVID-19の健康危機に伴う経済の混乱により、特に2020年は電力需要が落ち込み、当グループの事業の多く、特に原子力発電、建設用地（大型プロジェクトの建設および原子力発電所の維持管理）およびサービス事業には重大な影響が生じた。この

健康危機は、2021年も引き続き当グループの業績に影響を与えており、今後も影響が続く可能性がある。当グループのリスクに対する影響については、関連する各リスクの記述に明記されている。主要な影響は以下のとおりである。

- ・当該感染症の影響を受けた国からの商品または機器の産業サプライ・チェーンの混乱（リスク4B）
- ・当グループの従業員およびサービス供給業者の活動に与える健康上の影響（リスク4C）
- ・事業の継続性（リスク4A）ならびに、特に原子力ユニットの閉鎖に対する影響がある場合の生産水準（リスク5A）に影響を与える可能性のある制限がなされた場合の、当グループの事業、建設用地および主要プロジェクトの運営の中断
- ・COVID-19が需要に与える影響と経済の弱体化（未払額および回収不能額）（リスク3A）
- ・卸売市場における原料および電力の価格に関して、ならびに電力需要水準およびカウンターパーティー・リスクに対する影響（リスク2Cおよび2F）
- ・専用資産または年金資産のポートフォリオの価値減少による金融市場の混乱が当グループの財務実績および原子力引当金の引当率に与える影響、ならびに金利の下落が原子力引当金および従業員給付引当金の金額計算に与える影響（「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」で言及されているリスク）

ウクライナ紛争およびそれに関連する地政学的緊張は、あらゆる結果をもたらす可能性があり、当グループの財務目標を達成するために追加的な措置を講じる必要が生じる可能性がある。当グループはこれらの目標を達成することすらできないおそれもある。紛争とそれに関連する地政学的緊張の現在の状況では、あらゆる種類の影響を定量化することは困難である。これまでのところ、この紛争は以下のリスクを悪化させる要因である（これらに限定されない。）。

- ・エネルギー市場リスク（リスク2A）：ボラティリティの上昇、価格上昇圧力および流動性の低下
 - －このリスクの影響は、当グループの原子力発電を取り巻く不確実性により、フランス国内で悪化している（リスク5A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守）
 - －フランス政府がEDFに対して競合事業者に加えて20TWhの電力を販売するよう求めることで、ARENH電力量の拡大を決定したこと（2022年1月13日付発表を参照。）に伴う当グループに対する悪影響も増幅させる可能性がある（リスク1A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化）。
- ・サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性（リスク4B）：インフレ圧力、紛争の影響を受ける国々からの商品および機器の産業サプライ・チェーンの混乱、ロシアに対する経済制裁の影響を受ける企業との契約破棄。特にFramatomeおよびEnedisにおける当グループの特定事業、ならびにGE Steam Powerの原子力事業を一部取得する計画に対する潜在的影響
- ・燃料サイクル（リスク5D）ならびに廃棄物および廃炉引当金（リスク5B）、特にTenexとの契約（使用済ウランの再処理）が問題となった場合に関するリスク
- ・「第3 2（2）②金融および市場に関するリスク」に記載されている金融リスク：専用資産または年金資産のポートフォリオの価値減少による金融市場の混乱が当グループの財務実績および原子力引当金のヘッジ率に与える影響。特に当グループの借換費用および引当金の割引率に関する金利ボラティリティのリスクの増加。自身もロシアの金融システムに晒されている銀行に対する影響（流動性アクセスに関するリスクを拡大するおそれがある。）（リスク2D）
- ・サイバー攻撃を含む資産に対する損害（リスク4D）：サイバーの脅威の増加
- ・労働安全または衛生の危機（リスク4C）：ウクライナまたはロシアにおける従業員および請負業者のリスクの増加

本書において特定されたリスクはすべて、当グループに対して推定される影響が大きいため重要であるとして選ばれた。また、当グループにとっての潜在的影響の重要性、発生確率および実行する行動に照らした統制レベルを同時に考慮する緊急性の定性的評価によって、これらのリスクの優先順位が決定される。この優先順位付けにより、すべてのリスクは緊急性が高、中、または低の3段階のレベルに分類される。カテゴリーの階層的序列化は行われない。

ウクライナ紛争およびそれに伴う地政学的緊張、ならびに最近確認された応力腐食現象に関連してフランスの原子力発電所について当グループが行わなければならない研究および作業を特徴とする、当グループが直面するリスクの規模および多様性は、特に極めて不安定な市場環境において、当社に重大な悪影響を及ぼす規制措置と相まって、当グループの財務目標を達成するためにさらなる措置を必要とする可能性のある新たなリスクが出現したまたは既存のリスクが悪化するなど、あらゆる種類の結果をもたらす可能性がある。当グループは、目標を達成することさえできないおそれもある。

原則として、エクスポージャーの範囲は、フランス、ベルギー、イタリア、英国および当グループが事業を行うすべての国である。エクスポージャーの範囲がより限定的である場合は、表およびリスクの説明に明記する。

リスクに対するエクスポージャーは、期間によって異なる。これらのリスクの潜在的影響から、ごく短期（1年未満）、中期（最大数年間）から極めて長期（数世紀に及ぶ場合がある当該産業活動の性質により、数十年間またはそれ以上）まで、様々な期間の影響が生じることがある。

リスクを統制するため、様々な措置を実施している。これには、すべてのリスクに適用される措置（内部統制、コミットメント承認プロセス、「第3 2（1）リスク管理および事業の統制」を参照。）と、各リスクに固有の措置とがある。

リスク表－番号、見出しおよび緊急性

重要度は、講じる統制行動を考慮して評価される。

カテゴリー	リスク	緊急性
1. 市場規制、政治および法律に関するリスク	1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化	高
	1 B：水力発電委託の法規制の枠組みの変化	中
	1 C：配電委託の法規制の枠組みの変化	中
	1 D：倫理またはコンプライアンス違反	低
	1 E：訴訟リスク	低
	1 F：公共事業の補償不足	低
2. 金融および市場に関するリスク	2 A：エネルギー市場リスク	高
	2 B：金融市場リスク	中
	2 C：金利リスク	中
	2 D：流動性リスク	中
	2 E：カウンターパーティー・リスク	中
	2 F：為替リスク	低
3. 当グループの変革および戦略に関するリスク	3 A：障害時の変革能力	中
	3 B：気候変動への適応—物理的リスクおよび移行リスク	中
	3 C：従業員の技能の適応	中
	3 D：長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力	中
4. パフォーマンス	4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA 3 および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制	高
	4 B：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性	中
	4 C：労働衛生上の被害または安全違反（従業員およびサービス供給業者）	中
	4 D：資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）	中
	4 E：水力発電の安全違反	中
	4 F：停電リスク	低
	4 G：労働安全違反、および生物多様性を含む環境資産に対する影響	低
5. 原子力事業に固有のリスク	5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守	高
	5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力	中
	5 C：運転中の原子力安全違反による原子力民事責任	中
	5 D：燃料サイクルの管理	中

① 市場規制、政治および法律に関するリスク

1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化

概要：欧州、フランスおよびより一般的に当グループが事業を行う国々におけるエネルギー政策および市場規制は、急に変化する可能性があり、その場合当グループは規制に関する重大なリスクに直面する。フランスにおいては、このような変化は規制販売料金、ARENHまたは公共送配電網使用料金（TURPE）に影響を与える可能性がある。また、二酸化炭素排出権の枠組みに、または欧州タクソノミーを通じて当グループの投資金融メカニズムに影響を与える可能性もある。当グループにとっては少なからぬ影響となることも考えられ、当グループの発展が競合事業者よりも遅れたり、または戦略の資金調達能力もしくは気候変動対策の取組みが妨げられたりするおそれがある。

具体的には、

- ・フランス政府がEDFに対し、競合事業者に追加で20TWhの電力を（2022年は46.2ユーロ/MWhの価格で）販売するよう求めた2022年1月13日付発表。この決定は当グループの財政に重大な影響を与えると予測される（推定EBITDAは－10.2十億ユーロ）。
- ・フランスにおける当グループの原子力発電の販売に適用される規制が総合的に改革されないリスク、またはEDFの利益に反する改革が行われるリスクは、当グループにとって重大である。

- ・当グループは、公共政策により原子力分野で設定された目標を達成するために必要なレベルの投資を行うことができない可能性がある。

緊急性：高

a) 状況

フランスにおいて、このリスクの危険度を決定する要素（法律、規制、政策の方向性）は、以下のとおりである。

- ・2019年11月8日、エネルギーおよび気候法が成立した。この法律は、フランスにおけるエネルギーおよび環境移行政策の要点を規定するものである。具体的には、
 - －また、同法は2つの点においてARENH制度を変更する。
 1. フランス政府が命令により、EDFが代替供給業者に譲渡する電力の全体的な最大量を150TWhに増加できるよう、2020年1月1日付で「ARENH上限」を100TWhから150TWhに引き上げる。
 2. また同法は、政府が命令によりARENH価格を見直すことを承認する（2019年11月7日付決定において、フランス憲法院（*Conseil constitutionnel*）は、この命令の合法性について「原子力発電所が発電する経済的条件」を十分に考慮した上で判断するとした。）。ARENHおよび規制販売料金に関する追加措置については、2022年1月13日付発表を参照。
 - －エネルギー構成に関して、同法は、発電に占める原子力の割合を50%に下げる期限を2035年まで延ばすことを承認した。また同法は、2030年までに化石燃料の消費削減目標を2012年の30%から40%に引き上げ、6を超える係数で温室効果ガスの排出量を割ることで2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することを計画している。
- ・2020年4月21日付命令により採択された複数年にわたるエネルギー計画（PPE）：
 - －ARENHおよび原子力規制：複数年にわたるエネルギー計画（PPE）は、政府が「消費者保護を保証すると同時に、発電ツールの経済的持続可能性を確保するための資金力をEDFに与える既存の原子力の新たな規制の詳細」を提案することを規定している。
 - －2019年初め、フランス政府が欧州委員会と始めた既存の原子力に関する新たな規制についての交渉は、2021年に不調に終わった。
 - －PPEは、エネルギー構成を多様化し、原子力の割合を2035年までにフランス国内の発電の50%まで引き下げる、という目標に沿っており、14基の原子炉（フェッセンハイムの2基を含む。）が閉鎖されなければならない。
- ・政治および規制に関するその他の重要な要素：
 - －料金凍結：フランスの首相は2021年9月30日、住宅用顧客向けの規制販売料金（TRV）の値上げを4%（税込み）に抑えるという原則に基づき、2022年は料金凍結（*bouclier tarifaire*）を導入すると発表した。この料金凍結は実施済みであり、2022年予算法に規定された2件の措置に基づいている。
 - ・2022年2月1日以降全消費者に適用される、電力の最終消費に対する国内税（TICFE）の法定最低限度額までの引下げ
 - ・エネルギー規制委員会（CRE）の提案する料金が前回のものを含めても4%を超える場合、政府が命令により、当該水準より低い水準の料金を設定する可能性。この場合、EDFが被った損失は2023年に取り戻すことになり、市場のサービス供給業者に対しては補償制度が設定される。この可能性は2022年1月に活用され、住宅用および非住宅用の青色料金の引上げを4%に抑える効果を発揮している。
 - －ARENHおよび規制販売料金に関する追加措置：電力価格が史上最大の高値になる中、フランス政府は料金凍結を補うため以下の2件の措置を講じている。
 - ・2022年に46.20ユーロ/MWhの価格で供給されるARENHの電力量を例外的に20TWh増加すること。これらの措置を実施する文書（命令および決定）は、3月11日付で公表された。命令には、適格供給業者は追加電力の供給を受けるため、2022年のフランス本土における配電の年間ベース商品について2021年12月2日から23日の間に記録された卸売市場の平均取引価格に相当する価格で、この追加配分に基づきEDFから付与される電力量と同量、すなわち257ユーロ/MWhの電力をEDFに販売しなければならない、と規定している。CREは、2022年1月1日に開始した配電期間について、同じ配電割合に従って供給業者間に追加のARENH電力量を割り当てる。
 - ・規制販売料金（TRV）の値上げの上限を平均4%（税込み）とする原則を、依然適格である非住宅用顧客にも拡大すること（2月1日付で実施された制度）
 - これらの要素は、「第2 3（2）③（ii）長期的な電力の購入契約および売却契約」に記載されている。
- －緊急供給：緊急供給（不履行供給業者の顧客を別の供給業者が引き継ぐこと）については、フランス・エネルギー法第L.333-3条に規定されている。これによりエネルギー担当大臣は、エネルギー規制委員会（CRE）の支援を受けて入札を行うことができる。2021年11月、市場価格が極めて高く代替供給業者がいなかったため、フランス政府は命令により、暫定的に緊急供給業者（場合によりEDFまたは地方配電会社）を指名した。この規定は、2021年11月および12月に2社の供給業者が債務不履行に陥った際に実施された。

- －欧州委員会が2021年7月14日に公表した「Fit for 55」パッケージは、欧州委員会の新たな最重要計画の一つである。具体的には、すべての目標を引き上げて2030年までに1990年比で温室効果ガスを正味55%削減すること、および2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することなどである。主要な方向性は、以下に関連している。
 - ・他部門への拡大を含めた欧州連合域内排出量取引制度（EU-ETS）の改正
 - ・水素開発の規制を目的とした提案を含む各種法制に関する立案（エネルギー効率、再生可能エネルギー、エネルギー税制）（フランスにおける電力構成に対応する低炭素電解水素の定義）
 - ・2021年12月21日付で採択され、2022年1月より適用される、環境保護およびエネルギーの政府補助金指針（EEAG）の改正（EDFグループの将来の投資のための枠組みを構成する。）
- －サステナブルファイナンスに向けた欧州タクソノミーの法的枠組み（環境目標の達成への貢献度に応じた経済活動の分類を確立することを目的とする2020年6月4日付欧州規則第2020/852号に基づき、経済活動が気候目標に実質的に貢献しているときのみ条件を定めることを目的として2021年6月4日に採択された委任法によって補足された。2021年7月6日、提供すべき情報の内容および表示に関する委任法、いわゆる「第8条」が採択された。最終的に、2022年2月2日、原子力およびガス事業を対象とする補完的な委任法が公表され、欧州議会および欧州理事会での手続に従うことを条件として、2023年から施行される予定である。）。原子力およびガス事業を対象とする補完的な委任法は、2022年2月2日付で欧州委員会により採択された。欧州議会および欧州理事会での手続に従うことを条件として、2023年から施行される予定である。

b) 主要なリスク

- ・ARENHの電力量の例外的増加（2022年1月13日付政府発表）による重要な影響：

EDFに対し、競合事業者に補足的に20TWhのARENH電力量を46.2ユーロ/MWhの価格で販売するよう求めた決定には、複数のリスクがある：

 - －規制枠組みが不安定になり、EBITDAに大きな影響が生じるリスク
 - －この決定は、2022年のARENH制度が締め切られ、これに応じてEDFがヘッジを行った後で公表された。このためEDFは、競合事業者に対して販売するよりもはるかに高い価格で電力を調達しなければならなくなる。これらの措置を実施する文書は、3月11日付で公表された。同文書では、2022年に供給業者に提供すべき20TWhの追加的ARENH電力量をEDFが買い戻す価格が設定されている。これらの規制措置が当グループの2022年EBITDAに与える影響は、例えば2021年12月31日現在の市場価格に基づく、約－8.4十億ユーロと予測されていた。2022年3月12日に公表された命令に定められた条件に基づき、かつ、当グループが入手可能な情報を踏まえて再評価すると、当グループの2022年EBITDAに対する影響は、約－10.2十億ユーロと推定される。
 - －法的リスク：この状況は法的リスクに発展するおそれがある（不服申立て、訴訟、規制が不安定になるなど）。
 - －これらの緊急措置が2022年以降も延長されるリスク

この状況は、ここ数年高まっているリスクを含み、財務状態、格付機関による評価および戦略の資金調達能力など、EDFグループにとって重要なリスクを伴う。
- ・既存のARENH制度に関する一般的なリスク

2022年1月13日付発表に伴う例外的状況に関係なく、ARENH制度が存在する限り、EDFは以下のリスクに晒される。

 - －ARENH制度は世界的に自由選択かつ無償であることから、供給業者はARENH制度と市場価格との間でEDFに不利益となる裁定機会を有し、EDFはエネルギー市場のリスク管理の有効性に悪影響を与える大きな不確実性に晒される。この結果、全体の水準（エネルギー＋供給量）が当該供給年のARENH価格（現在は42ユーロ/MWh）を下回る場合、EDFは電力卸売市場における価格下落リスクに大いに晒される。反対に、全体の水準（エネルギー＋供給量）がARENH価格を上回る場合、電力卸売市場における価格上昇によるプラスの影響は限定的である。
 - －また、ARENHの電力量が恒久的に増加しても価格が十分に変わらないリスクがある（フランス政府は現在、エネルギーおよび気候法に基づきこの決定を行いうる。）。全体の水準（エネルギー＋供給量）がARENH価格を上回る場合、EDFが電力卸売市場価格から受ける恩恵はさらに小さくなるおそれがある。
 - －さらに、連結財務書類の注記17に記載されているとおり、2020年および2021年には制度の実施が紛争の種となった。これらの紛争は、COVID-19の健康危機との関連で不可抗力を適用することに関するもので、その典型的な例が、市場価格がARENH価格を下回った時、市場におけるより安価な供給から恩恵を受けるために、一部の代替供給業者とEDFとのARENH契約の履行を一時停止して行った裁定取引である。
- ・ARENHが長期間改革されないリスク

フランス政府と欧州委員会との間で将来の規制について行われていた交渉は、2021年夏に中断したまま再開の目処は立っていない。主要なリスクは、価格水準、規制の範囲、フランス政府が欧州委員会と十分な補償条件について交渉できるか否か、および相応の報酬に関するものである。したがって、特に当グループの戦略の資金調達能力にとって、フランスにおける当

ループの原子力発電の販売に適用される規制が総合的に改革されない、またはEDFの利益に反する改革が行われる、という重大なリスクがある。

・その他の価格および料金に関するリスク

- －TURPE：フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は、2021年1月の討議により、2021年8月1日よりTURPE 6 HTBおよびTURPE 6 HTA/BTの実施を正式に決定した。リスクには、電力網事業者がTURPE 6の料金期間をまたいで委託された任務を実行するだけの十分な補償を受けられるか否か、も含まれる。
- －二酸化炭素価格：欧州連合域内排出量取引制度（EU-ETS）の改正により、価格水準および価格の予測可能性に関して数々の不確実要素およびリスクが生まれるおそれがある。
- －緊急供給：当該企業に対して事前に通知することを条件に、EDFのポートフォリオをいつでも離脱できる顧客に対して緊急供給を行う際に要した費用を取り戻すことができないリスクがある。このリスクは、緊急供給の暫定的措置および恒久的措置の両方に存在する。

・エネルギー構成に関するリスク

- －そのため、産業的選択ではなく複数年にわたるエネルギー計画（PPE）またはプログラミング法に反映された方向性の適用の結果として、1基または複数基のEDF発電所の原子炉の早期閉鎖の決定が下される可能性がある。かかる決定により、フランス憲法院が2015年8月13日付決定において確認したとおり、EDFは損害補償を受けられるはずである。EDFが損失の全額について補償を受けられないリスクはある。
- －制御可能な発電資産（原子力、石炭、重油等）が閉鎖されると、特に今後数年間の冬季において、需給バランスの緊張リスクが高まるおそれがある。
- －EPR 2 または小型モジュラー炉の新設計画の開始について、特にエネルギー計画法を考慮して政府の正式決定がなされない、または遅れるリスク

・欧州の背景（タクソノミー）に関するリスク

- －2022年2月2日に公表された、欧州タクソノミーに「移行」エネルギーとして原子力を含めることを定めた委任法は、欧州理事会または欧州議会によって否決されるおそれがある（期限は2022年半ば）。また、欧州連合司法裁判所によって無効の判決が下されるおそれもある。さらに、移行エネルギーに分類してしまうと、原子力の脱炭素性を十分に認識できず、結果として新規プロジェクトの資金調達に影響が生じる可能性がある。この文書には、燃料サイクルまたは廃棄物管理は含まれていない。最後に、原子力を調整された業務として分類するために委任法に定められた条件は、充足されない可能性がある。

c) 統制行動

当社外的意思決定に起因するリスクについては、統制行動は限定的である。しかしながら、以下の統制行動が取られている。

- ・ARENHおよび料金凍結に関する当グループへの影響を特定することを目的とした、公表されたまたは未だ審議中の文書、特に命令第2022-342号および3月11日付決定による潜在的影響の分析。具体的には、当グループのバランスシート構造を強化するための行動計画（2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記23および「第3 3（3）⑧見通し」）を参照。
- ・フランス、欧州および当グループが事業を行う地域における政治、法律および規制の状況の監視
- ・審議中の文書がEDFおよび公共政策に直接的および間接的に与える可能性のある影響を共有するために行う（特にフランスおよび欧州の）公的機関との対話およびロビー活動
- ・関連する審議中の文書について、公開討議に寄与すること
- ・フランス高等エネルギー理事会（CSE－*Conseil supérieur de l'énergie*）へのEDFの参加
- ・新たな文書が公表されるたびに、これを遵守するための運用制度を策定すること
- ・エネルギー市場リスクおよび金融リスクの管理方針

1 B：水力発電委託の法規制の枠組みの変化

概要：当グループは、主にフランスにおいて、委託、許可または委任契約に基づいて水力発電事業を行う。したがって、当グループは必ずしも運営する資産を所有していない。フランスにおいては、特に委託の更新に関する法律上の枠組みおよび規制枠組み（最も強力な施設に関する規定）、委託規定の経済条件ならびに公告および競争入札の実施条件が変更されると、当グループの業績に影響が生じるおそれがある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

フランスにおける水力発電委託契約の更新に関する課題については、「第2 3（2）①（iii）（イ）（d）水力発電に関連する課題」に記載されている。フランス政府はこれまで、2020年12月31日に終了した20の委託契約（設備容量2,508MW相当）を更

新していない。委託の更新に関しては、2015年10月22日付および2019年3月7日付の2件の正式通知の決定について、フランス政府と欧州委員会との間で協議が進行中である。

EDFグループが各委託を自己に有利な条件で更新できない、または現在よりも不利な経済条件でしか更新できないリスクがある。また、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われるべき補償が、当グループの収入減少を補償するのに十分ではない可能性がある。今後の規制が当グループに不利な方向に展開するおそれもある。これらの要因は、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

各国、そして主にイタリアの状況によっては、これらの委託が、委託仕様書における財務条件の変更により、EDFにとって有利に維持または更新されない可能性があり、その場合、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

b) 統制行動

EDFは、そのすべての利害関係者との対話および共同建設、ならびに当該地域における現地経済発展のための支援を通じて、責任ある受託事業者として事業を行っている。

日常的な協議手続の一環として、関連する地域における経済、政治および非営利の利害関係者と密接に協力し、構造物の近隣住民と緊密な対話を行っている（2022年は、マローズ・ダムにおける魚道構造の建設、プテの建設現場およびライン川の再生事業において計画されている。）。

フランスにおいて地域経済を支えるということは、現地の産業構造を支えるため、技術的な購入（設備、工事、研究等）の3分の2近くを水力発電分野で行うことによって現地の経済的利益を最大化することを意味する（特定の水力取引に携わる1,800社を超える地元企業の供給業者委員会において言及された。）。

1 C：配電委託の法規制の枠組みの変化

概要：Enedisは、公共サービス委託に基づいて配電事業を行っており、運営する資産の大部分を所有していない。法的枠組みおよび委託規定が変更されると、当グループの業績に影響が生じるおそれがある。

緊急性：中

a) 状況

フランスでは、法律により、Enedisおよび地方配電会社（LDC）（ならびにフランス本土の電力網に接続されていない地域についてはEDF）は、それぞれのサービス提供地域において公共配電サービスを行う独占権を有する。同じく、EDFおよびLDCはサービス提供地域において、同様に法律により付与された独占権に基づき規制料金により供給サービスを遂行する。

AODE（公共配電を統括する当局）の権限が法律により地方自治体（地方自治体または自治体間協力機関であるEPCI）に委託され、公共配電網を構成する資産のすべて（電源ステーションを除く。）がこれらのAODEに所有されている限り、Enedisは法律に基づき当該当局と通常25年から30年の期間の委託契約を締結しなければならない。

結果としてEnedisは、法律（フランス・エネルギー法には配電という公共サービスを担当する事業者が指定され、当該事業者に委託された任務が明記されている。）およびこれらの委託契約の両方に基づいて、公共サービス任務（電力網の維持管理、更新および開発、計測、接続等）を遂行している。さらに、かかる契約の目的は、やはり法律の適用において、規制販売料金を利用できるようにすることである。したがって、これらの公共配電委託契約は、三者間契約である（AODE、配電網事業者および規制料金の供給業者を拘束する。）。

b) 主要なリスク

付与された独占権により、委託契約の更新の際には、EnedisおよびEDFは他の事業者と競争することはない。すべてのAODEとの委託契約を更新する現在のプロセスは、FNCCR（フランス全国委託元当局連合会）、フランス都市連合、EnedisおよびEDFによって2017年12月に策定された新しい契約様式に基づいている。国务院（*Conseil d'État*）が2020年7月および9月に行った2件の決定により、EnedisおよびEDFに付与された独占権と（i）欧州連合法および（ii）地方自治体による管理の自由に関する憲法の原則との適合性が確認されたとはいえ、当グループは、これらの規定が法律または不利な判決により改定される可能性を排除できない。さらに、当グループは、同様の財務条件においてかかる契約を更新することができない可能性がある。

c) 統制行動

- ・文書の監視における注意（欧州か国内か、および部門特有か否か）
- ・公共配電モデルが問題視される可能性のある（配電網事業者の権利の独占性や料金の平準化を問題とするような）紛争の注意深い監視

1 D：倫理またはコンプライアンス違反

概要：EDFグループは、従業員または第三者が業務上禁止行為および倫理違反行為を取るリスクにより、規則を遵守しない、または人権もしくは基本的自由を侵害するリスクに晒されるおそれがある。

緊急性：低

a) 主要なリスク

当グループの事業の国際的性質および特に事業における倫理違反行為を罰する規制枠組みの強化により、当グループ、その従業員または当グループに代わって行為する第三者は、評判の失墜または民事制裁もしくは刑事制裁につながるおそれがある、または当グループの財務実績に影響するおそれのある倫理コミットメント違反または不遵守のリスクに晒される可能性がある。

b) 統制行動

倫理違反または不遵守に関するリスクを防止するため、13のプログラムを策定している。これらのプログラムは、以下のテーマを扱う。

- ・ 腐敗および利益誘導リスクの防止
- ・ 利益相反の防止
- ・ 不正対策
- ・ 国際制裁プログラムの遵守
- ・ ハラスメントおよび差別の防止
- ・ 市場での濫用行為の防止
- ・ マネーロンダリングおよびテロリズムへの資金供与のリスクの防止
- ・ EMIR規制（金融市場を規制する欧州市場インフラ規制）の遵守
- ・ REMIT規則（エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する規則）の遵守
- ・ 競争法違反の防止
- ・ 個人情報保護
- ・ 輸出管理（軍民両用品）
- ・ 注意義務（環境、人権ならびに健康および安全に関するもの）

1 E：訴訟リスク

概要：法的手続または訴訟は、当グループの財務または評判に重大な影響を与えるおそれがある。

緊急性：低

a) 主要なリスク

EDFグループは、通常の業務において訴訟に関与しており、その経過または結果は、その業績または財務状態に重大な悪影響を与えるおそれがある。

具体的には、特定の市場における立場から、フランスにおいてEDFグループは、競合事業者または監督機関が開始する法的手続の当事者となる可能性がある。EDFに対して行われる請求はかなりの額となる可能性があり、賠償金もしくは罰金を支払うまたは命令が下される事態となっており、EDFの事業の一部に影響を与えるおそれがある。例えば、フランスの競争当局または欧州委員会における法的手続においては、罰金額は当該企業（または場合により当該企業が所属するグループ）の連結収益の10%にも及ぶ可能性がある。EDFグループは、重大な利害を有する商事紛争または税務紛争に関する訴訟に関与する可能性もあり、その結果は本質的に予測不可能である。

b) 統制行動

EDFグループは、全体として、事業を行うすべての国において、その国固有の現行のすべての規則、ならびに主として原子力事業を遂行するための条件に関するものを遵守していると考えしているが、この点において諮問すべき監督機関および行政機関または司法当局の判断を予断することはできない。これらのリスクについては、特別に警戒の上監督し、また防止政策（契約による政策、遵守政策等）を実施する。実際のもしくは起こり得る重大な訴訟またはその他の紛争および調査については、当グループの法務部への報告手続が整備されている。

EDFが関与する主要な法的手続については、連結財務書類の注記17.3、注記5および注記1.4.1ならびに「第6 3（2）訴訟」に記載されている。

1 F：公共事業の補償不足

概要：EDFは特定の公共サービス事業に責任を負うが、この費用の補償メカニズムは不十分である、または疑問視される可能性がある。

緊急性：低

a) 状況

フランスにおいては、フランス法（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFに公共サービス任務が付与され、また、かかる任務の履行に関してEDFに有利となる補償制度も規定されている。2022年にEDFがフランスにおいて相殺される予定である公共サービス・エネルギー費の予測金額は、7,620百万ユーロである（2022年の公共サービス・エネルギー費の見積りに関するフランスのエネルギー規制委員会の2021年7月15日付決定、2021年10月7日付審議による修正を含む。）（払戻期間は終了し、フランス本土のネットワークに接続していない地区の追加的な発電費用の補償（CSPE）は全額補償済みであることは、注意が必要である。）。2022年の公共サービス料金の金額は、2021年12月30日付予算法第2021-1900号に明記されている。

b) 主要なリスク

- ・配電網に直接接続する再生可能エネルギーの開発により、特定の地域において、変電所および電力網の受入容量が飽和状態となる可能性がある。かかる地域の電力網事業者に対する新規投資が必要となる可能性があるが、上記に関する費用が考慮されないリスクがある。
- ・より広範には、EDFは、負担した公共サービス費用を全額補償されることが規定されている。しかしながら、当該補償条件に疑問が呈される可能性、およびEDFに付与された新たな公共サービス責務が当該補償に含まれない可能性（新たな公共サービス契約に関する交渉終了時等）は否定できない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、EDFの事業、業績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。そうなれば、主として脆弱な人々の支援を目指すというCSR目標を達成できるか、疑問視されるおそれがある。

c) 統制行動

EDFは、特に必要運転資本に関する補償制度を実施および確保するため、フランス政府による年末の支払いを確保しフランス政府による年々の裁定を避けるため、公共エネルギー・サービス責務の資金調達問題について、フランス政府当局と緊密な対話を行っている。

② 金融および市場に関するリスク

EDFグループは、その様々な事業を通じて、金融および市場に関する数々のリスクに晒されている。本項では、金利リスク、金融市場リスク、エネルギー市場リスク、為替リスク、カウンターパーティー・リスクおよび流動性リスクを扱うことで、これら様々なリスクについて記載している。これらのリスクはすべて、当グループの投資のための資金調達能力に影響を与えるおそれがある。金融および市場に関するリスクについては、事業報告（「第3 3（3）⑤市場リスクの管理および統制」）および連結財務書類の注記に記載されている。

2 A：エネルギー市場リスク

概要：当グループは、発電した電力を販売する際、欧州のエネルギー卸売市場および供給量市場の価格に直接または間接的に影響されるため、その程度によっては当グループの財務状態が影響を受ける可能性がある。

具体的には、2022年初めにエネルギー市場のボラティリティが非常に高かったこと、フランスにおける当グループの原子力発電量の減少、ARENH制度が自由選択であることおよび政府による上限引上げの可能性（リスク1 Aを参照。）、ならびにウクライナ紛争は、当グループの正味エクスポージャーについて相当な不確実性を生じさせ、当グループにとって大きなリスクとなっている。

緊急性：高

a) 状況

当グループは、発電事業およびマーケティング事業を、主として欧州におけるエネルギー市場において行っている。したがって、当グループは、卸売市場（電気—当該国におけるエネルギー価格および供給量保証価格、ガス、石炭、石油製品、二酸化炭素排出権）における価格変動リスクに晒される（これらの価格の最近の変化の詳細については「第3 3（3）②経済環境」を参照。）。これらの市場には関連があり、ガス、石炭、石油製品または二酸化炭素排出権の価格が低下すると、電力価格も低下する。

これらの価格水準には、世界市場におけるコモディティ価格、需要と供給のバランスだけでなく、一部の発電手段に適用される価格設定および租税政策または助成金等、様々な要素が影響している。このため、これらの市場では、予測困難な価格の

大幅な変動および流動性危機が起きる可能性がある。例えば、ウクライナ紛争は、エネルギー市場の流動性にとって重大なリスクとなっている。

b) 主要なリスク

このエクスポージャーは、当グループの売上高およびすべての財務指標に影響を与える可能性がある。具体的には、電力価格の低水準が続けば、当グループの発電ユニットの収益性、およびより広範な資産価値、ならびにその維持管理、耐用年数および更新に関する条件に影響が生じる可能性がある。

フランスにおいて、電力市場価格に対するエクスポージャーの程度は、2025年末まで適用される現行のARENH制度に基づく販売状況に対応し、またかかる販売状況は市場価格の水準および規制の変更の可能性に対応する。

ARENH制度に想定される変更に関するこのリスクについては、「1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」に記載されている。

ARENH制度の一般的な枠組みは自由選択であることから、供給業者はARENH価格と市場価格との間でEDFに不利益となる裁定機会を有し、EDFはエネルギー市場リスクの管理効率に悪影響を与える大きな不確実性に晒される。全体の水準（エネルギー＋供給量）がARENH価格を上回る場合、電力卸売市場における価格上昇によるプラスの影響は限定的である。

また、フランス政府は2022年1月13日、EDFに対して、2022年4月1日から12月31日までの期間に追加で20TWhのARENH電力量を46.2ユーロ/MWhの価格で競合事業者の販売するよう求めると発表した。この決定により、EDFは規制で定義されているこれらの電力量の買戻し価格と46.2ユーロ/MWhとの損失リスクに晒される。

最後に、応力腐食現象（リスク5 Aを参照。）が発見されて以降のフランスの原子力発電所における発電の困難を考慮すると、市場流動性が低く価格上昇圧力が強まる中、EDFは2022年の購入を構造的に最小限にとどめるだろう。

このように、価格が非常に高く市場が極めて不安定であることに加えて、2022年および2023年の原子力発電量の大幅な減少（「5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守」を参照。）ならびにARENH制度に関する前述の政府の決定は、当グループに対する財務上の影響という点で大きなリスクとなっている。最後に、当グループは、エネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する欧州規則（欧州規則第1227/2011号）に違反するリスクに晒されている。

c) 統制行動

当グループは、エネルギー市場リスクに関する個別の政策を通じてエネルギー市場に対するエクスポージャーを管理している。この政策は、基本的に、今後数年の財務実績の水準に関する不確定要素を次第に減少させることを目標としている（関連する原則および組織に関する詳細については、「第3 3（3）⑤（ii）エネルギー市場リスクの管理および統制」を参照。）。この政策は、価格変動の影響を軽減するものであるが、その影響を打ち消すことはできない。当グループは依然として、これらの市場における価格変動の構造的傾向に晒されている（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記18.6「市場リスクおよび相手先リスク」を参照。）。

さらに、価格リスクをヘッジすると、ボリューム・リスクに対するエクスポージャーは本質的に高まる。これは、資産の利用可能性が低い場合、またはヘッジの設定時に予想されていたよりも高い顧客売上高があった場合に、ヘッジを行った時点よりも高い価格でヘッジを買い戻さなければならないリスクである。実施されたヘッジの価格と比較して供給価格が高いことを考えると、このリスクはさらに大きい。

また、グループREMIT指令は、グループ企業がエネルギー卸売市場の透明性および統合性に関する欧州規則第1227/2011号を遵守していることを確認するための期待値を規定している。

2 B：金融市場リスク

概要：EDFグループは、その事業の結果、金融市場に関するリスク、特に株式リスクに晒されている。

緊急性：中

主要なリスク

当グループは、外部管理の年金基金に関連して原子力事業関連の長期的コミットメントに関する費用を負担するために設定された専用資産として主に保有されている有価証券、および（これより程度は少ないものの）現金資産に関連のある有価証券および当グループが直接保有する投資対象としての有価証券について、株式リスクに晒されている。

EDFは、専用資産ポートフォリオに関して株式リスク、金利リスクおよび為替リスクに晒されている。

EDFの専用資産ポートフォリオにおける上場株式の市場価額は、2021年12月31日現在、14,801百万ユーロであった。同日現在の上場株式のボラティリティは、52週のパフォーマンスに基づき10.93%であった（2020年12月31日現在は26.6%）。このボラティリティを同日現在の上場株式資産の価額に適用すると、専用資産の株式部分の年間ボラティリティは1,618百万ユーロと推定される。

2021年6月末現在、上場債券（12,560百万ユーロ）の感応度は5.6で、金利が一律に100ベース・ポイント上昇した場合、市場価額は697百万ユーロ低下することになる。この感応度は、2020年12月31日現在は5.5であった。

2 C：金利リスク

概要：当グループは、当グループが事業展開する様々な国において金利の変動に関するリスクに晒される。これらの金利は、中央銀行の決定により変動することがある。

緊急性：中

a) 金利の低下リスク

主要なリスク

金利が低下すると、当グループの金融資産および負債ならびに割引負債の価値が変動することから、当グループの経済的負債に影響が生じるおそれがある。年金およびその他個別の従業員給付コミットメント（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記16）ならびに当グループの長期の原子力へのコミットメント（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15）の割引率は、それぞれ異なる期間の金利に直接または間接的に連動している。

フランスにおける原子力引当金という特定のケースでは、最近数年は割引率が下がっていることを考慮すると、今後数年間は割引率を下げるができるだろう。この引下げがあった場合の程度は、今後の金利（主として20年国債の利回り）の変化によって異なる。

原子力費用の資金調達に担保に関する2020年7月1日付命令は、2007年3月21日付の当初の命令を修正するもので、割引率の規制上限に関する新たな規定の概要を述べている。これは現在、欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって発表された当該日の終局フォワード・レート（UFR）の計算に用いる実質的な予想長期金利の代表値（端数処理されていないもの）を150ベース・ポイント引き上げたものに相当する実質価値で表示されている。この上限は、2024年以降に適用される予定である。2024年まで、この上限は、2.3%とこの新上限との加重平均に等しい。2.3%の金額に割り当てられる重み付けは、2020年は50%、2021年は25%、2022年は12.5%、2023年は6.25%に設定されている。

また、割引率の引下げによって原子力引当金が増加した場合、専用資産への配分が必要となり、当グループの業績、キャッシュ・フロー創出および純負債に悪影響が生じる可能性がある。

専用資産によって賄われる引当金を含む引当金の増加は、以下に依存するため、場合によっては当該日現在の専用資産への配分金額に対する機械的な影響を意味しないこともある。

- ・専用資産の利益率およびそれに伴うヘッジ率
- ・配分を行う期間：適用されるルールは、監督機関による承認を条件として、配分を進める期間として最大期間を設定する選択肢を規定している。

これに関して、原子力費用の資金調達に担保に関する2020年7月1日付命令は、配分義務の規制枠組みを修正した。

- ・一定の状況下で存在していた、引当率が100%を上回る場合に専用資産に資金を配分する義務を廃止した。
- ・専用資産から資金の引出しが可能となる基準を（従前の110%から）120%に引き上げた。
- ・監督機関による許認可後に引当不足となった場合に専用資産に資金を配分する最大期間を（従前の3年から）5年に延長した。

規制枠組みの変更を考慮すると、専用資産による原子力引当金の引当率は100%を上回っているため、2021年は追加配分の予定はない。

概して、金利が0.5%低下すると以下の影響がある。

- (i) この利下げが対応する割引率に影響を与えた結果として、他のすべての条件が同じであれば、フランスにおける原子力負債について、税引前利益への影響は約－1,200百万ユーロにも上るおそれがある。
- (ii) この利下げが対応する割引率に影響を与えた結果として、フランスの従業員給付引当金について、税引前利益への影響約－100百万ユーロ

したがって全体で、税引前利益の感応度は、金利の0.5%低下に対して約－1,300百万ユーロである。

さらに、一定の金利で期待インフレ率が上昇すると実質金利が低下し、当グループの割引負債には、これらの負債に含まれる将来の費用がインフレ率に連動しているとみなされることから、金利低下と同様の影響が生じる。

b) 金利の上昇リスク

主要なリスク

金利の上昇は、変動利付金融資産および負債に連動するフローの変化に関するリスクを考慮して、当グループが最適な条件で資金を調達できるか否か、または市場が非常に緊迫している場合に借換えを行えるか否かに影響する可能性がある。当グループが保有する金融証券およびデリバティブ、ならびに発行した債券は、変動金利に直接連動する表面利率を支払い、または受け取る可能性がある。

このため、金利が0.5%上昇すると、当グループが発行した債券に連動する表面利率が上昇することで、税引き前利益に対して約－50百万ユーロの効果がある。

また、金利の上昇に伴うこのようなマイナスの影響は、原則として、長期的コミットメントに関する金利の上昇に伴うプラスの影響を下回る（前項を参照。）。

2 D：流動性リスク

概要：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、および当グループの拡大に必要な投資、長期の原子力へのコミットメントのための専用資産ポートフォリオへの充当金を賄うため、また起こりうる例外的事象に対応するために、十分な財源を保持していなければならない。EDFの財務格付（2022年3月17日現在、EDFの長期格付は以下のとおりである：BBB／ネガティブな見通し（S&Pグローバル・レーティングス）、Baa 1／ネガティブな見通し（ムーディーズ）、BBB＋／ネガティブな見通し（フィッチ・レーティングス））が引き下げられると、既存の借入金の借換費用が増加し、当グループの資金調達能力に悪影響が生じる可能性がある。2021年12月31日現在、当グループの純負債額は、42,988百万ユーロである。

緊急性：中

a) 主要なリスク

当グループの新たな負債による調達能力、既存の負債の借換能力、またはより一般的には金融市場における資金調達能力、およびこの趣旨で交渉可能な条件は、格付機関による当グループのグループ企業の格付を含めた多くの要因に依存している。当グループの債券は、外部の格付機関によって定期的に格付されている。EDFの財務格付が引き下げられると、既存の借入金の借換費用が増加し、当グループの資金調達能力に悪影響が生じる可能性がある。当グループは、流動性需要を満たすために市場で有価証券を発行する。当グループは、2021年5月26日、1.25十億ユーロのハイブリッド社債を発行した。当グループは、2021年11月23日に1.75十億ユーロ、2021年12月6日に100百万ユーロの優先グリーンボンドも発行した。2021年12月31日現在、当グループの純負債額は42,988百万ユーロである。

にもかかわらず、新たなARENHの電力量配分、フランスにおける原子力発電所の操業停止、電力市場のボラティリティ（特に取引事業の流動性需要）は、当グループの格付を圧迫した。財務見通しの不確実性が増したことで、格付機関が短期および長期の格付をさらに引き下げ、流動性アクセスやその費用に影響を与える可能性がある。このリスクは、2022年1月13日に発表された2022年の規制電気料金の改定および原子力発電に関する措置を受けて調整された、当グループの財務格付の引下げによって現実のものとなった（「第3 3（3）⑤（i）（ロ）格付」）。この結果、リスクの緊急性が「低」から「中」に引き上げられている。

b) 統制行動

EDFグループは、保守的な流動性管理によって資金需要を満たすことができ、満足のいく条件で資金を調達している。

当グループの流動性リスクの管理には、いくつもの特殊な手段を活用している。

- ・非支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDFが利用できるようにされている。
- ・非支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンバイ・クレジット・ラインの形で、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。EDFおよびNatixis Belgique Investissements銀行と共同で設立された投資子会社であるEDF Investissements Groupe (EDF IG) も、EDFグループのフランス国外の事業に対して、EDF SAおよびEDF IGが完全に単独で手配した中期的および長期的な融資を提供する。各企業は、アームズレングスの市場取引においてかかる子会社が設定したであろう条件と同等の条件を自らにも設定している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化：当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー（*billets de trésorerie*）および米国のコマーシャル・ペーパーのためのプログラムを通じて、様々な市場において短期資金を調達することができる。EDFの場合、これらのプログラムそれぞれの上限は、フランスのNeuCPプログラムについては6十億ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパーについては10十億米ドルである。
- ・銀行取引先からの債務証券の現金による買戻し

2 E：カウンターパーティー・リスク

概要：すべての経済事業者と同様に、当グループは、一部の契約相手方（パートナー、下請業者、サービス供給業者、供給業者または顧客）による債務不履行の可能性に直面している。

緊急性：中

a) 主要なリスク

かかる契約相手方が債務不履行に陥った場合、当グループに財政面での影響が及ぶ（特に、EDFが満足できる代替案を見つけなければならない場合、または当該事業を引き継がなければならない場合または契約上の違約金を支払わなければならない場合において債権を失い、追加費用を被る）可能性がある。

COVID-19危機により、当グループのカウンターパーティーのいくつかは債務不履行に陥る可能性がある。特に経済情勢の悪化によって弱体化するおそれのある業界のカウンターパーティーに関して、当グループは警戒を続けている。これまでのところ、当グループの商業カウンターパーティーに対して重要な影響は認識されていない。

ウクライナ紛争に端を発するエネルギー危機により、カウンターパーティーの不履行は増加している。この関係で、このリスクの緊急性は「低」から「中」に引き上げられている。

b) 統制行動

一部の事業については、このリスクは、マージン・コールの利用によってヘッジされる可能性がある。

さらに、当グループには、EDFおよびすべての事業上の被支配子会社に適用されるカウンターパーティー・リスク管理方針がある。この方針は、このタイプのリスクの監督、ならびにカウンターパーティー・リスクの管理および監督組織に関するガバナンスを定めている。またこの方針においては、四半期に1回、当グループのエクスポージャーを連結する。

2021年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの89%は、「投資適格の」カウンターパーティーに関するものであった。この主な要因は、短期投資の大部分は低リスク資産に関するものであるため、現金および資金管理業務から生まれるエクスポージャーが中心となっている結果である。

2 F：為替リスク

概要：当グループは、その事業および立地の多様性により、為替レートの変動リスクに晒されており、これは為替換算調整額、貸借対照表項目ならびに当グループの金融費用、株主資本および財務状態に影響を与える可能性がある。

緊急性：低

a) 主要なリスク

当グループは、その事業および立地の多様性により、為替レートの変動リスクに晒されており、これは貸借対照表項目、当グループの金融費用、株主資本、純利益および各プロジェクトの内部予想利益率（IRR）に関係する換算差額に影響を与える可能性がある。

当グループは長期の契約を有するため、不利な為替変動はプロジェクトの収益性に影響するおそれがある。したがって、ヘッジできなければ、ユーロと当グループが事業展開する様々な国際市場通貨との通貨変動は、当グループの業績に重大な影響を与え、毎年の業績水準を比較することが困難になる可能性がある。ユーロが他の通貨に対して上昇（または下降）した場合、当該他の通貨建てで当初認識されていた資産、負債、利益および費用のユーロ建て価値が減少（または増加）する。また当グループが、対応する販売が行われる通貨以外の通貨で費用を計上する限り、為替レートの変動によって費用が増加する可能性があり、これは売上高の割合で表され、当グループの収益性および利益に影響する可能性がある。

b) 統制行動

当グループは、為替リスクに対するエクスポージャーを抑制するために、以下の経営方針を導入した。

- ・ 現地通貨による資金調達：各事業体は、現地の金融市場の機能に照らして可能な限り、事業資金をその現地の機能通貨で調達する。資金調達がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを抑制するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・ 資産と負債のマッチング：当グループは、ユーロ圏外に所在する子会社の純資産により、為替リスクに晒される。連結貸借対照表において外貨建て資産の為替リスクは、外貨建てで発行もしくは契約された債務を用いた市場でのヘッジにより、またはデリバティブ金融商品を用いて管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジはリスク／リターン目標に従い、ヘッジ比率は通貨によって異なる。ヘッジ手段が利用できない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高はオープンのままとなり、かかるオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監督される。
- ・ 外国通貨建て営業キャッシュ・フローのヘッジ：一般的に、EDFおよびその子会社の営業キャッシュ・フローは、現地通貨建てである。ただし、（主に米ドル建てで行われる）燃料購入に関するキャッシュ・フローおよびさほど多額ではない設備購入に関する一部のキャッシュ・フローはこの限りではない。戦略的財務管理フレームワークにおいて規定される方針の下、EDFおよび為替リスクの影響を受ける主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Renewables）は、将来におけるこれらの営業キャッシュ・フローに関連して確実に生じるまたは高い可能性で生じるであろうコミットメントをヘッジすることが要求される。

③ 当グループの変革および戦略に関するリスク

3 A：障害時の変革能力

概要：当グループは、当グループの開発戦略、グループ内における事業範囲の変更およびシナジーは、当グループの策定した目標に従って実施されないおそれがある。

緊急性：中

a) 状況

- ・エネルギー部門の脱炭素化における変化、新たな市場および新たな事業者の出現、ならびに利害関係者の事業モデルの変化
- ・エネルギー価格およびコモディティ価格の変動およびボラティリティ
- ・国際的な競争の状況の変化：競争の状況に応じて、当グループは異なる状況（市場全体の解放が進むか進まないか、競合事業者との関係における相対的地位、規制等）に直面し、顧客の期待も変化する。
- ・フランスおよび欧州における公共政策の変化および規制枠組みの変化

この状況の下では、あらゆる分野、すなわち発電（原子力、再生可能エネルギー等）、供給、サービス、貯蔵、国際入札において、競争が激化している。

b) 主要なリスク

上記のことから、当グループの戦略がうまく実行されないことが大きなリスクとなる。具体的には、

- ・これらの変化に対応するために行う変革が十分ではないリスク、または当グループのモデルが疑問視され、以下のような影響が生じるリスク
 - －市場シェアの喪失、脱炭素化目標の不達成、期待された市場シェアを獲得できないことまたは差損
 - －上流部門／下流部門統合の減少、それによって事業、物理的および市場の不確実性の季節的变化に対応できなくなり、また売上総利益の損失につながるおそれがあること
 - －統合された当グループにおける部門間のシナジーの減少、それによって当グループが顧客および利害関係者の様々な期待に応えられなくなり、また低炭素産業ソリューションの効率、ひいては競争力が落ちるおそれがあること
 - －当グループが新たな機会（モビリティ、水素等）を捉えにくくなり、エネルギー分野における当グループの主導的地位を失うこと
- ・原子力費用および関連費用（新規原子力プロジェクト、グラン・カレナージュ（*Grand Carénage*）等）ならびに当グループの資金調達力により、当グループは戦略の展開速度を見直さざるを得なくなる可能性がある。
- ・変革が軌道に乗り、適切な契約を締結している場合でも、当グループは、各種低炭素ソリューション・プロジェクトが計画どおりに実施され、かつ、経済、財務、規制、パートナーシップまたは法律の条件が満足のいくものとなると保証することはできない。また、顧客および利害関係者が表明したニーズをいずれ満たし、当初想定された利益を上げられると保証することもできない。これはすべて、当グループの財務状態、気候変動対策および評判に悪影響を与えるおそれがある。
- ・内部または外部を問わず、適応または変革に伴う変化によって社会的風土が悪化し、従業員が個人としておよび集団として十分に動員できないリスク
- ・これらの影響のすべてが、COVID-19の健康危機（国内外の経済悪化）によって悪化するリスク

c) 統制行動

以下の行動は、当グループのレゾナントルおよびCSRコミットメントに沿い、顧客および利害関係者のニーズに応えるものである。

- ・低炭素ソリューションの開発および展開の継続：持続可能な開発ならびに顧客および地域とのつながりを目的とした、特にエネルギー効率および利用の脱炭素化、低炭素発電、貯蔵ソリューション、低炭素水素プロジェクト、融通性ソリューションのための供給およびサービス。この開発は、フランス、欧州の主要国（英国、イタリア、ベルギー）および当グループが事業展開するその他の国々において、フランスにおいて低炭素成長の最も大きい、高パフォーマンスで責任ある電力会社として、CAP2030戦略に沿う形で発展を続ける意向である。この戦略は、成長の原動力の追求と既存の資産の活用を結びつける。当グループの変革の戦略および推進力については、「第2 3（1）当グループの戦略および目的」に記載されている。
- ・具体的には、ソーラー・プラン、電力貯蔵計画、電気モビリティ計画およびエクセル計画は、当グループ内で既に広く利用可能な発電所（特に風力、太陽光、水力および原子力）に加えて、当グループが提供する低炭素エネルギー・ソリューションを開発し、その幅を広げるための主要な手段である（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。
- ・成長、適応および変革プログラム、ならびに業績計画の実施。これらのプログラムは、資産の戦略的分析によって補完される場合があり、かかる分析自体によっても財務のさらなる機動性が求められ、売却または買収につながる場合がある。
- ・EDF内の「異なる働き方、異なる管理」プロジェクト等の変革プロジェクトを通じて作業グループを動員するための行動

3 B：気候変動への適応－物理的リスクおよび移行リスク

概要：当グループは、気候変動の物理的効果に晒されており、当グループの産業施設および第三次施設、ならびにより一般的には当グループの財務状態に影響が生じるおそれがある。地域社会、技術および経済の状況は、当グループの低炭素ソリューションにとって好ましくない可能性がある。

緊急性：中

TCFD（気候関連財務情報開示タスクフォース）が提案し、EDFが準拠する内訳によると、気候変動リスクは、気候変動の物理的影響に適応できないリスク（いわゆる「物理的リスク」）と、低炭素経済への移行によって引き起こされるリスク（いわゆる「移行リスク」）、の2つに分類される。

a) 主要な物理的リスク

EDFグループの施設は、水、風および太陽資源と密接に結びついている。電力システムの全体的な信頼性は、発電施設および電力網インフラの気候変動に対する強靱性に左右される（慢性的な影響であるか、または異常気象現象の頻度および激しさが増しているかを問わない。）。

極度のリスクは、施設および電力網インフラまたは発電の安全性に影響する可能性がある。慢性的なリスクは、発電および環境ならびに電力網容量に影響を及ぼす可能性がある。これらの影響は、水資源に関するリスク（資源紛争）に発展するおそれもある。

この気候に対する感応度により、かつ、気候変動の影響に関連する複数の不確実性を考慮すると、統制行動を取っているにもかかわらず、気候変動は当グループの事業の継続性、パフォーマンス、貸借対照表および財務実績に悪影響を与えるおそれがある。

b) 物理的リスクに対する統制行動

- ・原子力施設および水力施設については、フィードバックおよび気候変動予測の両方を組み込んだ定期点検が行われる。これは、施設の耐久性にとって主要な礎となる。
- ・当グループのCSR方針に従い、これらのリスクに対処するため、営業主は、実施した措置および今後実施する措置をレビューするため、可能な限りIPCCシナリオに基づいて気候変動適応計画を定期的にアップデートする。このため、各グループ企業は適応計画を実施するための手引書を利用することができる。これらの適応計画は、フランスおよび英国の原子力企業、ならびに水力および島部の企業について、とりわけ強力である。
- ・1990年代以降、EDFグループは、気候変動問題に関して特別な研究開発専門知識を蓄積し、これらの活動を支援するため協同的学術研究プロジェクトに投資している。
- ・当グループは、必要に応じて発電施設およびインフラの両方について適応計画をアップデートし、需給バランスに対する影響を予測するために、極度のリスクおよび慢性的なリスクについて数々の監督および適応行動を行っている。
- ・当グループは、水利用について内部および外部の利害関係者と調整を行っている。
- ・気候変動および外的脅威（気温、洪水、暴風等）の潜在的影響に関して、これらの産業ツールの長期的な耐久性を保証するため、フランス国内および当グループの原子力発電所および火力発電所に、ADAPTと呼ばれるプログラムが設定されている。
- ・近年の自然災害の影響、頻度および規模により、特定の保険の更新または加入はますます困難または高額となる可能性があるけれども、当グループはこのような保険の更新および加入を定期的に行っている。

c) 主要な移行リスク

当グループの長期的な戦略的方向性は、低炭素経済への移行に沿っている。2020年5月に採用したEDFグループのレゾンデートルは、「二酸化炭素ニュートラルなエネルギーの未来を築く」という目標を軸としている。当グループの投資の大部分は、この低炭素戦略を志向している。

この一見良好で幸先のよい状況には、いくつかの重要な移行リスクがある。

- ・この好機は、外部、地域社会、競争、社会、経済または産業の状況によって活かせなくなるおそれがある。とりわけ原子力は、地域社会レベルでは低炭素移行を可能にする主要な要因とはみなされない可能性がある。例えば、一脱炭素エネルギーを評価するために現在設定されている基準またはタクソノミーは、原子力に悪影響を及ぼす判定基準を含む可能性がある。このことは、EDFにとって、より一般的にはフランスおよび欧州の排出削減目標の達成にとって、非常に重大なリスクとなる。この点に関しては、欧州タクソノミーにより移行エネルギーに分類してしまうと、原子力の脱炭素性を十分に認識できず、結果として新規プロジェクトの資金調達力に影響が生じる可能性がある。欧州タクソノミーに

については、「1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」に詳しく述べる。

フランスにおいては、2019年から2028年の複数年にわたるエネルギー計画の策定に関して、フランス政府は、2030年から2050年の間について、「100%再生可能なシナリオから、生産管理および競争力を理由に、エネルギー構成に組み入れられる再生可能エネルギーによる発電資源の1つに引き続き原子力も含むシナリオまで」複数のシナリオの見直しを求めた。

- ・排出量削減という目標の達成、およびより一般的には当グループの低炭素戦略の確実な成功は、主として、化石燃料火力発電所の閉鎖または適応が完了しているか、ならびに原子力発電および水力発電の補足として再生可能エネルギーによる発電資源の開発が加速しているか、によって左右される。
- ・また、新しい低炭素エネルギー・ソリューションは、新たな地域社会の問題を引き起こす可能性がある（新技術の押しつけ、送電線用地、水または希少資源の利用に関する新たな紛争等）。
- ・国際エネルギー機関（IEA）が2021年5月に公表したネット・ゼロ・シナリオは、電力部門を100%脱炭素化する目標を新たに2040年（先進国は2035年にも）に設定している。この目標は、欧州電気事業連合、投資家団体（IIGCC等）および2021年10月に公表された新たなネット・ゼロ基準における科学的根拠に基づく目標の認証（SBTI）を含め、多くの事業者を受け入れられており、結果としてEDFは自己の炭素軌道および2020年コミットメントの見直しを余儀なくされた。この新たな状況は、一部の開発プロジェクトに疑問が呈されるリスク、達成することがより困難な取組みを行わざるを得ないリスク、および（収益性の高い事業を断念することによる）当社の収益性に対するリスク等、当グループにとってリスクを伴う。
- ・気候変動によってもたらされる新たな法律または規制の変更は、EDFの事業に悪影響を与えたり、新たな法的リスクまたはコンプライアンス・リスクを引き起こしたりするおそれがある。
- ・また当グループは、移行目標達成に向けた努力の一環として、新しい技術または破壊的なソリューションの出現に対処しなければならない可能性もある。

このような状況になれば、これらの変革を実現したり期待される目標を達成したりすることがより困難になるおそれがある。その場合、当グループの取引高、利幅、資産価値、財務状態、評判または展望に、直接または間接的に影響する可能性がある。

d) 移行リスクに対する統制行動

- ・炭素軌道：2018年、当グループは、二酸化炭素排出量を、2017年の51百万トンから2030年の30百万トン（40%の削減）を目標に大幅に削減するための取組みを行っている。またEDFグループは2020年、「1.5°Cに向けたビジネス構想」イニシアチブに参加することによってもこの目標を確認した。EDFグループは、2050年までにカーボン・ニュートラルの達成に貢献し、2023年までに直接排出量を、2030年までに間接排出量を削減するため（スコープ1、スコープ2およびスコープ3）、新たな取組みを行っている。このアプローチは2020年、パリ協定において設定された2°CをしのぐとしてSBTイニシアチブの認定を受けた。このようにEDFグループは、特に最終顧客へのガスの販売に関する排出について、初めて間接排出量の削減目標を設定した。これらの統制行動は、電力部門における脱炭素化を加速するため増える要求を考慮して、2022年に見直される予定である。
- ・低炭素ソリューションの採用：当グループは、とりわけフランスにおける再生可能エネルギー、電力貯蔵および低炭素電気モビリティの開発を積極的に行っており、これによって当グループの低炭素エネルギー・ソリューションの、特にフランスおよび欧州において依然大量の二酸化炭素を排出している輸送部門における進展および促進が可能になる見通しである。
- ・カーボン・ニュートラル達成に貢献するプロセスにおける最終段階として、当グループは、2050年までに残存排出量を相殺する、いわゆる「ネガティブ・エミッション」プロジェクトを推奨している。
- ・公共政策および規制枠組みの変化に関するリスク1 Aの統制行動は、政治、法律および規制の状況の監視、審議中の文書の潜在的影響の分析、公的機関との対話およびロビー活動である。

e) 全般的な統制行動－気候リスクの概要および分類

- ・2019年、EDFグループおよびその科学的パートナーが得たすべての知識をまとめた、気候変動およびそのEDFに対する影響の概要が、EDFの科学協議会に発表された。
- ・1990年代以降、当グループは、研究開発部門およびエンジニアリング・センターの両方において気候変動に関する重要な知見を有しており、この知見は長期にわたり維持されてきた。
- ・2019年、TCFD（気候関連財務情報開示タスクフォース）の推奨に従い、すべての物理的リスクと移行リスクをカバーするグループ規模の気候リスク分類が作成され、監査委員会に提出された。気候リスクは現在、当グループの一般的なリスク分類法によって特定、評価およびアップデートされている。

- ・この気候リスク分類は、特に営業主の適応計画および科学協議会に対する報告に基づいており、2020年以降は、CAP2030戦略計画に含まれる、排出削減および強靱性に関する行動についての「気候」行動計画につながった。この行動計画は、グループ・レベルおよび企業レベルの両方で当グループを動員し、様々な行動計画を指導および調整している。
- ・気候問題についてすべての従業員の認識を高め、具体的な方法で彼らを動員するため、グループ内では様々な取り組みを行っている。例として、当グループは、2020年以降すべてのチームに気候コラージュを作成しており、2022年までにこれを普及させることを目指している。「二酸化炭素との闘い」計画では、フランス国内の全従業員に、個人的に確約することでエネルギー移行のアンバサダーになる機会を提供する。カーボン・ニュートラル・パスポートは、従業員が自己の炭素排出量を計測し、行動を開始することを確約できるようにする。このパスポートの取得は、2020年に締結された利益分配契約の基準の1つであった。2021年は31,000を超えるパスポートが取得された。

3 C：従業員の技能の適応

概要：技能の適応および開発は、当グループの変革、事業ラインの需要ならびに組織および作業方法の変更の観点から不十分である可能性がある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

エネルギー移行およびデジタル移行の影響を受ける環境において、当グループの事業範囲は変わりつつある。新たな事業ラインが発展し、作業方法が変化している（権限委譲、集団的知性、プロジェクト・プラットフォームにおける業務、テレワークの増加等）。

今後数年間は、この変化との関連で、労働力の傾向管理および技能の適応の両方において技能のミスマッチが発生するリスクが残ると予測される。このリスクを統制できなければ、当グループの事業、財務状態および雇用者としての評判に影響が生じるおそれがある。

b) 統制行動

リスク管理は、短期、中期および長期的なニーズとのマッチング能力、従業員の就業力支援、およびより流動的な内部移動性の管理に基づいている。この点に関する主な統制行動は、以下に関するものであった。

- ・短期／中期（GPEC（雇用およびキャリア計画（*Gestion prévisionnelle des emplois et carrières*）））および長期（予測）における人材および技能に関するニーズ予測の分析により、将来を予測すること
- ・研修および専門的スキルイニシアチブの開発を通じて、意欲的なスキル開発アプローチを推進すること
- ・従業員のキャリア開発および転職を容易にするため、その就業力を育成すること
- ・当グループ内の内部移動性のための条件を策定すること
- ・内部の労働市場では見つからない未来の技能に的を絞った外部採用方針を実施し、フランス国内の地域活性化区域（ZRR）（*zones de revitalisation rurale*）および都市部の政治地区（QPV）（*quartiers politiques de la ville*）からの応募者に明確な焦点を当てた、作業研究および研究終了時のインターンシップを通じた人材調達を好む包摂的な雇用主アプローチを策定すること
- ・新たなスキルを獲得し（EDF：PAME（外部移動性指針（*Parcours accompagné de mobilité externe*））、CCE（起業休暇（*Congé création d'entreprise*）））、年長者によるスキル指導を通じて「三方よし」（従業員、企業、地域）のキャリアエントとするための「てこ」として、外部の進路を充実させること
- ・労働組合が雇用および技能の方向性を十分理解するよう、持続的な社会的対話を育むこと

経験の取得には数年かかる場合があり、知識の移転および習得を確実にするために十分な範囲が要求される。当グループは2020年、原子力分野におけるスキル開発を促進および加速するため、具体的にはエクセル計画の枠組みの中で知識管理システムを立ち上げた。

3 D：長期的な社会的コミットメントを確実に履行する能力

概要：当グループは、年金およびその他の従業員給付に関する多額のコミットメントを履行しなければならない可能性がある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

当グループが事業展開している様々な国で適用されている年金制度では、当グループの従業員に対する給付の支払いに関する長期的コミットメントがある（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記16を参照。）。フランスでは、こ

これらの年金コミットメントに加えて、当グループは雇用後給付および在職中の従業員に対する長期給付に関するコミットメントがある。フランスの年金改革は、当グループのコミットメントに影響する可能性がある。

上記コミットメント、計上された引当金、設立された外部委託基金または年金基金、ならびに資金不足を補うための追加拠出金の金額は、市況によって変更される可能性のある一定の保険数理上の仮定（割引率等）、フランスにおける従業員関連のコミットメントについては一般的な退職制度によって支払われる退職給付を規定する規則、および当グループによって支払われる給付に基づいて算定されている。これらの仮定および規則は、将来において調整される可能性があり、その場合、年金およびその他の従業員給付に関する当グループの現在のコミットメントを増加させ、その結果、それに応じた引当金の増額につながる可能性がある。

さらに、英国の年金基金の金額が、主に算定上の仮定または金融市場の変動により、当該コミットメントについて不十分となることが判明した場合、当グループは当該基金に対して追加の拠出金を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

b) 統制行動

上記のコミットメントをカバーするために、当グループはコミットメントのカバーが規制義務である英国に年金基金を、コミットメントの一部をカバーする外部委託基金をフランスに設立している。英国においては、2021年の年金改革（確定給付から確定拠出へ）、および既存の3つの基金（BEGG、EEGSおよびEEPS）が2021年12月31日に合併され1つの基金（EDFG）となったことで、将来のリスクは限定される見込みである。

④ パフォーマンスに関するリスク

4 A：大型かつ複雑な産業プロジェクト（HPC、FLA3および台山等のEPRプロジェクトを含む。）の統制

概要：当グループは、非常に大規模なプロジェクトを実行している。これらのプロジェクトは、株主資本に対する財務的影響の可能性および成長戦略に対する影響の観点から、当グループにとって大きなリスクである。特にEPRプロジェクトの成功は、特定の産業、規制および財政要因に左右される。

緊急性：高

a) 状況

当グループは、事業の一環で、プロジェクト事業者または元請業者として、非常に複雑で多額の投資を要し、建設および規制承認に長期にわたる手続が必要なプロジェクト（フラマンビル3のEPRプロジェクトおよび英国のヒンクリー・ポイントC（HPC）等）を実行しなければならない。

これらのプロジェクトの成功は、原子力産業部門の将来を決定するものである。これらのプロジェクトは、当グループにとって重大なリスクである。

当グループにおいて進行中のその他の主要なプロジェクトは、以下のとおりである。

- ・既存の原子力発電所に関する大型プロジェクト（リスク5Aに記載された「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」プロジェクトおよび廃炉プロジェクト）
- ・洋上再生可能エネルギー・プロジェクト（洋上風力）
- ・国際水力プロジェクト

b) 主要なリスク

これらのプロジェクトは、その産業的実施に関連して無数の技術上および業務上のリスクに晒されており、結果として、操業開始の遅延および関連費用の増加、または特定の技術的選択を見直す可能性がある。これは最終的に、予想されていた収益性の減少、または資産の評価減にさえつながるおそれがある。例えば、EDFの財務諸表におけるEDF Energyののれんは、主にHPCプロジェクトに基づいている。

これらのプロジェクトは、その規模を踏まえると、当グループの業績および貸借対照表（主に自己資本および資金調達力）に多大な影響を及ぼす可能性がある。

その他にも、プロジェクトのスケジュール、関連する費用および／または収益性を脅かすおそれのある経済、規制、政治、環境および受諾リスクが存在する。

技術上または運用上の不履行リスク

当グループは、大規模かつ複雑な産業プロジェクトに伴う技術上および業務上のリスクにより、これらのプロジェクトの実施および運営において大きな不確実性に晒されている。これらのリスクは、当グループの事業、業績、資産価値、財務状態、評判、組織および展望に重大な影響を与える可能性がある。

例えば、

- ・ HPC EPRユニットの建設が遅れ、2033年10月31日以降まで商業稼働できない場合、差額決済契約によりこれらの工事に与えられていた収益保護が失われるおそれがある（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）。
- ・ 2021年6月に台山発電所の原子炉で発見された燃料漏れについて現在行っている調査の結論は、他のEPRプロジェクトに影響を与えるおそれがある（「第2 3（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」および下記「c2）資金拠出したEPRプロジェクトの統制」を参照。）。

これらの不確実性に加えて、またはこれらの不確実性の結果として、当グループは、契約上の義務に違反する可能性がある。

戦略リスク

当グループの戦略目標は、フランス国内外の新規原子力施設の建設に関与することである。これらのプロジェクトに関連するリスクは、投資判断が行われない、または技術的、規制のもしくは財務的に劣悪な条件で投資判断が行われる可能性があることである。

資金調達および規制枠組みに関連するリスク

特にフランスおよび英国における新規原子炉建設プロジェクトは、相当な投資、規制の枠組み、適切かつ安定した資金調達および価格決定条件を必要とする。経済情勢や制度的な状況を考慮すると、または進行中のプロジェクトの適切な進捗状況によっても、このような資金調達が遅れたり、危うくなったりする可能性がある。

フランスにおいては、適切な規制および資金調達の枠組みが存在しない場合、および／またはEPR 2 原子炉の開発を継続するために必要な許認可を取得できないか、取得が遅れた場合、特に、最終的にEDFが負担する可能性のある決定の上流にある開発費用のため、当グループの財務状態に影響を及ぼす可能性がある。プロジェクトの開始を遅らせる可能性のあるいかなる事象も、エンジニアリング業務の中断、技能の維持およびサプライ・チェーンの動員の困難につながり、産業統制およびプログラムの実施の弊害となる。

英国においては、ブレグジットの実施により新たに生じた状況（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（d）顧客事業」を参照。）により、プロジェクトの実施および収益性の条件が変更される可能性があり、英国における当グループの将来のプロジェクトに投資家を関与させるための条件が満たされない可能性がある。例えば、

- ・ プロジェクトの資金需要が株主の契約上のコミットメント（資金拠出した資本）を超え、株主が追加的な資本（任意の資本）を割り当てよう求められる。これにより、当グループは、パートナーがこれらの追加出資約束に拠出しないことを決定した場合、プロジェクトの資金調達への拠出を増額し、株式持分（現在は66.5%）を増加させる可能性がある。
- ・ サイズウェルCプロジェクトにおいて、適切な資金調達の枠組みおよび適切な規制が得られない場合、プロジェクトに重大な影響が生じ、当グループが投資しない判断を下す可能性がある。

また、タクソノミー規則（リスク1 Aを参照。）に基づき移行エネルギーに分類してしまうと、原子力の脱炭素性を十分に認識できず、結果として新規プロジェクトの資金調達力に影響が生じる可能性がある。この文書には、燃料サイクルまたは廃棄物管理は含まれていない。最後に、原子力を調整された業務として分類する委任法に定められた条件は、充足されない可能性がある。これらの要素は、将来の主要な原子力プロジェクトに対する当グループの資金調達力に影響を与える可能性がある（「1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」を参照。）。

外的リスクー政治および地政学、行政手続

これらのプロジェクトはすべて大規模で長期間にわたるため、多数の産業パートナーと関わることになる。これらのプロジェクトにおいてEDFと関係するパートナーとの関係に問題が生じる可能性もある。

例えば、米国・中国間の貿易緊張は、実施される技術およびパートナーシップを考慮すると、これらのプロジェクトのいくつかの実施に影響を与えるおそれがある（リスク4 Bを参照。）。英国においては、EDFとCGNはHPC、サイズウェルCおよびブラッドウェルの各プロジェクトにおけるパートナーであることから、これらのプロジェクトは英国、フランス、米国および中国間の外交関係の悪化により影響を受けるおそれがある。

これらのプロジェクトには、とりわけ行政の承認、認可または許可が必要であり、その取得には紛争、取消しまたは遅延のリスクがある。

CSR問題に関するリスク

非常に多数の利害関係者がこれらのプロジェクトに関わっており、これらのプロジェクトは例えば、地域の開発プロジェクトとの連携が必要になったり、地元の受入れに関して困難が生じたりするおそれがある。

循環的リスク

インフレ圧力も、プロジェクト費用の増加につながるおそれがある（具体的には「4 B：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性」を参照。）。

健康危機は、これらの主要なプロジェクトの展開に影響を与えており、悪化すればさらなる遅れまたは追加費用につながるおそれがある。

また、健康危機は、一部のパートナーの財務力を弱めた可能性がある。

原子力事業に固有のその他の問題およびリスクについては、原子力の安全性、運転および維持管理業務の統制、長期コミットメントまたは燃料サイクルのいずれに関するかを問わず、「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」に記載されている。

c) 統制行動

c1) 横断的な統制行動

- ・プロジェクト管理の継続的改善アプローチの一環として、当グループは、リスクおよび安全保障問題についての分析を義務付けるプロジェクト管理方針ならびにコミットメント方針を有している。プロジェクトの評価は定期的に行っており、当グループは2020年末に主要プロジェクト統制ユニットを立ち上げた。当グループは、2019年12月以降エクセル計画を実施している。これは、フランスの原子力産業が、フランス、英国をはじめとする世界各地で進められている、また今後進められる予定である主要プロジェクトを成功させるために、高いレベルの厳格さと品質を取り戻すことを可能にするものである（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。
- ・このプロジェクトの管理は、EDFの警戒計画に従い、プロジェクトが人権、環境、健康および安全に与える潜在的影響、ならびに利害関係者との対話および協議、地域開発、産業部門の発展、倫理および責任ある土地管理といったCSR問題を考慮している。

c2) 資金拠出したEPRプロジェクトの統制

1. フラマンビル3 EPR（フランス）

特に、公表された期限および費用目標（2022年1月11日付プレスリリース）を守れるか否かは、依然として以下に左右される（「第2 3（2）①（i）（ハ）（a）フラマンビル3 EPRプロジェクト」を参照。）。

- ・破断防止原則の実施に関する行動（主要二次回路—MSC—および主要一次回路—MPC—）。原子炉建屋の貫通部の最も複雑な溶接作業が行われた。すべてのMSC溶接部の改良と、3つのMPC溶接部に関連する重要事象の処理について原子力安全当局（ASN）が認めた解決策の実施は、未完了である。
- ・原子炉への燃料装荷前に新施設の認定試験キャンペーンを無事完了すること
- ・原子力安全当局と検討するため、台山1原子炉において直面した技術的危険についてのフィードバックをまとめること
- ・行政認可を取得するため、原子力安全当局（ASN）に関連する最後の技術的問題の調査の残り
- ・施設の仕上げの完了および稼働に必要なすべての文書の提供
- ・プロジェクト作業の継続による機器および原材料の経年劣化の影響の管理
- ・特に今後の作業の関係で、新たな技術的問題が発生する可能性があること。例えば、安全注入およびエンクロージャー・スプレーの再循環運転時に使用する原子炉建屋汚水槽の濾過の問題は、2021年夏に判明した。現在、原子力安全当局（ASN）およびフランス放射線防護原子力安全研究所（IRSN）が解決策を検討中である。

2020年3月25日付命令は、原子炉の起動期限を最長で2024年4月まで延期した。

原子炉容器に燃料を装荷し全体の起動試験を実施する前に行うべき業務に加えて、新たな危険が発生した場合、プロジェクトには高額な追加費用および大幅な遅延が発生するおそれもある。完了までのスケジュールおよび費用に関するリスクは引き続き高い。プロジェクトには、完了までのスケジュールまたは費用のいずれにも余裕がない。

2. 台山EPR（中国）

中国において、当グループは、中国のパートナーであるCGNおよびGuangdong Energy Group（19%）と並んで、TNPJVC（Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited）に30%の持分を有している。台山1号機は、2018年6月29日に送電網に接続される予定の最初のEPR原子炉であった。2018年12月13日に商業稼働が開始された。台山の原子炉2号機は、2019年9月7日に商業稼働を開始した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）。

台山発電所におけるEPR原子炉1号機は、2020年9月末に部分的な燃料交換を行った後、第2サイクルを開始した。原子炉の監督により、放射化学的なパラメータの変則的な変化が徐々に明らかになり、燃料集合体を構成する燃料棒から漏洩が始まっていることが疑われた。

燃料集合体および原子炉容器の検査結果によると、燃料棒の密封性が失われたのは、燃料棒の下部で機械的摩耗現象が生じたことで燃料棒の被覆が悪化したことによる。この機械的摩耗は、集合体における小型燃料棒維持システムの破断に起因すると思われる（EDFの2022年1月12日付プレスリリース「フラマンビルEPRの最新情報」を参照。）。また、集合体と炉心を含む部品との間で確認されている現象は、油圧応力に関連すると推定される。これらの現象およびその潜在的影響については研究中である。

台山の原子炉1号機の再稼働記録は、現在調査中である。これに関連して、原子炉の再稼働が遅れるおそれがある。2号機が受けた定期訪問は、燃料交換を含み、2021年6月に完了した。

さらに、資産の収益性は、台山で発電された電力の固定価格買取制度と関連しており、料金決定が有利でない場合は影響を受けるおそれがある。7,500時間の全出力運転に相当する発電の年間保証買取量につき、2021年末まで暫定的に435人民元/MWhの料金が設定された。この量を超える余剰電力は、市場価格で売却される。測定可能な発電施設については、台山発電所の実際の稼働率は、広東省の送電網事業者によって決定される。中国当局は、中国における第3世代の原子力発電所、特に台山発電所に対して、2022年以降に適用される料金条件を決定するため、関係者と協議を開始した。2022年初頭現在、当局は未だ決定を行っていない。資産の収益性には、電力市場の変化を受けてこの料金での販売量が変化するリスクもある。

TNPJVCが行った資金調達の実行には、ジョイント・ベンチャーの金融負債の返済を確保するための引当金が含まれる。一定の状況下では、これらの引当金により配当金の支払いが一時的に制限される場合がある。仮に当社が累積当期純利益の黒字化または十分なキャッシュ・フローを生み出すことができなければ、EDFの予想配当額は下方修正されることになり、結果として当該資産の減損が必要となるおそれがある（EDFの勘定における2020年末現在のTNPJVCの資本持分の価値は1,123百万ユーロである。2021年12月31日現在の連結財務書類の注記12を参照。）。

3. ヒンクリー・ポイントC-EPR（英国）

ヒンクリー・ポイントC（HPC）建設用地の設計、ならびに製造および大きな経過目標の管理が、プロジェクトの収益性、および英国における将来のプロジェクトの資金調達を決定する。

2021年、建設はいくつもの経過目標を通過した（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）が、プロジェクトには以下の特徴があった。

- ・土木工事のパフォーマンスが予想を下回ったこと
- ・健康危機の影響が続いたことに関連する遅れ
- ・世界の建築資材市場の緊張、および
- ・ブレグジットの影響

これらの要素は、今後も建設の進捗およびサプライ・チェーンに影響を与えるおそれがある。遅れに対処し、土木工事および電気機械アセンブリのパフォーマンスを向上させるため、行動計画が進行中である。完成に係るスケジュールおよび費用を遵守する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」を参照。）には、これらの行動が予想どおりの成果を上げることが必要となる。しかし、こうした中、スケジュールおよび費用に関するリスクは2021年に上昇し、現在は非常に高い。

HPCのIRRは、以下の影響を受けやすい。

- ・差額決済契約の条件を超えるインフレおよび電力市場価格の変動。0.1%のインフレは、HPCのIRRに0.1%の影響を与える。差額決済契約後の電力価格が10英ポンド（2015年）/MWh変動した場合、HPCのIRRに0.1%の影響を与える。
- ・EDFとCGNとの間の契約の影響（初期費用予算からの逸脱または遅延が生じた場合の両株主間の補償メカニズムが含まれる。）。完成までの現行のスケジュールおよび予測される費用を考慮すると、このメカニズムは適用可能であり、適切な時期に発動される。
- ・CGNが任意の資本に貢献しないリスク
- ・英ポンドとユーロの為替レート。このリスクのヘッジ戦略は、HPCプロジェクトおよびグループ・レベルで設定されている。

特に土木工事のパフォーマンスおよび海上工事についてプロジェクトが直面する困難、ならびにウクライナ紛争、ブレグジット、COVID-19、サプライ・チェーンの混乱およびインフレといったリスクの増加に伴い、2021年1月に公表された費用およびスケジュールの予測をアップデートするための包括的見直し（EDFの2021年1月27日付プレスリリース「ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの最新情報」を参照。）が行われており、2022年夏に完了する予定である。

c3) 今後のプロジェクトの統制

1. フランスの原子力発電所の更新-EPR 2（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）

2019年1月25日、フランス政府は、2020年4月21日付命令により承認された複数年にわたるエネルギー計画の主要なガイドラインを発表した。2019年1月28日、フランス政府および原子力部門戦略委員会（CSFN）によって締結されたセクター契約には、フランスにおける新規原子炉建設プログラムの実行に必要な産業能力の準備についてのセクションがある。

これらの方向性に従い、政府はEDFに対し、2021年半ばまでにフランスの原子力施設更新プログラムに関する包括的な資料を原子力産業と作成するよう要請した。EDFは、原子力産業とともに、2021年5月、フランスの新規原子炉プログラムの立ち上げに向けた産業提案書をフランス政府に提出した。この書類は、EPR 2の技術に基づいており、このようなプログラムの規制および資金調達の様相がどのようなものでありうるかを詳述している。パンリー、グラヴリース、およびオーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地方（ビュジェまたはトリカスタン）の第3の川岸地域における3対のEPR 2プログラムの実施に基づいているが、他の原子力施設に関する採算性分析は継続している。

この提案は、2021年夏にフランス気象エネルギー総局（DGEC）の委託による監査を受け、スケジュールと費用の見積りに使用された方法論が検証された。

また、2021年10月25日、RTEは、フランスにおける電力消費の変化の可能性を分析し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するための6つの電力構成シナリオを提示する研究「エネルギーの未来、2050年（*Futurs énergétiques 2050*）」を公表した。この研究は、重要な原子力施設を活用した電力構成が他のシナリオよりも望ましいことを明確に示している。

したがって、現在の主な課題は、プログラムの開始を決定するための条件と、その実施に必要な法的・財政的枠組みへの移行をできるだけ早く実現することである。

このためには、事前に以下の3つの行動を取る必要がある。

- ・プログラムの体系化、特に資金調達、規制、および国とEDFが取り組むガバナンスの仕組み
 - ・政府補助金の規制に関して、欧州委員会に対するプログラムの体系化の取決めの通知
 - ・最初の建屋のためのプログラムと現場に関する公開協議。この協議の結論は、原子力事業者が新たな原子力施設の建設を開始するために行政当局に提出すべき「設置許可」（DAC）申請の一環として考慮されなければならない。
- 資金拠出決定の条件を満たすため、EDFは現在、複数の点について公的機関に働きかけている。具体的には、
- ・今後の公開協議、特に最初の建屋が建設される現地で行われる協議の準備。この協議の結論を考慮することは、新規の原子力施設の建設を開始する前に政府行政当局に提出すべき設置許可（DAC）申請書の重要な要素である。
 - ・そのようなプログラムを実施するために必要な構造は、EDFにとって不可欠である。現在、組織、規制および財政に関する複数の制度について、フランス政府と協議中である。プログラムの資金調達に政府が関与する場合も、欧州委員会の承認を得なければならない。

2. サイズウェルC（英国）

2021年中のサイズウェルCプロジェクトの進展については、「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（e）新規の原子力発電所建設事業」に詳細が記載されている。EDFが他の投資家とともに最終投資決定を行うことができるか否か、および建設段階の資金調達に寄与できるか否かは、以下に左右される。

- ・最終投資決定が行われるまで開発費用を賄うだけの十分な資金
- ・規制枠組み、リスク共同負担の仕組み、および個人投資家（負債証券および持分証券）が投資できるようにする政府支援パッケージ（GSP）
- ・建設および運営段階において、当該プロジェクトに投資する意思のある十分な数の投資家を確保した適切な資金調達構造。これは、規制資産ベースに基づき原子力資産を市場に投入する英国初のケースであり、格付機関から投資適格の信用格付を得ることが前提条件となる。
- ・主要な建設契約および運営契約に関する供給業者との契約
- ・開発同意命令（DCO）、原子力発電所用敷地許可および環境許可を含む、必要な承認および認可の取得
- ・最終投資決定後、当グループの財務書類（格付機関による経済的債務の算定を含む。）における連結対象から除外できると

このため、プロジェクトは、特に供給業者についてHPCの設計を可能な限り広範囲にわたり複製し、かつ、HPCで学んだ教訓を生かす戦略をとる。

これらの条件を満たすことができなければ、当グループは最終投資決定を行うことができなくなるおそれがある。

決定を行う上で有利な状況を作り出すための主な統制行動には、以下が含まれる。

- ・当該プロジェクトの財務状態を明らかにし、投資決定前に金融支援を受けるための、英国政府との継続的協議
- ・特に複製戦略を含む適切な契約戦略を策定するため、サプライ・チェーン事業者との協力
- ・費用およびスケジュールの詳細な検討
- ・必要な計画許可および許認可を取得するための研究の完了

3. ジェイタプール（インド）

EDFおよびそのパートナーは、2018年末、NPCILに対して包括的な初期的暫定提案を行った。この提案の中でEDFグループおよびそのパートナーは、EPR技術のニュークリア・アイランド、従来型アイランド、補助系、ならびにヒートシンクおよび冷却空洞のためのすべての調査および機器の供給を約束する。

EDFはこのプロジェクトに対して投資を行う予定はなく、顧客であるNPCILが（特に許認可、建設、アセンブリおよび全体の統括のリスクを負い）全体のプロジェクト・マネージャー兼実施段階における統括者となる。2021年4月、拘束力のある技術的および商業的提案がなされ、現在協議中である（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」および「第2 3（2）⑤（iii）（ヘ）（b）東南アジアおよび南アジア」を参照。）。

プロジェクトは、エンジニアリング・サービスおよび機器の供給業者のリスク特性を有する。したがってその価値は、販売したサービスの価格に含まれる利幅の実現にある。あらゆる大規模かつ複雑な産業プロジェクトと同様、このプロジェクトには、EDFおよびそのパートナーの責任の及ぶ範囲について技術、産業および費用統制のリスク、ならびに事前に定めた経過目標（特に予想収益モデルに関するもの）の遵守に関連するリスクがある。実質的な税の側面を含むカントリー・リスクに加えて、インドにおける原子力責任枠組みに関する条件、およびプロジェクトの資金調達計画の確立については、最終的な契約の締結前に解決しなければならない。

c4) Framatomeに固有の統制行動

Framatomeは、フランス国内外においてEDF以外の原子力事業者またはその他の顧客のために行う活動を通じて、当グループをリスクに晒す可能性がある。

当グループのエクスポージャーは財務面であるか、または当グループの評判に関わるものである可能性がある。Framatomeの産業パフォーマンスは、フランスおよび英国における原子力事業者であるEDFにとって、極めて重要である。

EPRプロジェクトの成功、フランスの原子力産業の競争力および当グループの国際的発展は、いずれもFramatomeが調査、部品またはサービスを提供する際の質、および契約条項の遵守にかかっている。

4 B：サプライ・チェーンおよび契約関係の運用上の連続性

概要：当グループは、サプライ・チェーンおよび供給業者との契約関係の運用上の連続性、ならびに事業活動において購入する原料、機器またはサービスの価格および入手可能性の変動に影響されやすい。関係する地域に、当グループまたは当グループの産業パートナーに対する供給を続けるために欠かせない原材料または生産手段の重要な供給源がある場合、国またはブロック間の紛争によって、これらのリスクは悪化する可能性がある。

緊急性：中

a) 主要なリスク

当グループにとって重要な原料または商品

当グループのニーズは、特に業界サービスの構造および変化、または新規利用による競争の激化から、縮小した市場または圧力の高まった市場において発生する場合がある。この圧力は、特に情報システムの高まるニーズとエネルギー事業者のニーズ（特に気候移行に関するもの）によるものである。これらの市場圧力は、一部の重要な製品またはサービスに係る供給費用を増加させ、一部の供給業者がその利鞘の縮小を受けて供給を減らす原因となる可能性がある。電力およびエネルギー・サービスの価格設定において重要な役割を果たす特定原料または商品の価格および入手可能性の変動は、当グループの供給能力および業績に影響を与える可能性がある。運用に必要な原材料および部品の価格に対するインフレ圧力により、現在このリスクは高まっている。

当グループは、使用が非常にセンシティブな可能性のある材料および成分を必要とする原子力、水力および再生可能エネルギーによる発電、電力貯蔵および電気モビリティ分野を中心に、技術を使用している（ウランの供給の問題についてはここでは触れず、「5 D：燃料サイクルの管理」に記載している。）。特にエネルギー移行に関連して地理的、地政学的、産業、規制または競争の制約がある場合、当グループにとって一部の原料の不足または使用条件は重要な意味を持つおそれがある。COVID-19の健康危機のような特定の危機状況によっても、当グループの事業に必要な商品、原材料またはサービスが入手困難となったり、入手困難が助長されたりする可能性があり、特定のサービスの履行が格別に複雑となったり、完成が遅延したりする可能性がある。特に貯蔵、再生可能エネルギーの成長および低炭素電力の浸透に関連する使用法の開発（電池用リチウム、風力発電用強磁性レアアース、太陽エネルギー用インジウムまたはセレン等）により、一部の原料の使用に関して問題が生じるおそれがある。かかる問題が生じると、当グループは開発目標を達成できなくなるおそれがある。また、当グループのニーズに応じて原料または半完成材料の入手、加工、パッケージングまたは利用条件を管理できるか否かは、規制当局による統制の強化および注意義務を求める規定に左右される可能性がある。

供給業者パネル

さらに、当グループは現在、特定の技能および相応の経験を有する限られた数の事業者に依存している。この状況は、EDFが買い手として行動する市場における競争を軽減し、これらの特定の技能を有する1つ以上の供給業者またはサービス供給業者が債務不履行に陥った場合は当グループがリスクに晒される。大手グループ（GE、ABB、EMGIE、Rolls-Royce、Bilfinger等）で見られた再編（このうちいくつかは積極的な少数ファンドからの圧力を受けたことによる。）も、品質、および進行中の契約の運用上の連続性、または提供されるサービスおよび商品の費用に影響を与える可能性がある。しかし大規模グループは別として、供給業者の産業構造に欠かせないのはフランスの中小企業である。これらの企業は、これまでのところCOVID-19危機を比較的うまく乗り切っている。原子力部門は、特にフランスで行われている大規模な維持管理プロジェクトのおかげで息の長い活動を確実に続けられたため、最も影響の大きかった企業は、原子力部門より航空機、石油および自動車部門に対するエクスポージャーから被害を受けていた。しかしながら、最近10年ほどで見られた金融脆弱性の傾向は続いている（件数は少ないが倒産は一般に買取で決着がつき、再生の機会となる。）。

契約関係およびパートナーシップ

これらのプロジェクトの完了までにEDFと関係するパートナーとの関係に問題が生じる可能性もある。米国・中国間の貿易緊張は、実施される技術およびパートナーシップを考慮すると、これらのプロジェクトのいくつかの実施に影響を与えるおそれがある。

この点に関して、2018年10月、米国エネルギー省（US DoE）は、CGNに関する中国との民生原子力協力を決定し、2019年8月、米国商務省（US DoC）は、制限の対象となる事業体のリスト（エンティティ・リスト）にCGNグループの4つの事業体を掲載することを決定した。これらの決定は、米国製の製品および技術の移転、具体的には、特に英国の新規原子力プロジェクトにおける米国の軍民両用製品および技術の（EDFのパートナーである）CGNに対する移転に関するものである。これらの決定の結果、この決定に基づく技術的範囲において該当する事業体に製品および技術を移転する場合は、事前に、管轄権を有する米国の当局から（拒否されることを前提として）個別の承認を受けなければならない。

また、2020年6月、米国国防総省も中国軍に所属するまたは中国軍と関係があると推定される、CGNを含む企業のリストを発表した。地政学的リスクは、英国にも存在する。

中国はこれらの措置の結果、機微な物品や技術の輸出規制に関する最初の統一的な法律（2020年12月）、および国外で下された決定（特に米国の決定）に対する「阻止法」（2021年1月）を制定した。

これらのリスクは、国またはブロック間の紛争によって、特に現在はウクライナ紛争等、関係する地域に当グループまたは当グループの産業パートナーに対する供給を続けるために欠かせない原材料または生産手段の重要な供給源がある場合、悪化する可能性がある。

b) 統制行動

2021年、当グループは、新たな供給業者ポリシーを採用した。これは、プロジェクトがそのニーズを満たす供給業者パネルに依存できることを保証し、供給業者の不在、品質上の危機または契約上の障害の状況を軽減することによって、プロジェクトのパフォーマンス目標を達成することを目的としている。

さらに、2020年に開始されたエクセル計画（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）は、特に、次の課題に対処することを目指している。すなわち、部門の技能強化（専門構造および教育構造に関する溶接計画および行動）、供給業者の選択および認定プロセスの向上、「倫理および人権」および「地域の発展」といったCSR問題の考慮、ならびにパートナーシップを基準とする契約条件数の増加。この関係で当グループは2021年、供給業者との関係に関与する事業体の行動を調整することを目的として、原子力分野に「供給業者ポリシー委員会」を立ち上げた。当グループの産業政策の中継としては、GIFEN（Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire（フランス原子力産業協会）。2018年6月に設立され、部門の魅力を確立し技能を維持するためにフランスの原子力産業に関与するすべての事業者の団結を目指す。）も重要な役割を果たす。

当グループが機器またはサービスの供給業者と締結した契約、特に各段階において警戒行動を実施することによる契約締結プロセスおよび締結した契約の管理の向上は、運用、期限および関連費用の統制の観点から主要な課題である。

契約管理部門が主導する「契約管理」機能は、書記長に直属し、契約管理におけるリスク管理の向上および機会創出を目的としている。この機能は、契約プロセスを通して各部門の契約管理者の関与を求める。当グループの責任者と各部門に並ぶ、契約管理における追加的な防衛線である。

米国および中国が新た採用した規制および法律に対して、またこれらの法律および決定を確実に遵守するため、EDFグループ（EDF、NNB、Framatome等）は、特に英国における原子力プロジェクトの組織に関して予防措置を講じている。

4 C：労働衛生上の被害または安全違反（従業員およびサービス供給業者）

概要：当グループは、従業員およびサービス供給業者の従業員の両方に関して、労働安全衛生リスクに晒されている。

緊急性：中

a) 主要なリスク

人的資源および関連する技能は、当グループおよびそのサービス供給業者にとって重要な関心事である。当グループの事業の産業的性質および多様性から、規則を遵守し、当グループの産業施設において労働安全衛生を守るために働く人々に影響を与える可能性のある様々なリスクを考慮することの緊要性は増している。

労働関連の災害または疾病のリスクを当グループのすべての事業分野から排除することはできない。かかる災害および疾病の発生は、当グループに対する訴訟の提起およびその結果として多額となりうる損害賠償の支払いにつながる可能性がある。

b) 統制行動

当グループは、長年にわたり、事業展開する様々な国において安全衛生に関する法令および規則を遵守するために必要な手段を講じ、当グループの従業員およびその下請業者の従業員の安全衛生を保証するための対策を採ってきていると考えている。

各グループ企業は、労働安全衛生を継続的に向上させることを目的とした行動計画を有している。極めて重要なルールおよび安全衛生管理の最善の参照枠組みの策定および推進、重大な事故が後を絶たないことを全体で熟考するため2021年10月7日に終日操業停止するなど、グループ・レベルで全体としても行動を取っている。

4 D：資産に対する攻撃（サイバー攻撃を含む。）

概要：当グループは、その情報システムを含む有形固定資産および無形資産の滅失または損害リスクに晒されている。具体的には、これらのリスクはサイバー犯罪を含む悪意ある行為から発生する可能性がある。

緊急性：中

a) 資産に対する影響

主要なリスク

当グループの資産は、当グループの従業員ならびに有形固定資産および無形資産からなる。当グループまたはその従業員が稼働する施設または資産は、あらゆる悪意ある行為の標的となる可能性がある。これらの行為は、当グループの営業活動、財務状態、法的状況、資産および／または評判に悪影響を及ぼすおそれがある。

また、影響を受けやすい敷地および重要なインフラの防護に関する法令が厳格化された場合、当グループは、追加の投資または費用負担を行わざるを得なくなるだろう。

統制行動

EDFグループは、悪意ある行為に対してこのリスクを防止し、攻撃があった場合には影響を限定するために、資産セキュリティ・ポリシーを策定した。このポリシーは、人、不動産資産および無形資産の保護手続、ならびにセキュリティ・インシデントの情報収集のための指示およびITツールによって補完される。このポリシーおよび手続は、2021年、脅威環境の変化を反映するためアップデートされた。これらのポリシーおよび手続は、Codirsの社員である資産セキュリティ・マネージャー（RSP）のネットワークによってサポートされている。

資産の保護に関して2021年に取られた主要な行動は、以下のとおりである。

- ・ RSPネットワークの調整、新任RSPの研修、書簡（DSIE@edf）、要求に応じたサポート（施設の警備、海外プロジェクトおよびセキュリティ等）ならびに最新のトピックについての発表（IGI 1300および秘密保持、セキュリティ・インシデントの新たな情報収集ツール等）
- ・ 悪意ある行為に対処するための当グループの資産セキュリティ・ポリシーの新版作成、および当グループの機密情報10件を掲載したリストの執行委員会への提案
- ・ 悪意ある行為に対処するための資産セキュリティ・ポリシーについてのオンライン研修コースの設定
- ・ 特に情報の分類および保護に関するメモおよびセキュリティ・インシデントの報告手続における、当グループの資産セキュリティ・ポリシーに関連するEDFの手続のアップデート、セキュリティ・インシデントの新たな情報収集アプリケーションの実施、既存のツールから新規ツールへの変更管理についての多数のツールおよびミーティング
- ・ ANSSI（フランス国家情報システム・セキュリティ庁）、DSIGおよび関連企業とともに、NIS指令およびフランス軍事計画法（LPM）の実施管理への参加
- ・ IGI 1300の新バージョン、当グループにとって重要な変更点を含む指示に関する義務の履行への寄与
 - － MTEおよびその他の関連事業者と、IGI 1300に関して省庁に提出する覚書を完成させる作業への参加
 - － IGI内部適用メモの起草

—規制上の義務がすべて適切に履行されていることを保証することで、各企業がこの指示を履行する支援をすること

- ・企業における人事部、管理者および弁護士向けの、根本的改革および宗教的問題についてのDGSiおよびDRHG研修コースの設定（ウェビナーの準備中）
- ・情報システム・アプリケーション等の開発中に資産セキュリティ・ファイルを考慮する支援
- ・コンプライアンス・ファイルの作成への寄与

b) 情報システム障害（サイバー攻撃を含む。）

主要なリスク

当グループは、商業活動および産業活動の遂行、人的資産、産業資産および商業資産の保護、ならびに（顧客および従業員の）個人情報の保護に不可欠で、かつ、急速に変化する状況（デジタル移行、テレワークの拡大、供給業者と仕事を共有する拡張会社という新しい方法、規制の変更等）に適応しなければならない、相互に接続された複雑な情報システム（データベース、サーバー、ネットワーク、アプリケーション等）を複数運営している。

当グループまたはその従業員が稼働する施設または資産は、外部からの攻撃またはあらゆる悪意ある行為の標的となる可能性がある。これらの施設に対する攻撃または悪意による行為は、人および／または建物への被害、対策が不足しているとの判断を理由とする当グループへの責任追及ならびに業務の中断等の結果をもたらす可能性がある。また、影響を受けやすい敷地および重要なインフラの防護に関する法令が厳格化された場合、当グループは、追加の投資または費用負担を行わざるを得なくなるだろう。

情報システムへの侵入およびデータの破損事象は、世界中でその頻度および複雑さを増しつつある。悪意ある攻撃、または情報システムが利用できなくなるようなその他の障害は、当グループの営業活動、財務状態、法的状況および資産状況、または評判に悪影響を与える可能性がある。

統制行動

EDFグループは、悪意ある行為に対する資産セキュリティ・ポリシーを、またこのリスクを防止し攻撃があった場合には影響を限定するために情報システム・セキュリティ・ポリシーを策定した。

IT資源の利用のためのに関する憲章は、当社の内部規則に付属している。従業員には、異なる属性（ユーザー、プロジェクト・マネージャー、情報システム・セキュリティ・マネージャー等）に合わせた情報システム・セキュリティ研修コースおよび意識向上コースが定期的に提供されている。取締役会の執行委員会および監査委員会は、サイバー・セキュリティのリスク管理について報告を受ける。ANSSI（フランス国家情報システム・セキュリティ庁）によるPASSI（情報システム・セキュリティ監査業者）の資格を有する外部の情報システム・セキュリティ監査会社により、ITインフラおよび事業情報システムの両方について、毎年数十件のセキュリティ監査が行われている。また、EDFグループのSOC（セキュリティ・オペレーショナル・センター）は、情報システムのセキュリティ事象について毎月報告する。グループSOCはさらにANSSIの認定プロセスを実行し、ANSSIは2021年8月、好意的な意見を発表した（https://www.ssi.gouv.fr/uploads/2021_2047_np.pdf）。

2021年、サイバー・セキュリティ、無形資産の保護、およびより一般的には情報システムに対する損害リスクに対する当社の強靱性の各分野において取られた主要な行動は、以下のとおりである。

- ・グループ企業のサイバー・セキュリティ目標を設定した。
- ・（子会社を含め）誰でも利用可能なオンライン研修「サイバー・セキュリティ・パスポート」を導入し、フランス国内の当グループ執行役員および管理者全員に受講を義務づけた。
- ・グループ企業でフィッシング防止キャンペーンを導入した（2021年の対象者は60,000人を超えた。）。
- ・CERT（コンピュータ緊急対応チーム）の強化、新規SOC（セキュリティ・オペレーショナル・センター）モデルの設置、各部門および子会社におけるサイバー・サポート・チーム（CERTの業務に寄与し要求された行動を実行する。）の専門化等、業務上のサイバー・セキュリティを強化した。
- ・最も重要なITセキュリティの瑕疵の是正をグループで監視した。
- ・フランス国家情報システム・セキュリティ庁（*Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information*）（ANSSI）のルールに基づき当該企業内でセキュリティ参照枠組みを整備および評価した。
- ・当グループのサイバー・セキュリティ・レベルを示すダッシュボードを、定期的に執行委員会に発表した。

また、講じた様々な措置をテストするため、情報システムの危機およびサイバー・セキュリティの訓練が定期的に行われている。

4 E：水力発電の安全違反

概要：当グループが運転する水力発電施設は、人、財産および環境に深刻な結果をもたらし、当グループの財務および評判に影響を与えるおそれがあるリスクを有する。

緊急性：中

水力発電における安全性は、水および施設の使用または操業に関係した人および財産に対するリスクおよび危険を低減するため、発電所の設計時およびその操業中における一切の対策をもって構成される。

a) 主要なリスク

当グループの水力発電構造は、破損、洪水時の氾濫、操業回避といった非常に深刻な結果をもたらす可能性のある、固有のリスクを有する。

b) 統制行動

水力発電の安全性は電力会社が常に最も重視する事柄である。これは、「原子力安全性、健康および安全保障」といった当グループのCSR問題の範囲に該当する。以下の3つの主要な活動を中心とする。

- ・ 公的機関、主として環境・地域整備・住宅局 (*Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement*—DREAL) の監督下における施設の定期的監視および維持管理による、ダムおよび貯水池の損傷に関連する主要なリスクの対策。最大規模のダムのうち67は、所轄の知事が行う特別行政手続の対象となっている。
- ・ 施設および周辺地域社会の安全を確保するための、異常高水位期間の施設の管理
- ・ 業務リスクの統制：作業の下流における水域の水位または水路の流れの変化

EDFは、定期的にダムの監視および維持管理を行っている（継続的な監視を含む。）。各施設における複数データ（コンクリート部の目視検査および機械部品の点検等と併用した、沈下、圧力、漏水の測定）の即時測定および分析により、EDFは、ダムの状態について定期的に評価を行うことができる。グルノーブルおよびトゥールーズにおいては、EDFチームは、最大規模のダムまたは現地に行くのが非常に困難なダムについて、一連のセンサーを用いて遠隔で即時に分析することができる。

さらに、大規模ダムそれぞれについて、（クラスAのダム1基およびクラスBのダム1基についてそれぞれ）精密調査を含む危険性調査が10年から15年ごとに行われる。この調査には、排水または水中機器の使用による水面下の部品の点検が必要となる。これらの業務は、フランス国家機関（各DREAL（フランス環境・地域整備・住宅局）内の水力事業管理安全部門 (*Service de contrôle et de sécurité des ouvrages hydrauliques*)）の厳しい監督の下で実行される。

グループ・レベルでは、水力発電安全性検査官が、自己が直属するEDFの会長兼最高経営責任者、および水力発電の安全性に関わる者に対して、年次報告書を提出する（「第2 3（2）①（iii）（イ）（c）水力発電の安全性」を参照。）。水力発電安全性検査官が分析、点検および評価を行った後で作成されるこの報告書は、当グループの施設の水力発電の安全性レベルについて意見を述べ、その向上および強化のための熟考および進展の根拠を提供することを目的としている。この報告書は、当グループのウェブサイト上で公開されている。

4 F：停電リスク

概要：当グループがサービスを提供する地域において顧客に対する電力供給の中断、停電、または広範囲にわたる電力網の事故が繰り返された場合、当グループにも原因がある場合は特に、当グループの業務、財務状態および評判に影響が生じるおそれがある。

緊急性：低**a) 主要なリスク**

当グループは、度重なる電源異常もしくは停電、相当規模の広範な電力網事故に直面したり、巻き込まれたりする可能性がある。これは、きっかけとなった事故の発生した電力網がEDFの運営するものではない場合、またはかかる事故がEDF以外の事業者の責に帰す場合でもあり得ることである。

かかる停電の原因は様々で、電力の生産と消費の間の局所的または地域的な不均衡、事故による電力供給または送電の中断、連鎖的停電、国境間の相互接続問題、および特に規制の不十分なまたは変化しつつある市場での事業者間の連携の困難さ等が挙げられる。COVID-19の健康危機のような外部危機は、それに伴う混乱を通じて、一層深刻化させるようなリスク要因となる可能性がある。

かかる停電による初期の影響としては、電力の回復または電力網の復旧のために発生する修復費用が挙げられる。また、例えば、発電量または電力網容量の追加導入が決定された場合には、停電は、設備投資につながる可能性がある。この場合、当グループの売上高が減少する可能性もある。さらに、とりわけ停電が当グループにも起因するものである場合には、当グループの財務状態または顧客およびすべての利害関係者に与えるイメージに悪影響が生じることが予想される。

b) 統制行動

RTEは24時間体制でフランスの電力システムの管理およびフランス国内の電力需給の調整を行っているため、このリスクの統制はRTEの中心的な任務である。RTEが行う措置は、公的機関が定める枠組みの範囲内であり、ENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）の枠組みの中で策定された、欧州TSO（技術支援機関）と共通の方針を遵守している。

EDFの規制上の義務に加えて、かつ、公共サービス契約および需給バランス調整者としての責任に従い、リスク管理においてEDFが果たす役割は、以下の義務を果たすことである。

- ・準備金の設定のためにRTEの入札要求に応じること
- ・RTEと契約し、発電ユニットの操業停止や電力網への介入を調整して計画すること
- ・発電容量メカニズムの適切な機能に資すること

4 G：労働安全違反、および生物多様性を含む環境資産に対する影響

概要：当グループが運営する施設は、事故が発生し労働安全対策に不備があった場合、特に生物多様性および環境資本（空気、土壌および水）の観点から人的環境または自然環境に甚大な被害を与える可能性がある。

緊急性：低

a) 主要なリスク

当グループが現在運営しているまたは過去に運営してきた施設は、日常的操業の中で、環境面（空気、土壌および水の汚染リスク）および公衆衛生面の影響を有するインシデント、産業事故の原因となり得、なる可能性があり、またはなった可能性がある。

さらに、EDFが主な土地所有者および天然資源管理者であるフランスを中心に、当グループのすべての施設およびプロジェクトは、生物多様性の問題ならびに、より一般的には生態系、特に気候変動に関連した温度および取水の問題に関係している。

エネルギー移行によって生物多様性の保護、汚染の抑制および環境全体への影響の抑制に関する新たな需要が生まれ、または需要が拡大するため、リスクはより一層高くなる。

当グループの施設は、同様のリスクに晒される他の事業が存在する産業地域に位置している場合があり、したがって、かかる地域では、当グループの施設が、他の事業者が所有する当グループの管理下でない近隣の施設で起きる事故の影響を受ける可能性がある。

当グループは、主要な産業リスクの防止および管理のための欧州指令に基づきセベソに分類される施設を40か所所有している。これらは基本的に、石油、ガスもしくは化学物質の貯蔵または倉庫施設である。

労働安全対策およびこれらのリスクの統制は十分に有効ではない可能性があり、その場合は人員、財産および隣接する周辺の区域に影響が生じるおそれがある。当グループが責任を問われる可能性がある。

大規模な事故の場合、当グループが加入している民事責任保険および損害保険の補償範囲は不十分である可能性があり、また、当グループが、現在加入している保険と同水準の補償範囲の保険を長期間維持できるという保証はない。

原子力施設に固有のリスクの詳細については、「第3 2（2）⑤原子力事業に固有のリスク」に記載されている。水力発電施設に固有のリスクについては、リスク4 Eに記載されている。

労働安全対策に不備があった場合、当グループの営業活動、注意義務に関する財務状態もしくは法的地位、環境資産、または評判に悪影響が生じる可能性があり、当グループが生物多様性に関する企業責任目標を達成できなくなるおそれがある。

b) 統制行動

各産業施設で実施されるリスク管理調査では、健康または環境に対する潜在的な影響とその回避策（規制の遵守、土壌、水、空気および潜在的な健康への影響の監視、防止および保護）をまとめている。また、事故が起こった場合の回避策も含まれている。この点については、2019年9月26日にルーアンの「セベソ」ループリゾール工場で発生した火災からのフィードバックも分析に含める予定である。当グループのフランス国内のセベソ施設はすべて、この種の施設に適用される規制要件を実施している。また、ループリゾールの工場における火災を受け、これらの施設は、知事からの要請にはすべて応じている。ループリゾール後は可燃性液体および有毒物質の貯蔵に関する命令が可決され、当グループのICPE（環境保護指定施設）産業施設にも適用された。

EDF内の産業リスクおよび自然リスク（RIN）ネットワークは、新たな要件が各施設において確実に満たされ、割り当てられ、組み込まれるようにする。

さらに、当グループは、地球資源の保護に関する社会的責任問題を通じて、生物多様性に対する取り組みを行っている。

⑤ 原子力事業に固有のリスク

5 A：事業および／または原子力発電所（フランスおよび英国）の耐用年数延長に関する目標の不遵守

概要：当グループは、安全性および利用可能性の観点から、特に統制または欠陥検出によってフランス国内の原子力発電所を改修しなければならない場合、原子力発電所の稼働目標を達成できない可能性がある。また、その原子炉の稼働について、現行の計画期限を超えて継続できない可能性があり、またフランスおよび英国において当該期限まで稼働する許可すら取得できない可能性がある。さらに、当グループは、稼働中の発電所の改修（フランスにおける「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」）のための費用および期限を管理できない可能性がありこれは当グループにとって大きなリスクである。

緊急性：高

a) 状況

フランスにおいて当グループが現在運営する原子炉群は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。）。これにより、当グループは、特に規模の経済を達成することが可能となり、最新原子炉に対して行われた改善をすべての原子炉に適用することが可能となり、かつ、ある原子炉が故障した場合には、その他の原子炉で採るべき措置を予測することが可能となる。当グループはここ数年、フランスの原子力発電所の稼働を40年を超えて継続することを模索している。

2021年12月15日、EDFは、シボー発電所の原子炉1号機の10年点検に関連して、安全注入系（SIS）内の溶接部近くに「応力腐食」と呼ばれる現象が発生していることを公表した。同様の欠陥は他の発電所でも検知されている。これらの現象は、予定外の操業停止および検査につながり、原子力発電に重大な影響、特に評価の困難な中期的影響を与える。

10年点検（VD）中に行われる定期点検において、および日本の福島第一原子力発電所事故後、当グループは、「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」と呼ばれる大規模な作業計画を策定し、その基本方針は取締役会の承認を受けた（「第2 3（2）①（i）（ロ）フランスにおける原子力発電」を参照。）。

フランス政府が従前行ったフェッセンハイム原子力発電所閉鎖の決定を受け、2基の原子炉は2020年に完全に操業停止された。

英国においては、EDF Energyの既存の原子力発電所における原子炉の現行の計画耐用年数は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）については41暦年から47暦年の間で、サイズウェルB加圧水型原子炉（PWR）については40年である。EDF Energyによる取得以降、AGR発電所の耐用年数は平均8年延長されており、PWRの耐用年数を現行の計画である40年から20年延長することを目標としている（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）。ダンジェネスにある2基の原子炉は2021年6月7日に永久的に操業停止され、ハンターストンBの原子炉は2021年11月26日および2022年1月7日にそれぞれ永久的に操業停止された。

b) 主要なリスク

フランスにおける原子力発電所

- ・この発電所の規格化には同時に、機能不全が複数の原子炉または1世代もしくは1系列の原子炉に共通して起こるという潜在的リスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。）。
- ・当グループは、重大なもしくは費用のかかる修繕または改造作業を発電所の全部または一部について実施しなければならない可能性がある。当グループの発電所の運営もしくはその発電量に影響を与え、当グループの発電所の全部もしくは一部の一時停止もしくは閉鎖を招く事象が発生する可能性もある。

具体的には、前述した「応力腐食」と呼ばれる現象により、その他のN4型原子炉も操業を停止するに至った。予防検査では、他の原子炉にも同様の兆候が見られた。検査の完了（一部は破壊検査）、技術ソリューションの検証およびその展開に伴い、EDFは2022年2月、ASNと協議の上、リソースを最適化しフィードバックを考慮して検査を再開する原子炉の重点リストを作成した。

これらの現象の影響を受ける可能性のある配管のリストは、未完成である。このため、応力腐食現象が懸念される配管の点検および補修の計画は、原子力発電の観点からは大きなリスクとなる。これを受けて、当グループは、2022年および2023年の原子力発電量の予測を見直した（EDFの2022年2月7日付および2022年2月11日付のプレスリリースを参照。）。現時点では、当グループは、2023年以降の影響について分析できる状況にはない。

ASNと緊密に協議した上で、原子力発電所内でさらなる検査を行う可能性がある。その結果、新たな調査が行われ、多額の費用のかかる長期的な修繕が必要となる可能性もある。

- ・ASNは定期点検において、各原子炉につき事業者が講じるべき措置を決定し、さらなる指示を与える。原子炉格納建造物および原子炉容器等、交換不可能な機器の容量が最長60年の稼働に耐えることを証明するため、解決策の研究がなされている。かかる研究は、フランスだけでなく世界のデータに基づいており（米国においては、4基の原子炉が最長80年の耐用年数について許可を受けており、その他6基の原子炉については許可申請中である。原子力規制委員会（NRC）の職員は、その後の免許更新（SLR）を、60年から80年に延長された耐用年数について行うと定めている（www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html。））、調査中の耐用年数につ

き安全マージンを確認することを可能としているが、既存の発電所について（必要であれば）追加の保護措置を適応させる必要が生じる可能性もあり、これはそのパフォーマンスに影響するおそれがある。

- ・ EDFの900MWeの原子炉の稼働を4回目の定期点検後も継続する条件に関する2021年2月23日付決定において、ASNは、ASNが策定した要求への対応を補足したEDFの対策なら、当該審査の目的を達成でき、かつ、これらの安全性向上は、追加措置を講じれば900MWeの原子炉の稼働を4回目の定期点検後も10年間継続できる展望を開くものである、と判断した。これらの新たな要求によって投資が増加し、ただでさえ非常に意欲的であった当初のプログラムと比較して工業負荷が追加で約25%増大するため、実業家が所定の期限内に必要な投資を行うことが可能か、リスクが増加することになる。
- ・ フランス環境法に従い、稼働35年目以降の審査においてEDFが行う提案は、公的な調査後、原子炉ごとにASNに提出され、許認可の申請がなされる。トリカスタン1については、4回目の10年点検（VD4）（系列では初）が2019年12月23日に再結合の上、終了した。定期点検の結果報告書（RCR）は2020年2月に送付され、4回目の10年点検（VD4）に関するASNの包括的意見が発表された後、2022年1月13日から2月14日にかけてに公的な調査が行われる予定である。トリカスタン1のRCRについてのASNの意見は、2022年末に発表される見込みである。2021年末現在、4回目の10年点検（VD4）は、トリカスタン1、ビュジェ2、ビュジェ4およびトリカスタン2の原子炉については完了し、ダンピエール1、ビュジェ5およびグラヴリーヌ1については進行中であった。ASNの各意見には、包括的意見の要求に加えて、施設固有の要求が含まれ、工業負荷および費用に影響する可能性が高い。
- ・ 2016年、取締役会は、連結財務書類では、900MWのPWR発電所（フェッセンハイムを除く。）の減価償却期間を40年から50年に延長することを承認しているが、各10年点検後、原子炉ごとにEDFが提案する引当金についてASNが行う決定は見込んでいない。いずれかの900MWの原子炉について耐用年数の延長が認められない可能性は否定できないが、2021年2月23日にASNが発表した包括的意見によって重要な一歩が踏み出された。
- ・ フランスの原子力発電所のその他の系列（より新しい1,300MWおよび1,450MW）の稼働継続は、引き続き当グループの産業目標である。2021年、取締役会は、連結財務書類において1,300MWのPWR発電所の減価償却期間を40年から50年に延長することを承認した。この会計上の見積りは、稼働継続を認可する決定がなされることを示すものではない。かかる決定は、各10年点検後に法律に基づき安全当局がユニットごとに行う予定だからである。
- ・ 「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画の潜在的リスクは、特に原子力安全当局（ASN）から受ける予定の許認可に関して、操業を開始するために必要な許認可の評価が遅れる可能性があることなどである。かかる不確定要素は、多くの産業計画が同時に実行されている状況において、敷地における新設備の製造および引渡または敷地において実行される作業にも関係する可能性がある。健康危機によって遅延が生じた場合、所定の期限内に作業を完了できない可能性もある。また、当グループは、関係当局から耐用年数の延長の許認可を取得できない可能性がある。特定の条件の下でかかる延長許可を取得できたとしても、その財務上の影響は、特に投資に関して、当グループの原子炉の耐用年数延長に関する戦略、または当グループの世界投資戦略推進力に及ぶ可能性がある。これらの事象は、当グループの財務状態に重大な悪影響を与えるおそれがある。
- ・ 最後に、健康危機が悪化または継続した場合、稼働目標の達成、およびグラン・カレナージュ（Grand Carénage）・プロジェクトを含む維持管理プロジェクトの成功に影響を与えるおそれがある。

英国における原子力施設

- ・ 当グループは、英国において適用される原子力安全規則および特にAGR原子炉技術を踏まえると、EDF Energyはその既存の原子炉を現行の計画耐用年数（AGR）または潜在的な耐用年数（サイズウェルB）の終了まで運営するために適切な時期に必要な許認可をONRから取得できない可能性があり、当グループに対して多額の費用または投資を負担させる条件なくかかる許認可を取得できる可能性がある。
- ・ AGR（改良型ガス冷却原子炉）における黒鉛の経年劣化について行っている分析により、原子炉のダウンタイムが長引き、または早期に操業が停止される可能性がある。操業の継続を正当化できるよう炉心状態を十分に把握するために、照射に晒される黒鉛の亀裂は、原子力規制局（ONR）によって慎重に監視され、定期点検が行われ、統制されなければならない。2020年8月および2020年11月に行われた決定に従い、ハンターストンBの操業を2022年1月7日に永久的に停止し、ヒンクリー・ポイントBにおける発電を2022年7月までに永久的に終了する予定である。2021年12月に行われたAGRの耐用年数評価を受けて、ヘイシャム2およびトーネスの最終閉鎖予定日は、2030年から2028年3月に繰り上げられた。
- ・ その他のAGR発電所に早期操業停止のリスクがある場合は、燃料取出が加速される。この戦略が採られた場合、資産価値の再評価が必要となる可能性がある。
- ・ 英国における発電所の経年劣化および直面している多くの技術的問題を考慮すると、現在稼働中のAGRの将来の発電量は非常に不確実である。

その他の原子力施設

- ・当グループは、EDFによる運営の責任はないがEDFが（ベルギーおよび中国において）経済的利益を有する原子炉についても、いくつかの金融リスクに晒されている。当グループは、これらのユニットについて実行される予定の、費用のかかる修理もしくは改良、または耐用年数、発電量もしくは供給力に影響を与える可能性のある事象に対して、当グループの持分の金額を上限に寄与しなければならない場合がある。フランスおよび英国同様、これらの国々の原子力安全当局も、特に国際的な経験からのフィードバックの活用および先行事象の可能性の事前対処に関して、追加の作業または統制を要する決定を下す可能性がある。当グループは、資産価値に関するリスクにも晒されている。

その他のリスク

- ・さらに、当グループがその原子力施設に関して行う運営の質および変更にかかわらず、原子力の安全性に責任を負う原子力事業者の主導で、または原子力安全当局の要請で、これらの施設のいずれかに対して運営上の安全マージンを広げるための特別運営条件が課される可能性は、排除できない。
- ・最後に、当グループは当事者ではないが世界の広範囲に影響を与える深刻な原子力事故が発生した場合、当グループの原子炉および当グループが出資する原子炉について新たな改修を行うよう、安全当局に要求されるおそれがある。

c) 統制行動

このリスクに関するこれらの行動計画は、特にスタート2025および「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画の関係において、当該原子力発電所のすべての運用エンジニアリングおよび運営チームによって実行されている（「第2 3（2）①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。）。

①（i）（ロ）（a）フランスにおけるEDFの原子力発電所およびその運営」を参照。）。

10年点検中、安全評価により、国際的な最良の慣行、ならびに施設の状態、運営を通じて得た経験、ならびに同様の施設にも応用できる知識およびルールの変更を考慮することによる、安全性レベルのさらなる向上が可能になる。

実施される4回目の10年点検（VD4）の件数が年々増え（2019年に1件、2020年に1件、2021年に4件、2022年に5件）、産業構造に対する負担が増加したことで、負担の複数年構想を立て、原子力産業全体が稼働中の発電所の産業計画を確実に成功させるために（資源、契約条件、規格化等に関して）必要な措置を取れるよう、稼働中の発電所の主たる供給業者が関与するアプローチの対象となっている。

2019年12月以降、当グループは、主要なプロジェクトに後れを取らず、フランスおよび英国の既存の原子力発電所のニーズに応えるために、フランスの原子力産業を最高レベルの厳格さ、品質、卓越性に戻すことを目指して、エクセル計画を実施している（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）。

応力腐食現象については、EDFは、特に10年点検を受ける複数の1,300MWおよび900MWの原子炉の維持管理のための計画的な供給停止時および燃料交換のための供給停止時に、2022年末までに実施することを目的とした原子力発電所全体の点検計画の策定を続けている。EDFは、この現象に関する知識を深めるための調査を続けており、亀裂の深さを測定できる新たな超音波検査手段の開発に着手している。EDFは、2022年9月から2023年末まで、これらの新たな手段で原子炉を検査する。

ASNと緊密に協議した上で、原子力発電所内でさらなる統制を行う可能性がある。その結果、既に計画されている保守行動に加えて、新たな行動計画が策定される可能性がある。

英国においては、リスク統制は以下にも基づいている。

- ・施設の耐用年数、規制当局による評価および許可要件に関する安全事例についての、規制当局との継続的な対話
- ・特にヘイシャム2およびトーンズにおいて頻繁に黒鉛検査を行う、AGR発電所の黒鉛管理および経年劣化監督計画
- ・耐用年数延長のために必要な投資計画に関する決定に向けてビジネスモデルの策定を管理するための、サイズウェルBの長期稼働プログラム
- ・必要に応じたAGRの耐用年数の評価、および早期閉鎖の場合における燃料廃棄の準備行動
- ・発電ロスにつながる可能性のある問題を初期段階で検討できるよう、施設の予防的な監督および保守戦略

5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力

概要：原子力施設の廃炉ならびに放射性廃棄物の処理および最終処分（使用済燃料からの長寿命廃棄物の処理および廃炉を含む。）のために当グループが確保した引当金は、十分ではないと判明する可能性がある。具体的には、既存の原子力施設を廃炉にすると、現時点では予測不可能な問題が生じたり、予想を遙かに上回る費用が発生したりする可能性がある。また、これらの運転に際しては、廃棄物管理および循環型経済といったCSRの課題に取り組まなければならない。

当グループの原子力に付随する長期的コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）に関する費用をカバーするために当グループがフランスにおいて設定している専用資産の額は、関連引当金を積み増したり、または専用資産の価値が減少したりした場合に十分ではないと判明する可能性がある。そのような場合、この金額を引き上げる必要が生じ、当グループのキャッシュ・フロー、業績および展望に悪影響が生じる可能性がある。

緊急性：中

a) 廃炉

フランスにおいて進行中の廃炉作業（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）は、スーパーフェニックス発電所および2020年に永久的に操業停止したフェッセンハイム発電所を含む、建設され稼働していたが現在永久的に操業停止している発電所に関するものである。かかる事業では、4つの異なる原子炉技術を扱っている。すなわち、重水炉（プレナリス）、ナトリウム冷却高速炉（クレイ・マルヴィルにおけるスーパーフェニックス）、黒鉛減速ガス冷却炉（シノン、サンローランおよびビュジェにおけるNUGG原子炉）、および加圧水型原子炉（PWR）（ショーAおよびフェッセンハイムにおけるもの）である。

英国では、ダンジェネスにある2基の原子炉は2021年6月7日に永久的に操業停止され、ハンターストンBの原子炉は2021年11月26日および2022年1月7日にそれぞれ永久的に操業停止された。British Energyの再編に関して締結された取決めに基き、EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd.の既存の原子力発電所の廃炉費用については原子力負債ファンド（NFL）より支払われる。同ファンドの資産が不十分な場合、英国政府がかかる費用を負担する（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）。2019年、EDF Energyおよび英国政府（BEIS）は、上記の取決めの実施条件を明確にするため、特にEDF Energyが原子力負債ファンドから回収する廃炉費用、および燃料取出段階の終了時に英国当局が原子力発電所を取得する選択権を行使できる条件の決定に関して、協議を開始した。2021年6月、燃料廃棄段階におけるEDF Energyの役割、費用回収の方法と時期、発電所の政府への移転条件について、政府との合意が成立した。この合意は、原子力負債調達契約（NLFA）を更新するものである。

主要なリスク

- ・フランス国内で行われている解体作業はEDFにとって初めてのことであり、PWRを除き、国際的な経験が少ないか、または存在しない原子炉技術に関するものである。したがって、新たな方法および技術を開発する必要がある、これは既にフィードバックのある技術よりもリスクが大きい。
- ・EDFも他の事業者も当グループの現行のPWR発電所に相当する規模での廃炉プログラムを開始したことがないため、費用の見積りには特にこのスケール効果に関するリスクが伴う。
- ・かかる作業の時期および費用は、行政上の許可、ならびに放射性廃棄物の貯蔵センターまたは廃棄物コンテナの保管、処理および貯蔵に必要なその他の施設を必要な時に利用できるか否かに左右される。
- ・廃炉プロジェクトおよび廃棄物管理に影響する可能性のあるこれら技術的、産業的および行政的不確実性ならびに偶発事象は、現在繰り入れられている引当金の金額に影響を与える可能性がある。実際、かかる引当金の金額の評価は、費用、計画、インフレ率および長期割引率に使用する仮定、ならびに規制、特にカバーする費用の範囲に関する規制の変更に従い変動する。これらの引当金の金額は、フランス環境法に従って監督機関が決定し、かかる監督機関は、特に引当金の計上された費用の適切性を検証し、当該引当金の割引率に上限を設定する。
これらの不確実性および偶発事象により、引当金額の大幅な修正を余儀なくされる可能性があり、また、引当金は、実際に発生した費用をカバーできなくなる可能性がある。当グループが責任を負う原子力施設の廃炉に関する支出、完了時期および引当金を管理できなければ、当グループの財政状態および評判に悪影響が生じるだろう（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務諸表の注記15を参照。）。
- ・英国では、現行の契約の規定によると、NFLが負担すべき燃料取出および排出に関する費用は、EDF Energyがこれを認め、フランス政府が承認しなければならない（この承認を得られないときは、EDF Energyの責任が継続する。）。
- ・EDFは運営を行わないが、EDFが（中国およびベルギーにおいて）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、将来の廃炉費用負担につき、その寄与に応じた金融リスクに晒されている。

統制行動

- ・ショーAにおけるPWRからのフィードバックにより、現在稼働中の原子力発電所およびフェッセンハイム（「第2世代」の発電所）の将来の廃炉費用の研究および見積りを、可能な限りまとめることができる。
- ・当グループは定期的に引当金に関する主要な見積りの更新を行っている（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15を参照。）。
- ・2019年末時点で操業停止していた施設についてフランス気象エネルギー総局が行った2020年－2021年監査は、「原価計算および年1回の見直しプロセスは厳格で、使用した仮定条件および元データを容易にたどることが可能である。引当金はプロジェクトの基本シナリオどおりであり、監査範囲の費用の全額をカバーしている。」と結論した。
- ・原子力費用の調達を確保する際のガバナンスは、グループ・ポリシーの策定（2021年6月30日に取締役会が検証済み）、および2020年7月1日付命令第2020-830号に基づき2021年に原子力費用評価管理機能を設定したことを通じて、強化されている。
- ・英国において、廃炉費用の回収リスクは、政府との合意により大幅に減少している。その他のリスク統制行動は、以下のとおりである。
－政府およびNDA（原子力廃炉当局）との良好な関係の維持

－監督および契約遵守に関する取決めの強化、ならびに報告およびパフォーマンス管理

b) 廃棄物処理

フランスでは、EDFは、以下の場合に生じたすべての放射性廃棄物に対して責任を負う。

- ・当グループが操業する原子力施設の操業中
- ・EDFが操業する原子炉から生じた使用済燃料の処理作業中
- ・当グループが操業する原子力施設の廃炉作業中（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）A 核燃料サイクルおよび関連する問題－調整後の最終放射性廃棄物の貯蔵」を参照。）

この点について、EDFは、かかる廃棄物の長期管理について引当金を計上している。廃棄物の各カテゴリー（高レベル、中レベル、低レベルまたは極低レベル）について、特別な管理経路が確保されている。

廃棄物長期管理引当金の大部分は、高レベル廃棄物（HLW）および長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）に関するものである。長寿命高レベル放射性廃棄物の最終処分として国際的な基準となっている地層処分、ならびにANDRA、公的機関および他の放射性廃棄物排出事業者と2006年に行った作業を前提としている（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15.1および「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

2006年6月28日付法律第2006-739号は、黒鉛などの長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）専用の貯蔵センターについて規定するものである。すべてのLLW-LLの管理のための総合産業計画は、PNGMDRの枠組みの中で策定中である（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

英国においては、当局と締結した契約の条件（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）に基づき、特定の放射性廃棄物の管理に伴う責任および一定の費用は英国政府に移転される。2021年に政府と締結した補足契約は、廃棄物管理に係る費用の回収方法を明確に規定している。

主要なリスク

- ・当グループは、特に、事故により使用済燃料または廃棄物に関して第三者または環境に損害を与えた場合には、廃棄物に適用される規制に定義される原子力事業者または放射性廃棄物排出者として責任を問われる可能性がある。これらの生成物が当グループ以外の者（具体的にはフランスにおいてはOrano Groupおよびフランス放射性廃棄物管理庁（ANDRA））によって取扱われ、輸送され、保有され、保管されまたは倉庫に入れられている場合であっても、当グループの責任が問われる可能性がある。
- ・当グループの長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物が、必ずしもフランス環境法第L.542-1-1条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成するわけではない。この場合、この廃棄物を直接深地層処分場に埋めることができない可能性がある。これは特に、グリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法律第2015-992号に基づき発令された2016年2月10日付原子力政令が、行政当局に対し、放射性物質を放射性廃棄物として、また放射性廃棄物を放射性物質として再分類することを認めたためである。また、当グループは、公的機関がかかる最終貯蔵を承認するまでの期間、またはどのような技術指針が取られるかについて、コントロールすることはできない。これは、廃棄物の行く末、EDFが負う責任および結果的な費用に関する不確実性をもたらす可能性がある。
- ・残る留保分、およびANDRAが2022年からの地層処分場の建設許可を取得するために行われる補足調査は、放射性廃棄物の長期管理規定の改正につながる可能性がある。
- ・規定は、長寿命低レベル廃棄物の貯蔵について放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）に基づき行われる研究の成果を踏まえて、アップデートが必要な場合がある。
- ・British Energyの再編契約に従い、上記契約の範囲に含まれない廃棄物の管理、貯蔵および処理に関する財務上、技術上および法律上の責任は、引き続きEDF Energy Nuclear Generation Limitedが負う。
- ・当グループが責任を負う廃棄物の処理および最終貯蔵に関して、完了までの費用およびスケジュールを管理できなければ、当グループの財務状態および評判に悪影響が生じる。
- ・EDFは運営を行わないが、EDFが（ベルギーおよび中国において）財務的利益を有する原子力発電施設について、当グループは、使用済燃料および廃棄物管理に関連する将来的な支出負担のため、その株式保有の割合に応じた金融リスクに晒されている。

統制行動

- ・統制戦略は、当グループの原子力施設廃炉および操業プロジェクトの現在および将来のニーズを満たすため、放射性廃棄物処理場を開発および確保することである。この目的で、幅広く適切な廃棄物処理ソリューションを提供するため、具体的にはCyclifeの複数の子会社が連結されている。

- ・Cigéo（高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物についてANDRAが開発した地層処分センター・プロジェクト）についての統制戦略は、25十億ユーロという目標費用を達成するためにANDRAに技術の最適化を提案し、開発戦略および処分の実施をサポートすることで、プロジェクトを確実に実行することである（2011年経済的費用（2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記28.2を参照。））（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。この目的で、EDFは2020年末にANDRAと協働契約を締結した。
- ・当グループは、排出事業者として、黒鉛廃棄物の貯蔵について様々な作業部会に参加している。さらに、EDFはPNGMDRの管理委員会にも非常に積極的に参加している。
- ・英国においては、AGRおよびPWRからの使用済燃料の管理について以下のような取決めを行っている。
 - －EDF Energyは、その安全性方針および持続可能な開発に関する方針に基づき、使用済燃料および排出する廃棄物の量を継続的に改善し最小化する取組みを実施している。
 - －AGRからの使用済燃料の管理については、British Energyの再編時に取決めが行われた。AGRからの使用済燃料は、セラフィールドの再処理施設において処理され、長期貯蔵される。EDF Energyが、この貯蔵（および前年までに行われた再処理）の資金を調達する。
 - －サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、敷地内の専用乾式貯蔵施設に貯蔵されている。この施設は、サイズウェルBの耐用年数中に発生するすべての使用済燃料を安全に貯蔵できるようにするものである。“。長期間の地表貯蔵の後、サイズウェルBのPWRの使用済燃料は、将来の英国地層処分施設に送られる。この戦略は原子力廃炉当局が承認し、原子力負債ファンドが資金を調達した。

c) 引当金および専用資産の管理

状況

2021年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1「フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産」には、2021年度末の経済状況に基づく費用、およびこれに対応し以下に関連する引当金が記載されている。

- ・フランスの原子力発電所の廃炉
- ・炉心核燃料
- ・廃棄物の長期管理、ならびに廃棄物の回収およびパッケージング

この記載は、当グループの引当金、および各種引当金の割引率変動に伴う利益について、感応度分析を行うものでもある。これらの引当金は、合計で数百億ユーロに上る。

2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記17.1「その他の施設廃止引当金」には、FramatomeおよびCyclife France（旧SOCODEI）ならびにフランス国内におけるそれらの基礎原子力施設について、同じ項目が記載されている。

2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15.1.2.4には、2021年12月31日現在の長期的な原子力コミットメント（放射性廃棄物および廃炉）の費用を満たすためのEDFの専用資産ポートフォリオの市場価額が記載されている。

英国では、原子力負債のための基金は、英国政府が設立したEDFとは独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。HPC関連の負債については、HPCの株主（EDF EnergyおよびCGN）から独立した機関（信託）であるFundCoにより、基金が管理される予定である。したがって、事業者には、この目的で管理している資産はない（「第2 3（2）⑤（i）（ロ）（b）原子力発電」を参照。）。

主要なリスク

- ・これらの引当金に関するあらゆる不確実性および偶発事象は、当グループの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある（2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記15.1を参照。）。
- ・専用資産の参照ベースを測定する引当金に大幅な変更がなされた場合、かかる資産の価値を調整するための追加的な配分が必要となる可能性があり、これはEDFの財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。さらに、国レベルでの規制（特に、EDFが構成する専用資産の基準に影響を与え得る規制（フランス会計検査院は2020年3月4日に上院の財務委員会に対する原子力発電所の閉鎖および廃炉に関する報告書を公表し、廃炉準備作業に係るすべての費用、作業後に係る費用、ならびに廃炉施設に直接起因する税金、課徴金および保険料の費用は、長期的費用のカテゴリーに段階的に組み入れるべきであると提言している。））または欧州レベルでの規制の強化が、専用資産の構成に関する要件をより厳しくすることにつながり、EDFの財務状態に重大な影響を与える可能性がある。
- ・これらの資産は、厳格かつ慎重な規則に従って設定および管理されているが、金融市場の価格変動または価値変動が当該資産の価値に重大な悪影響を与える可能性があり（感応度分析については、「第3 3（3）⑤（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）、その結果、EDFは、当該資産の価値を回復させるために、さらなる配分を行わなければならない可能性がある。かかる事象は、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

- ・専用資産の金額が当グループの長期的コミットメントの支払計画をヘッジするのに利用できないまたは不十分である場合、当グループの財務状態および評判に悪影響が生じるおそれがある。

統治の取決め

引当金および専用資産を確実に管理するため、当グループは、以下の特別な統治の取決めを行っている。

- ・2020年7月1日付命令第2020-830号に基づく原子力負荷評価管理機能
- ・専用資産ポートフォリオ運用管理委員会
- ・取締役会の原子力監視委員会（CSEN）

5 C：運転中の原子力安全違反による原子力民事責任

概要：産業パフォーマンスの管理に加えて、またEDFグループにおける原子力発電の重要性を考慮し、EDFが原子力の安全性を最優先に据えた原子力事業者としての責任をいかに果たすかによって、当グループの全体的なパフォーマンスが決定する。原子力事業の結果として、当グループは、原子力損害の民事責任のリスクに晒されている。

緊急性：中

a) 状況

原子力の安全の主たる責任は、原子炉の運転サイクルを通じて原子力事業者が負う。管理原則と並ぶこの原則は、EDFグループの原子力安全性方針において再確認されている。一原子力事業者としての責任は、当グループのCSR方針の「原子力安全性、健康および安全保障」面に該当する。会長兼最高経営責任者は、原子力発電および火力発電担当の上級執行副社長ならびに新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当の上級執行副社長に対してこの責任を委譲し、かかる上級執行副社長は当該部門の部長に再委譲し、かかる部長はユニット・マネージャーに再委譲する。

b) 主要なリスク

原子力の安全性の管理

当グループの原子力安全性方針に明記されているとおり、最優先すべきは原子力の安全性であり、これは原子力事業全体の産業パフォーマンスの要因となっている。原子力事業者が設計に配慮し、設計者が運用に配慮することは、原子力の安全の1要素である。運転上の安全を管理できない場合、当グループの産業資産、財務状態および発展の見通し、または産業活動の継続にまで、重大な、または致命的な影響が生じるおそれがある。

当グループの原子力事業に関連して深刻な事象が発生し、人々、環境もしくは地域に影響を与える可能性がある場合、または実際に影響が確認された場合、当グループの産業施設の操業に対する制約が大幅に増大し、または当グループの原子力事業が部分的もしくは全面的に妨害されるおそれすらある。そのような事象は、当グループの事業、財務状態、戦略および評判に重大な悪影響を与えるおそれがある。

原子力損害の民事責任

パリ条約締約国の原子力施設事業者に適用される原子力民事責任制度および適用される保険については、「第3 2（1）③（vi）保険」に記載されている。この制度は、原子力事業者が厳格な責任を負うことを原則としている。したがって、原子力損害の要因となる事象が生じた場合、当グループには、当該損害の要因となった事象の原因およびいかなる安全対策が行われたかの如何にかかわらず、当該国で適用される法律が定める財務上の限度額において自動的に損害賠償責任が生じることになる。

当グループが原子力施設を運営する国において、法定損害賠償限度額が引き上げられたり撤廃されたりする可能性がある。例えば、パリ条約および2022年1月1日付で施行されたブリュッセル条約を改正する議定書では、当該限度額の引上げおよび対象となる損害の大幅な拡大が定められている。フランスの事業者の現在の損害賠償額は、施設における原子力事故については700百万ユーロ、輸送中の原子力事故については80百万ユーロとなっている。これらの議定書が提示するその他の変更が発効すれば、保険に係る費用はさらに増加する可能性が高く、この損害賠償額をカバーするかかる保険が必ずしも存在する、または常に維持できるとも限らない。当グループの原子力事業者としての民事責任および核物質の輸送をカバーする保険については「第3 2（1）③（vi）保険」に記載されている。

EDFの原子力施設への物的損害は、保険契約の対象となっている（「第3 2（1）③（vi）保険」を参照。）。かかる保険範囲にもかかわらず、当グループの原子力施設が甚大な損害を被るような事象が発生した場合には、当グループの事業および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

最後に、当グループは、特に、2011年3月に日本で発生した原子力発電所事故等の事象による保険市場への影響に関して、原子力事業者の賠償責任および施設への物的損害の両方について保険を提供している保険会社に常に支払余力があるとの保証も、保険に係る費用が著しく増加しないとの保証もできない。

c) 統制行動

これらのリスクを考慮し、かつ、当グループの方針に従って、原子力施設を運営する各グループ企業は、それぞれが事業展開する国に特有の法律および規制の枠組みの中で事業を行い、かかる法律および規制を遵守する義務を負う。いずれも、施設の原子力安全性を確保し、その方法、技能および価値観に基づいて、絶えずこの安全性レベルを向上する。当グループは、事故の防止、ならびに作業員、一般市民および環境の保護の最高水準を達成することを目指して、共通の原則を策定している。かかる原則は、新たなプロジェクトおよび既存の発電所の両方、または廃炉されている敷地について、その事業のあらゆる局面に適用される。当グループは、産業パートナーに対しても、これらの目標を達成するよう熱心に働きかけている。

各企業は、原子力事業の適正な実施に責任を負い、決定および行動の各レベルにおいて適切な委任を行う。当グループは、原子力の安全性に必要な資源が割り当てられるよう保証する。

各施設、各企業および当グループにおいて、独立安全性評価を行う内部機関が設置されている。各機関は、他の管理機能から独立して当該内部機関のマネージャーに直属する。また、直接関係する階層レベルの反応が期待と異なる場合は、その上の階層レベルに警告する義務を負う。

当グループの原子力事業会社は、定期的に国際評価チーム（WANO（世界原子力事業者協会）ピア・レビューおよびIAEAのOSART（国際原子力機関（IAEA）の運転管理評価チーム））を受け入れている。

当グループでは、事象およびその潜在的影響について、明快かつ率直な情報交換を推進している。有給の職員およびその代理人、下請業者、監督機関（フランスの原子力安全当局、英国の原子力規制局）、地域社会、および原子力の安全性に関するその他すべての利害関係者に対して、このように質の高い対話が追求され、維持されている。

EDFの会長兼最高経営責任者が委員長を務める原子力安全委員会は、年に数回会議を開き、年1回実施されるEDFグループの原子力安全評価を定期的に審査する。原子力安全・放射線防護総括監査官（IGSNR）は、会長兼最高経営責任者に任命され、これに直属する。EDFグループのすべての原子力事業について検査業務を行う。毎年、EDF内の安全性について意見を述べる。その報告書は、原子力安全委員会に提出されて協議された後、公表される（「第2 3（2）①（i）（ii）（c）原子力施設およびその安全性」を参照。）。

5 D：燃料サイクルの管理

概要：原子力の安全性の管理（リスク5 C）、既存の原子力施設の運転（リスク5 A）および新原子力プロジェクト（リスク4 A）に加えて、当グループは、原子力事業において核燃料サイクルの管理義務を負う。

緊急性：中

a) 状況

当グループの営業コストは、核燃料購入を含む。

EDFは、フランスおよび英国における原子力発電所において、ウラン、転換サービスおよび濃縮サービス、燃料集合体、および使用済燃料の再処理事業の供給を受けている。

フランスでは、EDFは、使用済核燃料の管理業務（輸送、処理およびリサイクルのための調整）に関して、Oranoとの間で2008年12月に締結された基本契約およびその後の実施契約に基づく価格および処理量の条件を用いて引当金を計上している（2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記15を参照。）（「第2 3（2）①（i）（ii）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。これらの引当金額は、およそ10十億ユーロに上る。

2021年12月31日現在の連結財務書類の注記15.1.1.5「割引率、インフレ率および感応度分析」および注記15.1「フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産」には、「年度末の経済状況に基づく費用」（2021年12月31日現在の見積額）と「引当金の現在価値」との関係が示されている。

b) 主要なリスク

核燃料の供給

価格および入手可能性は、当グループがコントロールできない要因に応じて変動する。これには、政治的および経済的要因（特に、鉱業投資の収益性見通し、需要と供給の不均衡、または（例えば）ウラン鉱山もしくはサイクル発電所での作業事故の発生、新規鉱山の試運転の遅延もしくは生産国における制度的不安につながる事象に関連した供給側の緊張、または制限／制裁／禁輸）が含まれる。

核燃料の物流

新しい核燃料または使用済核燃料の貯蔵および輸送は、特別な安全保障措置が要求される産業活動である。こうした要求はさらに厳しくなる可能性があり、当グループにとってさらなる課題および費用が発生する可能性がある。

この産業物流システムが崩壊した場合には、新たな燃料集合体を運び込めなくなるか、または貯蔵施設が飽和状態となるため、当グループは当該発電所における発電量を削減するか、または全部もしくは一部を中断しなければならない可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。

核物質の輸送は、特に安全保障および規制要件の増大に関連して、引き続き大幅に制約されている。「イエローベスト」危機の管理と同様に、COVID-19パンデミックは、十分に予測されていたため交通機関を混乱させはしなかったが、依然として不安定な状況にあることを思い出させてくれた。

既存の貯蔵プールの飽和、および第3世代の加圧水型原子炉の多重リサイクルまたは第4世代の「GEN IV」原子炉のリサイクルを長期的に実施することができないリスク（ASTRID高速中性子炉プロジェクトの中止）を考慮すると、燃料サイクルが疑問視される可能性がある。これは、運転面および財政面の両方に影響を与えるおそれがある。

使用済燃料管理引当金

Oranoとの現行の契約の対象ではない期間を対象とする引当金の現行の計上金額は、同契約の更新条件が現行より費用のかかるものとなった場合には、再評価されるべきである。

フランス国内および国外で締結された契約は、突然のまたは大幅な価格上昇に対して当グループを完全には防御できない可能性がある。当該契約が満了した場合に、当グループがそれらを（とりわけ、同等の価格で）更新できない可能性があり、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。

c) 統制行動

供給リスク管理戦略は、取締役会に提示された要求事項を網羅するという目的に沿って、競争力のある長期契約を通じてポートフォリオを段階的に確保することである。固定価格契約、または市場価格要素の限定的な契約が好まれ、後者は市場へのエクスポージャーを減らすため体系的に上限／下限を設定する。

輸送の分野では、EDFが実施する統制行動には、輸送の予測不可能性に対する体制の強化および当局（HFDS（保安防護担当高等弁務官）／IRSN（フランス放射線防護原子力安全研究所）／ASN）との結びつきの強化、発電所に対する潜在的影響の防止と軽減、代替手段（納期予測、ユニット間の移動等）の開拓などが含まれる。

使用済燃料貯蔵容量の管理は、密閉サイクルのバランスを保つ上で不可欠である。EDFは2034年、ラアーグのOranoの敷地内で、新たな大容量の使用済燃料貯蔵プールの運用を開始する予定である（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）。一方、Oranoは敷地内の既存のプールを高密度化する計画で、使用済燃料の乾式貯蔵方法も開発中である。

最後に、燃料サイクルに関するEDFの戦略は、GEN IV原子炉を基準に密閉サイクルの長期的な展望を維持することである。

3【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1) 業績等の概要

詳細については、「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

① 顧客と売上高

2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記5.1.2「売上高」を参照。

② EDFの連結負債の変動

詳細については、「第3 3 (3) ④ (i) 純負債額」を参照。

③ シンジケート・ローン

詳細については、「第3 3 (3) ⑤ (i) (イ) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記18.4「未使用与信枠」を参照。

④ 格付

詳細については、「第3 3 (3) ⑤ (i) (ロ) 格付」を参照。

(2) 生産、受注及び販売の状況

「第2 3 事業の内容」および「第3 3 (3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照。

(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

① 主要なデータ

本書中の財務情報は、EDFグループの2021年12月31日現在の連結財務書類から作成されている。

COVID-19パンデミックの影響：2021年度の連結財務書類の注記1.4.3「新型コロナウイルス感染症 (Covid-19) パンデミックの影響」を参照。))。

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)	本業の変動率(%)
売上高	84,461	69,031	15,430	22.4	21.6
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	18,005	16,174	1,831	11.3	11.3
営業利益 (EBIT)	5,225	3,875	1,350	34.8	35.9
連結会社の税引前利益	5,585	1,293	4,292	331.9	334.3
EDFの純利益	5,113	650	4,463	686.6	719.1
非経常項目を除く純利益 ⁽¹⁾	4,717	1,969	2,748	139.6	150.3
ハイブリッド債に係る支払調整後の非経常項目を除く純利益	4,170	1,468	2,702	184	n.a.
当グループのキャッシュ・フロー ⁽²⁾	△1,525	△2,660	1,135	42.7	n.a.
純負債額 ⁽³⁾	42,988	42,290	698	1.6	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(1) 非経常項目を除く純利益は、IFRSに定義されていないため、当グループの連結損益計算書に直接的に表示されない。非経常項目を除く純利益は、非経常項目、トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額ならびに負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額（税引後）を除く当グループの純利益（EDFの純利益）の当グループ持分（「第3 3 (3) ③ (vi) 非経常項目を除く純利益」を参照。）に相当する。

(2) 当グループのキャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標と比較できるものではない。当グループのキャッシュ・フローは、資産売却、法人所得税支払額、金融費

用支出（純額）、専用資産への純割当額、現金配当支払額、リンクリー・ポイントCおよびLinkyのプロジェクトへの投資額を除く営業キャッシュ・フローに相当する（「第3 3（3）④（iii）当グループのキャッシュ・フロー」を参照。）。2020年の数値はプロフォーマ値である。

- (3) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表上には直接表示されていない（「第3 3（3）④（i）純負債額」を参照。）。

② 経済環境

(i) 電力および主要なエネルギー源の市場価格

(イ) 欧州における電力スポット価格（フランス：EPEXSPOTにおける当日引渡向け前日の平均価格。ベルギー：Belpexにおける当日引渡向け前日の平均価格。英国：EDF Tradingにおける当日引渡向け前日平均OTC価格。イタリア：GMEにおける当日引渡向け前日平均価格。）

	フランス	英国	イタリア	ベルギー
2021年のベースロード 平均価格（ユーロ/MWh）	109.2	137.6	125.7	104.1
2021年/2020年のベースロード 平均価格の変動率	+239.0%	+247.5%	+223.1%	+226.6%
2021年のピークロード 平均価格（ユーロ/MWh）	127.4	161.7	141.5	120.5
2021年/2020年のピークロード 平均価格の変動率	+227.0%	+250.6%	+216.4%	+218.0%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスの電力スポット価格は、2020年から77.0ユーロ/MWh上昇した。

2021年度下半期中にコモディティ価格が大幅に上昇したことにより、化石燃料火力発電コストが大幅に増加した。特に第2四半期および第4四半期における、一部景気回復に伴う需要の好転も、このような緊張状態に寄与している。再生可能エネルギーの生産量が2020年よりも減少したこと（-3.8%または-1.9TWh）も要因の一つであった。

2021年のフランスにおける需要は、2021年の平均気温の低下およびCOVID-19パンデミックの影響が軽減したことに起因して、2020年から21.6TWh増加（+4.8%）し、合計471TWhとなった。この需要の増加に対応するため、フランスの発電量は21.1TWh増加し、原子力発電所、化石燃料火力発電所および太陽光発電所では、それぞれ25.2TWh、0.8TWhおよび1.3TWh増加したものの、風力発電量および水力発電量は、それぞれ3.2TWhおよび3.3TWh減少した。

2021年におけるフランスの輸出バランスは、44.3TWhであった。消費が増加したものの、高水準の発電量により、前年と同じバランスに保たれた。輸出量は7.9TWh増加して86.5TWhとなった。CWE（中西欧）ゾーンで4.3TWh減少した以外は、すべての国境において増加した。輸入量については、微減を記録したイタリア（-0.03TWh）およびスイス（-0.3TWh）以外は、すべての国境において増加して、0.8TWh増の42.2TWhとなった。

英国における電力の平均スポット価格は、2020年と比較して98.0ユーロ/MWh上昇した。この上昇は年間を通して見られたが、9月から12月末にかけては、より顕著であった。これは需要の回復、ガス火力発電の発電コストの増加、再生可能エネルギー発電量が西欧全土において減少したことによって、説明される。

イタリアにおける平均スポット価格は、2020年から86.8ユーロ/MWh上昇した。この上昇は、需要が回復したことおよびイタリアの電力構成におけるガスの重要性（欧州では冬の始まりに在庫が少なかった一方で、ガス価格は当年度中に大幅に上昇）を示すものである。

ベルギーにおける平均スポット価格は、ガス、石炭および二酸化炭素の価格の高騰、再生可能エネルギー発電量の減少、寒い冬季ならびに需要の増加に再び起因して、2020年を通して72.2ユーロ/MWh上昇した。

(ロ) 欧州における電力先物価格（フランスおよびドイツ：1年先の平均EEX価格。ベルギーおよびイタリア：1年先の平均EDF取引価格。英国：2021年4月から2022年4月までのICE平均年次契約価格（英国では、年次契約の引渡取引は4月1日から3月31日までの間に行われる。）。）

	フランス	英国	イタリア	ベルギー
2022年年次契約に基づく2021年の ベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	95.5	96.0	96.9	86.0

年次契約に基づく2021年/2020年の ベースロード平均先物価格の変動率	+112.8%	+98.6%	+97.2%	+111.4%
2022年年次契約に基づく2021年12月31日現在の ベースロード先物価格 (ユーロ/MWh)	249.54 ⁽¹⁾	174.96	169.33	159.96
2022年年次契約に基づく2021年の ピークロード平均先物価格 (ユーロ/MWh)	122.5	110.7	106.4	102.8
年次契約に基づく2021年/2020年の ピークロード平均先物価格の変動率	+111.7%	+102.3%	+92.4%	+98.2%
2022年年次契約に基づく2021年12月31日現在の ピークロード先物価格 (ユーロ/MWh)	330.0 ⁽²⁾	211.15	198.73	197.93

(1) フランスにおける2021年12月29日現在の暦年+1年のベースロード最終相場価格

(2) フランスにおける2021年12月29日現在の暦年+1年のピークロード最終相場価格

年次契約に基づく電力のベースロード平均価格およびピークロード平均価格は、(ガス、石炭および二酸化炭素の)コモディティ価格が上昇したため、欧州全土において2020年から2021年にかけて大幅に上昇した。

フランスにおける翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード平均価格は、年間を通じて徐々に上昇し、12月には急騰して、月平均256.5ユーロ/MWhに達した。かかる上昇の主な要因は、ガス市場の価格、ならびにそれよりは程度が低い、二酸化炭素および石炭の価格が、特に下半期において大幅に上昇したことである。この傾向は、一部の原子力発電所の稼働停止が発表されたことを受けて、需給バランスの緊張が懸念されたため、12月の最後の数週間に強まった。翌年引渡予定の電力価格は、12月22日にピーク時407.5ユーロ/MWhの記録的な水準に達した。

英国における年度(Y)+1年の4月1日から年度(Y)+2年の3月31日までの4月先物契約ベースロード価格は、98.6%上昇した。価格は年間を通して上昇し、コモディティ価格の上昇に伴って12月に急騰した。

イタリアにおける翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格の97.2%の上昇は、コモディティ価格の上昇を反映したものである。二酸化炭素価格は依然として変動しやすく、イタリアの電力構成におけるガスの割合が高いことから上昇傾向を辿り、電力価格に影響を及ぼした。

ベルギーにおける翌年引渡予定の年次契約に基づくベースロード価格の111.4%の上昇は、コモディティ価格の上昇により、とりわけ第4四半期に顕著であった。

(ハ) 二酸化炭素排出権価格 (フェーズIII (2013年-2020年) およびフェーズIV (2021年-2030年) の年次契約に関する平均ICE価格)

年度(Y)+1年の12月に引渡予定の二酸化炭素排出権価格は、2021年は平均54.0ユーロ/トン(2020年と比較して+115.0%、すなわち+28.9ユーロ/トン)であった。二酸化炭素排出権価格は、2021年を通して堅調な上昇傾向にあった。

年の初めは、1月に米国がパリ協定に復帰することを発表するなど、二酸化炭素排出権価格にとって有利な政治環境にあった。その後7月14日、欧州連合は2030年までにEUの温室効果ガス排出量を当初の40%から55%削減する案を提示した。年の後半には、ドイツ政府が炭素価格の下限を設定することを提案し、価格の上昇傾向を強めた。

これらの展開のほかに、4月の気温が平年を下回ったため、化石燃料火力発電所の使用の増加が必要となった。第3四半期以降、欧州の在庫水準への懸念からガス価格が高騰し、石炭火力発電の発電量を押し上げた。

最後に、投機的なポジション取りで価格が変動し、二酸化炭素排出権の変動幅を拡大させる要因となった。

(ニ) 化石燃料価格 (石炭：欧州での翌年の引渡取引に関する平均ICE価格 (CIF ARA) (米ドル/トン)。石油：ブレント原油バレルのICE価格 (期近物) (米ドル/バレル)。天然ガス：フランスで翌年の10月以降開始する引渡取引に関するICEにおける平均OTC価格 (PEG Nord-ユーロ/MWh) 。)

	石炭 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWhg)
2021年の平均価格	94.6	70.9	30.2
2021年/2020年の平均価格変動率	+63.2%	+64.0%	+131.8%
2021年の最高価格	184.0	86.4	140.3
2021年の最低価格	64.2	51.1	15.8
2021年12月31日現在の価格	99.3	77.78	50.0
2020年12月31日現在の価格	68.85	51.8	16.4

欧州における翌年引渡予定の石炭価格は、2020年と比較して63.2%上昇した。中国では、輸入と増産では需要の増加に対応しきれなかった。その後、ガス価格が高騰し、石炭火力発電所が長期に見て競争力を持つようになった。欧州では、寒波の影響で各国が石炭の備蓄を再構築するようになった。最後に、一部の産炭国（コロンビア、ロシア、南アフリカ、オーストラリアおよびインドネシア）では、社会運動および天候不順による生産問題が発生した。

石油価格は、2020年と比較して64.0%上昇した。これは、米国および欧州の正常な経済活動の再開および復興計画の導入により、世界中で需要が大幅に増加したためである。IEA（国際エネルギー機関）の世界需要予測に合わせてOPECプラス諸国が生産調整を行ったため、原油価格の上昇は限定的となった。

PEG区域における翌年引渡予定の年次ガス契約価格は、131.8%上昇した。春に気温が低下したことにより、欧州のガスの備蓄は減少した。アジアでは、異常な気温により、暖房および空調のガス消費量が増加した。中国は、オーストラリアの石炭の輸入停止へと繋がった政治的な緊迫状況の中、ガスの輸入量を増やした。ウクライナまたはノルド・ストリーム2を経由したロシアからのガス供給量に対する不確実性によって、欧州市場の緊張は高まっている。欧州市場とアジア市場の間のLNG輸送船の誘致に関する競争も価格上昇の要因となった。最後に、初冬にはロシア大統領の発言や東欧の地政学的な緊張を受けて、ガス価格が高騰した。

(ii) 電力消費量および天然ガス消費量

(イ) フランスにおける電力消費量およびガス消費量

2021年のフランスにおける電力消費量は、2020年と比較して21.6TWhの大幅な増加（+4.8%）を示した。かかる増加は、主として、気温低下による気象の影響（+15TWh）およびCOVID-19パンデミック後の景気回復（+6TWh）によるものである。ただし、2020年が閏年であったため、2021年が1日少ないことによる1.4TWhのマイナス効果があった。

フランスにおけるガス消費量は、2020年と比較して27.3TWh増加した。かかる増加は、主として需要の増加によるものであり、第2四半期の平均気温は平年より0.3℃低く、21.7TWhの需要増となったが、第3四半期は例外的であり、8.8TWhの需要減となった。また、2月半ばおよび4月の最初の2週間の寒波により、住宅用顧客の消費量はピークに達したが、工業用地のガス消費量は比較的安定していた。

(ロ) 英国における電力消費量およびガス消費量

英国における電力消費量は、主として、2020年にCOVID-19パンデミックの影響を受けた後、2021年に景気回復したことにより、2020年と比較して3%増加した。

英国におけるガス消費量もまた、気温の低下により、2020年と比較して5%増加した。

(ハ) イタリアにおける電力消費量およびガス消費量

イタリアにおける電力消費量（イタリアに関するデータの出典：未調整データおよびイタリア国営の送電網事業者であるTernaが提供し、Edisonが調整したデータ。）は、主として2020年のCOVID-19危機後の経済活動の再開により、2020年と比較して5.5%増加して、2021年は合計319.4TWhとなった。この需要の増加には、火力発電所および風力発電所（特に風況が良好だった最終四半期）を使用することで対応した。純輸入量は、2020年と比較して32.9%増加し、42.8TWhとパンデミック前の水準に戻った。

イタリアにおける天然ガスの国内需要（イタリアに関するデータの出典：経済開発省（MSE）からのものであり、Snam Rete Gasからのデータは1bcm=10.76TWhのベースで、Edisonが調整している。）は、2020年と比較して7.8%増加して、合計76.2bcmとなった。これはCOVID-19関連制限が解除され、一般的に経済活動が再開されたことを確認するものとなった。すべてのセグメントにおいて需要の増加を記録したが、2021年の冬季が2020年よりも寒かったことにより、特に住宅用顧客による消費量が大幅に増加した（2020年と比較して+10.2%）。

(iii) 電力および天然ガスの販売料金

フランスの「青色」規制販売料金が引き上げられた。

- ・2021年2月1日付で、住宅用顧客については税抜きで1.93%（税込みで1.61%）、非住宅用顧客については税抜きで3.23%（税込みで2.61%）引き上げられた。
- ・2021年8月1日付で、住宅用顧客については税抜きで1.08%（税込みで0.48%）、非住宅用顧客については税抜きで0.84%（税込みで0.38%）引き上げられた。

英国では、住宅用顧客を対象とするガスおよび電力の変動料金の上限額が2019年1月1日に導入された。かかる上限額は、主に直近6か月間の市場価格の変動を考慮するために、6か月ごとに更新される。2021年10月1日から2022年3月31日までの期間について設定された当該料金（12%の上昇）は、2021年9月以降のエネルギー価格、特にガス価格の上昇による供給コスト

トの大幅な増加を反映していない。その結果、Ofgemは、エネルギー価格が供給者の直面するコスト、リスクおよび不測の事態を適切に反映するよう、価格上限の設定方法に関する協議を行った。

2022年2月4日にOfgemは、2022年4月1日から2022年9月30日までの期間に係るエネルギー価格の上限を54%引き上げることを発表した。この非常に大きな値上げを踏まえて、英国政府は、2022年10月の各家庭のエネルギー料金を200英ポンド引き下げ、5年間で返済する形での総額約9十億英ポンドの消費者支援策ならびに最も脆弱な消費者へのその他の支援策を発表した。

イタリアにおいて、2021年のPUN TWA平均（全国一律時間加重平均）の電力料金は、2020年（38.9ユーロ/MWh）から222.4%上昇して、125.5ユーロ/MWhとなった。この大幅な増加は、COVID-19後の景気回復に伴う需要の大幅な増加および火力発電コストの増加（ガスおよび二酸化炭素排出権）によって説明される。ガスのスポット価格は、2020年の水準から342.8%の大幅な上昇を記録した。かかる上昇は、5月以降の気温の低下により顕著となり、備蓄ガスの消費量の増加へと繋がった。

(iv) 天候：気温および降雨量

(イ) フランスの気温

2021年は比較的涼しい年で、平均気温は平年より0.3℃低い12.4℃となった。この冷涼な気候は、特に5月、7月、8月および11月に顕著であった。それでも、2021年には9月と冬季（1月下旬、2月下旬、3月下旬および12月下旬）に暖かい気候となることもあった。

(ロ) フランスの降雨量

2021年の欧州の降雨量は、平年より乾燥していた欧州南部（スペイン、フランス南部およびイタリア）と降雨量が多かった東欧で差はあったものの、全体的に平年並みであった。

フランスでは、年間総水流量係数は平年をやや下回り、（平年を上回った）国の北半分と（平年を下回った）南半分で対照的な状況が見られた。特に第1四半期は、各月で顕著な差が見られた。4月の水流量係数は、降雨量が不足し、雪解け水がなかったため、過去50年間で最も低かった。夏季の特徴は、7月に豊富な降雨量があり、熱波がなかったことであった。秋季には長い乾季があり、年末に雨が降るまで、水流量係数は低下した。

③ 2021年および2020年の事業および連結損益計算書の分析

2021年および2020年の連結損益計算書の表示および分析は、売上高およびEBITDAを事業セグメント（フランスー発電と供給、フランスー規制業務、EDF Renewables、Dalkia、Framatome、英国、イタリア、その他国外およびその他事業）別に分類している。EBIT（営業利益）および純利益は内訳なしで分析されている。

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年
売上高	84,461	69,031
購入燃料およびエネルギー費用	△44,299	△32,425
その他の対外費用 ⁽¹⁾	△8,595	△8,461
人件費	△14,494	△13,957
法人所得税以外の税金	△3,330	△3,797
その他の営業収益および営業費用	4,262	5,783
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	18,005	16,174
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額	△215	△175
減価償却費および償却費（純額） ⁽²⁾	△10,789	△10,838
(減損)/戻入	△653	△799
その他の収益および費用	△1,123	△487
営業利益 (EBIT)	5,225	3,875
総金融負債に係る費用	△1,459	△1,610
割引の影響	△2,670	△3,733
その他の金融収益および費用	4,489	2,761
金融損益	360	△2,582
連結会社の税引前利益	5,585	1,293

法人所得税	△1,400	△945
関連会社およびジョイント・ベンチャーの純利益に対する持分	644	425
非継続事業の純利益	△1	△158
連結純利益	4,828	615
EDFの純利益	5,113	650
EDFの純利益－継続事業	5,114	804
EDFの純利益－非継続事業	△1	△154
非支配持分に帰属する純利益	△285	△35
非支配持分に帰属する純利益－継続事業	△285	△31
非支配持分に帰属する純利益－非継続事業	-	△4

(1) その他の対外費用は、資本財控除後で計上されている。

(2) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。

(i) 売上高

売上高は、2020年から15,430百万ユーロ増加（＋22.4％）し、2021年には84,461百万ユーロとなった。外国為替の変動による影響（－238百万ユーロ）および連結範囲の変更による影響（＋274百万ユーロ）を除いて、売上高は21.6％の本業の成長を計上した。

(イ) グループ売上高の増減およびセグメントごとの内訳

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	84,461	69,031	15,430	22.4	21.6

以下の表は、セグメント間消去を除くセグメントごとの売上高を示している。

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス－発電と供給 ⁽¹⁾	33,182	28,361	4,821	17.0	17.0
フランス－規制業務 ⁽²⁾	17,564	16,228	1,336	8.2	8.2
EDF Renewables	1,767	1,582	185	11.7	12.3
Dalkia	5,196	4,212	984	23.4	23.9
Framatome	3,362	3,295	67	2.0	1.9
英国	10,114	9,041	1,073	11.9	8.4
イタリア	11,212	5,967	5,245	87.9	88.1
その他国外	3,353	2,420	933	38.6	28.1
その他事業	3,905	2,127	1,778	83.6	84.2
セグメント間消去	△5,194	△4,202	△992	23.6	23.6
グループ売上高	84,461	69,031	15,430	22.4	21.6

(1) フランス本土における発電、供給および最適化、ならびにエンジニアリングおよびコンサルティングサービスの売上高。

(2) 規制業務は、Enedisによって行われるフランス本土における配電、EDFの島部業務およびÉlectricité de Strasbourg業務で構成される。フランス本土において、配電網業務は、TURPE（公共送配電網使用料金）を介して規制されている。Enedisとは、フランス・エネルギー法に定義されるEDFの独立子会社である。

(a) フランス－発電と供給

2021年におけるフランス－発電と供給セグメントの売上高は、2020年から4,281百万ユーロの増加（＋17.0％）となり、33,182百万ユーロとなった。

「エネルギー」部分の売上高は、主に原子力発電量の25.3TWhの増加に起因する1,106百万ユーロの好調な販売量の影響、また、2021年末の発電量不足を解消するために高値で購入した電力のマイナスの影響856百万ユーロを反映して、250百万ユーロ増加した。

下流部門における市況は、売上高の変動に対して推定385百万ユーロの好影響をもたらした。かかる増加は、市場シェアの喪失によるマイナスの影響（-221百万ユーロ）にかかわらず、主として、最終顧客への容量保証購入に係る再請求（+519百万ユーロ）に起因する。

購入義務の対象である電力の再販売は、主として当年中のスポット市場価格および先物市場価格の上昇に起因して、2,656百万ユーロ増加したが、非常に風が強かった2020年に容量が減少したことを受け一部相殺された（EBITDAへの影響は、CSPEメカニズムが購入義務に関する費用を補填するため、軽微であった。）。

販売子会社およびアグリゲーターの業績ならびにガスの売上高も、1,530百万ユーロの売上高の増加に寄与した。

発電

2021年におけるフランス国内の原子力発電量は、2020年から25.3TWh増加して、360.7TWhとなった。かかる増加は、主として、COVID-19パンデミックにより需要が低くなる中、より多くの発電所が確保でき、2020年に比べて発電量の調整があまり行われなかったことによるものである。より過密であった維持管理目的の供給停止計画は、予定外の供給停止、予期せぬ事態および延長が少なかったことによって、相殺された。

総水力発電量は、2020年より2.6TWh減少し、41.8TWhとなった（揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2021年には35.9TWh（2020年には38.5TWh）となった。）。かかる減少は、主として、2021年の水利条件が2020年の過去の平均値から改善されたものの、不利であったことによるものである（「第3 3（3）②（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）。

火力発電所の発電量は、2020年から1.7TWh増加して、10.5TWhとなった。

最終顧客（海外の事業者を除き、地方配電会社を含む市場セグメント）への販売量は、0.3TWhとわずかに増加した（天候の影響に関する+9.7TWhを含む。）。

EDFは、卸売市場において69.5TWhに及ぶ純売手となり、当年中、エネルギーを購入した時期があったにもかかわらず、2020年と比較して15.6TWh増加した。原子力発電量および化石燃料火力発電量の増加は、水力発電量の減少および購入義務の減少によって一部相殺された。また、ARENH制度による売上高も増加した。

（b） フランスー規制業務

フランスー規制業務セグメントの2021年の売上高は、2020年と比較して1,336百万ユーロ（+8.2%）増加して、17,564百万ユーロとなった。

Enedis（Enedisは、フランス・エネルギー法において定義されるEDFの独立子会社である。）の1,138百万ユーロの売上高の増加は、主として、2020年度上半期は温暖な気候だったのに対して2021年度上半期の寒さが厳しかったこと（+426百万ユーロ）、また、2020年のCOVID-19パンデミックの影響を受けた後、主にTURPE 6 配電料金の指数調整（2020年8月1日付の+2.75%および2021年8月1日付の0.91%のTURPE配電料金の指数調整）の推移による有利な価格影響（+489百万ユーロ）および接続による収益の増加（+159百万ユーロ）によるものである。

Électricité de StrasbourgおよびSEIの売上高は、202百万ユーロ増加した。

（c） EDF Renewables

EDF Renewablesセグメントの売上高は、2020年と比較して194百万ユーロの本業の成長（+12.3%）となり、合計1,767百万ユーロとなった。

エネルギーの売上高は、2020年度下半期中および2021年に新たな施設の稼働が開始されたことにより風力発電および太陽光発電による発電量の増加の恩恵を受け、5.3%の本業の成長となった。第1四半期においてテキサス州で異常寒波が続いたことは、EDF Renewablesの売上高に大きな影響を及ぼさなかったが、同社は契約上のコミットメントを守るために非常に高い価格でエネルギーを購入しなければならなかったためEBITDAに影響を及ぼした。

米国の分散型太陽光発電事業の売上高は、当該部門のダイナミックな事業環境を反映して、成長を記録した（EBITDAに重大な影響を及ぼすことはなかった。）。

（d） Dalkia

Dalkiaの売上高は、2020年と比較して1,006百万ユーロの本業の成長（+23.9%）となり、2021年には5,196百万ユーロとなった。

かかる成長は、ガス価格の大幅な上昇（EBITDAへの影響はなかった。）、COVID-19パンデミックにより2020年初頭に業務が延期され、工業向けおよび建物向けのサービスが大幅に縮小した後、経済活動が再開したこと、ならびにフランスにおける工業用冷凍サービスの営業活動の展開および英国の営業活動の展開を反映したものである。Dalkiaの売上高はまた、2020年の温暖な気候に比べて、2021年の気温が平年よりやや低かったことによる恩恵を受けた。

(e) Framatome

Framatomeの売上高は、2020年から1.9%の本業の成長となり、2021年には3,362百万ユーロとなった。売上高のほとんどは当グループ内によるものである。かかる成長は、当グループの事業の維持レベルが上がったことに起因するものである。

(f) 英国

英国のセグメントの売上高は、2020年から762百万ユーロ（+8.4%）の本業の成長となり、2021年には10,114百万ユーロとなった。

かかる増加は、電力価格の上昇ならびにUtility PointおよびGreen Network Energyの買収に伴って（ラスト・リゾート・メカニズムに基づく最終的な供給者として）顧客を獲得したことを反映して、販売量が増加したことに起因している。また、第1四半期における寒波および企業用顧客の使用量が5%回復したことも売上高の増加に寄与した。これらの好成長は、原子力発電量の減少（-4 TWh）および高価格でエネルギー購入を行ったことによる原子力エネルギーの実現販売価格の引下げにより、一部相殺された。

(g) イタリア

イタリアのセグメントの売上高は、2020年と比較して5,258百万ユーロの本業の成長（+88.1%）となり、2021年には合計11,212百万ユーロとなった。

ガス事業の売上高は、すべての市場における価格の上昇により増加した（ただし、マージンへの影響は限定的であった。）。2020年に実施されたCOVID-19の措置後の企業用顧客への販売量の回復および2020年よりも寒かった冬季も、販売量の増加に寄与した。

企業用顧客に対する販売量の減少にかかわらず、電力事業の売上高も、電力価格の上昇により大幅に増加した。

(h) その他国外

その他国外セグメントは、主にベルギー、米国、ブラジルおよびアジア（中国、ベトナムおよびラオス）における事業をカバーしている。2021年におけるこのセグメントの売上高は、2020年から681百万ユーロの本業の成長（+28.1%）となり、3,353百万ユーロとなった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgiumを含む。）における売上高は、電力およびガス価格の上昇、企業用顧客および住宅用顧客向けの販売量の増加ならびに天候による影響の恩恵を受けて、2020年と比較して474百万ユーロの本業の成長（+27.3%）となった。住宅用顧客の市場は、未だに競争が激しい。年間を通じて段階的に適用される契約（特に住宅顧客用）の年間指数調整は、卸売市場における最近の電力およびガス価格の上昇をまだ完全に反映していない。火力発電所の活用が進み、システム・サービスの増加を牽引した。風力発電の開発は継続しており、2021年末現在の純設備容量は591MWh（Luminusの純容量。風力発電の総設備容量は、658MW（2020年12月31日現在は588MW）であった。）に達した。

ブラジルにおける売上高は、主に市場における販売量の増加およびEDFのノルテ・フルミネンセ発電所に関連する電力購入契約（PPA）の価格がICMS税（ブラジルにおける商品流通サービス税）の変更に伴い2020年11月に+28%の調整を受けたこと（EBITDAへの影響はなかった。）により、188百万ユーロの本業の成長（+39.7%）となった。2021年の外国為替による影響は、不利に働いた（ユーロに対するブラジル・レアルの価値は下落した。）。

ベトナムにおける売上高は、ガス価格の上昇を反映して、18百万ユーロの本業の成長（+10%）となった（パススルー基準のため、EBITDAへの影響はなかった。）。

(i) その他事業

その他事業は、とりわけEDF Tradingおよびガス事業で構成される。

かかるセグメントの売上高は、2020年から1,791百万ユーロの本業の成長（+84.2%）となり、2021年においては3,905百万ユーロとなった。

- ・ガス事業の売上高は、2020年と比較して1,131百万ユーロの本業の成長となり、1,860百万ユーロとなった。かかる成長は、主として、ガスの卸売市場における価格上昇の好影響（+772百万ユーロ）によるものである。
- ・EDF Tradingの売上高は、2020年と比較して67.7%の本業の成長となり、合計1,518百万ユーロとなった。トレーディング業務は、特にテキサス州で天気事象が発生した第1四半期中はコモディティ市場におけるボラティリティが非常に高かったため、欧州および米国において引き続き好調な業績を上げた。

(ii) EBITDA

2021年の当グループの連結EBITDAは、2020年から11.3%本業が成長して、18,005百万ユーロとなった。

かかる傾向は、トレーディング事業の業績が極めて好調だったこと、イタリアおよびフランスにおける規制業務が大幅に改善したことならびに発電税が引き下げられたことにより牽引された。しかしながら、当年末のフランスにおける原子炉の運転停止および停止期間延長のため、電力価格が高騰する中、市場で大量の電力を購入することを余儀なくされた。これにより、重大な悪影響がもたらされた。英国では、原子力発電所の出力が低下し、高額な市場価格で買い戻しを行ったため、原子力価格の実現価格が大幅に低下したことによるマイナスの影響を受けた。

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	84,461	69,031	15,430	22.4	21.6
購入燃料およびエネルギー費用	△44,299	△32,425	△11,874	36.6	35.3
その他の対外費用	△8,595	△8,461	△134	1.6	1.3
人件費	△14,494	△13,957	△537	3.8	3.5
法人所得税以外の税金	△3,330	△3,797	467	△12.3	△12.0
その他の営業収益および営業費用	4,262	5,783	△1,521	△26.3	△26.1
EBITDA	18,005	16,174	1,831	11.3	11.3

(イ) グループEBITDAの変動および分析

- ・2021年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2020年と比較して11,435百万ユーロの本業の成長（+35.3%）となり、44,299百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントにおける購入燃料およびエネルギー費用は、主に高い価格で大量のエネルギーを購入したため、2020年から2,486百万ユーロの本業の成長（+18.8%）となった。
 - －英国の購入燃料およびエネルギー費用における1,824百万ユーロの本業の成長（+30.9%）は、主にエネルギー購入時の市場価格の上昇による不利な影響に関連している。また、供給者のラスト・リゾート・メカニズムを適用し、EDFが債務超過に陥った供給者の顧客ポートフォリオを引き継いだことにより、ガスおよび電力の販売量も増加した。その結果、追加のエネルギー購入が必要となった。
 - －イタリアの購入燃料およびエネルギー費用における4,882百万ユーロの本業の成長（+111.8%）は、主として卸売市場におけるガス価格の上昇およびガス販売量の増加を反映したものである。
- ・当グループのその他の対外費用は、2020年と比較して108百万ユーロの本業の成長（+1.3%）となり、8,595百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントのその他の対外費用は、193百万ユーロの本業の成長（+8.3%）を記録した。かかる成長は、主として、2020年にはCOVID-19パンデミックの影響を受けたサービス業務における経済的な回復およびエンジニアリング製品の開発を反映している。
 - －フランスー規制業務セグメントのその他の対外費用は、2020年と比較して102百万ユーロの本業のマイナス成長（－6.4%）となった。これは、ネットワーク接続事業の水準に合わせた資本財の増加を反映したものである。
 - －英国において、原子力発電所（ダンジェネスB）の永久閉鎖に係る費用が原子力債務基金に移管された後、その他の対外費用は191百万ユーロの本業のマイナス成長（－22.8%）となった。2021年に交渉された年金制度の変更に大きく貢献し、費用の削減につながった。
 - －EDF Renewablesのその他の対外費用は、主として米国の分散型太陽光発電事業の成長に起因して、105百万ユーロの本業の成長（+17.7%）を計上した。
 - －Dalkiaのその他の対外費用は、2020年にCOVID-19パンデミックによる多大な影響を受けたサービス業務および現場作業の回復に牽引され、145百万ユーロの本業の成長（+8.4%）となった。
- ・2021年の当グループの人件費は、2020年から495百万ユーロの本業の成長（+3.5%）となり、合計14,494百万ユーロとなった。
 - －フランスー発電と供給セグメントにおける人件費は、主に給与および年金費用の上昇が従業員数の減少により相殺されたことの影響を反映して50百万ユーロの本業の成長（+0.8%）となった。
 - －フランスー規制業務セグメントにおける人件費は、47百万ユーロの本業の成長（+1.5%）となった。給与への価格効果は、従業員数の減少により一部相殺された。
 - －EDF Renewablesの人件費は、とりわけ開発および建設の事業の成長に伴う従業員数の増加に主に起因して、55百万ユーロの本業の成長（+14.1%）となった。
 - －Dalkiaの人件費は、2020年のCOVID-19パンデミックに影響を受けたサービス業務の回復、事業の成長を支える従業員の増加により、85百万ユーロの本業の成長（+7.9%）となった。

- ー英国における人件費は、67百万ユーロ増加（＋6.2%）した。これは主として、割引率の変更による不利な影響を受けたことに起因する。
- ・2021年における法人所得税以外の税金は、2020年から455百万ユーロの本業のマイナス成長（－12.0%）となり、3,330百万ユーロとなった。
 - ーフランスー発電と供給セグメントにおける393百万ユーロの本業のマイナス成長（－16.7%）は、主として、国の復興計画に基づき導入された発電税の引下げに起因する。
 - ーフランスー規制業務セグメントにおける138百万ユーロの本業のマイナス成長（－14.5%）もまた、発電税の引下げによって説明される。
- ・2021年におけるその他の営業収益および営業費用は、2020年と比較して1,510百万ユーロの本業のマイナス成長（－26.1%）となり、4,262百万ユーロの純利益となった。
 - ーフランスー発電と供給セグメントのその他の営業収益および営業費用における2,104百万ユーロの収益の本業のマイナス成長（－49.8%）は、主にスポット市場価格の上昇によりCSPE報酬が減少したことにより起因する（EBITDAへの影響は軽微であった。）。
 - ーフランスー規制業務セグメントのその他の営業収益および営業費用における214百万ユーロの収益の本業の成長（＋15.2%）は、主として、フランス島部における追加費用を補填するメカニズムに基づき、SEIのCSPEが増加したことによるものである。

（ロ） 連結EBITDAの変動およびセグメントごとの分析

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランスー発電と供給	7,394	7,412	△18	△0.2	△0.3
フランスー規制業務	5,992	5,206	786	15.1	15.1
EDF Renewables	815	848	△33	△3.9	△3.7
Dalkia	378	290	88	30.3	31.7
Framatome	310	271	39	14.4	18.5
英国	△21	823	△844	△102.6	△108.0
イタリア	1,046	683	363	53.1	53.0
その他国外	267	380	△113	△29.7	△22.9
その他事業	1,824	261	1,563	n.a.	n.a.
グループEBITDA	18,005	16,174	1,831	11.3	11.3

n.a. = 該当事項なし。

（a） フランスー発電と供給

原子力発電量の増加（25.3TWh）および揚水量差引後の水力発電量の減少（2.6TWh）によるEBITDAに対する正味の影響は、推定＋1,081百万ユーロである。

エネルギー価格は、EBITDAに推定1,140百万ユーロのマイナスの効果をもたらした。かかるマイナスの効果は、当年末の原子炉の運転停止および停止期間延長を受け、市場で非常に高い価格でのエネルギー購入を余儀なくされたことに起因する。反対に、2020年におけるエネルギーの買戻しは低い価格で行われた。

下流市場は推定249百万ユーロのマイナスの影響を受けた。かかるマイナスの影響は、顧客に請求された容量価格によりプラスの影響がもたらされた一方で顧客を失ったことに起因する。

また、EBITDAは、復興計画の一環として、発電税が引き下げられたことにより、推定322百万ユーロの恩恵を受けた。

（b） フランスー規制業務

EBITDAの大幅な増加は、主に気温が低かったことおよび2020年の健康危機の影響で配電量が増加し、15.8TWh（推定251百万ユーロ）となったことに起因する。また、当該EBITDAの増加は、EBITDAに推定159百万ユーロのプラスの恩恵をもたらした送電網接続サービス事業の増加によるものである。

価格動向は、主として、市場での強い価格上昇を背景とした赤字購入のマイナス影響があったものの、TURPE（指数調整は、2020年8月1日付でTURPE 5配電料金については＋2.75%、TURPE 5送電料金については－1.08%であり、2021年8月1日付でTURPE 6配電料金については＋0.91%、TURPE 5送電料金については＋1.09%であった。）指数のプラス傾向により、推定30百万ユーロの好影響をもたらした。

さらに、EBITDAは、復興計画の一環として、発電税が130百万ユーロ削減されたことによる恩恵を受けた。

(c) EDF Renewables

第1四半期のテキサス州における異常寒波は、発電からのEBITDAに対して推定95百万ユーロの大きなマイナスの影響を与えた。EDF Renewablesは、契約上のコミットメントを守るために非常に高い価格でエネルギーを買い戻さざるを得ず、また発電所のうちの1つについて減損を計上しなければならなかったため、純利益はマイナスの影響を受けた。

発電からのEBITDAはまた、稼働容量に起因し、発電量の増加（+1.6TWh）による恩恵を受けた。

特に、米国およびポルトガルにおける売却が寄与し、「ストラクチャード・アセットの開発および売却事業」は、EBITDAに貢献した。

73GWの風力および太陽光プロジェクトのポートフォリオの27%の成長を支えるため、開発費用は増加した。

(d) Dalkia

EBITDAの大幅な増加は、主に複数の顧客の現場が閉鎖され、建設工事が延期されたことによりマイナスの影響を受けた2020年度上半期の後、サービスおよび工事が回復したことならびに、冷暖房ネットワークが引き続きプラスだったことによるものである。

また、英国における作業およびエネルギー効率化業務が力強く回復したことにも起因する。

特に、環境に配慮し、暖房ネットワークを運営、維持するための事業での営業展開は引き続き好調で、イソワール、ピューターおよびモンブレジール（アンガーズ）等の地域で契約を獲得した。

(e) Framatome

「燃料」製造工場および「主要部品」製造工場の活況ならびに健康危機の影響が減少したことにより、EBITDAは大幅に増加した。

北米およびフランスにおける「設置基盤」業務もまた、EBITDAに好影響を与えた。

構造的コストに関する活動計画も引き続きEBITDAに貢献した。

2021年末の受注高は（Framatomeの範囲内で）約3.7十億ユーロとなり、2020年に比べて改善された。

Framatomeは、エンジニアリングの専門性を高め、ロールス・ロイスのI&C事業を買収（Framatomeの2021年11月8日付プレスリリースを参照のこと。）したことにより計装・制御（I&C）能力を拡大している。

(f) 英国

EBITDAの急激な低下は、主として、原子力発電量が4TWh、推定198百万ユーロ減少したことによる影響、および高価格で電力を相当量買い戻す必要があったために原子力の実現価格が大幅に低下（1MWh当たり-12.6英ポンド）したことにより推定-550百万ユーロ減少したことによる影響に起因する。

下流部門の業務はまた、英国のエネルギー危機による影響を受けた。特に2021年において、エネルギー価格の上昇を上限価格が設定されている顧客に十分に転嫁できなかったため、住宅用顧客部門の貢献度は下がった。

Green Network Energyの顧客の獲得ならびに供給者のラスト・リゾート・メカニズムによりUtility PointおよびZog Energyの顧客ポートフォリオが統合されたことにより、追加購入が必要となった。

企業用セグメントの事業は、下半期に健康危機によるマイナスの影響を受けたものの、2020年に比べて増加した。

(g) イタリア

電力事業では、市場価格の変動が激しい中、コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）の稼働率および付随的サービスの向上により、EBITDAが増加した。再生可能エネルギー発電量による貢献度、特に風力発電による貢献度も価格高騰を背景に増加した。

ガス事業はInfrastrutture Distribuzione Gas（IDG）の売却により得た資産譲渡益、健康危機の影響を受けていた企業用顧客セグメントにおける活動の急増、および2021年の気候が2020年より寒くなったことによる恩恵を受けた。

EBITDAはサービス業務の拡大による恩恵も受けた。

Edison Renewablesの設立は、新たな発電容量を開発するために49%の持分を取得した、新しい金融パートナーの参入によって特徴付けられる。

(h) その他国外

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）のEBITDAは、主として、2020年と比較して風力条件が良好でなかったことに関連して風力発電所の発電量が減少したことおよび特に、年末における高い価格での電力購入により、減少した。

風力発電の純設備容量は、591MW（Luminusにおける純容量。風力発電の総設備容量は、2021年末現在合計658MW（+11.9%）であった。）に増加（2020年末現在から7.8%上昇）した。原子力発電量は増加している。火力発電所の稼働率が向上したが、電力網への供給量が増加したことの一助となった。

健康危機により2020年に減速した後、サービス事業は成長を取り戻し、下流事業は非常に厳しい競争および社会的料金の拡大が継続する状況の難寄せを受けた。

Luminusは、ベルギーのガスおよび電力供給者であるEssent Belgiumの約330,000の顧客を獲得した（Luminusの2021年5月3日付プレスリリースを参照のこと。）。

ブラジルのEBITDAは、EDFのノルテ・フルミネンセ発電所に関連して電力購入契約（PPA）価格が2020年11月に28%、2021年11月に7%上昇し、スポット市場において高い価格でガスの販売が行われたことにより、本業において成長を遂げた。

（i） その他事業

ガス事業のEBITDAの増加は、主に米国と欧州の間の中長期的なスプレッドの大幅な改善に則して（現金の増減はなしで）長期契約の再評価が行われたことおよび当グループのガス事業の営業マージンの改善によるものである。

EDF TradingのEBITDAは、2020年から本業において89.6%の成長となり、1,200百万ユーロとなった。これはコモディティ市場における大きなボラティリティの恩恵を受けたことにより業績が非常に好調であったことによるものである。

また、当該トレンドはフランス国内において不動産を売却したことによっても支えられた。

（iii） EBIT

2021年における当グループの連結EBITは、2020年から1,350百万ユーロの増加（+34.8%）または1,393百万ユーロの本業の成長（+35.9%）となり、5,225百万ユーロとなった。

（単位：百万ユーロ）	2021年	2020年	変動	変動率(%)
EBITDA	18,005	16,174	1,831	11.3
トレーディング業務以外のエネルギーおよび コモディティ・デリバティブの公正価値の 純変動額	△215	△175	△40	△22.9
減価償却費および償却費（純額）(*)	△10,789	△10,838	49	△0.5
（減損）/戻入	△653	△799	146	△18.3
その他の収益および費用	△1,123	△487	△636	130.6
EBIT	5,225	3,875	1,350	34.8

（*） 委譲資産の取替引当金の純増を含む。

（イ） トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額

トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額は、EDF TradingがEDFの事業体に実施している業務に伴い、2020年と比較して40百万ユーロ減少した。

（ロ） 減価償却費および償却費（純額）

減価償却費および償却費（純額）は、2020年から49百万ユーロ減少した。かかる減少は、主として、フランスー発電と供給セグメント（164百万ユーロ）に関連し、主として、1,300MWe系列の発電所の償却期間の延長による影響が投資額の増加による減価償却費および償却費の増加額を上回ったことによるものである。

（ハ） （減損）/戻入

2021年に計上された減損額は653百万ユーロとなり、これは主として、ダンジェネスB発電所を早期に閉鎖する決定を踏まえた英国における原子力資産の減損に関連するものである（2021年6月7日にEDFは、サウス・イースト・イングランドにおけるダンジェネスB発電所のAGRを燃料取出フェーズに移行することを決定した。）。EDF Renewablesの太陽光発電所に関して計上された減損額は、2006年7月から2010年8月までの間にフランス国内で契約締結済みの太陽光発電所で発電された250kWp超の電力の購入料金を2021年10月に引き下げる命令によって、減少した。

（二） その他の収益および費用

2021年のその他の収益および費用は、-1,123百万ユーロとなった。内訳は以下のとおりである。

- ・フランスー発電と供給セグメントは、主にフラマンビル3の敷地における貫通溶接部の補修工事に関連する追加費用からAREVAからの和解金（2017年に締結されたFramatomeの取得契約および取得前の商業関係に関するEDFとAREVAとの間のすべての紛争を解決するために、2021年12月31日までにAREVAがEDFに563百万ユーロの支払いを行う和解契約が2021年6月29日に締結された。）を差し引いて－427百万ユーロとなった。
- ・その他国外セグメントは、主にCENGの持分49.99%を売却したことにより－437百万ユーロとなった。
- ・英国のセグメントは、主に2021年初頭のダンジェネスB発電所を早期に閉鎖する決定を反映して、－212百万ユーロとなった。
- ・イタリアのセグメントは、主に旧Montedisonに関する訴訟に関連して、－155百万ユーロとなった。

(iv) 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△1,459	△1,610	151	△9.4
割引の影響	△2,670	△3,733	1,063	△28.5
その他の金融収益および費用	4,489	2,761	1,728	62.6
金融損益	360	△2,582	2,942	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

- ・2021年の金融損益は、2020年と比較して2,942百万ユーロ改善して、360百万ユーロの金融収益となった。この変動は以下に起因する。
 - －その他の金融収益および費用の1,728百万ユーロの改善。これは主に、専用資産ポートフォリオの良好なパフォーマンス（＋1,521百万ユーロ）によるものである（「第3 3（3）⑤（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。
 - －割引費用の1,063百万ユーロの減少。これは主に、フランス国内における2020年から2021年までの間の原子力引当金の割引率の引下げが2019年から2020年までの間の割引率の引下げより少なかったことに大きく起因するものである。
- ・2021年12月31日現在の原子力引当金の算出に用いられる割引率は、1.7%のインフレ率を前提とした3.7%であった（2020年12月31日現在の割引率は、1.2%のインフレ率を前提とした3.3%であった。）。
- －総金融負債に係る費用の151百万ユーロの減少。これは主に、低金利環境下での借換えによるものである。

(v) 法人所得税

2021年12月31日現在の法人所得税は、25.09%の実効税率に相当する1,400百万ユーロであった（2020年12月31日現在は、73.10%の実効税率に相当する945百万ユーロの法人所得税費用であった。）。

2021年の当グループの法人所得税費用が455百万ユーロ増加したことは、税引前純利益が4,292百万ユーロ増加し、好調な経営実績および財務実績（未実現ポジション）の恩恵を受け、1,219百万ユーロの追加の税金費用が発生したことを主に反映している。かかる増加には、（税率が17%から19%に引き上げられた2020年よりもさらに大きなマイナス影響を生じさせ得る）2023年以降に予定されている英国の所得税率の19%から25%への引上げの影響により一部軽減されているものの、米国において認識された繰延税金資産およびイタリアにおける税務上の資産の再評価のプラスの影響が含まれる。

イタリアで行われた税務上の資産の再評価につき、COVID-19パンデミックに対応して導入された税制上の特例措置により、イタリアの企業は、命令第104/2020号第110条に従い、3%の納税を行う代わりに、特定の資産およびのれんの税務上の価値を会計上の価値に合わせて再調整することが可能となった。当グループのイタリアの会社は、2021年12月31日現在、特定の有形固定資産およびのれんの税務上の価値の再調整を行うことを選択した。

EDF SAの特定の長期負債の損金算入を却下した国務院の2020年12月の不利な決定により、2020年における所得税費用は最終的に大きな影響を受けた。2021年においてはかかる要因の影響は受けていない。

これらの非経常項目（主に金融資産ポートフォリオにおける未実現損益の変動、減損、イタリアにおける資産の税務価値の再評価、英国における法人所得税率の変更による影響およびCENGの売却）を除外すると、2021年現在の実効税率は、2020年は19.0%であったのに対して、21.3%となった。

(vi) 非経常項目を除く純利益

2021年の当グループの非経常項目を除く純利益⁽¹⁾は、2020年から2,748百万ユーロ増加して、4,717百万ユーロとなった（2021年度の連結財務書類の注記19.1「非経常項目を除く純利益」を参照。）。

(1) 非経常項目、トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額ならびに負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額を除くEDFの純利益（税引後）。

非経常項目の金額、トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額ならびに負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額（税引後）の内訳は、以下のとおりである。

- ・2021年の減損およびその他の非経常項目は－1,480百万ユーロ（2020年は－2,068百万ユーロ）
- ・2021年のトレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額（税引後）は－149百万ユーロ（2020年は－124百万ユーロ）
- ・2021年の負債商品および資本性金融商品の公正価値の純変動額は＋2,025百万ユーロ（2020年は＋873百万ユーロ）

(vii) EDFの純利益

2021年末現在のEDFの純利益は、4,463百万ユーロ増加して、5,113百万ユーロとなった。非経常項目を除く純利益の相応の増加を除外し、かかる変動には税引後の以下の項目が含まれる。

- ・金融商品の公正価値の変動額1,152百万ユーロ
- ・2021年6月29日にEDFとAREVAとの間で締結された契約に基づき支払われた362百万ユーロの収益
- ・フラマンビル3のEPRにおける主要二次回路の溶接部の補修工事に関連する追加費用、合計－410百万ユーロ（2020年と比較して－140百万ユーロの追加費用）
- ・ダンジェネスBの計画的閉鎖に関連して発生した費用、－366百万ユーロ。かかる費用には、発電所の価値の喪失、燃料在庫および予備部品の減価償却費、ならびに容量メカニズムに基づく違約金に係る引当金が含まれる。

④ 純負債額、キャッシュ・フローおよび投資

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年 ⁽⁵⁾	変動	変動率(%)
EBITDA	18,005	16,174	1,831	11.3
EBITDAに含まれる非貨幣項目の消去	△869	328	△1,197	n.a.
EBITDA (現金)	17,136	16,502	634	3.8
運転資本の変動	△1,526	△1,679	153	△9.1
純投資 ⁽¹⁾ （2020年－2022年の当グループによる売却を除く。）	△15,725	△14,145	△1,580	11.2
その他の項目（関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金を含む。）	△98	△17	△81	n.a.
営業キャッシュ・フロー⁽²⁾	△213	661	△874	n.a.
資産売却	2,847	187	2,660	n.a.
法人所得税支払額	△2,276	△983	△1,293	n.a.
金融費用支出（純額）	△588	△929	341	△36.7
専用資産	△501	△828	327	△39.5
現金支払配当金	△794	△768	△26	3.4
当グループのキャッシュ・フロー⁽³⁾	△1,525	△2,660	1,135	△42.7
ハイブリッド債の発行	1,235	2,074	△839	△40.5
OCEANE債の発行	-	169	△169	△100
ハイブリッド債の償還	△267	-	△267	n.a.
その他の貨幣的変動	△776	△49	△727	n.a.
純負債額の(増加)/減少（為替レート変動による影響を除く。）	△1,333	△466	△600	n.a.
為替レート変動による影響	△515	445	△960	n.a.
その他非貨幣的変動による影響	1,150	△1,126	2,276	n.a.
継続事業の純負債額の(増加)/減少	△698	△1,147	716	△62.4
非継続事業の純負債額の(増加)/減少⁽⁴⁾	-	△10	10	n.a.
期首における純負債額	42,290	41,133	1,157	2.8
期末における純負債額	42,988	42,290	698	1.6

- (1) 純投資は、成長のための営業投資および金融投資の純処分額である。また、純投資には、証券の取得時または処分時に取得もしくは譲渡された純負債額、投資補助金受取額および非グループパートナー投資も含まれる。これには2020年－2022年の当グループによる売却は含まれていない。
- (2) 営業キャッシュ・フローはIFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また、他社により同名で発表される指標とは直接比較できないものである。営業活動による資金（FF0）とも認識されているかかる指標は、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）、非経常効果の影響と関連する調整を行った運転資本の変動、純投資（2020年－2022年の当グループによる売却を除き、HPCおよびLinkyを含む。）およびその他の項目（関連会社およびジョイント・ベンチャーからの受取配当金を含む。）に相当する。
- (3) 当グループのキャッシュ・フローは、IFRSに定義された財務成績を測定するための総額ではなく、また他社により同名で発表される指標と直接比較できるものではない。この値は、資産売却、法人所得税支払額、金融費用支出（純額）、専用資産への純配分額および現金支払配当金を控除した後の注(2)で定義された営業キャッシュ・フローに相当する。
- (4) これは、Edisonの探鉱および生産事業（非継続事業）の純負債額に相当する。
- (5) 2020年に関して公表された数値は、金融費用支出（純額）、専用資産およびその他の非貨幣的変動の間の79百万ユーロの再分類が含まれる。

n.a. = 該当事項なし。

(i) 純負債額

純負債額は、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除した後の借入金ならびに金融負債の合計からなる。流動性の高い資産とは、当初の満期が3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されるファンドまたは証券からなる金融資産である。

当グループの純負債額は、2021年12月31日現在は42,988百万ユーロであった（2020年12月31日現在は42,290百万ユーロであった。）。

(単位：百万ユーロ)	2021年 12月31日	2020年 12月31日	変動	変動率(%)
借入金およびその他の金融負債	69,406	65,591	3,815	5.8
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,762	△1,986	△1,776	△89.4
現金および現金同等物	9,919	6,270	3,649	58.2
負債証券および持分証券－流動性の高い資産	△12,737	△15,028	2,292	15.2
売却目的保有資産の純負債額	-	△17	17	n.a.
純負債額(*)	42,988	42,290	698	1.6

(*) 純負債額は会計基準に定義されておらず、当グループの連結貸借対照表には直接表示されていない。

好調なEBITDA（現金）（17.1十億ユーロ）、完了した売却（2.8十億ユーロ）およびソーシャル・ハイブリッド債の発行（1.2十億ユーロ）により純負債額は43.0十億ユーロに抑えられた。

(ii) 営業キャッシュ・フロー

2021年における営業キャッシュ・フローは、2020年における661百万ユーロと比較して874百万ユーロ減少し、－213百万ユーロとなった。

(イ) EBITDA（現金）

非貨幣性項目の調整後のEBITDAは2020年から634百万ユーロ増加し、17,136百万ユーロとなった。かかる増加の主な要因は、COVID-19後の景気回復および以下のとおりである。

- ・ Enedisの引渡サービスおよび非引渡サービスに係る売上総利益の増加
- ・ イタリアにおける事業の成長（火力発電所、営業、ガスの最適化、再生可能エネルギーおよびサービス）

(ロ) 運転資本の変動

2021年において運転資本は1,526百万ユーロ減少した。この変動は、主として2021年における市場価格の高騰により最適化／トレーディング業務のマージン・コールが増加（－1,931百万ユーロ）したことおよび主に年末の価格変動により当グループの運転資本金においてマージン・コールが増加（営業債権／債務の純額の－1,805百万ユーロ）したことに起因する。反対に、購

入義務に係る純費用の低下により、CSPEによる報酬の余剰金もたらされ、その結果、政府に対するEDFの債権が減少した（運転資本に+2,350百万ユーロの影響）。

(ハ) 純投資

2021年の純投資（2020年－2022年の当グループによる売却を除き、HPCおよびLinkyを含む。）は、COVID-19パンデミックにより投資が後退した2020年から1,580百万ユーロ増加し、15,725百万ユーロとなった。

(単位：百万ユーロ)	2021年	2020年	変動	変動率(%)
フランスー発電と供給	5,338	5,484	△146	△3
フランスー規制業務	4,617	4,049	569	14
EDF Renewables	853	812	41	5
Dalkia	284	180	104	58
Framatome	381	219	162	74
英国	3,054	2,625	428	16
イタリア	909	531	379	71
その他国外	289	207	81	39
その他事業	-	38	△38	-
純投資	15,725	14,145	1,580	11

フランスー発電と供給セグメントによる純投資は、フラマンビル3原子力プロジェクトの維持管理費の減少および予定された調整のため、146百万ユーロ減少した。

フランスー規制業務セグメントによる純投資（Linkyを含む。）は、接続数が大幅に増加し、またCOVID-19パンデミックにより当初2020年に予定されていた一部業務が2021年に延期されたため、569百万ユーロ増加した。

英国における純投資は、HPCプロジェクトへの投資の増加（+477百万ユーロ）により、428百万ユーロ増加した。

イタリアにおける純投資は、とりわけ再生可能エネルギー分野における買収および次世代火力発電所の開発プロジェクトにより、379百万ユーロ増加した。

その他国外セグメントの純投資の増加は、主にLuminusによるEssentの買収によるものである。

(iii) 当グループのキャッシュ・フロー

2021年の当グループのキャッシュ・フローは、2020年の－2,660百万ユーロから明らかに改善して、－1,525百万ユーロとなった。

(イ) 資産売却

2021年の資産売却は2,847百万ユーロを生み出した。資産売却には、ノルウェーにおけるE&P事業の売却、イタリアにおけるIDGガス配給網会社および再生可能エネルギーのプラットフォームの49%の売却、米国における49.99%のCENGの持分の売却、英国におけるウエスト・バートンB発電所の売却およびポッド・ポイントの新規株式公開、ならびにフランスにおけるDalkia Wastenergieおよび一部の不動産資産の売却が含まれる。

(ロ) 専用資産

放射性物質および放射性廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付フランス法第2006-739号に基づき、EDFは、長期原子力債務の資金調達を確実にを行うために専用資産のポートフォリオを構築した（「第3 3（3）⑤（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

概して、専用資産の変動は以下の事項からなる。

- ・債務を完全に填補するための配分
- ・かかる資産から生じた金融収益（配当および利息）の再投資
- ・2006年6月28日付法律の範囲内での長期原子力債務の遵守期間に発生した費用に相当する資産の引出し
- ・ポートフォリオの価値が、資金調達責任額を超過した際に、専用資産を管理するガバナンス機関へ提案され、かつ、その組織により正式に認可された例外的な引出し

2021年における－501百万ユーロの専用資産の純変動は、上記の2つ目および3つ目の項目に対応するものである。

(ハ) 現金支払配当金

2021年中の現金支払配当金は794百万ユーロとなり、内訳は以下のとおりである。

- ・EDF SAにより支払われた2020年に係る配当（36百万ユーロ）および2021年に係る中間配当（48百万ユーロ）（フランス政府は、2021年および2022年の配当について、株式ベースの支払いを選択することを表明した。）。
- ・「ハイブリッド債」の永久劣後債の保有者に対して2021年に行われた支払い（547百万ユーロ）
- ・当グループの子会社からその少数株主に対して支払われた配当（163百万ユーロ）

(iv) 為替レートの変動による影響

主にユーロに対する英ポンドおよび米ドルの上昇（英ポンドはユーロに対して7.0%上昇し、2020年12月31日現在の1.112ユーロ／1英ポンドから2021年12月31日現在には1.190ユーロ／1英ポンドとなった。米ドルはユーロに対して8.3%上昇し、2020年12月31日現在の0.815ユーロ／1米ドルから2021年12月31日現在には0.883ユーロ／1米ドルとなった。）による外国為替の影響は、2021年の当グループの純負債額に515百万ユーロの不利な影響を与えた。

(v) その他非貨幣的変動

その他非貨幣的変動による影響は、2020年は-1,126百万ユーロであったのに対して、2021年は1,150百万ユーロとなった。これは主に、負債性金融商品および新規リースの公正価値の変動（IFRS第16号）により構成される。

(vi) 財務比率

	2021年現在	2020年現在	2019年現在
純負債/EBITDA倍率	2.39	2.61	2.46
純負債/(純負債+自己資本) ^(*)	41%	43%	42%

(*) 非支配持分を含む自己資本。

⑤ 市場リスクの管理および統制

本書「第3 2 (2) ②金融および市場に関するリスク」を参照。

(i) 金融リスクの管理および統制

本項では、戦略的財務管理フレームワークにおいて規定されている当グループの金融リスク（流動性リスク、金利リスク、為替リスクおよび株式リスク）の管理に関する方針および指針ならびにEDFグループによって導入された当グループのカウンターパーティー・リスク管理方針について記載している。これらの指針はEDFおよび事業上の被支配子会社またはEnedisのような法律によって独立経営の特別保証を受けていない子会社にのみ適用される。IFRS第7号に従い、以下の段落は、感応度および信用（カウンターパーティー）リスクの分析に基づいた、金融商品から生じるリスクの性質について記載している。

当グループのリスク部門の中の独立したユニットである金融リスク管理・投資部門（*Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements*またはCRFI）は、主として戦略的財務管理フレームワーク（2015年7月）の指針の適切な適用を期することによって当グループ・レベルで金融リスク管理を担当している。この部門は、EDFの事業体および運営上の支配の及ぶグループ子会社（Enedisを除く。）の契約相手方の債務不履行リスクの二次チェック（手順面および組織面）ならびにEDF SAの金融取引担当部署の資金調達活動の一次チェックを行うという職務も担っている。またCRFI部門は、専用資産ポートフォリオに関する運用活動の二次チェックも実施している。

CRFI部門は、EDF SAの金融取引担当部署の活動に関連するリスク指標に関して日次および週刊の監視報告書を公表している。

管理が実際に実施されていること、また、その効果を徹底するため、定期的な内部監査が行われている。

(イ) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理**(a) 流動性ポジション**

2021年12月31日現在、流動性の高い資産、現金および現金同等物により構成される当グループの流動資産は総額22,656百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は13,039百万ユーロであった。

2021年12月31日現在、1年以内に満期を迎える当グループの借入金およびその他の金融負債は総額15,072百万ユーロであり、この中には未払利息を含む債券に関連する3,632百万ユーロが含まれる。この金額には、負のキャッシュ・ポジション（デリバティブのマージン・コール2,691百万ユーロを含む。）および、リースに関連する負債も含まれている（2021年度の連結財

務書類の注記18.3を参照。)。関連する必要資金は、必要に応じて、以下に記載する当グループの流動性および利用可能な与信枠、ならびにその他の短期的な調達手段によって調達される可能性がある。

2021年12月31日現在、当グループの企業で、借入れについて債務不履行に陥っている企業はなかった。

(b) 流動性リスクの管理

EDFグループは保守的な流動性管理によりその資金調達上の要請に対応することができ、満足のいく条件で資金調達を行うことができています。2021年5月26日には、1.25十億ユーロのソーシャル・ハイブリッド債が当初利率2.625%で発行された。2021年11月23日にEDFは、12年満期の総額1.75十億ユーロ、固定クーポン1.000%のシニア・グリーンボンドを発行し、さらに2021年11月30日には、2021年11月23日の初回発行分と合わせて100百万ユーロのシニア・グリーンボンドの追加発行を行った。

幅広い特有な手段が、当グループの流動性リスクを管理するために用いられている。

- ・被支配子会社の現金管理を集中化する当グループのキャッシュ・プーリング・システム。当グループの現金管理の最適化のため、また市場における資金調達条件と同等の条件が保証されるシステムを子会社に提供するため、子会社の現金残高は、利息と引換えにEDF SAが利用できるようにされている。
- ・被支配子会社の資金調達を当グループの現金管理部門レベルで集中化。かかる部門は、子会社に供給するスタンバイ・クレジット・ラインを通して、当グループからもリボルビング・クレジットを付与される可能性のある子会社の運転資本の変動を供給している。
- ・当グループが利用する資金調達源の積極的な管理および分散化。当グループは、フランスのコマーシャル・ペーパー(*billets de trésorerie*)および米国のコマーシャル・ペーパーのためのプログラムを通じて、さまざまな市場において短期資金を調達することができる。EDFの場合、これらのプログラムの上限は、フランスの譲渡可能欧州コマーシャル・ペーパー(NEU CP)プログラムについては6十億ユーロ、そして米国のコマーシャル・ペーパーについては10十億米ドルである。
- ・現金レポ契約に基づく銀行取引先への借入債務の譲渡。

2021年12月31日現在、当グループの発行済みのフランスのコマーシャル・ペーパーは4,462百万ユーロで、米国のコマーシャル・ペーパーについては730百万米ドルであった。EDFは、世界の主要な債券市場に参入している。ユーロ市場（特にユーロ債および英ポンド債）については、現在上限が50十億ユーロのEMTNプログラムで参入しており、フランス国内市場では米ドル建て(144A債券)、円建て(サムライ債)およびスイス・フラン建てのスタンダードアロン発行で参入している。

当グループの総負債額の平均満期は、2020年12月31日現在は14.5年であったのに対して、2021年12月31日現在は13.7年であった。

2021年12月31日現在、EDF SAは、総額12,297百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート与信枠および相対与信枠）を有していた。

- ・シンジケート与信枠は4十億ユーロであり、期限は2025年12月である。2021年12月31日現在、かかるシンジケート与信枠からの引出しは行われていない。
- ・2021年12月に設定された1.5十億ユーロのシンジケート・ソーシャル与信枠は、当初満期が3年（2024年12月）であり、1年間の延長を2回行うことが可能である。2021年12月31日現在、かかるシンジケート・ソーシャル与信枠からの引出しは行われていない。この与信枠のコストは、企業の社会的責任を特に重視している4つのグループのESG KPIに連動する。
- ・相対与信枠は、利用可能額6,397百万ユーロに相当し、その期限は2026年12月までに延長された。利用可能与信枠のレベルは、当グループが十分な予備の与信枠を確実に有することができるように、極めて定期的に審査される。
- ・European Investment Bankとの与信枠の利用可能額は400百万ユーロに相当する。2021年12月31日現在、6つの与信枠のうち5つにつき、500百万ユーロ、225百万ユーロ、500百万ユーロ、250百万ユーロおよび400百万ユーロが全額引き出された。

EDFは、2022年3月15日（EDFの2022年3月16日付プレスリリース「EDFが10.25十億ユーロの銀行借入枠に署名」を参照。）、総額10.25十億ユーロ（一部は米ドル建て）の二者間タームローン複数締結した。これらの借入れは3年満期で、繰上返済の場合のブレイクアップ・コストは含まれない。これらのローンは、9行の銀行との間で締結された。この取引は、今後数年間における当グループの財務の柔軟性を高めることになる。

Edisonは、とりわけEuropean Investment Bankに与信枠（2021年12月31日現在、利用可能額は300百万ユーロ）を有している。

(ロ) 格付

2022年3月15日現在、財務格付機関であるスタンダード・アンド・プアーズ、ムーディーズおよびフィッチ・レーティングスは、EDFグループに以下の長期格付および短期格付を割り当てた。かかる格付は、2022年1月13日に規制電力料金の変更に關する措置および2022年の原子力発電量が発表された後、ならびに2022年2月18日の年次業績が発表された後に調整された。

当グループの格付は、「第3 2 (2) ①市場規制、政治および法律に関するリスク」のリスク要因「1 A：フランスおよび欧州における、特にARENHに関連する公共政策および規制枠組みの変化」およびリスク要因「2 D：流動性リスク」に記載されるリスクからの影響を受ける可能性が高い。

会社	格付機関	長期格付	短期格付
EDF	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB ネガティブな見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa1 ネガティブな見通し	P-2
	フィッチ・レーティングス	BBB+ ネガティブな見通し	F2
EDF Trading	ムーディーズ	Baa3 ネガティブな見通し	n.a.
EDF Energy	スタンダード・アンド・プアーズ	BB ネガティブな見通し	B
	ムーディーズ	Baa3 ネガティブな見通し	n.a.
	フィッチ・レーティングス	BBB- ネガティブな見通し	n.a.
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB ネガティブな見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa3 ネガティブな見通し	n.a.

n.a. = 該当事項なし。

(ハ) 為替リスクの管理

当グループは、事業および事業地域の多様化により、貸借対照表項目、当グループの金融費用ならびに自己資本、純利益およびIRRプロジェクトに関係する換算差額に影響を与える可能性がある為替レートの変動リスクに晒されている。

当グループは、為替リスクに対するエクスポージャーを制限するために、以下の管理指針を導入した。

- ・現地通貨での資金調達：各事業体は、現地の金融市場の機能に照らして可能な限り、事業資金をその現地の機能通貨で調達する。資金がその他の通貨で調達されるべく契約された場合、為替リスクを制限するためにデリバティブが使用される場合がある。
- ・資産および負債のマッチング：当グループは、ユーロ圏外に所在する子会社の純資産により、為替リスクに晒される。連結貸借対照表において、為替リスクは、債券の発行もしくは外貨建て債務または金融デリバティブを用いた市場でのヘッジにより管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジはリスク／リターン指標に従うところ、ヘッジ比率は通貨によって異なる。ヘッジ手段がない場合またはヘッジ費用が高額な場合、為替持高のオープン・ポジションに関するリスクは、感応度分析により監視される。
- ・外国通貨建の営業キャッシュ・フローのヘッジ：一般的に、EDFおよびその子会社の営業キャッシュ・フローは、現地通貨建てである。ただし、（主に米ドル建てで行われる）燃料購入に関するキャッシュ・フローおよびさほど多額ではない設備購入に関する特定のキャッシュ・フローはこの限りではない。戦略的財務管理フレームワークにおいて規定される方針の下、EDFおよび為替リスクの影響を受ける主要子会社（EDF Energy、EDF Trading、Edison、EDF Renewables）は、将来におけるこれらの営業キャッシュ・フローに関連して確実に生じるまたは高い可能性で生じるであろうコミットメントをヘッジすることが要求される。

資金調達および為替リスクのヘッジ方針の結果として、2021年12月31日現在の当グループの総負債の通貨別の内訳（ヘッジ後）は、以下のとおりである。

2021年12月31日現在の総負債の通貨別構造（ヘッジ前およびヘッジ後）

2021年12月31日 (単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響(*)	ヘッジ手段の 影響を反映後の負債 構造	負債の割合(%)
ユーロ建て借入債務	38,003	11,119	49,122	71%
米ドル建て借入債務	18,128	△12,910	5,218	8%
英ポンド建て借入債務	10,018	2,410	12,428	18%
その他通貨建て借入債務	3,257	△619	2,638	4%
負債合計	69,406	-	69,406	100%

(*) 外国投資および純資産のヘッジ。

以下の表は、2021年12月31日現在、当グループの総負債における為替レートの変動が自己資本に対して与える影響を示している。

当グループの総負債の為替リスク感応度

2021年12月31日 (単位：百万ユーロ)	ユーロ換算された ヘッジ後の負債	為替レートの 不利な変動10%の影響	為替レートの 不利な変動10%後の負債
ユーロ建て借入債務	49,122	-	49,122
米ドル建て借入債務	5,218	522	5,740
英ポンド建て借入債務	12,428	1,243	13,671
その他通貨建て借入債務	2,638	264	2,902
負債合計	69,406	6,941	76,347

当グループの総負債に対する為替リスクに係るヘッジ方針により、当グループの支配する会社の損益計算書は、為替リスクにわずかに晒される。

以下の表は、当グループの子会社の外貨建て純資産に関する為替持高を示している。

純資産ポジション

2021年12月31日(*) (各通貨の単位：百万)	純資産	社債	デリバティブ	管理後の純資産
米ドル	4,075	1,450	1,997	628
スイス・フラン (スイス)	21	-	21	-
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	281	-	153	128
英ポンド (英国)	21,049	5,435	4,825	10,789
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,471	-	-	1,471
人民元 (中国)	10,615	-	6,610	4,005

(*) 2021年12月31日現在の純資産。2021年12月31日現在の社債およびデリバティブ。表示された純資産ポジションからは、一定の重要ではないエクスポージャーが除外されている。

上記の表は、当グループの外国子会社の外貨建て資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジ、負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動額ならびに収益に計上された金融商品の公正価値の変動について調整されている。

以下の表は、2021年12月31日現在、当グループの主要子会社の外貨建て純資産において、資本に外国為替差損が生じるリスクを示している。これは、ユーロに対する均一為替レートの変動が10%であるという不利な条件を仮定している。純資産は、終値で換算され、その影響は絶対値で報告される。

純資産の為替リスク感応度

(各通貨の単位：百万)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	通貨別の 管理後の 純資産	ユーロ換算 された管理後 の純資産	為替レート 変動10%の 資本への影響	通貨別の 管理後の 純資産	ユーロ換算 された管理後 の純資産	為替レート 変動10%の 資本への影響
米ドル	628	554	55	1,923	1,567	157
スイス・フラン (スイス)	-	-	-	2	2	-
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	128	28	3	132	29	3
英ポンド (英国)	10,789	12,840	1,284	10,678	11,877	1,188
ブラジル・レアル (ブラジル)	1,471	233	23	1,371	215	22
人民元 (中国)	4,005	557	56	11,026	1,374	137

負債および資本に関する為替リスクは、主にEDFの専用資産ポートフォリオに集中している（「第3 3（3）⑤（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」を参照。）。

当グループの外貨建ての短期投資および営業負債に関する為替リスクは、2021年12月31日現在、依然として管理されている。

（二）金利リスクの管理

金利の変動に対する当グループの純負債額のエクスポージャーとして、2種類のリスクがある。1つは、変動金利金融資産および負債の純金融費用が変動するリスクであり、もう1つは、固定金利で投資された金融資産の価値が変動するリスクである。これらのリスクは、純負債額の変動金利部分の監督により管理され、金利の期待変動を考慮し、純金融支出に対するリスク／リターンを参照して定義される。

一部の負債は変動的であり、当グループは、ヘッジ目的で金利デリバティブを使用することができる。

2021年12月31日現在、当グループの負債の内訳（ヘッジ手段の後）は、70%が固定金利で、30%が変動金利であった。

2021年12月31日現在、ヘッジされた変動金利の総負債を基準とすると、金利が年間一律1%上昇することにより、金融費用が約205百万ユーロ増加する。

2021年12月31日現在の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、2.06%であった。

当グループの負債の構造および金利感応度

2021年12月31日 (単位：百万ユーロ)	当初の負債構造	ヘッジ手段の影響	ヘッジ手段の 影響を反映後の負債構造	金利変動1%の 利益への影響
固定金利	64,335	△15,434	48,901	-
変動金利	5,071	15,434	20,505	205
合計	69,406	-	69,406	205

金融資産に関して、以下の表は、EDFが保有する変動金利債券（FRN）の金利リスクおよび金利リスクへの感応度（純利益への影響）を示している。

変動利付債券の金利リスク感応度

2021年12月31日 (単位：百万ユーロ)	価値	金利変動1%の利益への影響	金利変動1%後の価値
変動利付債券	370	△4	366

当グループの金利リスクは、とりわけ当グループの長期的な原子力債務の価値（2021年度の連結財務書類の注記15を参照。）ならびに当グループの年金およびその他の特定の従業員給付債務（2021年度の連結財務書類の注記16を参照。）に関連し、様々な期間の金利に応じた割引率を使用して現在価値に調整され、専用資産の運用のために保有される債務証券がこれらの債務を補填するために確保される。

（ホ）株式リスクの管理

EDFの原子力債務の補填

株式リスクの分析は、「第3 3（3）⑤（i）（へ）EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理」に記載されている。

EDF SAおよびEDF Energyの従業員給付債務の補填

EDFの従業員給付債務に充てられた資産の一部は、国際株式市場および欧州株式市場において投資されている。したがって、市場動向がこれらの資産の価値に影響を与え、株価が下落することにより、貸借対照表上の引当金が増加する。

2021年12月31日現在、EDF SAの従業員給付債務に充てられた資産の32.3%（4.2十億ユーロ分の株式）が、株式に投資された。

2021年12月31日現在、EDF Energyが設立した2つの年金ファンド（EDF Energy Pension SchemeおよびEDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme）は、British Energyの年金ファンド（British Energy Generation Group）に吸収合併

され、EDF グループ（EDFG）に改称された。かかるファンドは、10.1%を上限として株式および株式ファンド（多角的成長ファンドを除く。）に投資された。これは、1,114百万英ポンド分の株式に相当する。

（ヘ） EDF SAの専用資産ポートフォリオに対する金融リスクの管理

EDFは、長期的な原子力債務の財源確保のため、1999年以来、漸次、専用資産を形成してきた。フランス環境法（第L.594-1条から14条）において成文化された2006年6月28日付法律およびその施行規則により運転サイクルに関連しない引当金が定義され、したがって、かかる引当金は専用資産により賄われなければならない（2021年度の連結財務書類の注記15.1.2「EDFの専用資産」に記載される。）。

かかる専用資産ポートフォリオについては、取締役会ならびにその助言委員会（原子力監視委員会（CSEN）および監査委員会）の監視の下、運用されている。

原子力財務専門委員会（CEFEN）は、資産および負債のマッチングならびに資産運用に関する問題について、当社およびその経営陣を補佐することを目的としている。この委員会の委員は、EDFからは独立した立場にある。

ガバナンスおよび管理原則

専用資産に関する構造ならびに専用資産の運用に係る意思決定および統制プロセスについて規定しているガバナンスの指針は、規制を遵守した上で、原子力費用の確実な調達を確保するための方針に基づき、EDFの取締役会によりその正当性が立証される。また、かかる方針は資産ポートフォリオの仕組み、財務管理者の選定ならびにファンドの法制、会計制度および税制についての原則についても定めている。

戦略的資産配分は、長期原子力費用の資金調達に最も適しているターゲット・ポートフォリオを特定するために行われる資産および負債の精査に基づいている。戦略的配分は、EDFの取締役会により承認され、必要がない限り、原則として3年ごとに見直される。2021年度中、債券市場の変化を反映するために、新規の戦略的配分が有効になった。対象の配分は収益性ポートフォリオ、成長性ポートフォリオおよび確定利付ポートフォリオで構成され、それぞれポートフォリオ全体の30%、40%および30%を占めている。収益性ポートフォリオは、不動産資産およびインフラ資産で構成され、成長性ポートフォリオは株式および株式ファンド（上場および非上場）で構成され、確定利付ポートフォリオは債券、デット・ファンド（上場および非上場）ならびに現金で構成されている。これらのポートフォリオは、EDF Gestion（旧上場資産管理部門）およびEDF Investにより管理される。

成長性資産および確定利付資産の間の配分方針は、各々の市場および地域に関する経済および財政的な見通し、異なる市場および市場セグメントにおける市場評価の見直し、ならびに金融リスク管理・投資部門により作成されたリスク分析に基づき、運用管理委員会（専用資産の運用の分野に関して査定、協議および運用上の意思決定を行う常設の内部委員会）により構築された。

2021年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2020年の33,848百万ユーロと比較して、37,454百万ユーロとなった。2021年の専用資産の変動については、2021年度の連結財務書類の注記15.1.2.1において詳述されている。また、実現可能価格および帳簿価格についても同連結財務書類の注記15.1.2.2において詳述されている。

EDFの専用資産ポートフォリオの内容とパフォーマンス

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日			2020年12月31日		
	株式市場価額			株式市場価額		
	ポートフォリオ の割合	または 実現可能価額	2021年の実績	ポートフォリオ の割合	または 実現可能価額	2020年の実績
収益性資産	21.1%	7,908	17.1%	19.0%	6,420	2.3%
成長性資産	40.9%	15,320	22.6%	40.5%	13,692	10.3%
確定利付資産	38.0%	14,226	△0.7%	40.5%	13,736	4.1%
専用資産合計	100%	37,454	11.9%	100%	33,848	5.9%

専用資産のリスクへのエクスポージャー

EDFは、専用資産ポートフォリオを通じて、株式リスク、金利リスクおよび為替リスクに晒されている。

2021年12月31日現在、EDFの専用資産ポートフォリオにおける上場株式の市場価額は、14,801百万ユーロとなった。同日における上場株式のボラティリティは、52週間分の実績に基づき10.93%であり、2020年12月31日現在は26.6%であった。かかるボラティリティを、2021年12月31日現在における上場株式の市場価額に適用した場合、当グループは、専用資産の株式部分の年間ボラティリティが1,618百万ユーロになると推定している。

2021年12月31日現在、上場債券（13,011百万ユーロ）の感応度は、5.3となり、利率が一貫して100ベース・ポイント上昇した場合、市場価値が685百万ユーロ減少することとなった。2020年12月31日現在の感応度は、5.5であった。

専用資産に対する期待収益率の評価

適用される規則に従って、また上記専用資産の対象の配分に基づいて行われた、今後数年間、特に今後20年間（原子力引当金の存続期間に近い期間）の期待収益率を予想するためのシミュレーションでは、平均予測収益率が2021年12月31日現在の原子力引当金の算出に使用された割引率3.7%を上回ることが、高い確率で示された（2021年度の連結財務書類の注記15.1.1.5を参照。）。

専用資産の価値が初めて1十億ユーロを超えた2004年以降、専用資産の年間パフォーマンスの平均は2021年12月31日現在6.5%であった。

環境法第D.594-6条および第D.594-7条に従って監督機関により付与された現在有効な特例および指示書

EDFは、2018年5月31日に、専用資産における非上場資産部分を条件次第で10%から15%に引き上げることにつき政府の許可を受けた（これはCTEの株式または不動産には適用されない。）。

さらに、EDFの子会社であるCyclifeは、2022年12月31日までに最低でも100%のカバレッジ比率を達成するために、監督機関より指示書を受け取った。かかる要件を満たすために、資産を補填するための配分は、2022年に行われる可能性がある（2021年度の連結財務書類の注記17.1を参照。）。

(ト) カウンターパーティー／信用リスクの管理

カウンターパーティー・リスクとは、EDFグループが、契約相手方が将来債務不履行に陥った際に負う可能性のある損失を意味する。当グループは、カウンターパーティー・リスク管理方針を掲げており、それはEDFおよび運営上の支配の及ぶすべての子会社に適用される。かかる方針は、かかる種類のリスクの監視とともに、その管理ならびにカウンターパーティー・リスク管理の構成および監視を開始した。かかる方針において、当グループのエクスポージャーは四半期ごとに連結される。また、金融リスク管理（CRFI）部門は、当グループの契約相手方に対する監視（日々の警戒態勢の見直し、特定の契約相手方に対する特別警戒基準の策定）を厳重にする。

下記の表は、格付のカテゴリーにより、EDFグループのカウンターパーティー・リスクへの連結エクスポージャーを示している。2021年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの89%が「投資適格」の契約相手方に関連するものであった。これは主に短期投資の大部分が低リスク資産に関連するとともに、現金および資産管理事業により生じたエクスポージャーが優勢であったことに起因する。

	投資適格	非投資適格	内部格付 なし	合計
2021年3月31日現在	91%	8%	1%	100%
2021年9月30日現在	89%	10%	1%	100%

事業の性質によるカウンターパーティー・リスクへのエクスポージャーは、以下のとおり分布している。

	購入	保険	配電および販売	現金および 資産管理	燃料購入 および電力取引	合計
2021年3月31日現在	6%	1%	9%	76%	8%	100%
2021年9月30日現在	7%	1%	10%	62%	20%	100%

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingに集中しており、各契約相手方には、その財政上の頑強さに応じた限度が指定されている。一連の手法（主にポジション・ネットティング契約、現金担保契約および銀行または関連会社の保証の導入）は、EDF Tradingにおけるカウンターパーティー・リスクを軽減するために使われる。

EDFの金融取引担当部署の契約相手方に対して、CRFI部門は、契約相手方の承認手続を明確にする枠組みおよび割当制限の計算に対する方法論を策定した。エクスポージャーのレベルは、随時助言を受け、日々体系的に監視される。制限の適切性については、契約相手方に影響する警告または不利な展開が生じた場合には遅滞なく再検討される。「投資適格」である銀行、ソブリンおよび企業の取引の相手方の債券のみが一定限度の額および満期の限度で、保有が認められている。

(ii) エネルギー市場リスクの管理および統制

(イ) エネルギー市場リスク方針

EDFグループは、発電および供給業務を通じて、主に欧州の非規制エネルギー市場で活動している。これにより当グループは、財務実績に重大な影響を与える可能性のあるエネルギー市場において価格変動のリスクに晒されている。

したがって、当グループは、EDFおよびEDFの運営上の支配の及ぶ事業体に適用されるすべてのエネルギー商品に対する「エネルギー市場」リスク方針を設定している。

この方針は、以下を目的としている。

- ・当グループの様々な事業体のそれぞれの資産ポートフォリオの管理事業（発電、最適化および販売）ならびにEDF Tradingとの取引によるエネルギー市場におけるリスクの管理について一般的な枠組みを規定すること
 - ・資産運用者およびトレーダーの責任ならびに活動の管理に関する様々なレベルを規定すること
 - ・当グループの財政的責任と一貫した、調和のとれたグループ全体のヘッジ方針を実施すること
 - ・構造的エネルギー関連市場において、EDFが支配する様々な事業体のエクスポージャーを経営上で集約すること
- 当グループのリスク部門は、この方針の導入についての年次報告書を取締役会の監査委員会に対して提出する。EDFの運営上の支配が及ばない事業体のリスク管理の枠組みは、統治機関によりレビューされる。

(ロ) リスク統制の構成および一般的なリスクヘッジの原則

当グループの運営上の支配が及ぶ事業体のエネルギー市場リスクの統制は、以下の手続に基づいている。

- ・管理責任とリスク統制責任とを明確に分離するガバナンスおよび市場リスク・エクスポージャー測定システム
- ・ヘッジ戦略の策定および関連するリスク限度の設定により、各事業体に明白に委任。これにより、執行委員会は、財務目的に沿った当グループの年間のリスクのプロファイルの設定および監視を行うことができ、市場展望（通常は3年）において、エネルギー市場リスクの運営管理を指示することができる。

現在のヘッジの基本的な方針は、

- ・上流／下流ポジションの相殺。可能な限り、最終顧客への売上は内部売上によってヘッジされる。
- ・平均価格を捕らえる所定のヘッジの軌道（エネルギー市場リスクに晒されている各事業体につき、当グループによって毎年承認されるリスク統制の枠組みには、所定の価格基準を超えた場合における、かかる軌道からの逸脱を認める加速計画または減速計画が含まれることがある。かかる計画は、段階的なヘッジに係る一般原則に準拠しないため、厳しい条件下の元でのみ適用される。）に基づく事業年度末前のポジションの大部分の段階的なクローズ。

フランスで発電されている電力において、EDFは、ARENH制度が任意であり、当該制度に生じ得る変更（2019年に採択されたエネルギーおよび気候法に基づき、利用可能な容量の上限が150TWhに引き上げられるリスク）が不確実であることから、その正味エクスポージャーについて非常に高い不確実性に晒されている。ARENHの申込容量が引渡期間の直前にしか知ることができないため、EDFはARENHの申込容量について仮定を用いることを余儀なくされる。そのためEDFは、仮定が必ずしも現実と対応しない可能性があるリスクに服することとなり、故に最終的に実際に申し込まれなかった積立容量を自ら販売する義務を負うか、または逆に申込みが行われなかったという仮定から、ARENHの入札募集が実施される前に販売された容量を購入する義務を負う可能性がある。さらに、フランス政府は2022年1月13日に、EDFがARENH制度に基づき競合他社に追加で20TWhを、2022年4月1日から12月31日の期間に46.2ユーロ/MWhの価格で売却しなければならないことを発表した。実施方法は今後詳細に決定されるが、この決定によりEDFは、卸売市場で購入された容量の市場価格と46.2ユーロ/MWhの価格の差異に相当する損失のリスクに晒される。

エネルギー・リスク管理プロセスは、当グループの経営陣が関与し、また、リスク限度を超えた場合の警告通知手続を組み込んだリスク指標および測定システムに基づいている。

運営上の支配の及ぶ事業体を通じて、当グループのエネルギー市場リスクに対するエクスポージャーは、四半期ごとに執行委員会に報告される。統制プロセスは、定期的に再評価され、監査される。

(ハ) エネルギー市場リスクの運営管理および統制の原則

運営上の支配の及ぶ当グループの事業体のエネルギー市場リスクの運営管理および統制の方針は、資産（発電および供給）管理ならびに取引を識別する、エネルギー市場リスクの管理責任の厳格な分離に基づく。

発電資産および供給資産の事業者は、財務実績の変動性に対するエネルギー市場リスクの影響を軽減するリスク管理戦略を実施することについて責任を有する（使用されたヘッジの会計分類は2021年度の連結財務書類の注記18.7「デリバティブおよびヘッジ会計」に詳述されている。）。しかしながら、未だヘッジされていない容量の範囲において、構造的な価格動向ならびに（ARENH制度、発電所の利用可能性および顧客による消費量に関連する）容量の不確実性に依然として晒されている。2022年1月13日に発表された原子力発電所の管理およびARENHの追加の容量についての発表に照らすと、フランスにおける容量に関するリスクは、2022年についてはとりわけ高い。

当グループの運営上の支配の及ぶ事業体のエネルギー市場におけるポジションは、主には、当グループのトレーディング会社であるEDF Tradingにより取られており、同社は当グループの卸売市場でのほぼすべての購入／販売注文を執り行っている。その結果、EDF Tradingは、特にトレーディング会社の欧州規則における厳格なガバナンスおよび統制の枠組みに服する。

EDF Tradingは、規制市場またはOTC市場で、先物、先渡、スワップおよびオプション（当グループのレベルで適用される会計分類とは無関係である。）等のデリバティブを取引する。エネルギー市場におけるそのエクスポージャーは、子会社の経営陣およびグループ・レベルでエネルギー市場リスク管理を担当する部門による日々の上限管理により監視されて、厳しく統制されている。また、自動的警告通知手続が、リスク制限（バリュー・アット・リスク制限）または損失（ストップ・ロス制限）に違反したことを、EDF Tradingの取締役会の構成員に通知するために存在する。バリュー・アット・リスク（VaR）は、所与の期間および所与の信頼期間における市場の不利な動向に際するポートフォリオに関する潜在的な市場価値の最大損失を統計的に測定する指標である（EDF Tradingは、「モンテカルロ」手法を使用してVaRを評価し、かかる手法は、直近の40取引日にわたって観測された市場価額から推定されるボラティリティおよび過去の相互関係を参照する。VaR制限は、EDF Tradingのポートフォリオ全体に適用される。）。特定のキャピタル・アット・リスク（CaR）制限もまた、VaRの適用が難しい特定の分野（非流動市場の運営、長期的な契約および体系的な契約）において使用されている。ストップ・ロス制限は、取引事業の許容可能なリスクを規定し、トレーディングのマージンに関連する損失の3か月間の最大レベルを設定する。これらの制限を超過する場合、EDF Tradingの取締役会は、一部のポジションの閉鎖を含む適切な措置を講じる。

2021年、EDF Tradingの市場への拠出額は1月1日から10月31日までの間で35百万ユーロ、11月1日からは70百万ユーロのVaR制限、1年を通してそれぞれ250百万ユーロの長期契約に係るCaR制限および非流動市場の取引に係るCaR制限、ならびに1月1日から10月31日までの間で180百万ユーロ、11月1日からは210百万ユーロのストップ・ロス制限に服していた。

極めて不安定な市場環境の中、2021年度下半期中にVaRおよびストップ・ロス制限は上限を超え、かかる事態について定められている手続開始の引き金となった。2021年12月31日現在、両指数は限度額以下に戻っている。

当グループのコモディティの公正価値ヘッジの分析は、2021年度の連結財務書類の注記6を参照。コモディティ・デリバティブの詳細は、同連結財務書類の注記18.7.4を参照。

⑥ 貸借対照表日後の後発事象

- ・2022年の料金の引上げを抑制するための例外的な規制措置（2022年1月13日付プレスリリースおよび2021年度の連結財務書類の注記23を参照。）
 - －2022年におけるARENH容量20TWhの追加の割当て（ARENHとは、既存の原子力発電所からの電力に対する規制されたアクセスのこと。2022年4月1日から12月31日までの期間につき、46.2ユーロ/MWhで、追加の20TWhが割り当てられた。）
 - －（住宅用顧客向けの規制販売料金、「青色」料金および非相互接続地域に所在するすべての（住宅用および企業用の）顧客向けの料金について）2022年に関連する値上げの一部を2023年2月に12か月延期
- ・原子力
 - －安全注入系配管の異常の検出による原子炉の供給停止または供給停止期間の延長
 - －フランスの推定原子力発電量が、2022年の295TWh－315TWh（2022年1月13日付および2022年2月7日付のプレスリリースを参照。）から、2023年の300TWh－330TWh（2022年2月11日付プレスリリースを参照。）に更新
- ・GE Steam Powerの原子力事業（アメリカ大陸を除く。）の一部を取得する独占契約をGEと締結（2022年2月10日付プレスリリースを参照。）
- ・2022年2月10日にベルフォールで行われたフランス大統領による発表
 - －フランスの原子力分野への支援
 - －6基のEPR2原子炉の建設計画の開始とさらに8基の建設計画の可能性
 - －安全性の問題を除いた、すべての原子炉の操業の延長
 - －フランスの小型モジュラー炉（SMR）プログラムの開発（NUWARD™の500百万ユーロを含む。）
 - －再生可能エネルギーの開発の促進（太陽光、洋上風力および陸上風力ならびに水力）
 - －エネルギー消費量の削減を背景に、フランスの気候変動対策において低炭素電力が果たす役割が大きくなっていることを確認
- ・2022年
 - －EDFは2022年のEBITDAに注目する。2021年の18十億ユーロを基準に、かかる数値には以下のものが含まれる。
 - －価格効果による約6十億ユーロの改善
 - －例外的な規制措置に関連する約8十億ユーロ（この金額には、2021年12月31日現在の市場価格に基づき、料金の延期が2022年のキャッシュ・フローに与える影響額として約1.5十億ユーロの試算が含まれている。）
 - －原子力発電量の削減に関連する約11十億ユーロ

ー当グループのパフォーマンスによるその他の影響

市場価格の影響を強く受けるこれらの予測（2021年12月31日現在の2022年の先物価格を前提にしている。）は、例示を目的として表示されており、当グループが現在入手可能な情報に基づいている。

・行動計画の立ち上げ

2022年1月13日に発表したとおり（2022年1月13日付プレスリリース「フランス政府によって発表された特例措置」を参照。）、EDFは2022年2月17日開催の取締役会において、2022年初頭の事象を踏まえて貸借対照表構造を強化することを目的とした行動計画を提示した。

この計画は、原子力と再生可能エネルギーのバランスの取れた組み合わせに基づき、エネルギー効率の高いサービスを開発し、さらなるイノベーションを顧客にもたらすという当グループの戦略の継続を目指している。

この戦略の資金調達のために、EDFは、以下の事項を行う意向であることを通知した。

ー発行プレミアム込みで約2.5十億ユーロ（純粋に例示を目的として、1株当たり8ユーロの基準株価および市場慣行に沿った割引を基準としている。）に相当する約510百万株の新株発行へと繋がる優先引受権付株主割当発行の提案を、市場の状況に応じ、可及的速やかに取締役会に提出すること

ー2022事業年度および2023事業年度において株式配当を受領する選択肢の提案（2022年および2023年の非経常項目を除く純利益の目標配当性向（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬について調整済み）は45%から50%）

EDFの筆頭株主であるフランス政府は、上記2点について取締役会に見解を示したので、別途協議される。

ー2022年から2024年にかけて約3十億ユーロの追加的な売却の実施（締結済みまたは完了した売却。当グループの実用的な債務の削減（スタンダード・アンド・プアーズによる定義）への影響。）

⑦ 決算終了後の後発事象

決算終了後、格付機関による財務格付の更新が行われた（「第3 3（3）⑤（i）（ロ）格付」を参照。）。

2022年3月12日、政府は2022年のARENH容量20TWhの追加の割当てに関する命令（2022年3月11日付命令第2022-342号）および政令を公表した。それに伴い、当グループの2022年のEBITDAの見通しへの影響も更新された（EDFの2022年3月14日付プレスリリースを参照。）。ARENHに関する命令および政令の公表後、EDFは自社の利益を守るためにあらゆる可能性を検討している。

また、ウクライナ紛争および関連する地政学的緊張は、当グループにあらゆる種類の結果をもたらす可能性がある（「第3 2（2）当グループが晒されるリスク」を参照。）。

⑧ 見通し

ウクライナ紛争および関連する地政学的緊張は、当グループの見通しに影響を及ぼしうるあらゆる種類の結果をもたらす可能性がある。

2022年

EBITDAは、2021年のEBITDAが18十億ユーロであったのに対して、以下の事項からの影響を受けることが予想される。

- ・2021年から2022年にかけての価格の上昇：当グループのヘッジ方針（「第3 3（3）⑤（ii）（ロ）リスク統制の構成および一般的なリスクヘッジの原則」を参照。）、ヘッジ期間中に観測された価格水準および昨年11月に実施されたARENHの入札の結果を受けた12月のARENH容量の価格は、他のすべての要因が同一であれば、EBITDAに約6十億ユーロの有利な影響を及ぼすと推測される。
- ・2022年の価格上昇を抑制するための例外的な規制措置（2022年1月13日付プレスリリース「フランス政府によって発表された特例措置」を参照。）

ーこれらの措置を実施するための文書（命令および政令）は3月12日に公表された。同命令では、適格な供給業者は、2022年4月1日から12月31日までの期間に46.2ユーロ/MWhの価格でARENHの追加の割当ての恩恵を受けるために、この追加の割当てに基づきEDFから当該供給業者に譲渡される容量と同じ量を、2022年のフランス本土における電力供給について2021年12月2日から12月23日までに記録された卸売先物価格の平均（すなわち257ユーロ/MWh）と同等の価格で、EDFに販売しなければならないと定めている。CREは、2022年1月1日に開始された配電期間に踏襲された方法と同じ方法で、追加のARENHの容量を供給業者間で配分する。この決定は、2022年に供給業者に提供されなければならない追加のARENH容量20TWhのEDFの購入価格を設定するものである。この追加のARENH容量の割当ては、住宅用の規制販売料金（TRV）の設定において考慮され、EDFの市場におけるオファーに影響を与えることになる。

ー2022年1月18日のCREによる審議により、住宅用の規制販売料金（TRV）のマージン（ユーロ/MWh）が確定した。

ー最後に、住宅用および「ブルー企業用」の規制販売料金の対象となる顧客、ならびに非相互接続地域のすべての企業用顧客に適用される付加価値税込みの料金の引上げを4%に抑えるという約束を遵守するために、2022年に関する2021年12月

30日付予算法第2021-1900号に従い、2022年に係る料金の引上げの一部が2023年2月1日から12か月間にわたって延期されることが計画されている。

これらの規制措置（2022年1月13日付プレスリリース「フランス政府によって発表された特例措置」を参照。）が2022年の当グループのEBITDAに与える影響については、例示を目的として、2021年12月31日現在の市場価格に基づき、約－8.4十億ユーロ（この金額には、料金の延期が2022年のキャッシュ・フローに与える影響として見積もられた約－1.5十億ユーロが含まれている。）と見積もられている。2022年3月12日付の命令に定められている条件に基づき、また、当グループが入手可能な情報に基づき、当グループの2022年のEBITDAに与える影響は、推定約－10.2十億ユーロ（この金額には、料金の延期が2022年のキャッシュ・フローに与える影響として見積もられた約－0.9十億ユーロが含まれている。）に見直された。

- ・主要一次回路（安全注入系（SIS）を含む。）に接続されている配管の一部に応力腐食現象が検出されたことを受けて原子炉が供給停止されたかまたは原子炉の供給停止が延長されたことにより、フランスの原子力発電量が減少（2022年2月24日付のASNによる情報メモ（<https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/phenomene-de-corrosion-sous-contrainte-l-asn-demande-a-edf-d-approfondir-ses-analyses>））

これらの結果として、発電量は2021年の360.7TWhから、65.7TWhから45.7TWhの間で減少し、2022年には295TWhから315TWhの間となる（2022年2月7日付プレスリリース「EDFは2022年のフランスにおける原子力発電量の予測を更新」を参照。）。当グループの現在の（該当する年度の年初に完全にヘッジするという）ヘッジ方針を考慮すると、当グループは相当量を市場で買い戻す必要があるため、市場価格の影響を受けることになる。財務面での影響に関する評価は、異なる発電所の供給停止のスケジュールからの影響も受ける。

2021年と比較した発電量の減少が当グループの2022年のEBITDAに与える影響については、2022年3月17日現在、例示を目的として、2021年12月31日現在の2022年の先物価格に基づき約－11十億ユーロと見積もられている。また例示のために、当グループが入手可能な情報および2022年3月11日現在の2022年の先物価格に基づき、発電量の減少が当グループの2022年のEBITDAに与える影響は、推定約－16十億ユーロに見直された。

2022年3月17日現在、当グループは、応力腐食の証拠および検討された是正措置に関して、フランス原子力安全当局による調査の結果を待っている。

- ・当グループのその他のセグメントにおける2022年のEBITDAの推移

価格および原子力発電量の推移に関連する不確実性を考慮し、当グループは2022年2月18日の決算発表時に2022年の財務ガイダンスを示していない。それ以降、特にウクライナ紛争を受けて、不確実性が拡大している（「第3 2（2）当グループが晒されるリスク」を参照。）。

EDFは、2022年2月17日に開催された取締役会において、2022年初頭の事象を踏まえて貸借対照表の構造を強化することを目的とした行動計画を提示した（2022年1月13日付プレスリリース「フランス政府によって発表された特例措置」を参照。）。

EDFは、以下の事項を行う意向であることを通知した。

- ・発行プレミアム込みで約2.5十億ユーロ（例示を目的として、1株当たり8ユーロの基準株価および市場慣行に沿った割引を基準としている。）に相当する約510百万株の新株発行へと繋がる優先引受権付株主割当発行の提案を、市場環境に応じて可能な限り速やかに取締役会に提出すること
- ・2021事業年度のほか、2022事業年度および2023事業年度において株式配当を支払う選択肢の提案（2022年および2023年の非経常項目を除く純利益の目標配当性向（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る報酬について調整済み）は45%から50%）

EDFの筆頭株主であるフランス政府は、当社の行動計画を全面的に支持することを確認した（経済・財務・回復省の2022年2月18日付プレスリリース「フランス政府がEDFの財政確保行動計画を全面的に支持」を参照。）。とりわけフランス政府は、十分な情報を得ている株主として、今回発表された優先引受権付きの増資に、その資本比率を上限として応じることを確認した。また、フランス政府は、2022事業年度および2023事業年度に係る2021年の株式配当の受領について、現在の約束を延期することを表明しており、当社は株主に対してかかる提案を行う予定である。

- ・2022年、2023年および2024年にわたり、約3十億ユーロの売却を実施（締結済みまたは完了した売却。スタンダード・アンド・プアーズの定義による調整済みの純負債額への影響）

2023年

当グループの2023年の財務目標は、以下のとおりである。

純負債／EBITDA倍率：約3倍

調整後の純負債／調整後のEBITDA倍率（現在のスタンダード・アンド・プアーズの方法による。）：4.5倍から5倍

これらの財務目標は、以下の構造的な前提を反映したものである。

- ・2023年の原子力発電容量は300TWhから330TWh（2022年2月11日付プレスリリース「EDFは2023年のフランスにおける原子力発電量の予測を更新」を参照。）。この予測には、特に以下の事項が考慮されている。

－維持管理および点検のための原子炉の44回の供給停止（6回の10年点検を含む。）に加え、2022年に開始し、2023年まで続く2回の計画的な供給停止からなる重工業プログラム（EDFの見積もりに基づき、また応力腐食の証拠および検討された是正措置についてのフランス原子力安全当局による調査の結果を待っている。）
－応力腐食現象の影響を受けた可能性のある配管の管理および修理プログラムの継続（現在も継続中）
発電計画は、正確に修正されていない。

- ・2023暦年の先物価格の市場価格の前提は202ユーロ/MWhとする。
- ・2022年の例外的な規制措置の更新がないこと。そのため、想定されるARENHの容量および価格は、それぞれ100TWhおよび42ユーロ/MWhである。

EDFは、特に2022年および2023年について、フランスにおける原子力発電の水準、価格動向およびエネルギー市場の流動性に重くのしかかる不確実性の重要性を強調する。「第3 2事業等のリスク」で述べたその他のリスクも、EDFの目標達成能力に影響を与える可能性が高い。

現在までのところ、2023年までの目標が確認されている。しかしながら、現状では、ウクライナ紛争およびそれに伴う地政学的緊張があらゆる種類のリスクに与える影響を定量的に把握することは困難である。

さらに、フランス共和国の大統領が2022年2月10日にベルフォールで行った演説で、フランスの温室効果ガス排出量を2030年までに1990年から55%削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成するというフランスの目標において、低炭素電力の役割が増大していることを確認した。そこで、フランス大統領は以下の事項を発表した。

- ・フランスで原子力エネルギーを強化するための、特に以下を含む強力な戦略
 - －6基の新たなEPR 2原子炉の建設計画および追加で8基のEPR 2原子炉の調査が開始され、特に数百億ユーロの巨額の公的資金が動員されるであろうが、この資金調達の詳細な条件はまだ定義されていない。
 - －安全上の理由を除き、フランスのすべての既存の原子炉の操業を継続すること（したがって、この操業期間の延長は、原子力安全上の義務を放棄することなく行われる。）および特にEDFが原子力安全当局と共同で50年を超える延長の条件を研究する必要があることを示した。
 - －小型モジュラー炉（SMR）および燃料サイクルを閉じて廃棄物を少なくすることのできる革新的な原子炉の開発。この開発には、現在EDFが行っているNUWARD™プロジェクトに対する500百万ユーロを上限とするフランス政府の追加介入が伴う（このプロジェクトは現在、フランス復興計画（フランス・ルランス）の一環として、フランス政府から50百万ユーロの補助金の対象となっている。）。
- ・再生可能エネルギーの開発の促進（太陽光、洋上風力および陸上風力ならびに水力）

当グループが直面しているリスクの規模および種類は、とりわけ規制措置による当社への著しい悪影響、ウクライナ紛争および関連する地政学的緊張の影響、ならびに最近発見された応力腐食現象に関連して当グループがフランスの原子力発電所に対して実施しなければならない分析および作業の影響を伴う極めて不安定な市場環境において、新しいリスクの発生または既存のリスクの悪化を含むあらゆる種類の結果をもたらす可能性があり、当グループの財務目標の達成に向けて追加の対策を取ることが必要となる可能性が高い。また、当グループはこれらの目標を達成できない可能性もある。現状では、ウクライナ紛争および関連する地政学的緊張があらゆる種類のリスクに与える影響を定量化することは困難である。

⑨ 後発事象

(i) 2022年3月16日－EDFが10.25十億ユーロの銀行借入枠に署名

EDFは2022年3月15日、総額10.25十億ユーロ（一部は米ドル建て）の二者間タームローンを複数締結したことを発表した。これらの借入れは3年満期で、繰上返済の場合のブレイクアップ・コストは含まれない。これらのローンは、9行の銀行との間で締結された。この取引は、今後数年間における当グループの財務の柔軟性を高めることになる。

(ii) 2022年4月5日－EDFが、優先引受権による3.150十億ユーロ超の増資の成功を発表

2022年4月5日パリ（フランス）－EDFは、2022年4月5日、優先引受権付株主割当発行（「本株主割当発行」）による増資の成功を発表した。

本株主割当発行による手取金の総額（発行プレミアムを含む。）は3,163,938,046ユーロであり、これにより498,257,960株の新株式（「本新株式」）が発行される。

2022年4月1日に終了した申込期間後、引受申込みの総額は約4.1十億ユーロとなり、引受率は129.01%であった。

- ・本新株式493,611,726株は非減少ベース（à titre irréductible）での引受けであり、これは本新株式の99.07%に相当する。
- ・減少可能ベース（à titre réductible）での申込みは、本新株式149,185,083株に相当するものであったため、その一部が履行された。本新株式の端株の割当ては行われないこと、および減少可能ベースにおける本新株式の引受株数を超える割当て

は行われないことを条件として、本新株式4,646,234株（本新株の0.93%に相当する。）が、非減少ベースにおける権利行使数に基づき計算された0.01437838の係数に従って割り当てられる。

フランス政府は、そのコミットメントに従い、本株主割当発行の約83.88%に相当する約2.7十億ユーロを受け、本株主割当発行完了後の当社株式資本の83.88%を保有している。

本株主割当発行による手取金（純額）は、主として、以下の用途に使用される。

- ・CAP2030戦略に従った2022年から2024年までの期間の当グループの開発事業資金
- ・当グループの信用格付けおよび資金調達市場へのアクセスを強化するための資金
- ・より一般的に、当グループの財務上の柔軟性を強化するための資金

本株主割当発行は、貸借対照表の構造の強化を目的とした広範な行動計画の一部である。

本新株のユーロネクスト・パリ（コンパートメントA）での決済・受渡しおよび取引開始は、2022年4月7日である。本新株式には配当権が付与され、保有者は発行日以降にEDFから配当金を受け取る権利を有するが、2021事業年度の最終配当金のみを受け取ることができ、株式による配当の支払いを選択可能であることが定められている。本新株式は、発行日以降、EDFの既存株式と完全に交換可能となり、同一のISINコードFR0010242511で取引される。

本新株式の発行（フランス政府による引受けの対象となるものを除く。）は、銀行シンジケート団により引き受けられた。

(iii) 2022年5月4日－財務情報（2022年3月31日現在）

フランスにおける卸売価格の高騰および規制料金に係る4%の上限（税込み）を背景として、売上高は61%の本業の成長（比較対象となる連結範囲、標準レートおよび為替レートに基づく本業における変動。）

（EBITDAへの影響は限定的）

フランスにおける原子力発電量の減少

高値での買戻し（EBITDAへのマイナスの影響）

株主割当発行の成功

ハイライト

- ・財務構造および流動性の強化

- －3.15十億ユーロの優先引受権付株主割当発行に成功した。
- －総額12十億ユーロの3年間の二者間タームローンが締結された。

- ・フランスにおける既存の原子力発電所

- －見積費用約33十億ユーロ（ユーロ時価。この金額の一部は、第1期（2014年から2025年）の期間末を対象としている。2022年度第1四半期財務情報の補足資料の12ページのグラフを参照。この金額は、応力腐食現象により必要となる修理を除いたものである。）の、2022年から2028年までの期間を対象とする「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」計画の第2段階を開始した。
- －応力腐食：調査は進行中であり、ASNとのやり取りも継続している。
- －2022年におけるARENH容量20TWhの追加の割当てに関する2022年3月12日付命令（2022年3月14日付プレスリリースを参照。）

- ・英国

- －英国政府が、2050年までに原子力設備容量を3倍の24GW（すなわち、需要の25%）に引き上げると発表した（2022年4月7日付発表「英国のエネルギー安全保障戦略」を参照。）。
- －2022年3月31日の原子力法の制定：新規原子力プロジェクトのための規制資産ベース（RAB）資金調達モデルの実施（特にサイズウェルCプロジェクトに適用される。）

- ・再生可能エネルギー

- －洋上風力エネルギー（1.5GW）開発のため、ニューヨーク湾の海域でEDFコンソーシアムに海底租借権が授与された。
- －フランスにおいて、CREによるPPE2入札の募集で太陽光発電所プロジェクト7件（110MW）を受注した。
- －サンナゼール洋上風力発電所において、フランス初の洋上風力タービンが設置された（ウェブサイト（www.edf-renouvelables.com）に掲載の2022年4月13日付プレスリリースを参照。）。

- ・低炭素発電に向けたイノベーション

- －100%低炭素の水素に特化した新たな産業計画を開始した（2022年4月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・2030年までに低炭素水素製造において欧州を主導する。
- ・2030年までに世界で総計3GWの電解水素プロジェクトを開発する。

- －モビリティ

- ・Q-ParkおよびIziviaの提携により、フランスにおいて3年以内に4,000基の充電設備のネットワークを展開する。

- ・Luminusが、ベルギーにおいてArvalの企業用顧客および住宅用顧客に充電ソリューションを提供するパートナーシップを締結した（3年の連続期間）。
- ・フランスにおいて、企業用顧客向けに充電スタンドおよびソーラーパネルのセット販売を開始した。
- ・顧客およびサービス
 - －フランスにおけるサービスの加速ならびに電気、ガスおよびサービスの契約数の伸び：2021年度第1四半期の－126,000件に対し、2022年度第1四半期は+190,000件超であった。フランスにおける2021年9月以降の電力契約数は純増となった。
- ・ESG
 - －セイ・オン・クライメート：2022年5月12日の年次株主総会に提出された決議案。2050年までのカーボン・ニュートラル達成に貢献するという当グループの気候変動計画の目標に関する諮問意見。
- ・ウクライナ紛争（「第3 2（2）当グループが晒されるリスク」を参照。）
 - －現在までのところ、国際的な制裁措置の影響を受けるロシア企業へのエクスポージャーは有していない。
 - －間接的な影響：コモディティの大きなボラティリティ、市場価格の上昇および当グループのサプライ・チェーンにおける若干の緊張

2023年の抱負（2022年1月1日現在の連結範囲および為替レートに基づく。安定した規制環境下（ARENH上限100TWh）、2022年4月21日付の2023年先物価格を前提とし、2022年2月7日付および11日付プレスリリースで発表された2022年および2023年におけるフランスの原子力発電量の前提を考慮した場合。）

純負債/EBITDA倍率	約3倍
調整後の純負債/調整後のEBITDA倍率 ⁽¹⁾	4.5倍から5倍

(1) 一定のスタンダード・アンド・プアーズの方法による。

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の 成長率 ⁽¹⁾
フランス－発電と供給	8,834	12,938	46.4%
フランス－規制業務	5,598	6,000	7.2%
EDF Renewables	437	506	11.0%
Dalkia	1,350	1,992	49.6%
Framatome	728	738	-4.4%
英国	2,689	3,429	26.6%
イタリア	2,029	7,001	3.5倍
その他国外	693	1,497	87.3%
その他事業	891	3,408	3.9倍
セグメント間消去	△1,300	△1,926	48.2%
グループ合計	21,949	35,583	61.0%

(1) 比較対象となる連結範囲、標準レートおよび為替レートに基づく本業における変動。

2022年度第1四半期の当グループの売上高は、2021年度第1四半期を大幅に上回った。これは、電力価格およびガス価格に支えられたものである。また、売上高はEDF Tradingの好調なパフォーマンスからも恩恵を受けた。しかしながら、売上高の増加によるEBITDAへの影響は限定的となる見込みである。

さらに、原子力発電量の減少は、価格急騰を背景とした卸売市場における必要な電力の買戻しにより、EBITDAにマイナスの影響を与える。

当グループのセグメントごとの売上高の増減

フランス－発電と供給

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)

売上高 ⁽¹⁾	8,834	12,938	46.4

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

フランスの原子力発電量は91.7TWhとなり、2021年度同期と比較して7.5TWh減少した。これは、主に応力腐食の兆候の検出の影響に関連する原子力発電所の稼働率の低下によるものである。

水力発電量（揚水発電量を差し引く前の、島部の業務を除く水力発電量。なお、揚水発電量を差し引いた水力発電量は、2021年3月末は12.2TWhであり、2022年3月末は7.5TWhであった。）は、水力条件の悪化により、2021年度第1四半期と比較して31.5%減少し（-4.3TWh）、9.4TWhとなった。

売上高は、主に、価格急騰を背景とした2022年2月1日の規制販売料金の4%（税込み）の引上げおよび企業用顧客への販売価格引上げによる、推定2,261百万ユーロの下流部門における有利な価格効果によって増加した。一方で、最終顧客に請求される供給量価格は、2021年の供給量入札で観測された価格の下落に伴って低下した。

原子力発電量の減少は、価格が非常に高い状況下での電力の買戻しにつながり、EBITDAにマイナスの影響を与えることに留意すべきである。

売上高は、顧客1人当たりの消費量が増加したにもかかわらず、2022年3月末の顧客数が2021年3月末に比べて減少（-1.8TWh）したため、推定合計-50百万ユーロの不利な影響を受けた。

2022年度第1四半期の気温が、2021年度第1四半期と比較して穏やかであったことによる影響は、推定-209百万ユーロである。

2022年度第1四半期、当グループは、原子力発電量および水力発電量の減少により、2021年度第1四半期が純売手であったのとは対照的に、純買手となった。グループ売上高への影響は、推定-215百万ユーロである。

購入義務の再販は、スポット価格の上昇に関連して、推定1,468百万ユーロ増加した。売上高も、主にアグリゲーターの事業およびガスの売上高に関連する、推定849百万ユーロのプラスの価格効果による恩恵を受けた。しかしながら、EBITDAへの影響は限定的であった。

フランスー規制業務（Enedis、ÉSおよび島部業務を含む規制業務）

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	5,598	6,000	7.2

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

売上高の増加は、主に、島部の業務およびÉlectricité de Strasbourgにおけるエネルギー価格の上昇、ならびに2021年8月1日のTURPE 6の指数化（TURPE 6配電料金の指数調整：2021年8月1日現在+0.91%）における有利な変更から生じる、推定393百万ユーロのプラスの価格効果によるものである。

配電量（天候の影響を除く。）の増加も、推定72百万ユーロの増加に寄与した。

しかしながら、2022年度第1四半期の気温が、2021年度第1四半期と比較して穏やかであったことによる影響は、推定-118百万ユーロであった。

再生可能エネルギー

EDF Renewables

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	437	506	11.0

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

2022年3月末現在の発電量は5.5TWhとなり、2021年度第1四半期と比較して30.4%の本業の成長となった。これは、とりわけ、2021年に稼働した新規容量および特に英国において風力条件が改善したことによるものである。

英国におけるプラスの価格効果もこの成長に寄与した。

当グループの再生可能エネルギー事業（フランスにおける水力発電量を除く。）

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	654	845	+29.2	+24.9

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

このプラスの変動は、主に、2021年に稼働した新規容量により6.5TWh（+28%）の増加となった、当グループの再生可能エネルギー発電量（風力および太陽光）における増加を反映したものである。イタリアおよび英国におけるプラスの価格効果もこの成長に寄与した。

建設中のプロジェクト（風力および太陽光）のポートフォリオ合計は高水準を維持し、2022年3月31日現在で総計7.9GWとなった。

エネルギー・サービス事業

Dalkia

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	1,350	1,992	49.6

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

売上高の増加は、主に、2021年末以降のガス価格の急騰（2021年度第1四半期と比較して5倍増）によるものである。EBITDAへの影響は、市場環境を考慮するとマイナスになる可能性がある。

売上高は、英国およびフランス（特に「フランス・ルランス（フランス復興）」計画による支援プロジェクト（ラヌムザンにおけるArkemaとの産業用脱炭素化プロジェクト等））に加えて、英国の複数の病院とのエネルギー・パフォーマンス契約の締結など、国際的にも好調な商業活動の恩恵を受けている。

当グループのエネルギー・サービス事業（当グループのエネルギー・サービス事業は、Dalkia、Dalkia Electronics、IZI Confort、SOWEE、IZI Solutions、IZI Solutions Renov、Izivia、EDEV、EDF China Holding、EDFパルス・インキュベーションならびにEDF Energy、Edison、LuminusおよびEDF SAのサービス業務からなる。これらは、特に、街路照明、暖房ネットワーク、現地資源に基づく分散型の低炭素発電、エネルギー消費管理および電気モビリティからなる。）

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	変動 (%)	本業の 成長率 (%)
売上高 ⁽¹⁾	1,720	2,474	43.8	46.9

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

当グループのエネルギー・サービス事業の売上高の大幅な増加は、主にガス価格の上昇によるものであったが、EBITDA（特にDalkiaおよびEdison）への影響は極めて限定的であった。

Framatome

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	728	738	-4.4
売上高(EDFグループ寄与分)の増減	405	435	-3

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

売上高の本業におけるマイナス成長は、主に、2021年には核分裂性物質（UO2）を含む燃料集合体の搬入があったのに対して、2022年にはこれに相当するものがなかったことによるものであるが、EBITDAへの影響は限定的であった。

また、売上高には、特に北米における「設置基盤」事業からのより強力な寄与があった。

Framatomeの新たな「ブルゴーニュ・カルキュールセンター」プロジェクトは、「フランス・ルランス」計画に選定された。その目的は、機械計算に関する専門知識および訓練のセンターを設立することである。

英国

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率(%)
売上高 ⁽¹⁾	2,689	3,429	26.6

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

売上高のプラスの変動は、主に電力価格およびガス価格の急騰の恩恵を受けた下流部門事業に起因するものである。しかし、住宅用顧客セグメントにおいては、この上昇分は上限付料金の顧客に対して完全には転嫁されなかった。企業用顧客向けの販売量は、ポートフォリオの成長および健康危機後の事業回復を背景に増加（＋9％）した。

原子力発電量は、年初のハンターストンB閉鎖にもかかわらず、稼働率の改善および発電所の計画的な供給停止の減少により11.4TWhとなり、2021年度第1四半期と比較して＋0.9TWhとなった。

イタリア

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率
売上高 ⁽¹⁾	2,029	7,001	3.5倍

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

ガス事業の売上高は、ガス価格の急騰に伴い推定3,720百万ユーロの改善となったが、EBITDAへの影響は限定的であった。販売量は健康危機による影響が顕著であった2021年と比較して増加した。

電気事業の売上高は、主に電気価格の上昇により1,257百万ユーロ増加した。EBITDAへの影響は限定的であった。さらに、売上高は、「クリーン・スパーク・スプレッド」の改善に伴う火力発電のプラスの数量効果からも恩恵を受けたが、不利な水力条件による水力発電量の減少によって一部相殺された。

その他国外

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率
売上高 ⁽¹⁾	693	1,497	87.3%
うちベルギー	512	1,243	2倍
うちブラジル	139	185	20.9%

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

2022年度第1四半期のその他国外セグメントの売上高は、2021年度第1四半期と比較して87.3%の本業の成長となった。

ベルギー（LuminusおよびEDF Belgium）における売上高は、電力およびガスの卸売市場における価格急騰を反映して、552百万ユーロの本業の成長となった。しかしながら、原子力発電所の稼働率が低下し、市場での高値での買戻しにつながったため、EBITDAは不利な影響を受けた。また売上高は、企業用顧客および産業用顧客へのガスおよび電力の販売量が増加したこと、ならびに付随的なサービスの成長による恩恵も受けた。

風力発電の開発は継続しており、2022年3月末現在の純設備容量は597MW（Luminusの発電所における純容量。風力の総設備容量は、2021年12月末現在は658MWであったのに対し、2022年3月末現在は662MWとなった。）となった。

ブラジルにおける売上高は、主に、2021年11月にEDFのノルテ・フルミネンセ発電所関連の電力購入契約（PPA）の価格を、ガス価格の指数化およびICMS税（ブラジルにおける商品・サービス流通税）の変更（EBITDAに対する影響はない。）に関連して17.6%再評価したことにより、29百万ユーロの本業の成長となった。第1四半期においては、為替の影響は有利となった（ブラジル・レアルに対するユーロの下落）。

その他事業

(単位：百万ユーロ)	2021年度 第1四半期	2022年度 第1四半期	本業の成長率
売上高 ⁽¹⁾	891	3,408	3.9倍
うちガス事業	377	2,747	7.3倍
うちEDF Trading	396	563	+39.1%

(1) セグメント間消去前のセグメント全体の売上高の内訳。

第1四半期のその他事業セグメントによる売上高は、2021年度第1四半期と比較して285.1%の本業の成長となった。

当グループのガス事業の売上高は、卸売市場におけるガス価格の上昇や、当グループの容量の活用が進んだことにより、2021年度第1四半期と比較して急激に増加した。しかしながら、これらの効果のEBITDAに対する影響は限定的であった。

EDF Tradingは、市場の非常に高いボラティリティを利用したことにより、2022年度第1四半期も非常に好調であり、2021年度第1四半期から改善した。このパフォーマンスは、現在の市場環境を考慮すると、リスクが増大する可能性もある。

2021年年次業績に係るプレスリリース後における主な後発事象（全プレスリリースの一覧は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr）にて入手可能である。）

財務構造および流動性の強化

- ・EDFは、優先引受権付株主割当発行による3.150十億ユーロ超の増資の成功を発表した（2022年4月5日付プレスリリースを参照。）。
- ・EDFは、10.25十億ユーロの銀行借入枠に署名した（2022年3月16日付プレスリリースを参照。）。
- ・2022年におけるARENH容量20TWhの追加の割当てに関する命令および政令の発表：2022年のEBITDAの見通しへの影響を更新した（2022年3月14日付プレスリリースを参照。）。

EDF Renewables（全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（www.edf-renouvelables.com）で入手可能である。）

- ・EDFグループは、100%低炭素の水素製造のための新たな産業計画を開始した（2022年4月13日付プレスリリースを参照。）。
- ・サンナゼール洋上風力発電所：フランス初の洋上風力タービンが設置された（2022年4月13日付プレスリリースを参照。）。

- ・ EDFは、CREによるPPE2入札の募集で太陽光発電所プロジェクト7件を受注した（2022年3月11日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFは、洋上風力エネルギー開発のため、ニューヨーク湾の海域を獲得した（2022年3月1日付プレスリリースを参照。）。
- ・ EDFグループおよびそのパートナーは、ボルドー近郊のブドウ畑における実験的な農業用太陽光発電プロジェクトであるヴィティソーラーを立ち上げた（2022年2月21日付プレスリリースを参照。）。

EDF Energy（全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（www.edfenergy.com）で入手可能である。）

- ・ EDFは、顧客に対する金融支援を10百万英ポンドに倍増させる（2022年4月15日付プレスリリースを参照。）。
- ・ サイズウェルBは、20年の運転延長に向けた検討を開始した（2022年4月6日付プレスリリースを参照。）。

Edison（Edisonの全プレスリリースの一覧は、ウェブサイト（www.edison.it）で入手可能である。）

- ・ Feniceは、Citelum Italiaの買収に関する拘束力のある契約を締結した（2022年4月4日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Edisonは、ItalgasおよびMargueriteとの間で、Gaxaの株式の過半数を取得し、サルデーニャ島の小売市場の発展に貢献する契約を締結した（2022年4月1日付プレスリリースを参照。）。
- ・ Edison：スタンダード・アンド・プアーズが格付けを確認、ムーディーズは引下げ（2022年2月24日付プレスリリースを参照。）

その他

- ・ 2022年5月12日開催の合同株主総会（2022年3月15日付プレスリリースを参照。）
- ・ 競争当局の決定に関するEDFの発表（2022年2月22日付プレスリリースを参照。）
- ・ 上記決定の第3条に基づく、CoRDISによる2022年4月25日付決定第02-40-18号

(iv) 2022年5月12日－2022年5月12日開催の株主総会において、すべての決議事項が採択された

EDFの株主総会の結果について

EDFの株主総会は5月12日にパリのサル・プレイエルで開催され、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が議長を務めた。

定足数は、インターネットによる議決権行使9,248票を含む、出席株主または代理人の90.87%であった。

株主は、とりわけ以下を含め、取締役会から提出されたすべての決議事項につき承認した。

- ・ 普通配当の受領について1株当たり0.58ユーロおよび特別配当の受領について1株当たり0.638ユーロの配当金が支払われる。

各株主は、配当金の支払いを株式で受領することを選択することができる。新株によって支払われるオプションの権利行使期間は、2022年5月20日から2022年6月7日までである（選択的な配当の支払手続に関する規制上の変更および欧州基準の調和により、オプション期間の終了日は金融仲介機関によって異なる場合がある。純粋な登録株主については、EDFグループの有価証券サービスを担当する機関のBNP Paribas Securities Servicesが、純粋な登録株主の対応を監督し一元化するために、かかる日を遅くとも2022年6月3日と定めた。）。

配当落期日は2022年5月18日である。配当は、2022年6月13日から現金または株式で支払われる。

配当金の支払いのために発行される新株の発行価格は、7.44ユーロに設定されている。この価格は、株主総会の開催日に先立つ20取引日におけるEDF株式の始値の平均値から、分配される配当金の額および10%の割引を差し引き、ユーロセントが高い方に切り上げた値に相当する。

- ・ 2022年5月12日の株主総会の終了を以ってヴェロニック・ベダグ・アミルユス氏が取締役を退任することが決定され、フランス政府の提案により、コンサルタント兼取締役のデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏が3年の任期で取締役に任命された。取締役会の構成員全員の略歴については、以下のウェブサイトを参照。

<https://www.edf.fr/groupe-edf/qui-sommes-nous/gouvernance/conseil-d-administration>

- ・ 2022年に有効期限が切れる財務上の委任の更新。その目的は、優先引受権の有無にかかわらず、株式または資本へのアクセスを与える証券もしくは負債証券の割当ての権利を与える証券の発行に関連する様々な金融取引を実行する権限を取締役会に与えることである。

さらに株主は、当グループの気候変動対策（Say on Climate）に対して、99.87%という非常に高い割合で賛成意見を表明し、当グループの戦略およびコミットメントを確認した。

株主総会では株主が質問する機会があり、それらはその場で回答された。

すべての投票結果、プレゼンテーションおよび株主総会全体の再生は、EDFのウェブサイト（www.edf.fr/agm）で閲覧可能である。

(v) 2022年5月12日－EDFグループが、EDFグループ貯蓄計画およびEDF Internationalグループ貯蓄計画の会員を対象とした増資を発表

2022年5月12日パリ－EDFグループは2022年5月12日に、EDFグループ貯蓄計画およびEDF Internationalグループ貯蓄計画の会員を対象とした増資を伴う「2022年ORS」従業員持株に係る取引を開始することを発表した。

2022年5月11日にEDFの取締役会は、EDFグループ貯蓄計画（PEG）およびEDF Internationalグループ貯蓄計画（PEGI）の会員を対象とした増資の指針について決定した。この増資は、2022年5月12日に開催された株主総会で承認された第22号議案の決議事項に基づいて実施される。実施される増資の上限額は、EDFの株式資本の約0.6%となるが、申込みが一定数以上あった場合には0.7%に引き上げられる可能性がある。

かかる取引は、EDF、PEGに加盟しているフランスの子会社のうちの1社またはPEGIに加盟しており、かつ英国に登記上の事務所を置く子会社のうちの1社のいずれかにおいて、（申込期間または償還期間の最終日時点で）少なくとも3か月間雇用されていたことを証明できる従業員、およびPEGまたはPEGIに資産を有するEDFグループの1社以上の加盟企業の退職者を対象としている。

増資は、EDFの株式資本の約0.21%を上限とする個人拠出を保証するストラクチャード（または「レバレッジ」）方式と、いわゆるクラシック方式で構成される。これは従業員持株会（*Fonds Commun de Placement d'Entreprise* - FCPE）を通じて実施される。クラシック方式の場合、従業員にはマッチング拠出が提供される。

募集株式はユーロネクスト・パリ（コンパートメントA）に上場されている、現在の配当請求権付の普通株式である。PEGまたはPEGIへの投資は、規則で定められた早期償還の場合を除き、2027年7月26日までの5年間の強制保有期間を条件とする。議決権は、FCPEの監督委員会により行使される。

株式の募集価格は、2022年6月28日に決定される。募集価格には、募集価格決定日に先立つ20取引日のユーロネクスト・パリ市場におけるEDF株式の始値の平均に基づき決定される基準価額に対し、30%の割引が適用される。

予約期間は2022年5月16日から2022年5月30日（当日を含む。）までであり、その後の申込期間または償還期間は2022年6月29日から2022年7月1日までである。株式の引渡しは、遅くとも2022年7月25日に行われる。上記日程は目安であり、変更される可能性がある。

増資に関するすべての質問に関して受益者は、特にウェブサイト（www.ors2022.edf.fr）で入手可能な情報パンフレットおよびその他の文書を参照することができる。従業員は、人事部マネージャーに連絡することも可能である。対象の退職者は増資の申込方法の詳細について、保管機関の口座保有者に問い合わせるものとする。

(vi) 2022年5月19日－ヒンクリー・ポイントCの最新情報

ヒンクリー・ポイントCの原子炉2基のスケジュールおよび費用の見直しが完了し（この見直しでは、当該プロジェクトの主要な側面が考慮されている。電気機械工事および最終試験のスケジュールおよび費用についての見直しは行われていない。）、以下のとおり結論づけられた。

- ・1号機の発電開始は2027年6月を目標としており、新たなパンデミック波が発生せず、ウクライナでの戦争による追加的な影響がないと仮定した場合、ユニット2基のさらなる遅延リスクは15か月と評価される（当該プロジェクトは、着工以来、主にCOVID-19パンデミックにより、合計18か月の遅れが生じている。2021年1月27日付プレスリリースを参照。）。
- ・現在、本プロジェクトの完成費用は25十億英ポンドから26十億英ポンド（2015年）の範囲と推定されている（運営行動計画の影響額を除いた費用は、2015年の英ポンド換算で、中間利息を除いたもので、1英ポンド＝1.23ユーロのプロジェクトの参考為替相場による。）。差額決済契約の条件下では、英国の消費者への影響はない。

2年超のCOVID-19パンデミックの間、当該プロジェクトは中断することなく続行された。これにより、サプライ・チェーンの整合性が守られ、主要な経過目標の達成を可能にした。しかしながら、人員、資源およびサプライ・チェーンは深刻な制約を受け、その効率性は制限された。さらに、資材およびエンジニアリングの量、ならびに特に海洋工事を含むこれらの活動の費用が増加した。

次の大きな経過目標は、2023年度第2四半期に予定されている1号機のドーム撤去である。

(vii) 2022年5月19日－応力腐食現象に関する最新情報および2022年のフランスの推定原子力発電量の調整

EDFは点検プログラムを継続し、原子力業界とともに、応力腐食の影響を受けた配管部分の補修準備を進めている。2022年の現段階では、EDFは原子炉の供給停止を新たに予定する必要はないと判断し、フランスの推定原子力発電量を更新した。

現在操業停止中の12基の原子炉は、応力腐食の点検を受けている。

- ・シボー1、ショー1およびパンリー1の原子炉の補助回路配管から採取したサンプルを冶金専門家が調査した結果、SIS（安全注入系）およびRRA（原子炉停止時冷却回路）の回路の溶接部付近に応力腐食が存在することが確認された。
- ・シノンB3において実施された点検および専門家による調査により、安全注入系には応力腐食がないことが確認された。応力腐食の証拠は、RRA回路の溶接部で確認された。

- ・優先順位の高い他の8基の原子炉（シボー2、ショー2、カットノン3、ビュジェ3、ビュジェ4、フラマンビル1、フラマンビル2およびゴルフシュ1）において、点検および調査が行われている。

EDFは、超音波検査、配管サンプルの調査、デジタル溶接シミュレーションおよび応力腐食の進行速度の計算調査を実施した。現段階では、EDFは、これらの分析により、応力腐食の進行が遅いこと、およびかかる現象の進行を妨げる圧縮領域が存在することを確認している。

EDFは、以下のとおり、すべての原子力発電所を対象とした点検プログラムを決定した。

- ・2022年には、900MW原子炉が10年点検の一環として点検される。これは、トリカスタン3、グラヴリーヌ3、ダンピエール2、ブライエ1およびサンローランB2の原子炉に関係するものである。
- ・1,300MW原子炉の点検プログラムは、パンリー1原子炉の補助回路で進行中の評価および点検から得られた教訓を統合した上で策定される。

2022年の現段階では、EDFは、点検を実施するために原子炉の供給停止を新たに予定する必要はないと考えている。原子力安全当局（*Autorité de sûreté nucléaire*）との間で、応力腐食現象の点検および補修のプログラムについて協議が進行中である。

原子力業界は、応力腐食の影響を受けた配管部分の交換に、かつてない協調的な取り組みを行っている。EDFは、欧州の鉄鋼製造会社から管およびエルボ配管の調達を開始した。夏前に最初の予備部品を納入するため、生産量が最適化された。

これらの作業を行う資格を有するすべての供給業者は、現在作業の準備を進めている。高度な作業品質を保証するため、数十人の溶接工が特別な訓練を受けた。

これらすべての側面、および影響を受けた原子炉を操業停止し、影響を受ける可能性のある原子炉を点検するというEDFの決定を考慮し、ASNはEDFの取り組みに注目した。

これらのすべての事象により、EDFは、2022年のフランスの推定原子力発電量を、前回の295TWh－315TWhから280TWh－300TWhに調整する必要がある。

現段階では、点検および補修が完了することを想定して、2023年のフランスの推定原子力発電量は変更されていない（300TWh－330TWh）。

説明の便宜上、現段階で当グループが入手可能な情報および2022年5月18日現在の2022年先物価格に基づき、発電量減少が2022年のグループEBITDAに与える影響は、推定約－18.5十億ユーロ（*前回は、14十億ユーロ（「第3 3（3）⑨（iii）2022年5月4日－財務情報（2022年3月31日現在）」を参照。）*）と再評価された。

これらと同一の事実を踏まえ、2023年末のEDFグループの財務見通しについては、純負債／EBITDA倍率が約3倍または3倍を若干上回る程度に調整され、調整後の純負債／調整後のEBITDA倍率は約5倍（*前回は、純負債／EBITDA倍率は約3倍、調整後の純負債／調整後のEBITDA倍率は4.5倍から5倍（一定のスタンダード・アンド・プアーズの方法による。）*）。2022年5月4日付プレスリリースを参照。）（2023年の配電年度に係る2022年5月18日付の電力価格に基づいており、追加の規制措置を除く。）に調整された。

（viii） 2022年5月19日－EDFおよびEuropean Investment Bank（EIB）が、Enedisが運営する配電網のエネルギー移行を支援する800百万ユーロの融資契約の署名を発表

2022年5月19日パリ－EDFおよびEIBは、完全独立系の電力網事業者であるEnedisが2022年から2024年の期間においてフランス本土で行う分散型再生可能エネルギーと電気自動車用充電スタンドの接続に関する投資を一部融資する、800百万ユーロの融資契約に署名したことを発表した。

2050年には、フランスの最終エネルギー消費の55%を電力が占めると予想されている。その中で、エコロジーへの移行は、今後数年間における再生可能エネルギーの発電量および電気自動車の製造数の大幅な増加を伴うため、フランスにおける大きな課題となっている。フランスの95%の配電網を運営する公益事業者であるEnedisは、特にフランスの再生可能エネルギー発電施設と充電スタンドの接続において、最前線に立っている。

当該地域におけるエコロジーへの移行の加速を支援するため、EDFはEnedisの株主として、Enedisに代わりEuropean Investment Bankと800百万ユーロの融資を締結した。この金額は、11,465km超の新たな配電線および関連する変電設備（総工費1,672百万ユーロ）の一部を賄うことになる。この融資は、2022年から2024年の期間における当該投資額の50%に相当する。

フランスで発電される風力エネルギーおよび太陽光エネルギーの90%近くが、Enedisが運営する配電網に接続されている。2021年末には、フランスの再生可能エネルギー発電業者は540,000を超え、そのうち約3分の1が自家消費者である。この数は2015年には3,000に留まっており、接続率は指数関数的な伸びを示している。この伸び率は、国家低炭素戦略の下で今後も続くことが予想されている。このため、2028年には、フランスには1百万から2百万の太陽光発電設備が設置されることになる。

現在、Enedisが運営する電力網には50,000超の公共充電スタンドが接続されており、100近いエリアに高出力の充電スタンドが設置されている。Enedisは、マンション、道路および高速道路への設置を手掛けており、2030年までにマンションの80%に充電スタンドを設置することを目指している（2035年には100%）。

EDFの長年の資金パートナーであるEIBは、欧州連合の目標達成に貢献する革新的で将来性の高いプロジェクトを支援しており、中でも地球温暖化防止政策および欧州グリーン・ディールは最も重要な政策である。欧州グリーン・ディールは、2030年までに温室効果ガスの純排出量を1990年比で少なくとも55%削減し、2050年までにカーボン・ニュートラルを達成することを目標としている。カーボン・ニュートラル達成のためには、自動車の充電インフラの整備および再生可能エネルギーによる発電の接続等、大規模な電化が必要であるが、これはEnedisの今後の投資およびそれを支援する欧州連合の気候銀行が設定した融資の中心的な要素となっている。

(ix) 2022年6月9日－2021事業年度の配当残高における新株による配当オプションの結果

EDFの株主の間で、配当残高を新株の形式で受領する配当オプションが支持された。2022年5月20日（当日を含む。）から2022年6月7日（当日を含む。）までのオプション行使期間の終わりまでに、配当受領権の93.28%について、この配当オプションが選択された。

フランス商法第L.232-18条および当社の定款第25条に従い、EDFの2022年5月12日付定時株主総会において、2021事業年度に関して普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.58ユーロの配当金を支払うことが決定され、普通配当の受領権が付された株式1株当たり0.28ユーロの未払いの配当残高を当社の新株の形式で受領する配当オプションを付与することとなった。

新株の発行価格は、1株当たり7.44ユーロである。この価格は、ユーロネクスト・パリ市場において、定時株主総会が開催された2022年5月12日より前の20取引日におけるEDFの上場株式の始値の平均株価の90%から、配当金残高を差し引き、ユーロセントの単位に四捨五入した値に相当する。

かかる取り決めにより、131,545,635株（発行後、株式資本の約3.40%を占めた。）の新株の発行が行われ、交付され、2022年6月13日以降ユーロネクスト・パリにおける取引が許可される。新株は、当社のサイトで入手可能である当社定款および2021年 *Document d'Enregistrement Universel* に記載されているとおり、発行済普通株式と同様の権利（*jouissance courante*）および条件を付与する。株式による配当残高の支払いを選択した株主に対して支払われる現金調整額は約130ユーロであり、当該支払いは2022年6月13日に実施された。

2021年の配当残高を株式の形式で受領することを選択しなかった株主に対する現金による支払配当金の残高合計は、約71.6百万ユーロとなり、2022年6月13日に支払われた。

(x) 2022年6月13日－2022年における20TWhのARENHの配電量の追加に関する命令および政令

2022年1月13日、電力価格の上昇を背景に、フランス政府は、2022年におけるARENHの配電量を例外的に20TWh増量し、その価格は46.2ユーロ/MWhとすることを発表した。2022年3月12日、フランス政府は、2022年のARENH配電量に対する20TWhの追加配分に関する2022年3月11日付の命令および政令を官報に掲載した。ARENHの命令および政令の発表を受け、EDFは自らの利益を保持するため、あらゆる可能性について検討していることを発表した。このことから、EDFは上記の命令および政令を取り消すよう、フランス政府に対して非公式の異議申立てを行った。いかなる場合においても、EDFは、かかる事象につき管轄の行政裁判所に提訴する権利を有する。

(xi) 2022年6月22日－EDFが、ポーランドのオタルジェフで開催された第5回ポーランド・フランス原子力産業デーにおいて、ポーランド企業5社と協力協定を締結し、ポーランド原子力計画を支援することを再確認

2022年6月22日－ポーランド原子力計画（PPEJ）の実施に伴う戦略的パートナーとして選ばれることを決意したEDFは、ポーランドのオタルジェフで開催された第5回ポーランド・フランス原子力産業デーにおいて、ポーランド企業との間で新たに5つの協力協定を締結した。

このイベントは、EDFがポーランドにおいて4基から6基のEPRを納入することに関する予備的な提案を支持し、ポーランドとフランスの企業間の協力を促進することを目的として、ポーランドに駐在するフランス大使のフレデリック・ビレ閣下の後援のもと、IGEOSおよびGIFENの協力により開催され、ポーランド気候環境省の代表が出席した。

90社を超える企業から200名以上の参加があったこのイベントは、ポーランド国内はもとより、世界中のEPR原子力発電所の設計、建設および操業の分野での相互協力の加速に向けて、多くのビジネス・トゥ・ビジネスの出会いを可能にし、大成功を収めた。

この機会に、EDFはポーランド企業5社（Polimex Mostostal、Sefako、Tele-fonika Kable、UniservおよびZRE Katowice）と新たな協力協定を締結し、潜在的なEPR計画に参加するための事前資格を確認した。また、Bouygues Travaux Publics、Budimex S.A.、IGEOSおよびGIFENとの間でも協力協定が結ばれた。これらの協定は、2021年12月にフランスにおいてZarmen、Rafako、Dominion、Egis PolskaおよびEPGとの間で5つの協力協定を締結したことに続くものである。

EDFは2021年10月13日、ポーランド政府に対し、2か所から3か所の敷地にわたって6.6GWeから9.9GWeの総設備容量をそれぞれ有する4基から6基のEPRに設計、調達および建設（EPC）業務を提供することについて、拘束力のない予備的な提案を提出した。この予備的な提案は、プラント構成、産業計画、現地サプライ・チェーンの開発計画、費用の見積もりおよびスケジュール等、計画のすべての主要なパラメーターを網羅している。

4【経営上の重要な契約等】

フランス商法第L.225-38条において言及される規制対象となる契約に関する情報は、法定監査人による特別報告に含まれる。

(i)本書を通して、または2021年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約ならびに(ii)2019事業年度および2020事業年度に係る有価証券報告書を通して、または2019年12月31日および2020年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記に記載された契約（下記に列挙された契約を含む。）を除き、2021年*Document d'Enregistrement Universel*、2019年*Document d'Enregistrement Universel*および2020年*Document d'Enregistrement Universel*のそれぞれの提出日に先立つ2年間に、EDFは通常業務における契約以外の重要な契約を締結していない。

(1) 2021年に締結された重要な契約

2021年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・EDFとArevaとの間で締結した、2017年に締結されたFramatome買収契約および当該買収に先立つ両社の商業関係に関連するすべての紛争を解決するための和解契約（2021年6月29日付）

(2) 2020年に締結された重要な契約

2020年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・EDF Energyによる、英国における電気自動車の充電スタンドを専門に扱うPod Pointの買収に関する契約（2020年2月13日付）
- ・Energean Oil & Gas（アルジェリアおよびノルウェーを除く。）との間で締結した、Edisonの探鉱および生産部門の売却契約（2020年12月17日付）

(3) 2019年に締結された重要な契約

2019年に当グループが締結した通常業務における契約以外の重要な契約は、以下のとおりである。

- ・スイスにおけるEDFのスイスのエネルギー会社Alpiqの株式25.04%の売却（2019年5月付）
- ・フランスにおけるフェッセンハイム発電所の早期閉鎖に対するフランス政府による報酬契約の署名（2019年9月付）
- ・イタリアにおけるEdisonのガスの炭鉱および生産に係る資産をEnergean Oil & Gasに売却するという内容の拘束力を持つ覚書への署名（2019年7月付）

5【研究開発活動】

EDFグループの研究開発（R&D）活動は、研究開発部門（EDF R&D）および当グループの特定の子会社によっても行われている。これらの活動は補完的なものであり、かつ当グループのレゾンデートルおよびCAP2030の戦略に沿ったものである。これらのための研究開発調整制度憲章がグループ・レベルで策定されている。

EDFグループの研究開発部門は、当グループ内の異なる部門間のシナジーおよび伝達を容易にするために、総合的かつ学際的である。当部門は、全世界で計2,263人（フルタイムの正規職員として計算されている。）の従業員を有している。

研究開発部門の専門知識は、当グループの活動分野のすべて（再生可能エネルギーおよび貯蔵、電力網、原子力発電、地熱発電、水力発電、エネルギー管理、商務およびサービス、ITシステムおよび環境）を網羅している。これらは特定の分野、事業ラインおよびプロジェクトに特有のものであり、主要なシステムにおける業務のために一体となる。

EDFの研究開発部門は、複数の施設において構成されており、フランス国内外（主にドイツ、英国、中国、米国、シンガポールおよびイタリア）に複数の施設が存在する。

EDFの研究開発部門の中心的なセンターは、2016年に開設されたパリ・サクレのキャンパスのパレゾーに所在する。2021年末、EDFの研究開発部門は、フランスにおいて30の国籍にわたる計1,782人の従業員を有している。

EDFグループの研究開発部門（R&D）の主要課題は第一に、その最高水準の専門性および高い実務パフォーマンスを提供することにより当グループの事業部門および子会社を日常ベースで補佐することであり、第二に、直面する進展および大きな課題を予測することにより当グループの将来に貢献することである。

研究開発部門は、EDFのレゾンデートルに示された目標の追求に携わっている。新たな科学計画から導き出された研究開発部門の研究方法は広範な4つの主題を基軸に構成されている。

- ・電力を通じた、顧客のエネルギー消費による炭素強度の削減
- ・発電手段のパフォーマンスの促進

- ・未来の電力システムの開発
- ・デジタルへの移行の加速

2021年、EDFグループの研究開発予算総額は661百万ユーロであった。これは、主に487百万ユーロに及ぶEDF研究開発予算ならびにFramatome、EDF EnergyおよびEdisonなど特定の完全子会社が行う研究開発から構成される。これは大手電力会社の中でも最大規模の研究開発予算の1つである。

フランスにおけるEDFの研究開発部門の運営予算の99%は、脱炭素化およびエネルギー・システムの移行に割り当てられていることに留意する必要がある。特にエネルギー効率、化石燃料の代替としての電力の使用、再生可能エネルギーおよび送電網への再生可能エネルギーの投入、エネルギーの生産および貯蔵、カーボンフリー水素とその適用による経済の脱炭素化、持続可能な都市、気候変動の地域的影響ならびにその他の環境問題（生態系の多様性、水質および擾乱の軽減等）に関する研究に費やされた。

（１） 研究開発の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業ラインについて取り組んでいる。それぞれに対し、EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策を提供し、当グループの長期的な将来像を計画する。EDFの研究開発部門は、EDFが低炭素電力システムを提供する世界的な産業グループとなった理由の1つである。

当部門の研究方法は、当グループのレゾンデートルおよびCAP2030の戦略に沿って、4つの主要分野に重点を置いている。

- ・電力を通じた、顧客のエネルギー消費による炭素強度の削減：低炭素電力の分野における主導者であるEDFは、この最終エネルギーを脱炭素化の最前線として位置付けたいと考えている。しかしながら、炭素強度削減のためにすべての活動を電力で賄えるわけではない。このことは、その他のエネルギーキャリアがいかにして脱炭素化を達成できるかについての研究につながった。
- ・発電手段のパフォーマンスの促進：世界の多くの国々では、依然として、発電手段における脱炭素化が優先事項である。一方、既に低炭素電力構成の恩恵を受けているフランスでは、これまで以上に効率性を高めた発電手段の開発が課題となっており、制御型再生可能エネルギー（水力）および変動型再生可能エネルギー（風力および太陽光）の開発とともに原子力発電所の改良を組み合わせることでより強い相乗効果を図っている。
- ・未来の電力システムの開発：世界中で毎年稼働を開始している発電所の半数超が現在低炭素となっており、その大部分は変動型再生可能エネルギー（太陽光および風力）で賄われている。したがって、変動型エネルギーによる、限界費用がほぼゼロの電力量は今後数十年で大幅に増加し、電力システムが適切に機能するために解決しなければならない多くの課題を生み出すことになる。
- ・デジタルへの移行の加速：EDFが運営する環境はますますデジタル化が進んでいる。2020年の健康危機はこの傾向を助長し、新たな働き方およびサイバー攻撃のリスクに対する強固な防衛の重要性を強調した。デジタル・モデリングおよびシミュレーションはEDFの研究開発部門にとって必要不可欠なツールである。

Enedisに代わり行われる送電網に関する研究は、商業的な機密情報の保護および配電事業者の独立経営方針の遵守を保証する義務を規定する業務契約に基づいている。EnedisもまたEDFとは別に、独自の研究開発プログラムを進めている。

① 顧客による電力消費の脱炭素化

EDFの研究開発部門は、欧州委員会による「Fit for 55」の計画表およびフランス2030の公表と並行して、産業部門における広範な脱炭素化という課題に取り組んでいる。この課題は、主要な排出部門（鉄鋼、セメント、化学品、農食品、製紙等）についての知識および炭素強度の削減のための方策支援に基づいている。これらの方策は、以前から使用されているもの（抵抗、誘導、電気アーク炉および機械式蒸気圧縮）からより革新的なものにまでわたる。超高温ポンプ（100度を超えるもの）の開発には大きな力を入れている。

新たなRE2020規則の導入も、2021年の重要な出来事の1つであった。プロジェクトの保有者にこれらの新たな規制の適用を促し、その影響を既存の構造物へも拡大させるため、EDFの研究開発部門は、ヒートポンプ・ソリューションについて製造者と共同開発を行い、範囲の拡大とあらゆる需要を網羅するとともに、本装置によって現場で得られる性能水準を科学的に確立しかつ広く共有することを可能にするベンチマーク運用によるフィードバックを監視している。

家計では、より多くの貯蓄が二酸化炭素強度の低い住宅の建設や改築に充てられている。EDFの研究開発部門は、販売前の段階でのツール設計（規模の決定）、設置支援（自動パラメータ化のアルゴリズム）および運営支援（ロジックツリーや電子メンテナンス）等、当グループの事業ラインを支援することに全力を注いでいる。

モビリティの分野では、製造業者が、車両の種類を低炭素製品へシフトする流れを加速させている。EDFの研究開発部門は、信頼性、耐久性、相互運用性およびシンプルさをキーワードとして、当グループの事業ラインを支える取組みを行っている。研究チームは、近い将来、モビリティが電力消費のピーク時に送電網にさらなる負担をかけないことを可能にするスマート充

電ソリューションについて開発を進めており、電力の大部分を変動型再生可能エネルギー源から供給することで、システムが最適かつ持続的な方法で機能するための柔軟な選択肢の提供に取り組んでいる。

② 発電手段のパフォーマンスの改善

原子力発電、水力発電および火力発電の集中分野において、EDFの研究開発部門は、発電資源の安全性を向上させる手段や方法、その耐用年数を最適化させる手段や方法ならびに発電実績および環境への影響を改善する手段や方法の開発を行っている。

(i) EDFグループによる、二酸化炭素排出量の少ない原子力発電の増強および長寿命化

(イ) EDF

研究開発部門は、設備の安全性を向上させる方針に沿った取組み、特に業績の改善および耐用年数の延長に関する取組みを通じて、EDFの資産を保護することに務めている。

より広範には、EDFグループ（EDFおよびFramatome）は、三者協議組織の一環として、CEAとのパートナーシップで研究開発に取り組んでおり、既存の原子力発電所および新規の原子力発電所建設のための技術的構成要素で構成される「将来の原子力発電所」イニシアチブを推し進めている。

これらのプログラムを支援するために、研究開発部門は、デジタル・シミュレーション・ツールおよび実験用のテスト・ツールならびに著しく増大するデジタル・データ、情報技術セキュリティおよび新しい情報通信技術により生じる新たな課題に対処する能力を備えた手段を開発している。

維持管理における新しい構想を実験することを目的としたConnexLabの実験の成功に後押しされ、EDFの研究開発部門は、「デジタル・リアクター」プロジェクトの発展を追求し拡大している。このプロジェクトは、原子炉物理学の分野において重要な研究開発の成果を生み出し始めており、9つの主要なパートナー(EDF、CEA、Framatome、中小企業（SME）、MSEおよび学術機関)を結集させている。また、業界で働くエンジニアリング部門および設計会社に、利用可能なコンピューティング能力および最先端の科学プログラミングの両方の観点から、利用可能な最良の技術に基づいたコンピューティング環境を提供する。

研究開発部門では、原子力業界のその他の利害関係者との強固なパートナーシップに基づく関係を引き続き優先しつつ、デジタル・イニシアチブの開発を進めている。その結果、特に小型モジュラー炉における原子力発電制御室のプロトタイプの早急な製造を目的としたプロジェクトICAREX、および機械工学計算の産業プラットフォームから恩恵を享受するためのプロジェクトMECHANUMといった、フランス・ルランス計画に認められ支援を受けた2つの新たなプロジェクトが立ち上げられた。

その他の複雑な技術分野にとどまらない、デジタル分野におけるこれらすべての革新は、研究開発部門が既存の発電所に大きく貢献することを可能にした。

- ・既存の発電所については、停止ユニットのパフォーマンス改善を促し、開発を最適化し、原子力ユニットの耐用年数を延ばした。
- ・新たな原子力発電については、革新的なプロジェクト（すなわち、とりわけ小型モジュラー炉およびNuwardプロジェクト）へ参加した。

(ロ) Framatome

Framatomeの研究開発部門は、原子力蒸気供給システム、原子力機器およびサービスならびに原子力燃料の設計者および供給者としての活動において、最高水準の安全性とパフォーマンスを実現するために、最先端の技術を習得することを目指している。

この研究開発活動は、主にFramatomeの開発チームおよび技術センター内で、EDFの研究開発部門と協力して行われている。

Framatomeはまた、シミュレーション・コード、より高抵抗の核燃料および「未来の原子力発電」における「技術的構成要素」について、三者協議組織内のCEAの機能に依拠している。

国際的な（米国エネルギー省、欧州におけるホライズン・ヨーロッパ・プログラムおよびフランス・ルランス計画等との）パートナーシップも立ち上げられた。

昨年において、技術およびエンジニアリング部門のBU（事業ユニット）内で行われた研究開発の実績は、主に以下のとおり構成される。

- ・エンジニアが原子力蒸気供給システムのツールおよび設計サイクルを習熟できるようにするための「デザインスクール」の設立
- ・EDFとのパートナーシップにより実施された高度な中性子の鎖シミュレーション・プロジェクト（ODYSSEE）の継続的な開発。当プロジェクトは、既にフランスの発電所にて前進した成果をもたらしている。
- ・EDF、ORANOおよびCEAとともに、PWRにおけるマルチ・リサイクリングの研究

- ・熱間静水圧プレスを用いて製造されたデモクリトスPWRの一次冷却循環システムの原寸大モデルを受領およびその詳細な記述的研究の開始

設置基盤事業部門のサービス活動の発展は、PWR発電所およびBWR発電所の介入装置の継続的な改善および自動化ならびに顧客のパフォーマンスを向上させる革新的なデジタル製品およびサービス提供の拡大など、大きな進展をもたらした。

(ii) 再生可能エネルギー、貯蔵および水素の開発支援

2番目の優先事項は、フランス国内外において再生可能エネルギーの開発を支援することであり、これは欧州および世界中のエネルギーの展望においてますます重要な役割を果たしている。

再生可能エネルギー、貯蔵および水素に関するEDFの研究開発部門の目標は、産学および新興企業と連携して、有意な競争優位性を提供する技術的な進歩を確認し、最も有望な技術の産業的な生成を促進することである。EDFは、水力発電、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、熱力学的太陽光発電、バイオマス、海洋エネルギーおよび地熱発電、電気化学電池、フライホイール、蓄熱、熱化学蓄熱、フローセル、スーパーコンデンサ、電解槽、燃料電池（水素）、熱エネルギー貯蔵（熱および低温）など、幅広く低炭素水素技術および貯蔵ソリューションに関する研究を行っている。

洋上風力発電の分野においては、研究開発部門は、固定式および浮体式の洋上タービンの流体力学的かつ機械的な規模決定のための具体的なモデリング・ツールを開発した。

研究開発部門は、パフォーマンスを向上させる方法および手段の開発ならびに再生可能エネルギーを基礎にした発電システムのプロジェクト、貯蔵プロジェクトおよびEDFグループの低炭素電力による電気分解力による水素生成システムの費用の最適化についても取り組んでいる。

(iii) 発電所の環境受容性

気候変動、生物多様性の著しい減少および地球上の限られた資源は、低炭素エネルギー構成についての当社の選択を合理化する。研究開発部門の取組みの目標は以下のとおりである。

- ・規制環境変更の実施方法の決定に貢献すること。
- ・当社の発電所が経済的に許容できる費用で、利用可能な最良の技術（BAT）に比肩することを正当化することおよび新たなプロジェクトにおいてこれらの利用可能な最良の技術を活用すること。
- ・当社の地上および水域の環境に及ぼす影響を認識し、管理すること、当社の改善計画を活用することならびに当社の副産物を制限し、強化すること。
- ・例えば、将来の気候変動を踏まえて地域の水資源の利用可能性および品質の変化を予測し、発電所の放熱板の頑健性について評価することにより、気候変動の予測および影響に適応すること。
- ・地域を含む、利害関係者に関して当社の積極的な行動によるてこ入れに貢献すること。

EDFは長年にわたって生物多様性に関する課題に特化した研究チームを設けてきた。かかる野心的な研究プログラムは、EDFの発電資源が生物多様性に及ぼす影響を評価し管理する高性能なツールの開発を模索しており、発電所周辺の生物多様性を継続的に改善している。

③ 将来的な電力システムの構想

欧州における低炭素経済へのエネルギー移行は、とりわけ配電網における変動型および分散型の再生可能エネルギーの強力な統合が条件である。かかる統合には、より多くの利害関係者をともなう、さらに分散した電力システムを管理するための、より高性能な電力システムまたはスマート・グリッドの開発が求められる。主要な課題は、技術的、経済的および規制上のものであり、以下のような新たな課題への取組みが含まれる。

- ・送電網および欧州域内を結ぶ電力網の開発ならびに送電の最適化を目的とした欧州の卸売市場との連携強化
- ・地域のエネルギー流量の管理および電力網の安定性のために、再生可能エネルギーを利用する断続的な発電源を管理し、電力システムにおいてかかる発電源の導入に対する制限を緩和すること
- ・発電構成および送電網の要件の最適化ならびにその方法の柔軟性および構造を検討することにより電力の新しい利用方法を統合すること
- ・より大規模なエネルギー管理システムに統合することにより、分散型エネルギー・システム（需要管理、分散型発電および貯蔵等）を最適化すること
- ・利用パターンおよび新たな発電源を考慮するために、パワーエレクトロニクスの利用増加の状況における電力システムの慣性の減少に対処することを目的として、電力システムの調整に適応すること

これらの課題には、送配電網の材料、発電および蓄電の方法、通信機能性および手順、制御素材および手法、さらには消費の経済性、電力サービスならびに関連する市場についての取組みが求められる。

④ デジタルへの移行の促進

デジタルへの移行は、電力システム全体に影響を及ぼすものであり、上述した電力の移行および気候遷移における極めて重要な推進力である。情報技術研究プログラムは以下に焦点を当てている。

- ・人工知能、モノのインターネット、5G通信、産業システムのサイバー・セキュリティ、ブロックチェーン、量子計算、仮想現実などの成長が著しい技術が当グループの事業に及ぼす影響やそれらにより引き起こされる危険性のある混乱について理解し、予測すること。
- ・EDFの研究開発部門およびエンジニアリング部門が実施する研究の裏付けとなる科学計算の学際的なエコシステムを維持し、発展させること。

2021年の破壊的技術に関わる主な事象として、以下の例が挙げられる。

- ・重要なシステムにおけるAIの適用性に関する当社の取組みを共有し促進するために、他の主要な産業グループとともに、シンクレア共同研究所の妥当性を確認すること
- ・EDFの研究開発部門に調整が委託されている当グループの5Gタスクフォースは、グループ事業ラインの主要な使用例の特定を可能にした。実験は本年より開始され、EDFの研究開発部門は5Gリビング・ラボを立ち上げた。
- ・3年前に開始された、量子計算に関連するプロジェクトでは、皮切りとなる調査結果が報告された。

⑤ EDFの国際的な研究開発パートナーシップ

研究開発プログラムの実施のために、EDFの研究開発部門は、フランスおよび世界中で多数のパートナーシップを展開しており、その目的は、EDFの課題の中核となる分野での世界最高レベルの専門知識を維持することおよび国内分野の膨大なスキルを補完することである。

研究開発部門のパートナーシップ方針は国内的にも国際的にも様々な方法で具体化されている。

フランス

フランスにおいて、研究開発部門は大規模な公的研究機関との間で包括協定を締結している。フランスにおける主要な学術的なパートナーは、フランス国立科学研究センター（CNRS）であり、2019年には、EDFはCNRSとの間のパートナーシップ包括協定を5年にわたって更新した。過去数年間にわたって研究開発部門はまた、学術的なパートナーおよび技術センターまたは産業センターと約20の共同研究所および共同チームを設置した。研究開発部門は、これらのパートナーやセンターとともに複数の国内または欧州の機関が資金提供する共同研究プロジェクトに参加している。2021年、フランス地質・鉱山調査局（BRGM）との包括協定契約が更新され、サントラル・スペレック、IFPENおよびマルヌ・ラ・ヴァレのギュスターヴ・エッフェル大学との3つの新たな包括協定が締結された。パリ・サクレ大学のカンパスにおけるジャック・アダマール数学財団とのスポンサー契約も更新され、研究最適化のためのガスパール・モンジュ・プログラムに焦点を置いている。加えて、Inria（フランス国立情報学自動制御研究所）のINRIAパリ・サクレ・センターおよび国立理工科大学は、「イメージングおよび物理学のための微分方程式の解（*Solution d' Equations Differentielles pour l'Imagerie et la physique*）」に関する新たな共同チーム、いわゆるIDEFIXチームを立ち上げた。

研究開発部門はまた、いくつかの特別目標を定めた教授職および研究職を支援している。

研究開発部門はまた、イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）、海洋エネルギーおよび洋上風力発電に注力するフランス海洋エネルギー、エネルギー効率化に取り組むエフィカシティ、未来の電力ネットワークを専門とするスーパーグリッド研究機構、電気モビリティに取り組むヴェデコム、さらにはパリ・サクレ研究ハブの中心部に位置するIRT SystemXなどの「将来への投資」プログラムの一環として導入された、複数のエネルギー移行機関（ITE）に関与している。

EDFグループは、発電所の運用、敷地造成および設計を簡素化するために、原子力部門の当事者同士を、デジタル技術を通じて繋げることを目的とした研究開発部門のプロジェクトであるConnexiTyの立役者となった。

EDFはまた原子力のNugeniaおよびSNETPならびに貯蔵のEASE等、欧州連合の水準で認識されている複数の欧州の団体の創立メンバーである。

その他の進展は、サントラル・スペレック、ENSパリ・サクレ、CNRS、BRGMおよびEDFからなる地震に関するSEISM科学利益グループならびに国立先端技術学校（ENSTA）、CNRS、CEAおよびEDFからなる機械科学・産業応用研究所（*Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles*またはIMSIA）共同研究ユニットを含む、パリ・サクレのカンパスのエコシステムにおけるいくつかのパートナーシップを含む。

EDFの研究開発部門はまた、EDFと協力して世界の主要な原子力発電業者の多くをまとめる材料経年化を扱う国際研究センターである材料経年化研究所（MAI）を設立した。

ドイツ

国際的には2000年代初頭から、EDFはカールスルーエ工科大学（KIT）と協力して、ドイツに研究センター（EIFER）を所有している。EIFERは、水素産業のレファレンス・センターである。この点において、EIFERは産業市場および大型車両向けの水素ソリューションの商業開発を専門に扱うEDFグループの子会社であるHynamicsを支援している。EIFERチームはまた、地域の分散型エネルギー・システム、持続可能な都市および地域、地熱エネルギーならびにバイオ燃料に関するトピックにも全面的に携わっている。

英国

EDF研究開発UKは、英国の生態系研究における当グループの立場を強固なものにしており、特に再生可能分野においてはストラスクライド大学、マンチェスター大学、インペリアル大学、国立原子力研究所（NNL）、および原子力エネルギー分野においてはブリストル大学を通じて関与している。かかるセンターは、既存の原子力分野（AGR原子炉の耐用年数の延長およびEDF UKが発表した複数の原子炉の供給停止予定に伴う廃炉作業）においてか、HPCプロジェクトの支援、とりわけ環境問題の解決のためにブリストルに設置するユニットを含む新しいプロジェクトのためであるかにかかわらず、EDFの事業ユニットの活動に対して直接的な支援を提供している。かかるセンターは、フランス内外における当グループ全体のプロジェクトのレファレンス・センターであり、顧客のデジタル・ソリューションおよび洋上風力発電所プロジェクトに全力を注いでいる。

イタリア

イタリアにおいて、Edisonの研究開発・技術イノベーション部門（RD&TI）は、中長期的な戦略支援を行い、短期的にはEdisonの新しいサービスおよび提供の開発について情報を提供している。従業員および研究所は、主にイノベーション・スペースに位置する2つの場所に所在しており、連携を促進し、Edison RD&TIをイタリアのイノベーションおよび研究に係る業界に強固に根付かせている。

アジア

北京センターは、スマート・グリッドまたは原子力施設の中国国内の主要なデモ作業に参画する際には資産となる（「第23（2）⑤（iii）（へ）（a）中国における事業」を参照。）。2021年、かかるセンターは、中国政府が決定した市場緩和の一環として、EDFの中国子会社が現地パートナーとともに設立した電力取引プラットフォームの立上げに積極的に貢献した。かかるセンターはまた、バイオマスならびに暖房および冷房のネットワークを組み合わせる地域の複数のエネルギー・プロジェクトなどの分野においても活動している。

シンガポールの研究開発センターは、シンガポール沖のセマカウ島においてデモンストレーターとともに開発および検証した、再生可能エネルギーを使用した価格競争力のあるマイクロ送電網ソリューションの産業化に特に重点を置いている。

また、東南アジア地域での電力相互接続に関する実行可能性の検討、シンガポールでの電気モビリティ・プロジェクトおよびCNRSが人工知能の分野においてシンガポールのパートナーとともに主導する大規模なデカルト・プロジェクトに参画している。

米国

EDFグループはこの数年間に米国内におけるEDFグループの開発を支援し、当グループ内でのイノベーションに貢献するシリコンバレーに所在する研究開発部門およびイノベーションセンターを立ち上げた。この研究所の研究分野には、子会社であるEDF Renewables North Americaに対する直接的な支援、専門チームによる技術的およびデジタル的傾向の分析、市場設計ならびに米国内における当グループの新しい事業モデルの評価が含まれる。

（2） 知的財産

知的財産権は、EDFグループの技術およびノウハウを競争から保護する上で、またライセンス契約を通じたこれらの資産の活用において主要な役割を担う。

EDFは、技術イノベーション能力および技術的専門知識を最大限に活用するために、産業財産ポートフォリオを強化したいと考えている。かかるポートフォリオは、特許、登録済みのソフトウェアおよび形式化された専門知識によって構成されている。

特許

2021年末現在において、EDFグループのポートフォリオ（主にEDFおよびEnedis）には、756の特許権を有するイノベーションが存在し、フランスおよび国外において、2,158件の所有権によって保護されている。

特許ポートフォリオの強化は、優先事項である。それにより、研究開発部門の協力を促進すること、EDFの事業のイノベーションおよび展開を保護すること、EDFの外部イメージに貢献すること、研究者の動機付けを強化することおよび発明を最大限に活用することを目的としている。

EDFは、2021年に49件の特許申請を行った（2020年は66件）（*Enedis*は3件の特許申請を行った。）。

第4【設備の状況】

1【設備投資等の概要】

本書の「第2 3 事業の内容」を参照。

2【主要な設備の状況】

2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記10.3「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」、注記10.4.1「使用権資産の変動」、注記10.5「フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産」、注記10.6「建設中の資産」および注記11.1「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」を参照。

3【設備の新設、除却等の計画】

本書「第2 3 事業の内容」を参照。

第5【提出会社の状況】

1【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

(2021年12月31日現在)

授 権 株 数(株)*	種 類	発行済株式総数(株)	未発行株式数(株)*
—	普通株式	3,238,676,748株	219,579,139株**

* フランス法の下では、授權株式という概念はない。しかし、一定の範囲内で株主は、取締役会に対して株式またはエクイティ証券の発行に際して、発行額および発行時期を決定する権限を与えることができる。

** 当社は2020年9月8日に新株予約権および株式交換権付無担保上位債(*obligations senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes*) (以下「本社債」という。)を発行した。上記の株式数は、本社債の転換に際して発行される可能性のある新株の最大数である。

②【発行済株式】

(2021年12月31日現在)

記名・無記名の別及び 額面・無額面の別	種 類	発 行 数(株)	上場金融商品取引所名又は 登録認可金融商品取引業協会名	内 容
記名式 (額面0.5ユーロ)	普通株式	3,238,676,748株	ユーロネクスト・パリ	—

(2)【行使価額修正条項付新株予約権付社債券等の行使状況等】

該当事項なし。

(3) 【発行済株式総数及び資本金の推移】

(2021年12月31日現在)

年月日	発行済株式総 数増減数 (株)	発行済株式総数残 高(株)	資本金 増減額 (ユーロ)	資本金残高 (ユーロ)	摘要
2004年 11月20日	1,625,800,000株 (増加)	1,625,800,000株	0	8,129,000,000	フランス政府からの 資本および資本 抛出の当社株式資 本への転換
2005年 10月27日	0株	1,625,800,000株	7,316,100,000 (減少)	812,900,000	連結剰余金への振 替を通じた減資
2005年 11月18日	187,869,028株 (増加)	1,813,669,028株	93,934,514 (増加)	906,834,514	株式公開および国 際的公募に準じた 増資
2005年 12月20日	8,502,062株 (増加)	1,822,171,090株	4,251,031 (増加)	911,085,545	引受業者による オーバーアロット メント・オプション の行使による増 資
2010年 1月21日	26,695,572株 (増加)	1,848,866,662株	13,347,786 (増加)	924,433,331	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2011年 6月24日	(増加)	1,860,812,110株	(増加)	930,406,055	EDF Énergies Nouvelles に関す る公開買付けにお いてEDFに出資さ れたEDF Énergies Nouvellesの株式 の対価としての増 資
2011年 9月28日	(減少)	1,848,866,622株	(減少)	924,433,331	消却に関する株式 買戻プログラムの一 環としての株式 の購入による消却
2013年 7月29日	(増加)	1,860,008,468株	(増加)	930,004,234	株主の選択による 現金または新株発 行による配当の支 払い
2015年 12月18日	60,130,559株 (増加)	1,920,139,027株	(増加)	960,069,513.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2016年 6月30日	93,112,364株 (増加)	2,013,251,391株	(増加)	1,006,625,695.50	株主の選択による 現金または新株発 行による配当の支 払い
2016年 10月31日	95,885,292株 (増加)	2,109,136,683株	(増加)	1,054,568,341.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い

2017年 3月30日	632,741,004株 (増加)	2,741,877,687株	(増加)	1,370,938,843.50	優先引受権による 増資
2017年 7月12日	145,476,587株 (増加)	2,887,354,274株	(増加)	1,443,677,137	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2017年 12月14日	40,084,530株 (増加)	2,927,438,804株	(増加)	1,463,719,402	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2018年 6月29日	82,828,872株 (増加)	3,010,267,676株	(増加)	1,505,133,838	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2019年 6月18日	40,701,950株 (増加)	3,050,969,626株	(増加)	1,525,484,813	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2019年 12月17日	52,651,460株 (増加)	3,103,621,086株	(増加)	1,551,810,543	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2020年 9月30日	3,697,507株 (減少)	3,099,923,579株	(減少)	1,549,961,789.50	EDFの自己株式の 消却
2021年 6月30日	57,908,528株 (増加)	3,157,832,107株	(増加)	1,578,916,053.50	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い
2021年 12月2日	80,844,641株 (増加)	3,238,676,748株	(増加)	1,619,338,374	株主の選択による 現金または新株発 行による中間配当 の支払い

* 当社は2020年9月8日に本社債を発行した。本社債の転換に際して発行される可能性のある最大株式数は、2021年12月31日現在219,579,139株である。本社債の額面金額は1券面当たり10.93ユーロであり、1券面につき1株の割合で普通株式に転換または交換される。1株当たりの資本組入額は、総額290,000,000ユーロの範囲内で、本社債の転換に際し当社により決定される。

(4) 【所有者別状況】

① 当社の資本および議決権の保有者

過去3事業年度の毎年12月31日現在におけるEDF株式資本の保有内訳は、以下のとおりである。

	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在		2019年12月31日現在	
	株式数	資本金(%)	株式数	資本金(%)	株式数	資本金(%)
フランス政府 ⁽¹⁾	2,716,550,741	83.88	2,593,960,583	83.68	2,593,960,583	83.58
機関および 一般投資家	478,277,574	14.77	463,040,491	14.94	463,147,431	14.92
従業員	42,673,879 ⁽²⁾	1.32	42,092,505 ⁽³⁾	1.36	41,630,134 ⁽⁴⁾	1.34
自己株式	1,174,554	0.03	830,000	0.02	4,882,938	0.16
合計	3,238,676,748	100	3,099,923,579	100	3,103,621,086	100.00

- (1) EDFに対するフランス政府の持分には、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceが保有するEDF株式が含まれる。
- (2) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.20%に相当する38,775,926株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」および「EDF ORS」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。また、かかる数値には、従業員または元従業員により、直接または管理者名義で保有されるロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了した0.12%の株式に相当する約3.89百万株が含まれている。
- (3) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.23%に相当する38,075,245株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」および「EDF ORS」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。また、かかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.13%の株式に相当する約4.017百万株が含まれている。
- (4) この数値には、フランス商法第L.225-102条において定められる従業員による株式保有の定義に基づく資本金の1.21%に相当する37,527,237株（EDFのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」および「EDF ORS」のFCPEを通じて、EDFの従業員および元従業員により所有される株式。）が含まれている。また、かかる数値には、従業員または元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしにもしくはロックイン期間が終了して管理されている0.13%の株式に相当する約4.1百万株が含まれている。

2018年1月29日付のフランス政府によるEPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式389,349,361株の割当てにより、Bpifranceおよびフランス政府は、合計で当社の株式資本および議決権の5%、10%、15%、20%、30%、3分の1、50%および3分の2の法定基準を超えた。フランス政府およびEPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは協働し、EDFの各株主総会前にお互いとの話し合いの場を設けるものとする。Bpifranceは、EDF株式の譲渡、担保としての差出しまたは処分を行わないことを約束した。

2020年10月、フランス政府は、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceに対するEDF株式の割当てを61,000,000株減少させた。EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceは、2021年6月に支払われた2020年の配当金について6,480,579株、2021年12月に支払われた2021年の中間配当について9,033,181株を受領した。

当社の認識している限り、フランス政府およびEPIC（商工業公益企業体）であるBpifrance以外の株主は、直接・間接的を問わず株式資本および議決権の5%を超えて有していない。

当社は、2021年12月31日現在、同日における当社の資本金の保有状況および当社の株主の地理的位置を検証することを可能にした、特定可能な無記名式株式の調査を実施した。以下の表は、2021年12月31日現在および2020年12月31日現在のかかる情報を要約したものである。

	2021年12月31日		2020年12月31日	
	保有株式数	資本金(%)	保有株式数	資本金(%)
フランス政府 ^(*)	2,716,550,741	83.88	2,593,960,583	83.68

欧州の機関投資家(フランスを除く。)	140,784,361	4.35	143,898,238	4.64
その他地域の機関投資家	187,323,465	5.78	176,371,418	5.69
フランスの機関投資家	88,375,678	2.73	81,640,550	2.64
民間による株式保有	61,794,070	1.91	61,130,285	1.97
従業員による株式保有	42,673,879	1.32	42,092,505	1.36
自己株式	1,174,554	0.03	830,000	0.02
合計	3,238,676,748	100.00	3,099,923,579	100.00

(*) EDF株式資本に対するフランス政府の持分には、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceが保有するEDF株式が含まれる。

フランス政府は、2018年の配当の残額、ならびに2019年および2020年に係る配当金について株式として受領することを選択した。フランス政府は2021年の配当金、ならびに2022年および2023年（フランス政府株式保有代理機関（APE）の2022年2月18日付プレスリリース。）に係る配当金の誓約について更新した。

2021年12月31日現在、各種株主の株主総会における理論上および行使可能な議決権は、以下のとおりである。

		資本金 (%)	理論上の 議決権数	理論上の議 決権数(%)	株主総会で行使可 能な議決権	株主総会 で行使可 能な議決 権(%)
2021年12月31日	株式					
政府(*)	2,716,550,741	83.88	4,921,161,963	89.18	4,921,161,963	89.20
従業員による株式保有	42,673,879	1.32	77,207,429	1.40	77,207,429	1.40
個人および機関投資家 による株式保有	478,277,574	14.77	518,524,284	9.39	518,524,284	9.40
自己株式	1,174,554	0.03	1,174,554	0.03	-	-
合計	3,238,676,748	100	5,518,068,230	100	5,302,974,698	100

(*) EDF株式資本に対するフランス政府の持分には、EPIC（商工業公益企業体）であるBpifranceが保有するEDF株式が含まれる。

② 経営陣の交代に至る可能性がある契約

EDFの認識している限り、当社の経営陣の交代に至る可能性のある契約は締結されていない。

また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府によるEDFの資本保有割合は70%未満となることはない。

（５）【大株主の状況】

2021年12月31日現在、フランス政府は、EDFの資本の83.88%を保有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を必要とする意思決定を支配する権利を有している。

フランス政府を支配株主とするすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（Cour des comptes）または議会による監査、およびフランス財務監督局（Inspection Générale des Finances）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

2【配当政策】

（１）過去３事業年度間に支払われた配当金および中間配当

過去３事業年度間において支払われた配当金および中間配当の額は以下のとおりである。

事業年度	株式数	1株当たり配当金 (ユーロ)	分配された配当金総額 ⁽¹⁾ (ユーロ)	配当日
2018年	3,010,267,676	0.31 ⁽²⁾	933,556,364.41 ⁽³⁾	2019年6月18日
2019年	3,050,969,626	0.15 ⁽⁴⁾	456,888,323.70 ⁽⁴⁾	2019年12月17日
2020年	3,099,923,579	0.21 ⁽⁵⁾	652,259,998.76 ⁽⁶⁾	2021年6月7日

(1) 自己株式控除後。

(2) 2018年の0.341ユーロは、増加配当金から利益を得る株式に対するものである。

(3) 全額現金で支払われた2018年の配当金の中間配当として、2018年12月10日に支払われた451,000,397.55ユーロを含む。2019年6月18日に支払われた、2018年の配当の残額である482,555,966.86ユーロは、新株で支払われた452,021,956.95ユーロおよび現金で支払われた30,534,009.91ユーロから構成される。

(4) 2019年12月17日に支払われた、2019年の中間配当である456,888,323.70ユーロは、新株で支払われた429,635,913.60ユーロ、現金で支払われた27,252,346.20ユーロおよび残額63.90ユーロから構成される。

(5) 2020年の0.231ユーロは、増加配当金から利益を得る株式に対するものである。

(6) 2021年6月7日に支払われた、2020年の配当の残額である652,259,998.76ユーロは、新株で支払われた616,146,887.12ユーロおよび現金で支払われた36,113,111.64ユーロから構成される。

2022年2月17日の取締役会で、取締役会は、2021事業年度は1株当たり0.58ユーロの配当金（増額配当を除く。）（すなわち、2021年12月2日に支払われた2021年の中間配当である0.30ユーロを考慮した残額0.28ユーロ）を分配することを、2021年12月31日に終了する年度の財務書類を承認するために招集される2022年5月12日開催の株主総会に提案することを決議した。2021事業年度の支払配当の残額は、増額配当から利益を得る株式については1株当たり0.338ユーロである。

株主には、支払配当の残額について当社の新たな株式による支払いというオプションが提案される。かかるオプションは、2022年5月20日（同日を含む。）から2022年6月7日（同日を含む。）まで、行使することができる。遅くとも2022年6月13日までにかかる支払オプションを行使していない株主に関しては、支払配当の残額の支払いはすべて現金で行われる。フランス政府は、新たな株式による配当を受け取ることを約束した。

増資に係る支払いのために新規発行された普通株式は、その所有者に対して2021年の配当金残高の支払いを受け取る権利のみを付与する。

株主総会の承認に従い、配当支払日は2022年6月7日、配当落期日は2022年5月18日である。

(2) 配当方針および増加配当金

取締役会によって作成される配当方針は、当グループの投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われる一切の要素を考慮する。

2011年5月24日開催の株主総会にて行われた定款の修正により、前年に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。株式を株主名簿上少なくとも2年間保有していた株主は、増額配当を受け取る資格を有する。かかる10%の配当の増加の権利を付与される株式数は、各株主について、株式資本の0.5%を超えてはならない。

2014年11月21日の株主総会において定款が修正され、現在の定款は、株主総会が配当、中間配当、剰余金もしくは配分される報奨金または金融資産を含む当社の資産の分配を通じた資本の減額の支払いを決定できるものと規定している。

(3) 無請求配当金

配当は、その支払日から5年以内に請求が行われなければ失効し、フランス政府に支払われる。

3【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの概要】

① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF規約を遵守する。かかる規約は、EDFに適用される特別な法令および規則の規定に従い、フランス商法第L.22-10-10条に基づく当社のコーポレート・ガバナンス規約である。

かかる特別な法令および規則は、EDFがフランス国有企業であることならびに特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用に基づき、本書に詳細が記載され、具体的に以下の事項に関するものである。

- ・取締役会の構成員（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）
- ・EDFの会長兼最高経営責任者の任命条件および経営執行の方法（「第5 3（1）②（ii）会長兼最高経営責任者の任命および権限」および「第5 3（1）②（iv）権限のバランス」を参照。）
- ・会長兼最高経営責任者の報酬の設定条件（「第5 3（4）①（i）（イ）会長兼最高経営責任者に適用される報酬方針」を参照。）

上記の特別な法令および規則に加えて、以下の表において、当社が適用していないAFEP-MEDEF規約勧告および関連する説明事項を示している。

AFEP-MEDEF規約勧告	当社の状況	説明	本書における関連箇所
取締役による当社株式の保有 勧告20： 「(前略)取締役は、個人として株主となり、定款または内部規則の規定に基づき、取締役に付与される報酬に見合った相当数の株式を最低限保有すべきである。取締役就任時に当該株式を保有していない場合、その取得のために取締役の報酬を使用すべきである。」	当社定款および取締役会内部規則において、取締役が任期中に受領する報酬に見合った相当数の株式を最低限保有しなければならない旨の規定はない。	1983年7月26日付法律に従い、従業員を代表する取締役は、任期中に報酬を受領しない。さらに、フランス政府に推薦された公務員である取締役が任期中に受領する報酬は、フランス政府予算に納められる。公務員でないフランス政府の推薦に基づき任命された取締役は、支払われるべき報酬の85%のみ受領し、残りはフランス政府予算に納められる。最後に、取締役会会長も任期中に取締役としての報酬を受領しない。様々な状況を勘案して、取締役会は、当社株式の保有に関して規則を設定していない。また、各取締役は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。	「第5 3（4）①（iii）取締役の報酬総額」および「第5 3（2）④役員による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引」を参照。

企業の役員に対する株式の保有義務 勧告23： 「取締役会は、企業の役員がそれぞれの任期終了までの間、保有すべき記名株式の最低株式数を規定している。（中略）株式の保有に関するこの目的が達成されるまでの間、企業の役員は、取締役会が定めるとおり、行使後のオプションまたは付与されたパフォーマンス・シェアの一部をこの目的のために充てることとする。」	取締役会は、会長兼最高経営責任者が保有すべき最低当社株式数に関する規則を定めていない。	会長兼最高経営責任者は、任期中に取締役としての報酬を受領しない。その報酬は、2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令第53-707号を修正）に従い、制限されている。最後に、当社は、会長兼最高経営責任者に有利となるストック・オプション制度および／またはパフォーマンス・ストック・オプション制度を導入していない。したがって、この勧告は実施しない旨の決定がなされた。また、執行役員は、個人として保有する当社株式の数にかかわらず、当社の最善の利益のために行動しなければならない。	「第5 3（4）①（ii）会長兼最高経営責任者の報酬総額」および「第5 3（4）①（iv）ストック・オプション－無償株式」を参照。
取締役の任期中に支払われる報酬の配分に関する規則 勧告21.1： 当該報酬の配分方法については、「取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数を取締役会の決定する方法により考慮すべきであり、したがって、報酬額は主として変動部分によって構成されるべきである。」	取締役の任期中に支払われる報酬の重要な部分（ただし、極めて重要な部分ではない。）は、取締役の取締役会および委員会への実際の出席回数によって決定される。	特別配分規則が採用されたが、これは取締役の責任の度合およびその職務遂行に費やした時間を特に考慮する。任期中に支払われる報酬のうちの取締役の実際の出席に対する報酬である変動部分は極めて重要ではないものの、かかる部分が割り当てられる総額の50%を占め、かつAFEP-MEDEF規約による勧告に沿って、かかる部分が取締役の責任の度合および取締役が職務遂行に費やすべき時間に対して適切である限りにおいて、当社はこれを重要であると考えている。	「第5 3（4）①（iii）取締役の報酬総額」を参照。

② 取締役会の機能

取締役会内部規則（<https://www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/gouvernance/conseil-dadministration>）は、取締役会の運営の原則、ならびに取締役会およびその委員会が付託された任務を遂行する際の条件について規定している。当該内部規則は、会長兼最高経営責任者の任務および権限についても規定している。当該内部規則は、特に法令および規則等の変更ならびにAFEP-MEDEF規約の改正を考慮して、定期的に改訂される（「第5 3（1）①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）。

（i）取締役の在任期間－取締役会の期差による再選

EDFの定款は取締役の任期を4年と規定している（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。

2014年8月20日付政令を施行する2014年8月20日付命令第2014-949号第2条の規定に従い、フランス政府の代表は、取締役と同じ任期（すなわち4年の任期）で任命される。

従業員により選任された取締役および命令に基づき任命されたフランス政府代表の取締役を除く取締役会は、EDFの定款第13条に従い、株主総会により選任された取締役の半数（整数に四捨五入される。）が2年ごとに更新され、当該構成員について取締役会が4年の期間末に完全に刷新される方法で、定期的に交代し、更新されている。当該規定に従い、2021年5月6日に開催された株主総会は、マリー・クリスティヌ・ルプティ氏、コレット・ルウィネ氏、ミシェル・ルソー氏およびフランソワ・ドラットル氏の取締役としての任期を4年間更新した（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。

株主総会により任命された取締役は、いつでも定時株主総会により解任することができる。公共部門の民主化に関する法律第12条および第25条の規定に従い、従業員により選任された取締役は、その任務遂行に重大な懈怠があった場合、取締役の過半数の申請による略式手続の形で、大審裁判所（高等裁判所）所長の命令により個別に解任することができる。ただし、重大な意見の相違により当社の運営が中断される場合、株主総会により宣告される解任は、従業員の代表に適用される可能性がある。フランス政府の代表が辞任により職務を終了する場合、または任命された理由である資格を喪失した場合、残りの任期にかかわらずいつでも交代させることができる。

（ii）会長兼最高経営責任者の任命および権限

2014年8月20日付政令第18条により規定されたオプションに従い、EDFの定款は、取締役会会長が当社の業務執行管理者であり、その役職名は会長兼最高経営責任者であると定めている。

EDF会長兼最高経営責任者は、取締役会の推薦を受け、フランスの大統領令により任命され、また、2014年8月20日付政令第20条に従って大統領令により解任することができる。フランス憲法第13条に従い、会長は、フランス国民議会および上院の常任委員会の推薦により、任命される。かかる手続の終了時にジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2019年5月22日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に再選された。

会長兼最高経営責任者が不在となる場合、2014年8月20日付政令第21条に従い、フランス政府は、新しい会長兼最高経営責任者が任命されるまで、臨時に他の人物をその役職に任命することができる。当該規定に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2019年5月16日付省令により、2019年5月16日から2019年5月22日まで臨時に当社の会長兼最高経営責任者に任命された。

公共部門の企業に関連する法律の特別な規定、および法律または定款が明示的に取締役会または株主総会のために留保する権限ならびに内部規定として取締役会内部規則に定める会長兼最高経営責任者の権限の制限（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）に従い、会長兼最高経営責任者は、会社の目的の範囲内であらゆる状況において当社を代理して行為する最も広範な権限を付与されている。会長兼最高経営責任者は取締役会の業務を組織し、監督し、これについて株主総会に報告する。会長兼最高経営責任者は、当社の機関が適切に機能しているかを監督し、特に、取締役が職務遂行可能であることを確保する。

（iii）取締役会の権限および義務

取締役会は、適用ある命令および規則の定めに従い、当社の利益に鑑み必要とされるたびに招集される。さらに、取締役会内部規則に従い、取締役会は年に1回、戦略セミナーの一環として当社および当グループの戦略について議論する。また、取締役会内部規則は、会長兼最高経営責任者が出席しない会議（非公開の会議）を毎年開催し、当該会議において任命報酬およびガバナンス委員会委員長が議長を務める旨、規定している。

取締役会は、当社の事業における企業としての課題および環境的課題ならびに2020年に採択され、その実施が当グループ全体で注視される当社のレゾンドートル（「第2 3（1）②CAP2030の戦略における優先目標」を参照。）を考慮し、当社の利益に沿って、当社の事業の方針を決定し、その遂行を保証する。取締役会は、当社および当グループの主要な戦略的、経済的、財務的または技術的な方針を決定する。株主総会に明示的に帰属する権限に従い、また、当社の企業目的の範囲内で、取締役会は、当社の円滑な運営に関する課題について検討することができ、取締役会での審議を通じてこれらの事項に対処する。

取締役会は、（場合により）1つまたは複数の適格な委員会による調査後、年間予算、中期計画、当社が発表した戦略の一部ではない重要な業務、複数年にわたるエネルギー計画の目的を満たすために当社または当グループが実行する活動を提示する企業戦略計画、核燃料サイクル、ガスおよび再生可能エネルギーに関連する当グループの戦略ならびに公共サービス契約について審議する。取締役会は、取締役会が定める戦略に関連し、財政リスク、法的リスク、オペレーショナル・リスク、社会的リスクおよび環境リスクならびにその結果として講ずる措置を定期的に検討する。取締役は、この内容の中で、とりわけ気候変動に関連するリスクおよび機会ならびに当該リスクおよび機会による当グループの戦略、活動および資産への影響を検討する。

取締役会は、汚職および利益誘導を防止し、検出するためのプログラムならびに無差別および多様性、特に当社の執行機関における男女平等の均衡に関する無差別および多様性の方針を導入していることを保証する（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）。フランス商法第L.225-37-1条の規定に従い、取締役会は、職業上の平等および同一賃金に関する当

社の方針について毎年審議し、フランス労働法第L.2312-17条および第L.2312-19条に従い、EDF社会・経済中央委員会に提出される当社の戦略的な目標を定める。

取締役会内部規則に基づき、取締役会は、必要に応じて当グループの上場会社のガバナンスに従い、以下の取引をその実行前に承認する独占的権限を有する。

- ・ 350百万ユーロを上回り、当社または当グループの全体的な財務上のエクスポージャーに相当する、当社または当社子会社の1社によって行われる外部的成長の取引（投資、合併および買収）、投資引揚、本業の成長の取引および株式売買の取引。当社または当グループの戦略的な方針に一致しない取引については、かかる基準は150百万ユーロに引き下げられる。
- ・ 1プログラムにつき350百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる既存資産への投資または運用に係る一貫性がありかつ切り離すことのできない産業プログラム。
- ・ 200百万ユーロを上回り、当社または当社子会社の1社によって行われる不動産取引。
- ・ 5十億ユーロ（またはその他通貨での同等の金額）を上回る場合の一定の金融取引（長期借入、債務管理、証券化取引またはヘッジ取引）。
- ・ 350百万ユーロを上回る金額、または、当該契約が当グループの新たな戦略的方针もしくは事業ラインに該当するものである場合には200百万ユーロから350百万ユーロまでの金額（必要なその後の改訂契約を含む。）を伴う当社が締結した契約および同意（供給品、製品またはサービスに関するもの）。
- ・ 年間で以下を上回る量または金額について、当社または当社子会社の1社が締結した、エネルギーの購入もしくは販売または二酸化炭素排出権および割当量に係る長期契約。
 - －10TWhの電力。
 - －20TWhのガス（5TWh超20TWh未満のガスの購入または販売に係る長期契約については、取締役会にて詳細な情報が事後報告されなければならない。）。
 - －炭素、燃料油ならびに二酸化炭素排出権および割当量については250百万ユーロ。
- ・ 当グループの知的財産または技術の重大な移転を伴いかつ当グループにとって重要課題である、原子力産業における1社以上の海外パートナーとの提携またはパートナーシップに関して確定した取消不能のコミットメントとなる、当社が締結する戦略契約。

取締役会は、EDFの原子力責任をヘッジするための資産の形成、管理およびリスク管理についての方針の枠組みを定め、特に資産負債管理および資産割当戦略について決定を行う。原子力監視委員会が専用資産について非上場資産への投資に関する計画に関して否定的な意見を示した場合、取締役会は当該計画を承認する独占的権限を有する（「第5 3（1）③（i）原子力監視委員会」を参照。）。

フランス・エネルギー法第L.311-5-7条に従い、政府委員は、投資判断の実現が当社により策定された戦略的計画の目的または複数年にわたるエネルギー計画の目的に反する場合、かかる投資判断に反対することができる。

（iv）権限のバランス

EDFの定款は、取締役会会長が当社の業務執行管理者であり、その役職名は会長兼最高経営責任者であると定めている。したがって、当社の定款は業務執行管理体制の「非分離」について規定している。

毎年、取締役会および委員会の機能を審査する際、取締役会は、取締役会内部規則において規定される組織および権限のバランス、とりわけ同規則が会長兼最高経営責任者の権限に課す制限について評価している（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。取締役会は、当社の経営管理に必要な柔軟性、有効性および反応性を維持する一方で、当社の利益のために、現行の体制で執行役員と取締役会との間で適正なバランスが保たれていると認識している（「第5 3（1）②（vi）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

会長兼最高経営責任者および取締役会との間の権限の配分についての課題は、定期的に執行会議で議論されている（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。

最後に、任命報酬およびガバナンス委員会は、当該委員会が認識するまたは報告を受ける利益相反状況につき監督および提言を行い、当該状況につき取締役会に報告する義務を負っている（「第5 3（1）③（iv）任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。）。

（v）取締役の独立性の審査

取締役の合計人数	18
社外取締役の人数	5
社外取締役の割合*	41.7%

*従業員を代表する取締役は除く。

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約は、支配株主を有する会社において、取締役会の定員のうち3分の1以上を社外取締役とすることを推奨しており、社外取締役の比率の算定において従業員を代表する取締役は考慮されない旨を規定している。

以下の表は、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準をまとめたものである。

独立性の基準

基準1：過去5年間で従業員または役員であるか否か

現在または過去5年間に於いて、当社の従業員もしくは執行役員、当社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役、または当社の親会社もしくは当該親会社の連結会社の従業員、執行役員もしくは取締役ではないこと。

基準2：取締役相互派遣関係

当社が直接的または間接的に取締役のポジションを保有する会社、または従業員が取締役に任命されたかもしくは（現在在任しているかしくは5年以内に在任していた）当社の執行役員が取締役である会社の執行役員ではないこと。

基準3：重要な取引関係

当社もしくは当グループの重要なまたは当社もしくは当グループがその事業の大部分を占める顧客、供給業者の従業員、商業銀行員、投資銀行員もしくはコンサルタントではないこと。当社または当グループとの関係の性質が重要かまたは重要でないかの評価は、取締役会によって審議され、かかる評価に至った定量的および定性的な基準は年次報告書に明記されなくてはならない。

基準4：家族関係

役員と近親関係にないこと。

基準5：法定監査人

過去5年間に於いて当社の監査人ではないこと。

基準6：12年超の在任期間

当社における取締役の在任期間が12年を超えていないこと。社外取締役としての地位は12年目の終了日に失われる。

基準7：変動報酬またはパフォーマンスに基づく報酬

現金もしくは有価証券での変動報酬または当社もしくは当グループのパフォーマンスに関連する一切の報酬を受け取らないこと。

基準8：大株主

当社または当社の親会社の大株主である取締役は、当社の支配に参加しない限り、その独立性を認められる。上記にかかわらず、持分または議決権が10%の基準を超えた場合、取締役会は、当社の資本構成および潜在的な利益相反の存在を考慮して、その独立性の状況を組織的に問うものとする。

取締役の独立性の審査

取締役会は、AFEP-MEDEF規約に記載される独立性の基準に照らし、取締役の個人の状況を毎年検討する。また、取締役会の構成員および取締役の状況に変更があった場合、その取締役の独立性の検討を正当化する決定を行うために当年中に取締役会が招集される場合がある。

2021年2月9日の会議において、任命報酬およびガバナンス委員会（「第5 3（1）③取締役会の委員会」を参照。）は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮して、取締役の個々の状況について検討した。取締役会は、2021年2月17日の会議において、取締役の独立性について年次審査を行い、ルウィネ氏、プディニ氏、クレメル氏、プティコラン氏および2021年5月6日に任期が満了したバリゾ氏が社外取締役に分類されることを確認した。

取締役会は、2021年6月15日の会議において、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に従い、2021年7月22日に招集された株主総会において取締役として任命されたナタリー・コラン氏の状況について検討し、コラン氏は社外取締役に分類されることを確認した。

2022年2月8日の会議において、任命報酬およびガバナンス委員会は、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準を考慮して、取締役の状況について検討した。

当該委員会は、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が会長兼最高経営責任者、すなわち執行役員であるため社外取締役としてみなされないことを述べた（基準1）。

国有企業のガバナンスおよび株式資本取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号第6条に従い、フランス政府の推薦により任命された取締役は、同政令に基づき、「株主としてのフランス政府の利益を表す」。AFEP-MEDEF規約に定められた基準に基づき、かかる取締役は社外取締役としてみなされない（基準8）。EDFの大株主の代表として、2014年8月20日付政令第2条の規定に基づき任命されたフランス政府代表の取締役についても同様である（基準8）。

最後に、従業員を代表する取締役は、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、審査の対象ではない。

取引関係について、任命報酬およびガバナンス委員会は、AFEP-MEDEF規約に規定される基準3に照らし、コラン氏、ルウィネ氏、プディニ氏、クレメル氏およびプティコラン氏の状況を検討した。特に、当該委員会は、当社と取締役が役員または上級管理職を兼務する企業および所属するグループとの間に存在しうる業務上のつながりについて、当社と当該企業（そのグループを含む。）との間に存在する業務上のつながりの重要性ならびに2021事業年度において当社と当該企業との間で記録された売上に基づく定量調査ならびに定性調査（当該企業における取締役の役職、取引関係の性質、経済的依存性および独占権等に基づく。）を行った。調査の結果、コラン氏、ルウィネ氏、プディニ氏、クレメル氏およびプティコラン氏が役員もしくは管理職を務める企業または所属するグループは、いずれも当グループの重大な顧客、供給業者、事業銀行、取引銀行またはコンサルタントに該当せず、またEDFが当該企業またはそれらのグループの重大な顧客または供給業者に該当しなかった。かかる分析に基づき、当該委員会は、かかる取締役に關して重大な業務上のつながりが存在しないとの結論を下した。

当該委員会に相談後、取締役会は2022年2月17日の会議において、コラン氏、ルウィネ氏、プディニ氏、クレメル氏およびプティコラン氏の個々の状況について検討し、AFEP-MEDEF規約が規定する独立性の基準に従い、各取締役の独立性を確認した。取締役会は、各取締役が当社、当グループまたはその経営陣との間に、自由な判断を損なうおそれのあるいかなる関係も有しないと判断した。

2022年3月17日現在、以上により、当社の取締役会においては、AFEP-MEDEF規約に従って算定した場合、12名の取締役中、5名が社外取締役であり、社外取締役の比率は41.7%となり、AFEP-MEDEF規約が推奨する3分の1を上回っている。

以下の表は、AFEP-MEDEF規約が規定する基準を考慮し、社外取締役と分類された取締役の状況を示している。

	基準1	基準2	基準3	基準4	基準5	基準6	基準7	基準8	最終分類
ナタリー・コラン	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
ブルーノ・クレメル	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
コレット・ルウィネ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
クレール・プディニ	×	×	×	×	×	×	×	×	独立
フィリップ・プティコラン	×	×	×	×	×	×	×	×	独立

×：基準を満たしていることを意味する。

(vi) 取締役会およびその委員会の機能の審査

AFEP-MEDEF規約の条項に基づき、取締役会内部規則は、任命報酬およびガバナンス委員会が毎年、取締役会の機能の審査について監督を行い、改善の必要な分野について提言することを定めている。したがって、取締役会は毎年1回、かかる審査を議題の1つとし、取締役会の有効性を向上させ、とりわけ重要な課題が適切に取り上げられ議論されていることを確保するため、取締役会の機能およびその委員会の機能について議論する。

また、独立した外部のコンサルタントが上記審査を3年ごとに行い、任命報酬およびガバナンス委員会がこれを監督している。

2020年の外部審査

直近の外部審査は、任命報酬およびガバナンス委員会の指導の下、独立委員会によって2020年に実施された。かかる審査は、独立コンサルタントが当該委員会委員長と協力して作成した質問表および面談ガイドに基づき、各取締役との綿密な面談を通して実施された。委員会の業務に対する各取締役の個別貢献度が審査され、コンサルタントは、各取締役に対して個別かつ内密のフィードバックを行った。

かかる審査の結果は、任命報酬およびガバナンス委員会の会議において検討され、その後、2020年12月に取締役会に提示された。

かかる2020年の外部審査の結果から取締役は以下のとおり考えている。

- ・取締役会およびその委員会の業務の質がここ数年間にわたり改善し続けている。
- ・取締役会がプロ意識を持って献身的に取り組んでいる。
- ・取締役全員の質および意見の多様性は正当に評価されている。

- ・活発な議論は、特に取締役のコミットメントに基づき、建設的である。
- ・取締役会およびその委員会の業務の機能および組織が精密であり、当社の複雑性に適合している。
取締役が認識している改善すべき点は以下のとおりである。
- ・取り上げられた議題の選別について継続的に議論することで取締役会の業務に優先順位をつけること、
- ・当グループの主要なオペレーショナル・リスクの監視にさらに貢献すること、ならびに
- ・エネルギー部門および可能であれば国際的な大企業の上級管理分野における取締役会のスキルの強化を主とした構造的な議題について、取締役会およびその委員会の貢献をさらに強化すること。

2021年年次審査

2021年年次審査は、取締役の回答の統計的なモニタリングを可能とする選択回答式の質問と、取締役が詳細な回答を行い、定性的な見解を提供し、変革を提案し、それぞれの2022事業年度への期待を共有することができる自由回答式の質問の両方を含む無記名式の質問表を利用して内部で実施された。かかる審査の結果は、2021年11月25日の任命報酬およびガバナンス委員会で精査され、2021年12月15日に取締役会に提出された。

2021年年次審査の結果から、特に以下の事項が浮かび上がった。

- ・取締役会の運営方法全般（会議の回数、取り扱われる議題の有用性および質、業務プログラム、一般的な情報レベル）は、議論の質や取締役会内の活発な意見交換同様に満足できるものとみなされ、一部では改善されているとの意見もあった。
- ・取締役は、取締役会の各委員会が遂行する作業の質およびそれに関する報告が、取締役会の意思決定に効果的に寄与していると感じている。
- ・2021年戦略セミナーとその関連プログラムは満場一致で賛成された。
- ・取締役は、取締役会内部規則に規定されている会長兼最高経営責任者および取締役会との間の権限のバランスはとれており、適切であると判断している。
- ・2021年の取締役会の専門性、特に大企業の経営全般に関する専門性の向上が見られた。取締役は、近年行われた人事により、取締役会の意見交換が豊かになり、ダイナミクスが高まったと考えている。

改善すべき点には、取締役会の決定事項および主要なオペレーショナル・リスクの監視の強化が含まれる。さらにこれらの2つの改善点に加え、取締役は、戦略、業績および価値創造のモニタリング、財務状況および財務状況を軌道に乗せるためのモニタリングを2022年の最優先課題として位置付けた。また、最後に、一部の取締役は、外国人取締役の登用を希望する旨をあらためて表明した。

(vii) 取締役への情報提供および研修—デジタル化

会長兼最高経営責任者は、取締役がその職務を遂行するために必要な情報を有することを保証する。当該情報は、取締役が最善の状況下で職務を行うことを可能にするために取締役に速やかに提供される。

取締役会内部規則の条項に従い、取締役会は、当社および当グループの財務状態、資金管理および貸借対照表上のコミットメントの情報、年次および半期の財務書類が発表される時期の当社の主要子会社の業績、ならびに調達に関する方針および人事方針等の情報を定期的に受領する。また、取締役会は、当社の市場の変化、競争環境ならびに企業の社会的責任、社会的責任および環境面における責任の分野を含む、当社が直面する主要な課題についても定期的に報告を受けている。

当グループの主要な事業分野の現状、市場の動向ならびに経済、金融および制度的環境について記載した文書が取締役会に定期的に提出される。また当社は、EDFおよび当グループに関する主要指標の四半期ごとのモニタリングを提供し、より一般的には、問題の重要性や緊急性に応じて取締役会の間に有用な情報を取締役に提供する。

取締役は、上記により得た情報を、取締役会の議題となっている課題を審議するために、当社または当グループの上級執行役員との面談により補足することができるが、会長が出席する必要はない。

最後に、各取締役は、当社および当グループの特性、事業活動および活動分野ならびに各取締役が所属する委員会の権限内にある特定の内容における追加研修を受けることができる。さらに、複雑な事案または戦略的に重要な主要事案および取締役が要求する研修については、説明会が設けられる。

取締役会は、2016年から取締役会および委員会の書類を円滑に、速やかにかつ安全に入手することを可能にするデジタル・プラットフォームを活用している。取締役会はリモートで会議を開催する際、安全なビデオ会議ツールも使用している。

(viii) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、あらゆる状況において当社の利益のために行為すること、利益相反（「第5 3（2）③（i）利益相反」を参照。）があれば取締役に報告することおよび利益相反の可能性のある決議事項においては議論への貢献および議決権行使を差し控えること、秘密保持義務を履行すること、任期を勤勉にかつ責任感を持って全うすることならびにEDFの証券取引倫理規約を遵守することを含む義務に従うことを規定している。

取締役および会長兼最高経営責任者は、当社が締結した契約で自らが直接もしくは間接の利害を有するものまたは仲介者により締結された契約につき、直ちに取締役会に報告することが必要とされている。

取締役は、業務を行うために必要な書類および情報の開示を確保する権利に加えて、職務を適切に遂行するために必要であると考えられる情報を要求する責任を負う。

取締役会内部規則に従い、各取締役は、役職の兼務について個人の状況がフランス商法およびAFEP-MEDEF規約勧告に遵守していることを保証し、他社における役職について取締役会に随時報告する責任を負う。会長兼最高経営責任者もまた上場会社における任命を受諾する前に取締役会に報告する必要がある。

(ix) 2021年度における取締役会の活動

	2021年	2020年
会議の回数	14*	9*
平均出席率	95.2%	96.3%
会議の平均時間	2時間56分	3時間27分

*かかる会議の回数に加えて、1日限りの戦略セミナーも開催された。また、気候に特化したワークショップと発電容量メカニズムの課題および見通しに特化したワークショップの2つのワークショップが開催された。

以下の表は、2021事業年度中の取締役の取締役会および各委員会への個別の出席率を示している。

2021年における取締役の個別の出席率	取締役会	監査委員会	原子力監視委員会	戦略委員会	企業責任委員会	任命報酬およびガバナンス委員会
ジャン・ベルナー ル・レヴィ	100%			100%		
ヴェロニック・ベ ダーグ・アミルユス	64%				50%	
クレール・ボルドゥ ナーヴ	100%				50%	
ジャッキー・ショラ ン ⁽¹⁾	100%	100%		100%	100%	
ナタリー・コラン ⁽²⁾	100%	100%				
ブルーノ・クレメル フランソワ・ドラッ トル	93%	100%				
	86%			100%		
ジル・ドゥノワイエ ル	100%		100%			
カリーヌ・グラン ジェ	93%		100%	100%		100%
マリー・クリス ティエヌ・ルプティ	100%	100%	100%			
サンドリーヌ・レン リー ⁽³⁾	100%	100%		100%	100%	
コレット・ルウィネ (4)	100%	100%	100%			100%
ローランス・パリゾ (5)	100%			n/a	50%	
クレール・プディニ フィリップ・プティ コラン	100%				100%	100%
	93%	80%		100%		

ジャン・ポール・リ ニャック	100%	100%			
ヴァンサン・ロデ	93%	100%	100%	100%	100%
ミシェル・ルソー ⁽⁶⁾	100%		100%		n/a
クリスチャン・タク シル	93%	100%		100%	
マルタン・ヴィアル	100%			100%	80%

n/a：該当なし。

- (1) 2021年7月28日に任期が満了した取締役。
- (2) 2021年7月22日に取締役および監査委員会の委員としての任期が開始した取締役。
- (3) 2021年7月28日に取締役、監査委員会、戦略委員会および企業責任委員会の委員としての任期が開始した取締役。
- (4) 2021年7月22日に監査委員会の委員を退任した取締役。
- (5) 2021年5月6日に任期が満了した取締役。戦略委員会の初回の会議は2021年5月12日に開催された。
- (6) 2021年11月4日以来、企業責任委員会の構成員であるが、同委員会の最後の会議は2021年10月28日に開催された。

2021年の活動

2021年、取締役会は、当社の通常の事業に関連する多数の事項に加えて、ヒンクリー・ポイントC、フラマンビル3、サイズウェルCプロジェクトおよびエクセル計画（「第2 3（2）①（i）（イ）エクセル計画」を参照。）の進捗状況、フランスにおける新たな原子炉プログラムの資金調達の手配、当該プログラムのために設置されるターボジェネレーターの委託契約、クルル・シュル・メールの洋上風力発電プロジェクトに係る最終投資決定を含むEDF Renewablesの複数のプロジェクト、当グループのガス戦略、金融投資家に対するEdison Renewablesの資本開放（「第2 3（2）⑤（ii）（ハ）（a）発電」を参照。）、英国の原子力発電所およびEDF Energyの原子力発電の状況、気候戦略およびEDFグループ炭素排出制限の軌跡、主要な物理的気候リスクに関する当グループの気候変動への適応、気候および持続可能な金融の問題に関するグループの利害関係者の動員、2021年－2022年冬季におけるフランスの原子力発電所の状況、専用資産の財務リスクの構成、管理および統制（「第5 3（1）③（i）原子力監視委員会」参照。）に関する方針の更新（「EDFエナジー原子力発電」）および原子力費用の資金調達の確保に関する方針の更新、EDF社会・経済中央委員会と取締役会との間の当社の戦略的方向性に関する協議への対応、取締役に適用される多様化政策の更新、フランス商法第L.22-10-8条に従い2021年5月6日に株主総会に提出された会長兼最高経営責任者および取締役に係る報酬方針の更新、2017年に締結したFramatome買取契約および当該買取に先立つ両社の商業関係に関連するすべての紛争を解決することを目指した和解契約の草案、Nuwardプロジェクトの進捗状況（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）、当グループの住宅用不動産ポートフォリオの処分案、ならびに倫理およびコンプライアンス制度の検討および／または承認を行った。

取締役会は、インドのジェイタプール・プロジェクトに関する技術的および商業的な提案（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）「新たな原子力」のその他のプロジェクト」を参照。）、フランスにおける新たな原子炉プログラムについてのEDFの政府に対する提案および当グループのCENGの持分の売却提案（「第2 3（2）⑤（iii）（二）（a）米国における原子力事業」を参照。）について議論するため臨時会議を開催した。

さらに、取締役会は、戦略セミナーの一環として、当社および当グループの戦略について年に1回議論する。2021年に開催された戦略セミナーにおいて、取締役会は、欧州におけるエネルギーおよび気候政策、洋上風力発電を加速させる戦略、顧客・サービス・地域部門の戦略を牽引する要素および当グループのデジタル戦略について議論した。

取締役会はまた、2021年5月に発電容量メカニズムの課題と見通しに特化したワークショップを開催した。

2021年11月には気候に関する専門ワークショップを開催し、その中で取締役は気候コラージュを実施し、EDFの取締役会はフランス企業で初めてこの演習を受けた取締役会となった。また、取締役は、気候変動交渉の専門家2名とグラスゴーで開催されたCOP26の結果や、2050年頃までの気温上昇を1.5度に抑えるという多国間プロセスおよび各国のコミットメントに焦点をあてた進展について協議した。当該ワークショップは、企業責任委員会の委員長と取締役会の気候担当役員の主導により、各事業年度開始前に定められる取締役会の気候問題に係る年間作業計画の一環として開催された。この取組は、EDFのレゾンデートルに沿って気候問題を当社の重要事項として掲げ、気候問題に対する取締役会の関わりおよびコミットメントを強化するEDFの気候問題に対するガバナンスの一部である。取締役会はすべての業務およびEDFの戦略を決定する際に気候問題を考慮し、気候変動に関するリスクや機会について気候変動が当グループおよびその活動に与える影響とともに検討している。

最後に、取締役会内部規則に基づき、会長兼最高経営責任者を除くすべての取締役がが出席する会議（非公開の会議）が毎年開催され、任命報酬およびガバナンス委員会委員長が議長を務める（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）。2021事業年度には非公開の会議が開催された。かかる会議で取締役は、取締役会における会長兼最高経営責任者

のチェアマンシップおよびリーダーシップを審査し、取締役会の運営についての評価点や改善点、取締役の役割および貢献度について特に議論した。

③ 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会への提出前に特定のプロジェクトの検討および準備を担う5つの委員会を設置している。かかる専門分野別の委員会は、監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会、企業責任委員会ならびに任命報酬およびガバナンス委員会である。

各委員会の委員、運営および任務は、取締役会内部規則の規定による。

各委員会は、取締役会により選出された取締役を3名以上含み、取締役会が各委員会の委員長を任命する。当社の定款により、各委員会は、従業員を代表する取締役を1名以上含むことが要求されている。

2022年3月17日現在、取締役会の各委員会の委員長は、以下のとおりである。

- ・戦略委員会については、ジャン・ベルナル・レヴィ氏
- ・監査委員会については、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、ジル・ドゥノワイエル氏
- ・企業責任委員会については、クレール・プディニ氏
- ・任命報酬およびガバナンス委員会については、コレット・ルウィネ氏

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総合統制部長は、各委員会会議に出席することができる。政府委員は、各委員会に代表として出席することができる。

かかる委員会の取組みは、年間プログラムにおいて組織されている。かかる会議は、書面の議事録により記録され、各委員会の委員長は次の取締役会にて口頭で報告する。

取締役会内部規則は、取締役会の議題において各委員会の権限内の検討事項が含まれている場合、当該委員会が取締役会の前に十分な時間を設けて委員会を開催しなければならないと規定している。

各委員会は、会長兼最高経営責任者を含む当社執行役員が委員会の会議に参加することを要請することができる。また、各委員会は、取締役会に報告することで、当社の従業員または従業員でないその他の関係者の参加を要請することができるが、かかる参加に関して会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。各委員会は、取締役会に報告することで、当社負担で各委員会の権限内の議題について専門的な調査を依頼したり外部に助言を求めたりすることができるが、これに関して会長兼最高経営責任者に事前報告をしなければならない。

2021年、合計で21回の委員会が開催された。委員会全体の平均出席率は94.1%であった。各委員会の平均出席率は「第5 3 (1) ③ (i) 原子力監視委員会」から「第5 3 (1) ③ (iv) 任命報酬およびガバナンス委員会」および「第5 3 (3) ①監査委員会」に記載されている。

各委員会の取締役の個別の出席率については、「第5 3 (1) ② (ix) 2021年度における取締役会の活動」を参照のこと。

(i) 原子力監視委員会

構成員

以下の表は、2022年3月17日現在の原子力監視委員会の構成員の概要である。

原子力監視委員会の委員

ジル・ドゥノワイエル	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
カリーヌ・グランジェ	委員	従業員により選任された取締役
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
コレット・ルウィネ	委員	株主総会により任命された社外取締役
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役
ミシェル・ルソー	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

委員数	6
社外取締役の人数	1
社外取締役の割合*	25%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

原子力監視委員会（NCMC）は、長期の原子力費用の資金調達の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号第9条の規定に従って設置された。原子力監視委員会は、原子力負債の評価および関連規定の変更を監視すること、専用資産に関する統制上の課題、資産と負債の整合に係る規則および戦略的配分に対する見解を発表すること、ならびに当社が構築した資産の管理の結果を確認し、かかる管理を専用資産の構成、管理および財務リスクの統制のための規則と確実に適合させることを課せられている。原子力監視委員会は、フランス環境法第L.594-1条に規定されている、原子力施設の廃炉、使用済核燃料の管理および放射性廃棄物の処理に関連する費用の資金調達のための内部統制手続について取締役会に対し意見を述べる。

2007年2月23日付命令第2007-243号を改訂した2020年7月1日付命令第2020-830号は、特に原子力負債の評価、暫定的な予定、原子力負債の評価の方法およびデータの整合性ならびに当該負債に対する資金確保の方針につき見解を述べる責任を負う、原子力負債の評価に係る独立した管理機能を設置することを規定している。書記長の指揮の元、社内に原子力負債評価管理機能（FCECN）が設置された（「第3 2（2）⑤ 原子力事業に固有のリスク」のリスク要因「5 B：放射性廃棄物の処理および原子力施設の廃炉の管理、ならびに関連コミットメントの実現能力」を参照。）。原子力負債評価管理機能が発行した意見書は、その親組織、原子力負債評価の運営責任を負う部門、NCMCおよび取締役会に転送される。

さらに、同委員会は、取締役会に任命された独立した専門家（現在のNCFECの委員は、NCMCとの協議後、2019年11月19日に取締役会により3年の任期で再任または任命された。）により構成された原子力財務専門委員会（NCFEC）の作業結果に依拠している。NCFECの任務は、資産と負債の整合および専用資産の管理に関する事項について当社およびその組織をサポートすることである。

最後に、同委員会は、簿外の専用資産への投資に先立ち、単価が400百万ユーロを超えるプロジェクトおよび（投資の結果、当社が投資対象を全部連結することとなる場合）単価が200百万ユーロを超えるプロジェクト（不動産を除く。）に関して意見を述べる。同委員会が投資に関する計画に関して否定的な意見を示す場合、取締役会が当該計画を承認する独占的権限を有する。

2021年の活動

	2021年	2020年
会議の回数	3	3
平均出席率	100%	100%
会議の平均時間	2時間53分	3時間11分

2021年において、原子力監視委員会は、特に原子力引当金のヘッジ・ポジションおよび割引率、帳簿上および簿外の専用資産のポートフォリオのパフォーマンス、専用資産に関わる財務リスクの構成、管理および統制に関する方針に含まれる戦略的配分の実施、取締役会の承認へ回す前の当該戦略的配分の変更、専用資産ポートフォリオの脱炭素化指針、関連する気候リスクおよび気候リスクを考慮した専用資産のALMスタディに係る最初のアプローチ作業の成果、原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告書およびそれに含まれる内部統制報告書の更新通知、専用資産に関連するリスクの監督、原子力負債評価管理機能の実施状況、取締役会の承認に回す前の2020年7月1日付命令第2020-830号の枠組み内で原子力負債の資金調達を確保するEDFの方針、第1世代の原子力発電所の廃炉計画の進捗状況ならびに地層処分産業センター（CIGEO）および活性化廃棄物処理貯蔵施設（ICEDA）のプロジェクト（「第2 3（2）①（i）（ロ）（c）原子力事業に関連する課題」を参照。）について検討した。

原子力監視委員会のすべての会議には法定監査人が出席する。

同委員会は、2021事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

（ii）戦略委員会

構成員

以下の表は、2022年3月17日現在の戦略委員会の構成員の概要である。戦略委員会の委員でない取締役も同委員会の会議に出席することができる。

戦略委員会の委員

ジャン・ベルナール・レヴィ	委員長	会長兼最高経営責任者、株主総会により任命された取締役
フランソワ・ドラットル	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
カリーヌ・グランジェ	委員	従業員により選任された取締役

サンドリーヌ・レンリー*	委員	従業員により選任された取締役
フィリップ・プティコラン	委員	株主総会により任命された社外取締役
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役
クリスチャン・タクシル	委員	従業員により選任された取締役
マルタン・ヴィアル	委員	フランス政府を代表する取締役

*サンドリーヌ・レンリー氏は2021年7月28日以来、戦略委員会の委員である。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的方向性、特に、複数年にわたるエネルギー計画の目標を遵守するために実施すべき行動を定めた企業戦略計画、EDF社会・経済中央委員会の協議を視野に入れて策定された当社の戦略的方向性、公共サービス契約、戦略契約、提携およびパートナーシップならびに研究開発方針について検討し、取締役会に意見書を提出する。

2021年の活動

	2021年	2020年
会議の回数	3	3
平均出席率*	100%	96.3%
会議の平均時間	3時間30分	3時間13分

*出席率は、（取締役会の全員が会議に参加することができるが）戦略委員会委員のみに基づいて算定された。

2021年において、戦略委員会は、とりわけ当グループの新たな安全衛生方針、戦略プラン、産業および商業課題、Framatomeの業績および見通し、2021年－2022年および2022年－2023年冬季の需要と供給のバランス予想、世界的な新たな原子力についての当グループの戦略、EDFグループのイノベーション戦略および運営、CAP2030の進捗状況、2022年－2024年中期計画の主な前提条件、EDF Renewableの業績、展望および環境課題について検討した。

同委員会は、2021事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

(iii) 企業責任委員会

構成員

以下の表は、2022年3月17日現在の企業責任委員会の構成員の概要である。

企業責任委員会の委員

クレール・ブディニ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
ヴェロニック・バダーグ・アミルユス	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
クレール・ボルドゥナーヴ	委員	従業員により選任された取締役
サンドリーヌ・レンリー ⁽¹⁾	委員	従業員により選任された取締役
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役
ミシェル・ルソー ⁽²⁾	委員	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

(1) レンリー氏は、2021年7月28日以来、企業責任委員会の委員である。

(2) ルソー氏は、2021年11月4日以来、企業責任委員会の委員である。

委員数	6
社外取締役の人数	1
社外取締役の割合*	33.33%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

企業責任委員会は、当グループの戦略について、倫理、コンプライアンスおよび企業責任の観点から、当グループのコミットメントおよび方針ならびにこれらの導入を検討する。同委員会は、気候変動に関連する課題を当社がどのように考慮するか

について検討する。同委員会は、監査委員会と合同で、これらの分野における主要なリスクの特定および管理を行い、法規制の規定に遵守するためのプログラムの存在を確認する。

企業責任委員会の任務の一環として、同委員会は、とりわけ監査委員会と合同で、フランス商法に基づき、経営報告書に含まれる非財務実績報告書を構成する要素、年次倫理・コンプライアンス報告書、EDFの仲介業者の年次報告書ならびにフランス原子力安全・放射線防護総括監査官および水力発電安全性検査官による年次報告書を検討する。

同委員会は、男女のジェンダー、職業および給与の平等に関するEDFの方針ならびに特に当社の統治機関の男女比率の均衡について当社がどのように無差別政策および多様化政策を導入するかについて取締役会に意見を提出する。

気候問題のガバナンスに関する最良の市場慣行および利害関係者の期待に基づき、当社は、2020年に気候責任者を取締役に任命することで気候ガバナンスをさらに強化した。気候変動に関連するリスクおよび機会の監視について、取締役会、企業責任委員会および監査委員会に既に委ねられている任務に加え、企業責任委員会委員長がEDFの取締役会に対する気候責任者に任命された。企業責任委員会委員長は、EDFのレゾンデートルに沿って、気候責任者として以下について責任を負う。

- ・取締役会会長および執行委員会の気候責任者と連携し、気候変動が当グループに及ぼすすべての影響を取締役会が識別し、取締役会の任務および取締役会が定義する戦略がかかる気候変動問題を組み入れていることを保証すること
- ・執行委員会の気候責任者が企業責任委員会に提示した後、当社の気候戦略を取締役会に定期的に報告すること
- ・取締役会会長と連携し、執行委員会が採択した当グループのカーボン・ニュートラルへの軌跡の実施について、企業責任委員会および取締役会が定期的に検討することを保証すること
- ・企業責任委員会の任務において、当グループが気候変動関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）による勧告をどのように適用し、気候に関連するリスクをどのように報告しているか理解すること

2021年11月、気候責任者の主導により取締役会向けに、各事業年度開始前に会長兼最高経営責任者とともに定められる気候問題に係る取締役会の年間作業計画の一環として、気候に特化したワークショップが開催された（「第5 3（1）②（ix）2021年度における取締役会の活動」）を参照。）。この取組は、気候問題を当社の重要事項として掲げ、すべての気候関連問題に対する取締役会の関わりおよびコミットメントを強化するEDFの気候関連問題に対するガバナンスの一部である。

同委員会は、その権限内の分野について、意見、提案および勧告を取締役会に提出することができる。

2021年の活動

	2021年	2020年
会議の回数	4	4
平均出席率	77.5%	95.8%
会議の平均時間	1時間40分	2時間23分

2021年において、企業責任委員会は、2020年経営報告書に含まれる2020年非財務実績報告書、利害関係者評議会のプレゼン、原子力安全・放射線防護総括監査官および水力発電安全性検査官による2020年報告書、2020年の「My EDF」調査の結果、EDFの仲介者の2020年報告書、男女間での職業および給与の平等に関する方針ならびに多様化政策の実施に対する評価、当グループの新たな安全衛生の方針および安全衛生に関する年次審査、個別の顧客との関係性の緊密性および連携に関するEDFの方針および行動、投資家の期待、ならびに脱炭素社会への公正な移行に係るEDFの取組みを特に検討した。

同委員会は、2021事業年度において、同委員会の権限内の議題について、外部の専門的な助言を求めたり、調査を依頼したりする必要はなかった。

(iv) 任命報酬およびガバナンス委員会

構成員

以下の表は、2022年3月17日現在の任命報酬およびガバナンス委員会の構成員の概要である。

任命報酬およびガバナンス委員会の委員		
コレット・ルウィネ	委員長	株主総会により任命された社外取締役
カリーヌ・グランジェ	委員	従業員により選任された取締役
クレール・プディニ	委員	株主総会により任命された社外取締役
マルタン・ヴィアル	委員	フランス政府を代表する取締役
委員数		4
社外取締役の人数		2

社外取締役の割合*

66.67%

*従業員を代表する取締役を除く。

任務

任命報酬およびガバナンス委員会は、任命に関して、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して勧告または提案を提出する。同委員会は、潜在的な候補者の選定方法を監督し、かかる候補者に関する独自の調査を実施し、潜在的な候補者を選定するために専門コンサルタントの補助を受けることができる。同委員会は、取締役の委員会の委員の任命にあたり、自らの意見を取締役に述べる。同委員会は、取締役に適用される多様化政策の定義および改訂について、取締役会に提案する。同委員会は、当該政策の導入およびその成果を監視する。任命報酬およびガバナンス委員会は、役員および当グループの執行委員会の予期せぬ継承または任期が終了した場合の継承を見越して、継承計画を確実に保持する。会長兼最高経営責任者は、かかる任務を遂行するために同委員会の業務（会長兼最高経営責任者の継承に関する業務を除く。）に携わる。

任命報酬およびガバナンス委員会は、報酬に関して、フランス商法第L.22-10-8条に言及される役員の報酬方針ならびに会長兼最高経営責任者の報酬のすべての構成項目ならびにすべての種類の手当の決定および配分のための原則および基準を検討し、これらについての意見書を提出する。同委員会は、議論のために取締役ににかかる意見書を提出する。同委員会委員長は、フランス経済担当大臣からの承認を得るために、かかる意見書も提出する。同委員会は、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の監督に関する2012年7月26日付命令第2012-915号（1953年8月9日付命令を改正）で定める制限内で提言書を作成する。同命令の規定に従い、会長兼最高経営責任者の年間報酬は総額450,000ユーロの上限を超えてはならない。同委員会は、当グループの執行委員会および主要執行役員の報酬方針ならびに取締役の任務の対価として取締役に割り当てるために株主総会が設定した総額の配分にあたっての金額および条件について取締役に意見書を提出する。

任命報酬およびガバナンス委員会は、ガバナンスに関して、コーポレート・ガバナンスに関する課題を監督し、特に当社の組織におけるAFEP-MEDEF規約の原則および規則の導入を保証する。同委員会は、取締役会の機能もしくは権限の変化または取締役内部規則に関して提言することができる。任命報酬およびガバナンス委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能の審査を行い、3年に1回独立した外部コンサルタントが実施する正式な監査を監督する。同委員会は、毎年、AFEP-MEDEF規約に規定される独立性の基準に基づき取締役の個人の状況を検討し、その結果を取締役に報告する。監査委員会に新たな委員が任命された場合、かかる委員の金融、会計および法定監査に関する専門知識を審査する。同委員会は、同委員会が認識したかまたは同委員会に報告された利益相反の状況について検討し、意見を発表し、また、かかる状況について取締役に報告する。

2021年の活動

	2021年	2020年
会議の回数	5	4
平均出席率	95%	100%
会議の平均時間	44分	1時間22分

2021年において、任命報酬およびガバナンス委員会は、同委員会の構成員の継承計画、フランス商法第L.22-10-8条およびEDFグループの執行役員の報酬方針に基づき、2021年5月6日の株主総会に提出された役員（会長兼最高経営責任者および取締役）の報酬方針、2021年経営報告書のガバナンスに関する内容、2021年5月6日に開催された株主総会において期差による交代制という観点からなされた取締役4名の任期更新、2021年7月22日の株主総会において提案された新しい女性取締役の任命（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）、AFEP-MEDEF規約の独立性の基準に対する取締役の個別の状況、EDFグループの執行役員の報酬方針（2020年の査定および2021年の進展）、執行役員の変動報酬に係るCSR基準の強化、2021年の取締役会および委員会の内部監査の結果、ならびにEDFグループの執行役員に適用される男女バランスの平等について検討した。

2021年、同委員会は、2021年5月6日に任期が満了したローランス・パリゾ氏の後継者となる女性候補を探すため、外部の専門コンサルタントを使用した。

④ 経営幹部

会長兼最高経営責任者は、当グループのすべての事業分野からの代表者を含む執行委員会による支援を受ける。

執行委員会は、当グループの経営上および戦略上の問題について決定、考察および議論を行う機関である。執行委員会は、当グループのすべての重要な基本的事項および現行の諸問題について検討し、経営目標と経営成績を監視し、EDFグループの主要な課題に関する管理および予測に貢献する。執行委員会は、必要に応じて当グループの上場子会社のガバナンスに従い、重要な

プロジェクト、特に一定の基準金額を超過する当グループの投資案件または売却案件について検討し、承認する。執行委員会は、毎週会議を行う。

各プロジェクトの審査および監視を一層強化するために、執行委員会直属のコミットメント委員会は、コミットメントの水準の観点から最も重要なプロジェクトまたは発生したリスクに関し、執行委員会が決定を行う前の徹底した精査を担当する。投資案件はすべて、取締役会に検討のため提出されるに先立ち、まずコミットメント委員会の承認を得なければならない。

2022年3月17日現在、執行委員会は、執行役員13名および秘書役で構成されていた。

(2) 【役員の状況】

(2022年6月28日現在)

男性役員の数	女性役員の数	役員に占める女性の割合
9	9	50%

① 取締役会の構成員および機能

(i) 取締役会の構成員

フランス国有企業におけるガバナンスおよび取引に関する2014年8月20日付政令第2014-948号に基づきEDFは、株主総会で任命された取締役、同政令第6条に基づきフランス政府の推薦により選任された取締役、同政令第4条に従い経済担当大臣により公務員から選ばれたフランス政府の代表1名および1983年7月26日付法律の規定に基づき従業員により選任された取締役（取締役総数の3分の1）の、計3名から18名の構成員からなる取締役会により運営されている（2014年8月20日付政令第7条第I項において言及されている従業員の代表は、その選任および地位に関して、1983年7月26日付法律に従う企業の従業員の代表に対して適用される同法第II部の第II章および第III章に規定されているものと同様の規定に従う。）。

本書提出日現在、取締役会は、以下の18名の取締役で構成されている。

- ・株主総会により任命された取締役11名（フランス政府により推薦された5名を含む。）
- ・従業員により選任された取締役6名
- ・フランス政府の代表1名

当社の政府委員（2014年8月20日付政令第15条）、フランス政府の経済・財政総合統制部長（1955年5月26日付命令第55-733号第8条に従い、フランス政府によるEDFの経済・財政統制を行う。フランス政府は広範な監督手続を行うことができる。）および社会・経済中央委員会委員長は、取締役会議に出席し、助言のみを行う。

2021年1月1日から2022年3月17日までに、取締役会の構成員につき以下の変更および事象が発生した（取締役の個別の情報を開示する下記の表を参照のこと。）。

名、姓	取締役／分類	事象	発生日
フランソワ・ドラッ トル	フランス政府の推薦に基づき株主総会により 任命された取締役	任期の更新	2021年5月6日の株 主総会
マリー・クリス ティーヌ・ルプティ	フランス政府の推薦に基づき株主総会により 任命された取締役	任期の更新	2021年5月6日の株 主総会
コレット・ルウィネ	株主総会により任命された取締役	任期の更新	2021年5月6日の株 主総会
ミシェル・ルソー	フランス政府の推薦に基づき株主総会により 任命された取締役	任期の更新	2021年5月6日の株 主総会
ローランス・パリゾ	株主総会により任命された取締役	任期の満了	2021年5月6日
ナタリー・コラン	株主総会により任命された取締役	任命	2021年7月22日の株 主総会
ジャッキー・ショラ ン	F0労働組合の推薦を受け、従業員により選任 された取締役	退任	2021年7月28日
サンドリーヌ・レン リー	F0労働組合の推薦を受け、従業員により選任 された取締役	ジャッキー・ショラン氏* の後任	2021年7月28日

*公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号第16条は、上記記載の取締役の席が、その理由を問わず、空席となった場合、直近に選出された候補者の直後に掲載されている候補者が、かかる退任する取締役の後任として任命される旨を規定している。

ヴェロニック・ベダグ・アミルユ氏が、2021年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集された株主総会を以って取締役を退任する意向を表明したため、取締役会は、2022年3月14日に開催された会議で、任命報酬およびガバナンス委員会の推薦を受けて、2022年5月12日の株主総会でデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏を取締役として任命することを提案する旨決定した。同氏の任期は、取締役会の期差による交代制を維持するために、取締役の4年の法定任期の例外として、3年となった（「第5 3（1）②（i）取締役の在任期間—取締役会の期差による再選」を参照。）。

2022年3月17日から本書提出日現在までの間に、EDFの株主総会が2022年5月12日にパリのサル・プレイエルで開催され、ジャン・ベルナール・レヴィ氏が議長を務めた。株主は取締役会が提出したすべての決議事項を承認し、2022年5月12日の株主総会の終了を以ってヴェロニック・ベダグ・アミルユ氏が取締役を退任することが決定され、フランス政府の提案により、コンサルタント兼取締役のデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏が3年の任期で取締役に任命された。

多様化政策

取締役会および統治機関の女性化

フランス商法第L.225-18-1条および第L.22-10-3条ならびに2014年8月20日付政令に従い、EDFは、取締役会および監査役会における男女比率の均衡に関する規則に服し、当社は取締役会（従業員を代表する取締役を除く。）において、男女比率がそれぞれ40%未満となってはならない。本書提出日現在、EDFの取締役のうち、従業員により選任された3名を含む9名の取締役が女性である。すなわち、女性の比率は、この比率を算定した場合、取締役（従業員を代表する取締役を除く。）および全体の取締役の50%である。

また、AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、2020年12月16日に開催された取締役会は、当社に適用される統治機関の男女比率の均衡に関する方針を決定し、これにより、2019年11月18日に執行委員会が採択し、EDF内で実施される、当グループの多様化計画（アンビション・ミクステ（Ambition Mixité）計画）（かかる多様化アンビションは、2021年に更新された。）の目標を達成することが可能となり、執行委員会および上級管理職の役職に関する女性幹部の「ガラスの天井」を取り除くことを目的とした複数のコミットメントが定められた。当社内で、取締役会が設定した目標は以下のとおりである。

- ・2023年までに業務執行委員会の30%が女性であること
- ・2025年までに執行役員および将来の執行役員の30%が女性であること

これらの目標を達成するために、EDFの経営幹部は、当社の各部門における女性幹部の割合に合わせて目標を調整し、以下の目的で実施された行動計画を追求する。

- ・工業学校の割合よりも高い割合で女性幹部を採用すること
- ・常に男性および女性の候補者を含む各管理職の後継者計画を提示すること
- ・マネージャーおよび将来のマネージャーを対象に「女性の人事評価」を毎年実施すること

また、EDFは、当グループの活動のすべての分野において、公的介入への女性の参加および可視化を促進する。

取締役会は、2021年9月21日の会議において、EDFが実施している対策を検討し、当社に適用される統治機関の男女のバランスについての方針の当社の実施状況につき留意した。取締役会は2020年12月31日現在、当社内の経営委員会における女性の割合が28.8%に達し、2018年から2020年の間に2.7ポイント上昇したことを確認した。最高責任を担う10%の役職において女性が占める割合は、2018年は27.5%だったのに対し、2020年12月31日現在、29.6%となった（下記を参照。）。また、当社の管理職および将来の管理職における女性の割合は28%であった。取締役会はまた、各管理職の継承計画には男性候補および女性候補の両方が含まれ、EDFグループの人材特定プロセスがグループ内の優秀な人材を見出し、評価することを容易にし、ガラスの天井を打ち破るのに貢献していると指摘した。取締役会はまた、2021年7月、執行委員会が当グループに対し規定した、当グループの専門分野の女性の割合を2030年までに36%から40%の間（途中2026年までに33%）に引き上げるという新たな女性の社会進出目標を確認した。

最高責任を担う10%の役職（フランス商法第L.22-10-10条）における性別の多様性に関する結果について、当社の上位10%の役職において女性が占める割合は、2020年12月31日現在の29.6%と比較して、2021年12月31日現在は29.5%であった（かかる割合は、2021年12月31日現在、執行役員および上級管理職を含む最高責任を担う役職に就く約6,000名（当社全体の労働力の10%を表章）を元に算出された。2021年12月31日現在、EDF SAの上級管理職における女性の割合は23.95%だった。）。

その他多様性の基準

取締役会は、AFEP-MEDEF規約の勧告およびフランス商法第L.22-10-10条に従い、特に社外取締役の割合および多様性の観点から、取締役会の構成員および取締役会が設置する委員会の構成員における望ましいバランスを定期的に検討する。取締役会は、年齢、性別または専門的な資格および経験等の基準に関して、取締役に適用される多様化政策を定める。

ガバナンス問題を担当する委員会の意見に基づき、2019年2月14日の取締役会は、取締役が当該政策の実施を促進するために、当グループの戦略を考慮した多様化政策および目的を定めた。取締役会の構成員において良好なバランスを実現するために、取締役会は、当グループの戦略および取締役に委託された権限に関連して、その課題に適合するスキルおよび経験ならびにプロフィールの相補性を探求することを優先すべきであると判断した。

かかる政策は、2021年5月6日の株主総会の終了時に取締役5名の任期が満了することを背景に、また、2020年の取締役会の独立性の審査で取締役が示した期待を考慮し、2021年2月17日に開催された取締役会によって検討され、更新された（「第53（1）②（vi）取締役会およびその委員会の機能の審査」を参照。）。

以下の表は、取締役会が定めた多様化政策の基準を示している。

基準	当社の状況	目標
取締役の年齢	株主総会によって任命された取締役の年齢は56歳から76歳であり、平均年齢は62.4歳である。取締役会全体の平均年齢は59.8歳である。	取締役会は、候補者の年齢が、取締役の候補者を選択する上で決定的な要素にはならないという見解を示し、取締役の平均年齢に満足しているが、70歳を超える取締役が3分の1を占めてはならないという基準については注意する（フランス商法第L.225-19条は、取締役に適用される年齢制限が定款に明確に規定されていない場合、70歳を超える取締役の人数が3分の1を超えてはならないと規定している。）。
男女平等	取締役会全体の女性の割合は、従業員により選任された取締役を除いて50%である。	取締役会は、現在の取締役会の女性の割合に満足しているが、取締役会の構成に変更があった場合に、法律上の基準に準拠して、この割合を上下に変更する可能性がある。
専門的経験およびプロフィールの相補性	取締役会には多様なプロフィールおよびスキルが結集している。	取締役会は、取締役がEDFの活動および戦略に関連する専門分野において豊富な経験を有しており、その経験がEDFの活動および戦略の展開に有利に働く可能性が高いことおよび各取締役のプロフィールが互いに十分に補完し合っていることを強調した。取締役会は、2020年に実施された外部審査にて取締役が提言したように、大企業の経営全般およびエネルギー部門の分野における取締役会のスキルをさらに強化する可能性について検討する。この基準は、取締役会がナタリー・コラン氏の任命を2021年7月22日の株主総会において提案した際に考慮された。
国籍	取締役会には外国籍の取締役はいないが、これまでに国際的な経験を有する取締役が大きな割合を占めている。	取締役会は、2020年に実施された外部監査および2021年に実施された内部監査にて取締役が提言したように、今後の取締役選任時に取締役会の国際的専門性をさらに強化する権利を、留保する。

独立性	取締役会には5名の社外取締役が在任している（従業員を代表する取締役を除き、計算に入れた12名の取締役のうち41.7%）。	取締役会は、取締役会における社外取締役の割合がAFEP-MEDEF規約の勧告を上回っていることから、十分であると判断した。取締役会は、かかる割合を維持し、少なくともAFEP-MEDEF規約が支配株主を持つ会社に対して勧告するように、社外取締役の割合を3分の1とする目標を確認した。

取締役に関する情報

以下の表は、2022年3月17日現在の取締役に関する主要な情報の概要である。2022年3月17日から本書提出日現在までの間に、フランス政府の提案により、コンサルタント兼取締役のデルフィース・ジェニー・ステファン氏が3年の任期で取締役に任命され、2022年5月12日の株主総会の終了を以て、ヴェロニック・ベダグ・アミルユ氏が取締役に退任した。

取締役会の概要

	個人情報			保有株式数 (株)	経験 上場企業 における 役職の数 (EDFを含 む。)	独立性	取締役会における役職			委員会への参加状況				
	年齢	性別	国籍				当初任命 された日	任期 満了日	取締役 会にお ける 年功 (年)	監査 委員会	戦略 委員会	任命報 酬およ びガバ ナンス 委員会	原子力 監視 委員会	企業 責任 委員会
株主総会により任命された取締役														
ジャン・ベルナル・レヴィ 会長兼最高経営責任者	66	男性	フランス	0	3		2014年 11月23日	2023年 株主総会 ⁽¹⁾	7.15		P			
ナタリー・コラ ン	57	女性	フランス	0	1	▲	2021年 7月22日	2025年 株主総会 ⁽²⁾	>1	■				
ブルーノ・クレメル	56	男性	フランス	0	1	▲	2019年 5月16日	2023年 株主総会 ⁽³⁾	2.67	■				
コレット・ルウィネ	76	女性	フランス	2,038	4	▲	2014年 4月11日	2025年 株主総会	7.76		P		■	
クレール・ブディニ	56	女性	フランス	0	1	▲	2016年 5月12日	2023年 株主総会	5.68			■		P
フィリップ・ブティコラン	69	男性	フランス	10	2	▲	2019年 5月16日	2023年 株主総会	2.67	■		■		
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役														
ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス	58	女性	フランス	0	1		2019年 12月18日	2023年 株主総会	2.08					■
フランソワ・ドラットル	58	男性	フランス	0	1		2019年 6月28日	2025年 株主総会	2.55			■		
ジル・ドゥノワイエル	67	男性	フランス	0	2		2019年 5月16日	2023年 株主総会	2.67				P	
マリー・クリスティーヌ・ルブティ	60	女性	フランス	0	1		2012年 5月7日	2025年 株主総会	9.69	P			■	
ミシェル・ルソー	64	女性	フランス	0	1		2016年 9月30日	2025年 株主総会	5.29				■	■
フランス政府を代表する取締役														
マルタン・ヴィアル	68	男性	フランス	0	3		2015年 9月9日	2022年 11月20日	6.35			■	■	
従業員により選任された取締役														
クレール・ボルドゥナーヴ	59	女性	フランス	0	1		2019年 11月23日	2023年 11月22日	2.15					■
カリーヌ・グランジェ	54	女性	フランス	25	1		2019年 11月23日	2023年 11月22日	2.15			■	■	■
サンドリーヌ・レンリー	47	女性	フランス	34	1		2021年 7月28日	2023年 11月22日	>1	■		■		■
ジャン・ポール・リニャック	59	男性	フランス	0	1		2007年 11月1日	2023年 11月22日	14.21	■				
ヴァンサン・ロデ	56	男性	フランス	289	1		2019年 11月23日	2023年 11月22日	2.15	■		■		■
クリスチャン・タクシル	46	男性	フランス	1,437	1		2014年 11月23日	2023年 11月22日	7.15	■		■		

(1) ジャン・ベルナル・レヴィ氏の会長兼最高経営責任者としての任期は、2023年3月に満了する。同氏の取締役としての任期は、2022事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会を以て終了する。

(2) 2025年株主総会：2024事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会。

(3) 2023年株主総会：2022事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会。

■：委員会の委員

P：委員会委員長

▲：AFEP-MEDEF規約の基準に基づく社外取締役

（表に別段の記載がない限り）本書提出日現在の取締役の個人情報および任期に関する情報は以下の表のとおりである。

株主総会により任命された取締役

ジャン・ベルナール・レヴィ（67歳）				
当社における役職 2014年11月27日より会長 兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）を1973年に卒業後、Télécom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TélécomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に本社において業務執行管理者および人事部予算の管理を任され、その後人事部長アシスタントとなる。1986年に郵政・電気通信大臣のジェラル・ロンゲ氏の事務所の技術顧問に任命される。1988年から1993年の間、同氏は、現在Matra Marconi SpaceとなっているMatra Espaceの通信衛星業務を担当した。1993年から1994年には産業・郵政・電気通信・貿易大臣であったジェラル・ロンゲ氏の事務所の運営を行った。1995年にMatra Communicationの会長兼最高経営責任者に任命された。1998年に最高経営責任者としてOddo & Cieに入社し、後に経営パートナーとなった。2002年夏に同氏は、Vivendiに入社し、2005年4月まで最高経営責任者を務め、2005年4月から2012年6月までは業務執行委員会委員長を務めた。2012年12月から2014年11月まで同氏は、Thalesの防衛・航空宇宙グループの会長兼最高経営責任者に就任した。ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、2014年11月27日よりEDFの会長兼最高経営責任者に就任している。			
取締役に任命された日 2014年11月23日				
直近で再任された日 2019年5月16日 ⁽²⁾				
任期満了日 2022年12月31日に終了した事業年度の財務書類を承認するために招集された株主総会 ⁽³⁾				
その他の役職 戦略委員会委員長	その他の職務および役職 当社における役職 ・ EDF会長兼最高経営責任者			
保有株式数 0				
国籍 フランス				
	職務／役職	所属	国	
	会長兼最高経営責任者	EDF	フランス	L
	取締役	Edison	イタリア	G/L
	取締役	EDF Energy Holdings	英国	G
	取締役	EDF Renewables	フランス	G
	理事長	EDF財団	フランス	G
	取締役	Dalkia	フランス	G
	監査役会会長	Framatome	フランス	G
	議決権を有しない取締役	Société Générale	フランス	L
	取締役およびガバナンス・任命・持続可能な開発委員会委員長	Faurecia	フランス	L
	フランス電力を代表する委員長兼理事	フランス・エネルギー委員会 (<i>Conseil français de l'énergie</i>)	フランス	
	理事	Eurelectric	フランス	
	理事	FIPA－革新的な研修のための財団法人（ <i>Fondation Innovations pour les Apprentissages</i> ）	フランス	
	理事	Usine Extraordinaire Foundation	フランス	

理事	国立理工科大学卒業生の会 (AX フランス —Association des anciens élèves et diplômés de l' École Polytechnique)	
理事	産業サークル (Cercle de フランス l'industrie)	
取締役	Paris Europlace	フランス
取締役	France Industrie	フランス
取締役	世界電力首脳有志の会議	カナダ
議決権を有しない理事	ジャン・ジャック・ラフォン 財団—トゥールーズ大学経済 学部	フランス

過去5年間に社外で就任し任期が満了した役職

フランス国内

- ・ Société Générale取締役
- ・ 原子力の安全性に関する透明性および情報のための高等委員会 (Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire) のEDFを代表する委員

フランス国外

- ・ Eurelectric取締役会副会長
- ・ EDF Energy Holdings取締役会会長

- (1) ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日付で暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。
- (2) ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、2019年5月16日付省令に基づき2019年5月16日付で暫定的な会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2019年5月22日付フランス共和国大統領令に基づき、当社の会長兼最高経営責任者に任命された。
- (3) ジャン・ベルナール・レヴィ氏の会長兼最高経営責任者としての任期は、2023年3月に満了する。同氏の取締役としての任期は、2022事業年度の財務書類を承認するために招集される株主総会を以て終了する。
- G：EDFグループ会社／L：上場会社

デルフィーヌ・ジェニー・ステファン

当社における役職 国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立土木学校（*École Nationale des Ponts et Chaussées*）出身のエンジニアで、コレージュ・デ・アンジェニウール（*Collège des ingénieurs*）でMBAの学位を取得したデルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏は、1994年に経済・財務省の財務局でキャリアを開始した。1999年に同氏はフランス政府保有株式監督機関に入職し、複数の上場企業の取締役を務めた。2005年に同氏はSaint-Gobainの高機能資材部門に入社し、開発担当マネージング・ディレクター、セラミック事業担当財務ディレクターおよびグループ外部ベンチャー・ディレクターを歴任した。2014年に同氏は、Saint-Gobainの企画・戦略担当マネージング・ディレクター、同グループの総合経営委員会の構成員を経て、炭化ケイ素および石英事業の最高経営責任者となった。2017年11月に同氏は経済・財務担当大臣付国務大臣に任命され、2018年10月までその職を務めた。2019年以降、デルフィーヌ・ジェニー・ステファン氏はコンサルタントを務めている。また、同氏はThales（フランス）およびEagle Genomics Ltd（英国）の取締役会の構成員、GENEO Partenaires SASの運営委員会の構成員、（Saurグループを傘下に置く）Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SASの監督委員会の構成員でもある。同氏は2022年5月以降、EDFの取締役である。

取締役会に任命された日
2022年5月12日

任期満了日
2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する定時株主総会

国籍
フランス

その他の職務および役職

社外における主要な役職

- ・コンサルタント
- ・Thales（フランス）取締役の構成員
- ・Eagle Genomics Ltd（英国）取締役の構成員
- ・GENEO Partenaires SASの運営委員会の構成員
- ・（Saurグループを傘下に置く）Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SASの監督委員会の構成員

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・経済・財務担当大臣付国務大臣

ナタリー・コラン (57歳)

当社における役職
株主総会により任命され
た取締役

取締役会に任命された日
2021年7月22日の定時株
主総会

任期満了日
2024年12月31日に終了す
る事業年度の財務書類を
承認する株主総会

その他の役職
監査委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

ナタリー・コラン氏は、パンテオン・アサス（パリ第2）大学（*University of Panthéon-Assas Paris 2*）で商法および税制の修士号を取得し、ESSECを卒業した。同氏は、1987年から1990年まで、その後、1992年から1993年までコンサルタントとしてArthur Andersenで勤務した。1990年から1992年までCité Mondiale des Vins et Spiritueuxの最高財務責任者を務めた後、同氏は1993年にInterleafのフランスの最高財務責任者となり、その後1995年にはInterleafの欧州の最高財務責任者および財務担当執行部長となった。同氏は1997年から2009年までEMI Music Franceにおいていくつかの役職を担い、2002年には役員会の議長となった。同氏は、2009年から2011年までLibérationの役員会の共同議長を務め、2011年から2014年までLe Nouvel Observateurグループの最高経営責任者を務めた。2014年に同氏は、La Posteグループに入社し、2021年3月に同グループの消費者およびデジタル部門の最高経営責任者に任命されるまで、デジタル技術・コミュニケーション担当最高経営責任者代理を務めた。ナタリー・コラン氏は、フランスの経済・社会・環境評議会（*Conseil économique social et environnement*）およびフランス国民デジタル評議会の（*Conseil national du numérique*）の委員を2021年まで務めた。同氏は2021年7月からGeopostおよびEDFの取締役を務めている。

その他の職務および役職
社外における主要な役職

・ La Posteグループの消費者およびデジタル部門の最高経営責任者代理および最高経営責任者

職務／役職	所属	国
最高経営責任者代理	La Poste	フランス
取締役	Geopost	フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内

・ La Banque Postale取締役
・ SNCF取締役

ブルーノ・クレメル（56歳）																																						
当社における役職 株主総会により任命され た取締役	パリ中央学校（École Centrale de Paris）、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA－財務監督局）を卒業。ブルーノ・クレメル氏は、公的財務監督官としてキャリアを開始し、その後、国家保有サービス部において公的銀行および公的保険会社の担当としてフランスの経済・財務・産業省に入省し、とりわけ複数の公的銀行および公的保険会社の民営化を調整した。同氏は、1998年から2000年までKeringグループにおいて戦略計画担当の執行役員、その後はPPR Interactiveの業務執行委員会委員長を務めた。同氏は、2000年から2002年までローラン・ファビウス経済・財務・産業大臣の首席補佐官であった。2002年から2006年までは、FNACの会長兼最高経営責任者を務めた。同氏は、2006年から2012年まで投資ファンドのLB0 Franceのジェネラル・パートナーおよび執行役員を務め、とりわけMaisons du MondeおよびPromovacancesの取得を監督した。同氏は、2012年にDarty Franceの会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2014年5月にジェネラル・パートナーとして投資ファンドのPartechに入社し、2016年5月から最高経営責任者代理を務めている。																																					
取締役会に任命された日 2019年5月16日																																						
任期満了日 2022年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を 承認する株主総会																																						
その他の役職 監査委員会の委員																																						
保有株式数 0	その他の職務および役職 社外における主要な役職 ・ Partech Partnersのジェネラル・パートナー兼最高経営責任者代理																																					
国籍 フランス	<table border="1"> <thead> <tr> <th>職務／役職</th><th>所属</th><th>国</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>最高経営責任者代理</td><td>Partech Partners</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>会長</td><td>Partech Growth GP</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>会長</td><td>Partech Growth II Holding</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>取締役会会長</td><td>Ataris</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>取締役</td><td>Evaneos</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>戦略委員会委員</td><td>Rouje</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>取締役</td><td>Sendinblue</td><td>フランス</td></tr> <tr> <td>取締役</td><td>Made.com</td><td>英国</td></tr> <tr> <td>取締役</td><td>M-Files</td><td>フィンランド</td></tr> <tr> <td>監査役</td><td>Exporo</td><td>ドイツ</td></tr> <tr> <td>取締役</td><td>Studocu</td><td>オランダ</td></tr> </tbody> </table>		職務／役職	所属	国	最高経営責任者代理	Partech Partners	フランス	会長	Partech Growth GP	フランス	会長	Partech Growth II Holding	フランス	取締役会会長	Ataris	フランス	取締役	Evaneos	フランス	戦略委員会委員	Rouje	フランス	取締役	Sendinblue	フランス	取締役	Made.com	英国	取締役	M-Files	フィンランド	監査役	Exporo	ドイツ	取締役	Studocu	オランダ
職務／役職	所属	国																																				
最高経営責任者代理	Partech Partners	フランス																																				
会長	Partech Growth GP	フランス																																				
会長	Partech Growth II Holding	フランス																																				
取締役会会長	Ataris	フランス																																				
取締役	Evaneos	フランス																																				
戦略委員会委員	Rouje	フランス																																				
取締役	Sendinblue	フランス																																				
取締役	Made.com	英国																																				
取締役	M-Files	フィンランド																																				
監査役	Exporo	ドイツ																																				
取締役	Studocu	オランダ																																				
	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・ 該当なし																																					

フランソワ・ドラットル（58歳）

当社における役職 パリの政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）を卒業。フランソワ・ドラットル氏は、1989年にドイツのフランス大使館における二等書記官としてキャリアを始めた。1991年から1993年までフランス外務省の外交戦略課および軍縮課にて2年間勤めた後、1993年にアラン・ジュペ外務大臣の防衛および欧州・太平洋安全保障担当の特別顧問に就任し、その後、1995年から1998年までフランスのジャック・シラク大統領の外交チームにおいてかかる問題の責任者となった。同氏は、1998年にワシントンのフランス大使館の広報サービス部長に任命され、2002年にドミニク・ド・ビルパン外務大臣の官房長、その後、2004年にニューヨークのフランス総領事に任命された。同氏は、2008年から2011年まではカナダのフランス大使、2011年から2014年までは米国のフランス大使を務め、その後、2014年9月に国際連合フランス常駐代表に任命された。同氏は、2019年7月1日からフランス欧州・外務省の事務局長に就任している。

取締役会に任命された日
2019年6月28日

再任された日
2021年5月6日

任期満了日
2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

その他の職務および役職

社外における主要な役職

・フランス欧州・外務省事務局長

その他の役職
戦略委員会の委員

保有株式数
0

国籍
フランス

職務／役職	所属	国
取締役	Orano	フランス
長官	フランス国家身分証明書保管庁 (Agence Nationale des Titres Sécurisés)	フランス
委員長	美術品登録証明委員会 (Commission de Récolement des Dépôts d'OEuvres d'Art)	フランス
理事	国立行政学院 (ENA)	フランス
理事	アンスティチュ・フランセ (Institut Français)	フランス
局長	フランス難民・無国籍者保護局 (Office français de protection des réfugiés et apatrides)	フランス
理事	ソルボンヌ大学アブダビ校	フランス
所長	フランス国防高等研究所 (Institut des hautes études de défense nationale)	フランス
理事	フランス政治学会 (Fondation Nationale des Sciences Politiques) (FNSP)	フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

・France Médias Monde取締役

ジル・ドゥノワイエル（67歳）

当社における役職 パリ国立高等鉱業学校（Mines ParisTech）をジェネラル・エンジニアとして卒業し、フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役

取締役会に任命された日 2019年5月16日

任期満了日 2022年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

その他の役職 原子力監視委員会委員長

パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）を卒業。ジル・ドゥノワイエル氏は、1981年に経済・財務省の公的財務監督官に任命され、その後の1985年に財務局に入局し、産業再編に関する省間委員会（CIRI）、金融市場局、保険総局、最後に民営化プログラムの担当を歴任した。同氏は、1996年に最高財務責任者としてCCFグループに入社し、その後は戦略・運営担当の書記長、財務担当の上級執行副社長を務め、当該役職においてCCFのHSBCグループへの統合に重要な役割を果たした。2004年に取締役兼最高経営責任者代理に任命され、中央機能、資産管理および保険を続けて担当した後、すべてのリスク・統制機能および規制当局との関係を担当した。同氏は、2015年から2017年までHSBCの欧州における国際機関関係の代表を務めた。また、同氏は、2006年から2016年までフランスにおいて外国の管理下にある銀行団体の会長も務め、2004年から2016年までフランス銀行協会（Association Française des Banques）の会計責任者を務めた。同氏は、2018年5月からDexiaおよびDexia Crédit Localの取締役会会長に就任している。また、Memo BankおよびRothschild & Cieの監査役をそれぞれ2018年1月および2020年5月から務めている。

保有株式数
0

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・DexiaおよびDexia Crédit Localの取締役会会長

国籍
フランス

職務／役職	所属	国	
取締役会会長	Dexia	ベルギー	
取締役会会長	Dexia Crédit Local	フランス	
監査役	Memo Bank	フランス	
監査役	Rothschild & Cie	フランス	L

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
フランス国内
・該当なし

G：EDFグループ会社／L：上場会社

マリー・クリスティーヌ・ルプティ（60歳）	
当社における役職 フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役	同氏は、国立理工科大学（ <i>École Polytechnique</i> ）および国立行政学院（ENA）を卒業。1987年、同氏は財務監察院に入り、監査人および顧問を務めた。1991年、同氏は管理統制の実施のために、国税総局のジャン・レミエール氏によってスカウトされた。1995年、同氏は、税法部門の監査作業を担当し、その後、税務およびマクロ経済研究の技術顧問としてアラン・ジュベ首相の事務所に入所し、1995年から1997年まで同事務所の税務および中小企業の技術顧問を務めた。同氏は、サービスの質（事前に記入された納税申告書、遠隔手続および証明）の改善に努め、国税総局での職務を継続した。同氏は、2004年に経済・財務省の税法に関する責任者に任命され、この職務を利用し、2004年から2012年まで税改革を推し進めた。それと同時に、同氏は2006年に社会福祉の資金調達改革を行う団体の共同議長を務め、ミシェル・ロカール氏が議長を務めた専門家による「エネルギーにおける気候の寄与」に関する協議会の報告書に連署した。また同氏は、エドゥアール・バラデュール氏が事務長を務めた地方自治体改革委員会に常任理事として参加し、リオネル・ジョスパン氏が議長を行う国民生活再生・倫理委員会の委員でもある。同氏は、2012年3月から財務監察院長を務めており、現在は経済・財務・復興大臣に所属している。
取締役会に任命された日 2012年5月7日	
直近で再任された日 2021年5月6日	
任期満了日 2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会	
その他の役職 監査委員会委員長および原子力監視委員会の委員	その他の職務および役職 社外における主要な役職 ・経済・財務・復興省の財務監察院長
保有株式数 0	職務／役職 所属 国
国籍 フランス	リスクおよび内部統制委員会委員 オートゥイユ実習財団 (<i>Fondation des Apprentis d'Auteuil</i>) 理事 パリ政治学院（IEP） フランス
過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・該当なし	

コレット・ルウィネ（76歳）

当社における役職 株主総会により任命された取締役
株主総会により任命された取締役
取締役会に任命された日
2014年4月11日
直近で再任された日
2021年5月6日
任期満了日
2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会

高等師範学校（*École Normale Supérieure*）を卒業し、物理学の教授資格（*Agrégation*）の学位および理学博士号を取得。1979年にフランス電力に入社。1989年に開発および商業戦略部門を立ち上げ、EDFにおいて執行役員に任命された初の女性となった。1992年から1998年まで、同氏は、AREVA-Oranoの子会社の原子力エンジニアリング会社であるSGNにおいて会長兼最高経営責任者を務めた。1998年にCapgeminiにおいてグローバル・エネルギーおよび公益事業部門を設立し、その後2012年6月までその管理に携わった。2012年7月よりCowinのマネージャーとして、エネルギー分野のコンサルタントとしての職務を果たしている。2010年から2015年までTDF（SAS）の非常勤会長であった同氏は、2002年よりフランス国立技術アカデミー（*Académie des Technologies*）の会員である。同氏は、BouyguesグループならびにGetlinkおよびCGG社の取締役でもある。

その他の職務および役職
社外における主要な役職

その他の役職

任命報酬およびガバナンス委員会委員長ならびに原子力監視委員会の委員

・専務取締役

職務／役職	所属	国	
取締役	Bouygues	フランス	L
取締役	Getlink（旧Eurotunnel）	フランス	L
取締役	CGG	フランス	L

保有株式数

2,038株⁽¹⁾

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

国籍

フランス

フランス国内

・Ingenico取締役
・Nexans取締役

(1) 直接または相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。

G：EDFグループ会社／L：上場会社

クレール・プディニ（56歳）		
当社における役職 株主総会により任命された取締役	HEC経営大学院のビジネス・スクールを卒業し、パリ高等商業学校（ESC Paris）のビジネス・スクールよりメディア・マネジメントの修士号を取得した。1988年に同氏は、経理・財務担当としてTotalに入社。1991年にニューヨーク証券取引所におけるTotalの取引の許可を担当し、1992年に財務コミュニケーション担当部長、1994年にメディア向け広報担当統括部長および1997年に新情報技術部長に就任した。1998年に同氏は、財務コミュニケーション担当部長としてAlcatelに入社した。これに続き、2001年に財務コミュニケーション・機関投資家向け広報担当部長、2004年に最高財務責任者代理、2006年に人事部・企業広報担当統括部長および執行委員会委員、2007年に人事部・企業広報・不動産担当上級部長ならびに2009年にAlcatel-Lucentの執行副部長、人事部・改革担当マネージャーに就任した。クレール・プディニ氏は2010年から2016年までArkemaの取締役を務めた。同氏は、2010年6月よりSaint-Gobainグループの人事部担当上級副部長を務めている。同氏は、2019年1月から人事部・デジタル変革担当上級副部長に就いている。	
取締役会に任命された日 2016年5月12日		
再任された日 2020年5月7日		
任期満了日 2022年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会		
その他の役職 企業責任委員会委員長ならびに任命報酬およびガバナンス委員会の委員	その他の職務および役職 社外における主要な役職 ・ Saint-Gobainグループ人事部・デジタル変革担当上級副部長、Saint-Gobain執行委員会委員	
保有株式数 0	職務／役職 該当なし	所属 国
国籍 フランス	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・ 該当なし	

フィリップ・プティコラン (69歳)

当社における役職 株主総会により任命され た取締役	数学科を卒業し、パリのビジネス開発学校（CPA Paris）のビジネス・スクールを卒業。フィリップ・プティコラン氏は、Europrimの輸出マネージャーとしてキャリアを開始し、その後、Alcatel-Alstomの子会社であるFilotexの輸出区域マネージャーに就任した。同氏は、1982年に米国のChester Cableの航空販売マネージャーに任命された。
取締役会に任命された日 2019年5月16日	1984年に輸出マネージャーとしてFilotexに戻った。販売マネージャー代理として1988年にLabinalに入社後、航空システム部門における販売およびマーケティングのマネージャーに任命され、1995年に同部門のジェネラル・マネージャーに就任した。同氏は1999年から2001年までLabinalのFiltrauto部長を務め、ValeoによるFiltrautoの取得後は、最高経営責任者および摩擦材料部長の職務を兼任した。同氏は、2001年5月にLabinal（現Safran Electrical & Power）の最高経営責任者に就任し、2004年11月には会長兼最高経営責任者に就任した。2006年、同氏はSnecma（現Safran Aircraft Engines）の会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は、2011年から2013年までSafranの防衛およびセキュリティ事業の会長兼最高経営責任者ならびにSafran Electronics & Defenseの会長兼最高経営責任者に任命された。2013年7月から2015年7月までは、Safran Identity & Securityの会長兼最高経営責任者を務めた。同氏は、2015年4月にSafranの取締役および最高経営責任者に任命され、2020年12月31日まで務めた。同氏は現在、KNDSの取締役会会長、Pernod Ricardの取締役およびDiot-Siaciの監査役を務めている。
任期満了日 2022年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を 承認する株主総会	
その他の役職 戦略委員会および監査委員会の委員	
保有株式数 10株	

国籍

フランス

その他の職務および役職
社外における主要な役職
・会社取締役

職務／役職	所属	国	
取締役会会長	KNDS	オランダ	
取締役	Pernod Ricard	フランス	L
監査役	Diot Siaci	フランス	

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

フランス国内

- ・Safran取締役兼最高経営責任者
- ・Suez取締役

フランス国外

- ・Belcan Corporation（米国）取締役

G：EDFグループ会社／L：上場会社

ミシェル・ルソー（64歳）			
当社における役職		パリ国立高等鉱業学校（ <i>Mines ParisTech</i> ）を卒業した鉱業専門のジェネラル・エンジニアであるミシェル・ルソー氏は、環境部門の部長としてノール・パ・ド・カレーのDRIRE（地域産業・研究・環境局）に入局。同氏は廃棄物担当の責任者として環境省に入省し、その後、産業省にてEDFの原子力発電所の管理責任者である原子力施設安全局の部長代理を務めた。同氏はその後、フランスの研究・イノベーション局（ANVAR）の副総局長として中小企業による革新的なプロジェクトを支援するための政策の実施の責任者を務めた後、需要・エネルギー市場部門の責任者として経済・財務・産業省に入省した。同氏は経済・財務・産業省において、とりわけ欧州電力およびガス市場の開放ならびに省エネおよび再生可能エネルギーの拡大を受けて新たな法律上および規制上の枠組みの構築を担当した。その後同氏は、フランスのエコロジー・持続可能開発省に戻り、事務局長を務め、2008年には長官およびとりわけグルネル環境計画の実行責任者である持続可能な開発委員会の副委員長を務めた。2011年、同氏はセーヌ・ノルマンディ水管理庁長官に任命され、その後、2016年に環境および持続可能な開発に関する総協議会に戻り、オー・ド・フランス地域環境当局（MRAe）の会長を務めた。ミシェル・ルソー氏は、2017年よりフランス地質・鉱山調査局（ <i>Bureau de recherches géologiques et minières</i> ）の会長、国立研究機構ANRの理事に就任している。	
フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役			
取締役会に任命された日			
2016年9月30日			
直近で再任された日			
2021年5月6日			
任期満了日			
2024年12月31日に終了する事業年度の財務書類を承認する株主総会			
その他の役職		その他の職務および役職	
原子力監視委員会及び企業責任委員会の委員		社外における主要な役職	
保有株式数		・フランス地質・鉱山調査局（ <i>Bureau de recherches géologiques et minières</i> ）	
0		（BRGM）理事会会長	
国籍		職務／役職	
フランス		所属	
		国	
		フランス	
		フランス地質・鉱山調査局（ <i>Bureau de recherches géologiques et minières</i> ）（BRGM）	
		国立研究機構（ <i>Agence nationale de la recherche</i> ）（ANR）	
		フランス	
過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職			
フランス国内			
・国立環境・農業科学技術研究所（ <i>Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement</i> ）（IRSTEA）理事			

フランス政府を代表する取締役

マルタン・ヴィアル（68歳）			
当社における役職 フランス政府を代表する 取締役	国立経済商科大学院（ESSEC）のビジネス・スクールおよび国立郵政通信学院（ <i>École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications</i> ）を卒業。同氏は、郵政総局財務部の郵政サービス・通信担当長官としてキャリアを開始した。1986年に同氏は、経済・財務省財政部に入省した。1988年から1993年まで、同氏は技術顧問、次長ならびに郵政サービス・通信・宇宙担当大臣、機器・住居・輸送・宇宙担当大臣および郵政サービス・通信担当大臣の事務所長を歴任した。1993年に同氏は、航空会社であり、Air France、La PosteおよびTATの共同子会社であるAéropostaleの会長兼最高経営責任者に任命され、フランス航空輸送組合（ <i>Chambre Syndicale du Transport Aérien</i> ）およびフランス全国民間航空組合（ <i>Fédération Nationale de l'Aviation Marchande</i> ）の会長に任命された。1997年末に同氏は、La Posteグループの最高経営責任者に就任した。2000年9月に同氏は、La Posteグループの会長に任命され、それと同時にCaisse Nationale de Prévoyance（CNP）の副会長に就任した。マルタン・ヴィアル氏は、2002年9月にフランス会計検査院に主席顧問として入った。2003年から2014年に同氏は、グランドハンドリング市場において世界的なリーダーであるEurop Assistanceグループの最高経営責任者を務め、またEurop Assistance Holdingの取締役兼最高経営責任者を務めた。また同氏は、Europ Assistanceグループの複数の会社にて取締役会の議長を務めている。2015年1月に同氏は、高齢者に対する援助を提供する会社であるPremium Careを設立した。2015年8月からフランス政府保有株式監督機関の長官を務めるマルタン・ヴィアル氏は、Renault、BpifranceおよびAir Franceの取締役も務めている。		
取締役に任命された日 2015年9月9日			
直近で再任された日 2018年11月21日			
任期満了日 2022年11月20日			
その他の役職 任命報酬およびガバナンス委員会ならびに戦略委員会の委員			
保有株式数 0			
国籍 フランス	その他の職務および役職 社外における主要な役職 ・フランス政府保有株式監督機関長官		
職務／役職	所属	国	
取締役	Renault	フランス	L
取締役	Air France KLM	フランス	L
取締役	Bpifrance	フランス	
過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・Thales取締役			

G：EDFグループ会社／L：上場会社

従業員により選任された取締役

クレール・ボルドゥナーヴ (59歳)

当社における役職

従業員により選任された取締役

取締役会に任命された日

2019年11月23日

任期満了日

2023年11月22日

その他の役職

企業責任委員会の委員

保有株式数

0

国籍

フランス

国立経済商科大学院 (ESSEC) のビジネス・スクールを卒業し、フランス国立原子力科学技術学院 (INSTN) において 2 年の修士号を取得。クレール・ボルドゥナーヴ氏は、1988年にGaz de Franceの経済・販売局のビジネス・エンジニアとして電力およびガス業界におけるキャリアを開始した。同氏は、フランス国内外におけるプロジェクト開発および交渉ならびに戦略および経済の研究を担当した。同氏は、現在EDFグループの戦略部門における研究を担当し、2011年からエネルギー高等評議会の理事および2018年から経済・社会・環境評議会の評議員として務めている。クレール・ボルドゥナーヴ氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。

その他の職務および役職

当社における役職

・ EDFグループ戦略部門の上級アナリスト

職務／役職	所属	国
評議員	経済・社会・環境評議会 (<i>Conseil économique, social et environnemental</i>) (CESE)	フランス
理事	エネルギー高等評議会 (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)	フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

・ イル・ド・フランス地域の経済・社会・環境評議会の環境およびエネルギー移行委員会委員長

・ 電気ガス産業国家基金 (CNIEG) 理事

カリーヌ・グランジェ (54歳)

当社における役職 取締役
従業員により選任された
取締役

取締役会に任命された日
2019年11月23日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
原子力監視委員会ならび
に任命報酬およびガバナ
ンス委員会の委員

保有株式数
25株

カリーヌ・グランジェ氏は、1987年にSAT SAGEMの光電子工学・航空研究所に就職し、
続けてGEC ALSTOMグループにおいて専門的な経験を積み、その後、1992年にEDFの熱工
学研究所に入社した。同氏は、2004年にカラブリアにコンバインド・サイクル・ガス・
タービンの発電所を建設するためにEdisonに配属された。フランスに帰国後、水理工学
研究所の投資費用を見積もる担当者となった。かかる役職において、同氏はすべてのセ
グメントを含む生産工学部門において見積り士のネットワークを立ち上げ、管理した。
同氏は、2014年に420MWの水力発電プロジェクトの開発を目的とした官民パートナ
ーシップのためにEDF Cameroonの最高経営責任者に任命された。2016年には、フランスの
首相によりカメルーンにおけるフランスの外国貿易顧問に任命された。フランスに帰国
後、カリーヌ・グランジェ氏は、FNME CGTの産業問題担当のエネルギー顧問に就任し
た。2020年、同氏はフランスの政治学院 (IEP)およびフランス取締役協会 (*Institut
français des administrateurs*) が合同で発行する会社取締役証明書を取得した。ま
た、同氏はエネルギー高等評議会 (*Conseil supérieur de l'énergie*) の理事および
オーヴェルニュ・ローヌ・アルプ地域圏の経済・社会・環境評議会 (*Conseil
économique, social et environnemental*) (CESER) の評議員も務めている。カリー
ヌ・グランジェ氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。

国籍

フランス

その他の職務および役職

当社における役職

・EDF Hydro経営管理部プロジェクト・マネージャー

職務／役職	所属	国
理事	エネ ル ギ ー 高 等 評 議 会 (<i>Conseil supérieur de l'énergie</i>)	フランス
評議員	オーヴェルニュ・ローヌ・ア ルプ地域圏の経済・社会・環 境評議会	フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職

・該当なし

サンドリース・レンリー（47歳）		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	フランス国立工芸院（CNAM）を卒業し、フランス国立経営大学院ネットワーク（IAE）のパリ・ソルボンヌ校においてHR&CSRの修士号を取得しているサンドリース・レンリー氏は、1999年に電力ガス産業（IEG）におけるキャリアをEDF Gaz de France Distributionの顧客サービス部門で開始した。同氏は2014年から2017年まで全国エネルギー鉱山F0（労働の力）同盟が統率するチーム内で、電力ガス産業の労使関係を担当し、その後2017年から2020年までF0同盟の事務次長を務めた。同氏は現在、Enedisのコミュニケーション・CSR部門において企業の社会的責任事業を担当している。F0同盟がサンドリース・レンリー氏を後援している。	
取締役会に任命された日 2021年7月28日		
任期満了日 2023年11月22日		
その他の役職 監査委員会、戦略委員会 および企業責任委員会の 委員	その他の職務および役職 当グループにおける役職 ・ EnedisのCSR部門プロジェクト・マネージャー	
保有株式数 34株	職務／役職	所属
	該当なし	国
国籍 フランス	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 ・ 高等エネルギー評議会（ <i>Conseil supérieur de l'énergie</i> ）の代理委員	

ジャン・ポール・リニャック（59歳）		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	トゥールーズの政治学院（ <i>Institut National Polytechnique</i> ）にてエネルギー学の博士号を取得し、1991年にEDFに入社。同氏は、EDFの研究開発部の発電に関する共同委員会の秘書役を5年間務めた。同氏は、EDFの研究開発部（EDFラボ・レ・ルナルディエール・センター）にて技術研究者を務め、現在は工業用建物および工業用クリーンルームの暖房・空調・空気の品質におけるエネルギー効率に取り組む。ジャン・ポール・リニャック氏は、CGT労働組合の推薦を受けている。	
取締役会に任命された日 2007年11月1日		
直近で再任された日 2019年11月23日	その他の職務および役職	
任期満了日 2023年11月22日	当社における役職 ・EDF研究開発部技術研究者	
その他の役職 監査委員会の委員	職務／役職	所属
	該当なし	
保有株式数 0	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職	
	・該当なし	
国籍 フランス		

ヴァンサン・ロデ (56歳)

当社における役職
従業員により選任された
取締役

取締役会に任命された日
2019年11月23日

任期満了日
2023年11月22日

その他の役職
戦略委員会、監査委員
会、原子力監督委員会お
よび企業責任委員会の委
員

保有株式数
289株⁽¹⁾

国籍
フランス

リヨン第2大学 (*Université Lyon II*) にて組織社会学の上級卒業証書 (DESS) を取得。ヴァンサン・ロデ氏は、1987年にエネルギー移動のコンピュータ専門家 (RTE) としてキャリアを開始し、その後、1995年にコンサルタント・サービスに転職し、EDFおよびGaz de Franceで勤めた。2007年から2014年、同氏はEDF SAのCFDT中央労働組合の代表者およびEDFグループのCFDTコーディネーターを務めた。かかる役職において、同氏はフランス・グループ委員会および欧州委員会の委員であった。2014年から2018年までは、電力・ガス産業部門内の社会的対話を担当するCFDT代表団長を務めた。同氏は、2018年にフランス原子力産業戦略委員会 (CSFN) の委員として、原子力産業の再統合の取組みに貢献し、より広い範囲では、CFDT労働組合のために複数年にわたるエネルギー計画 (PPE) のプロセスを監督した。2020年、同氏はフランスの政治学院 (IEP) およびフランス取締役協会 (*Institut français des administrateurs*) が合同で発行する会社取締役証明書を取得した。ヴァンサン・ロデ氏は、CFDT労働組合による推薦を受けている。

その他の職務および役職

当社における役職

・人事部運営マネージャー、産業プロフェッショナル化・パフォーマンス部門 (UPI) の特別任務

職務／役職	所属	国
委員	フランス原子力産業戦略委員会 (<i>Comité stratégique de la filière nucléaire</i>) (CSFN)	フランス
理事	社会活動中央基金 (<i>Caisse centrale d'activité sociales</i>) (CCAS) 理事会	フランス

過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職
・該当なし

(1) 相互会社利益分配計画 (FCPE) を通じて保有する株式 (単位未満を切り捨てた株式数。)

クリスチャン・タクシル（46歳）		
当社における役職 従業員により選任された 取締役	ESCPヨーロッパ学校およびドゥエー国立高等鉱業学校（ <i>École de Mines</i> ）を卒業し、エグゼクティブMBAの学位を取得。EDF Gaz de France Distributionに1999年に入社し、顧客、地方自治体および委託管理等の役職でキャリアを開始した。2004年から2008年の間、Fédération CFE-CGC Énergies組合運営チームの電力産業およびガス産業に関する労使関係責任者を務めた。2008年に同氏はEDFグループの監査部門に入社し、その後2009年6月から2014年9月の間Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任された。同氏は、現在Dalkiaの販売・マーケティング部門における主要顧客マネージャーである。2018年、同氏はフランスの政治学院（IEP）およびフランス取締役協会（ <i>Institut français des administrateurs</i> ）が合同で発行する会社取締役証明書を取得した。クリスチャン・タクシル氏は、CFE-CGC労働組合の推薦を受けている。	
取締役会に任命された日 2014年11月23日		
直近で再任された日 2019年11月23日		
任期満了日 2023年11月22日		
その他の役職 監査委員会および戦略委員会の委員	その他の職務および役職 当グループにおける役職 ・Dalkia販売・マーケティング部門主要顧客マネージャー	
保有株式数 1,437株 ⁽¹⁾	職務／役職	所属 国
	該当なし	
国籍 フランス	過去5年間に社外で就任し満期が満了した役職 フランス国内 ・ヴァル・ドワーズ電気・ガス・通信共同組合（ <i>Syndicat Mixte d'Électricité, de Gaz et des Télécommunications du Val-d'Oise</i> ）（SMDEGTV0）選任代表	

(1) 相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有する株式（単位未満を切り捨てた株式数。）。

② 執行委員会

(i) 執行委員会の構成員

本書提出日現在の執行役員は以下のとおりである。

氏名	役職
ジャン・ベルナール・レヴィ	会長兼最高経営責任者
マルク・ブナユン	当グループ上級執行副社長、顧客およびエネルギー・サービス担当。Edison およびガス事業を監督する。
ブルーノ・ベンサソン	当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当、EDF Renewablesの会 長兼最高経営責任者
ベアトリス・ビュフォン	当グループ上級執行副社長、国際部門担当
クリストフ・カルヴァル	当グループ上級執行副社長、人事担当
グザヴィエ・ジール	当グループ上級執行副社長、当グループ財務部門担当
ヴェロニック・ラクール	当グループ上級執行副社長、変革・経営効率担当
セドリック・レヴァンドフスキ	当グループ上級執行副社長、原子力発電および火力発電担当
アレクサンドル・ペラ	当グループ上級執行副社長、イノベーション・戦略・計画担当
シモーネ・ロッシ	当グループ上級執行副社長、EDF Energyの最高経営責任者
アラン・トランゼール	工業品質および原子力技術総代表代理
ピエール・トドロフ	当グループ上級執行副社長、当グループ書記長
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリ ング部門担当

ポール・マリー・デュービー氏は、当グループ上級副社長、執行委員会の秘書役である。同氏は、役員補佐および政府関係担
当である。

(ii) 執行役員の個人情報

マルク・ブナユン：55歳。国立経済商科大学院 (*École supérieure des sciences économiques et commerciales*) (ESSEC) のビジネス・スクールを卒業し、1989年にParibas Groupに入社。その後1993年にBoston Consulting Groupに入社し、2001年にパリオフィスのアソシエイト・ディレクターに就任した後、2008年にはモスクワオフィスのアソシエイト・ディレクターに就任し、在任期間中に天然ガス部門における当社内の技能の開発および事業を含む幅広い責務を果たした。同氏は2009年に経済・料金・価格担当部長としてEDFグループの商業部門に入社した。同氏は、とりわけフランスの規制電力料金の変更に関する議論を担当した。2012年には企業用顧客市場の部長に就任した。同氏は、かかる役職において、企業および地方自治体向けの規制電力料金を終了するプロジェクトを監督し、その結果、EDFは競争の激しい環境下で主導的な立場を取り戻した。マルク・ブナユン氏は、2016年にガスおよびイタリア担当のEDFグループの執行役員に任命された。同様に、同氏はイタリアにおいて3番目に大きな電力会社であるEdisonの最高経営責任者を務めた。また、同氏はEDFグループのガスの調達活動を監督し、EDFグループの天然ガスのパイプラインによる輸送および海上輸送（液化ガス）に関する長期契約のポートフォリオならびに配送先にガスを輸送するために必要な資産を管理した。マルク・ブナユン氏は、2019年7月から顧客・サービス・地域担当の当グループ上級執行副社長に就任している。かかる役職においては、商業部長として務め、Dalkiaを含むエネルギー・サービス関連の事業体を監督する。また、同氏はEDF Tradingの取締役およびEdisonの取締役会会長でもあり、イタリアを拠点とするEDFグループのガスの調達プラットフォームを監督する。

ブルーノ・ベンサソン：49歳。国立理工科大学 (*École Polytechnique*) およびパリ国立高等鉱業学校 (*École des Mines de Paris*) を卒業。同氏は、1998年に原子力安全当局の地域部長（バス・ノルマンディーおよびオート・ノルマンディー）としてキャリアを始め、その後、最高経営責任者の補佐となった。2004年から2006年の間、同氏はフランスの産業大臣の環境、新たなエネルギーおよび原子力エネルギー担当の技術顧問に就任し、その後、フランス大統領の事務総局において産業、環境および交通担当の技術顧問となった。同氏は、開発戦略部における経済研究担当の取締役としてSUEZに2007年に入社した。同氏は、2011年に戦略および持続可能な開発担当の取締役としてGDF SUEZの執行委員会に加わった。同氏は2013年初めにGDF SUEZ Énergie Franceの最高経営責任者に任命され、2014年7月にGDF SUEZ Energy Europeの開発・再生可能エネルギー担当の執行副社長に就任した。同氏は2016年からENGIE Africaの最高経営責任者に就任している。同氏は2018年5月に再生可能エネルギー担当のEDFグループ上級執行副社長およびEDF Renewablesの会長兼最高経営責任者に就任した。同氏は、LuminusおよびEDF Tradingの取締役である。

ベアトリス・ビュフォン：47歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立土木学校（*École Nationale des Ponts et Chaussées*）を卒業。同氏は、熱電併給（CHP）プロジェクトの開発を専門とするEDF子会社であるCOGETHERMの財務マネージャーとしてキャリアを開始した。同氏は、後にEDF RenewablesとなるSIIF Energiesに2001年に入社し、2003年にプロジェクト・マネージャーに就任した。2007年から2009年までは、POWEO Energies Renewablesの常務取締役代理としての任務を引き受けた。同氏は、2010年に大規模な地上設置型太陽光発電プロジェクトの開発部長としてEDFに戻り、その後、2011年にフランスにおける洋上風力発電の開発部長に就任した。ベアトリス・ビュフォン氏は、2014年にEDF Renewablesの再生可能海洋エネルギー担当の執行副社長およびEDF Renewablesの執行役員に就任した。同氏は、フランス国家功労勲章シュバリエ（*Chevalier de l'Ordre National du Mérite*）の受章者である。同氏は、2020年2月からEDFの国際部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

クリストフ・カルヴァル：61歳。リールのHEI工業学校にて電気工学の学位を取得し、1982年にEDFグループに入社。同氏は、電力・ガス供給分野の部門ユニット、地域ユニットおよび地域間ユニットにおいて複数の管理職を務めた。2007年には、EDFグループの共同サービス部門の合理化および専門化を目的としたプロジェクトの責任者に任命され、新しい共同サービス部門の設立および管理を担当した。同氏は、2014年から人事部長、安全衛生部長およびEnedis変革プロジェクトの責任者を務めた。同氏は、この職務において、特に同社の組織を25の地域部門に簡素化し、ガバナンス体制を見直すプロジェクトを主導した。同氏は、2017年7月から人事担当の当グループ上級執行副社長を務めている。また、同氏はEnedisの監査役会会長ならびにRTE、CTE、FramatomeおよびEDF Energyの監査役を務めている。

グザヴィエ・ジール：53歳。HEC経営大学院のビジネス・スクール、パリ政治学院（IEP）および国立行政学院（ENA）を卒業し、商法の修士号を取得した。1995年にフランス会計検査院に入社した後、1999年に12年間過ごしたVeoliaグループに入社し、主にVeoliaグループのグループ・リスク管理・監査担当最高責任者ならびにVeolia TransportationおよびVeolia Environmental Servicesの財務担当の最高経営責任者代理を歴任した。2011年から2015年まではLa Poste Groupの最高経営責任者代理および最高財務責任者ならびにXAnge Private Equityの監査役会会長を務めた。同氏は2015年にフランス担当の最高財務責任者としてEDFに入社し、EDFの執行委員会に任命された。また、同氏はEDF Energy、EDF Renewables、DalkiaおよびEdisonの取締役、EDF Tradingの取締役会会長、Enedisの監査役、CTEの最高経営責任者ならびにRTEの監査役会会長でもある。さらに同氏は、Française des Jeuxの取締役および監査委員会委員長を務めている。同氏は、CNIMの社外取締役でもある。同氏は、2016年3月から財務部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

ヴェロニック・ラクール：57歳。パリ第1パンテオン・ソルボンヌ大学にて情報システムの修士課程の学位を取得。同氏は1987年にThalesに入社し、情報システム部門において確かな経験を積んだ後、2004年にThalesの新規部門の最高情報責任者に就任した。2007年から2009年、同氏は人事情報システムの共有サービスを管理した。2009年、同氏はSafranに入社し、最初にSafran Aircraft Engines（旧Sneema）の最高情報責任者を務め、その後2013年に、継続的な開発および変革イニシアチブの管理を行う開発イニシアチブ担当部長に就任した。同氏はこれに続いて、Safran Analyticsのプログラム担当部長となり、Safranグループのデジタル改革戦略の一環として、ビッグデータ専門のかかる新規企業の設立に携わった。ヴェロニック・ラクール氏は、2016年12月1日にEDFの執行委員会に加わり、情報システム、購買、不動産、コンサルティングならびに第三者とのシェアードサービスおよびITの分野における当グループの活動を監督した。同氏は、2016年から変革・経営効率担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

セドリック・レヴァンドフスキ：52歳。パリ政治学院（IEP）を卒業し、地政学（パリ第8大学）の修士課程の学位（DEA）を取得。同氏は1998年にEDFでのキャリアを始め、1998年から2004年までEDFの会長の専任スタッフ責任者を務め、その後、2005年から2008年までフランス電力の電気輸送・自動車担当部長を務めた。同氏は、2008年から2012年までEDFの商業課におけるEDF地域局の責任者に、2009年から2012年までH4の取締役会会長に、2009年から2012年までSafidiの取締役に、また2009年から2012年にTiruの取締役会会長に相次いで就任した。その後同氏は2012年5月から2017年7月までフランスの国防大臣官房長に任命された。同氏は、2017年から2019年までイノベーション・企業責任・戦略担当の当グループ上級執行副社長を務めた。同氏は、Électricité de Strasbourgの取締役会会長および世界原子力事業者協会の主要理事会理事である。同氏は、2019年7月から原子力発電および火力発電担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

アレクサンドル・ペラ：41歳。パリ政治学院（*Institut d'Etudes Politiques de Paris*）を2005年に卒業し、現代文学の修士号を取得。EDFに就職する前、同氏は、2007年にThalesに入社し、最初は戦略部門に務め、その後はグループの内部コミュニケーション担当、そしてメディア担当のトップに就き、2012年にグループ・コミュニケーションの部長代理に任命された。同氏は、2014年11月にEDFの会長兼最高経営責任者の直属の執行役員、政府関係担当の執行委員会の秘書役としてEDFに入社し

た。同氏は、2015年に初めて導入されたCAP2030の企業戦略の策定に関わり、当社の戦略課題に携わった。2017年、アレクサンドル・ペラ氏は、電力貯蔵分野におけるEDFの戦略を作成し、2018年、同氏は貯蔵計画を牽引した。同氏は、EDFのデジタル変革を促進するために35歳未満の若い従業員を動員するプロジェクトYを2017年に開始し、同プロジェクトは今も遂行中である。同氏はまた、当社、当社のグループ企業および子会社の戦略を策定するために従業員同士の対話を促進するグループ全体の教育プログラム「レッツ・トーク・エネルギー（エネルギーについて話そう）」のスポンサーも務めている。アレクサンドル・ペラ氏は、EDF財団の評議員および2017年からはFranco-British Young Leadersの構成員でもある。同氏は、2019年7月からイノベーション・企業責任・戦略担当の上級執行副社長を務めている。

シモーネ・ロッシ：53歳。ボッコーニ大学（ミラノ）経営学部卒業。シモーネ・ロッシ氏はキャリアをコンサルタントとして開始し、まずはKPMG Consultingにおいて企業財務、その後1996年からMcKinsey & Companyにおいて主にエネルギー、金融機関および情報通信技術の分野を専門とした。2004年に同氏はイタリアのミラノに所在のEdison SpAに戦略部長として入社し、2007年に財務管理および情報システム担当部長に昇格した。2009年末に、米国のボルティモアを拠点とする企業であるConstellation Energy Nuclear Group (CENG) の最高財務責任者に任命された。次いで同氏は2011年4月にEDF Energyの最高財務責任者となった。2015年3月にシモーネ・ロッシ氏はEDFグループの上級執行副社長（国際部門担当）に任命された。同氏は2017年11月1日からEDF Energyの最高経営責任者であり、EDFの当グループ上級執行副社長である。

ピエール・トドロフ：63歳。ウルム高等師範学校（*École Normale Supérieure*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）を卒業し、哲学の高等教授資格保持者である。ピエール・トドロフ氏は、1986年から1990年までフランス国務院において監査人、次いで審議官を務めた。その後Lagardère Groupに入社し、特にHachette Filipacchiの国際最高経営責任者補佐の役職を含む、メディア部門における幅広い責務を果たした。同氏は1997年にAccor Groupの事務局長に就任し、2008年までその役職を務めた。2008年から2011年の間はHogan Lovells LLP法律事務所のパートナー、その後2011年にはPSA Peugeot Citroënの書記長および経営委員会の委員を務めた。ピエール・トドロフ氏は、2015年2月からEDFグループの書記長および執行役員を務めている。

アラン・トランゼール：55歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）およびパリ国立高等鉱業学校（*École des Mines de Paris*）を卒業したエンジニアである。1991年にPSAグループでキャリアを始めた。地上連絡のエンジニアリングの期間を経て、Peugeot 407のサブシステム・マネージャー、工場品質責任者、チーフ・エンジニアの職務を歴任し、その後、Peugeot 208-2008計画の責任者を務めた。このように、設計から製品化までの工業プロジェクトの管理において、確かな経験を積み、Automotive News Europeからユーロスター2013年最優秀プロジェクトリーダー賞を受賞した。2013年、アラン・トランゼール氏は、PSAグループの予備プロジェクト、モジュール政策ならびに自動運転車、コネクテッド・カー、電気自動車およびハイブリッド電気自動車を含む複合プロジェクトを担当した。2018年から2020年までは、二酸化炭素計画およびその関連するプラットフォームならびに技術モジュール担当のPSAグループの上級副社長であった。2020年3月、同氏は、主要な原子力プロジェクトの工業品質、技術およびガバナンスの強化を目的とした「エクセル」計画の実施を指揮するためにEDFグループに入社し、工業品質および原子力技術の総代表に就任した。同氏は、EDFの執行役員である。

グザヴィエ・ウルサ：55歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立高等情報通信学校（*Télécom Paris*）を卒業。1991年にEDFに入社し、最初は2002年まで水力工学部門の様々な役職を務めた。同氏はEDFの水力工学センターの建設を監督し、国際プロジェクト（特に南米）に多くの貢献を行ってきた。2002年から2005年の間、同氏はEDFの発電・エンジニアリング部門担当の上級執行副社長の特別顧問であった。2005年から2007年にはグルノーブルにおけるアルプス発電ユニットの副ユニット長を務め、2007年から2010年にはトゥールーズにおける南西部発電ユニットのユニット長を務めた。2010年から2015年にかけて水力発電およびエンジニアリング部門のマネージャー代理、次いで同部門のマネージャーを歴任した。また、同氏はフランス原子力産業戦略委員会（CSFN—*Comité stratégique de la filière nucléaire*）およびフランス原子力産業協会（*Groupement des industriels français de l'énergie Nucléaire*）（GIFEN）の会長、EDVANCEの監督・運営委員会委員長ならびにFramatomeの監査役を務めている。同氏は世界水会議の名誉理事でもある。グザヴィエ・ウルサ氏は、2015年3月から新たな原子力プロジェクトおよびエンジニアリング部門担当の当グループ上級執行副社長を務めている。

③ 利益相反ならびに役員および執行役員の利害関係

(i) 利益相反

EDFの認識する限り、2022年3月17日現在、EDFに関し、取締役および経営幹部の職務と取締役および経営幹部の個人の利益またはその他の職務の間において、潜在的利益相反は存在しない（利益相反に関して取締役会に適用される規則については「第5 3（1）②（viii）取締役の責任および義務」を参照。）。

当社の取締役（「第5 3（2）①（i）取締役会の構成員」を参照。）に適用される特有の法令および規制の規定に従い、EDFの認識する限り、株主、顧客、供給業者またはその他の者との間で、取締役または経営幹部として選任されるべく締結された協定または合意は存在しない。

EDFの認識する限り、EDFの証券取引倫理規約（「第5 3（2）④（ii）当社株式の取引」を参照。）により生じる制約を除き、EDFにおける取締役の保有株式の売却能力を一定期間制約することに同意した取締役は存在しない。さらに、EDFの株式に投資するEDFのグループ貯蓄計画を通じて投資信託の方式で株式を保有する役員または民営化制度の法的枠組みにおいてフランス政府から株式を取得した役員は、これらの取引に適用される規定に基づく譲渡制限規制および長期投資規則に従うことがある。

また、EDFが認識する限り、理事会の構成員または経営幹部の中の家族関係は不存在である。

（ii）有罪判決の不存在

EDFが認識する限り、EDFの取締役または経営幹部の中に、最近5年以内に詐欺の有罪判決を受けた者または破産手続を行った者、管財人命令を受けた者、清算された者もしくは裁判所命令による管理の対象となった者はいない。

フランス金融市場監督局（AMF）が2016年7月に開始した、EDFの2013年7月1日以降の財務報告に関する調査を受けて、AMF理事会は2019年4月5日にEDFの会長兼最高経営責任者に苦情を通知した。ジャン・ベルナール・レヴィ氏は、AMF執行委員会の2020年7月28日付決定により免責され、この件については当該決定が最終的なものとなった（「第6 3（2）訴訟」を参照。）。また、ミシェル・ルソー氏は、セヌ・ノルマンディ水管理庁長官として、水処理施設に対して不正とみなされる援助を行ったとして、2018年9月4日に予算財政統制院から罰金を科せられた。EDFが認識する限り、最近5年以内で行政当局もしくは規制当局により訴追または罰則を受けた取締役は他にいない。

さらに、EDFが認識する限り、EDFでは、発行体の管理、経営および監督機関の構成員になることまたはそれらの発行体の業務の管理または監督に参加することを裁判所により妨げられたことがあるEDFの取締役または経営幹部は最近5年以内にいない。

（iii）業務契約

EDFの役員は、当社または当社の子会社との間で、いかなる利益を享受することができる業務契約も一切締結していない。

④ 役員による株式所有ならびに役員および執行役員によるEDF株式の取引

（i）取締役によるEDF株式所有

2021年12月31日現在、2021年12月31日現在在任中の当社の取締役は合計3,833株の株式を保有している。以下の表は、2020年12月31日現在および2021年12月31日現在においてかかる取締役が個人的に保有していたEDF株式数の詳細を示したものである。

	2021年12月31日現在 EDF株式数	2020年12月31日現在 EDF株式数
カリース・グランジェ	25	25
コレット・ルウィネ ⁽¹⁾	2,038	1,969
サンドリーヌ・レンリー ⁽¹⁾	34	0
フィリップ・プティコラン	10	10
ヴァンサン・ロデ ⁽²⁾	289	2,905
クリスチャン・タクシル ⁽²⁾	1,437	1,360
合計	3,833	6,269

(1) 直接または相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

(2) 相互会社利益分配計画（FCPE）を通じて保有（単位未満を切り捨てた株式数。）。

2021年12月31日現在在任中であるが、上記の表に記載されていない取締役はEDFの株式を保有していない。

（ii）当社株式の取引

2006年以降、EDFグループは、EDFまたはEDFグループの上場子会社の株式の売買に適用される一連の原則および規則を採用した。かかる規則は、定期的に更新される倫理規約として編集された。

この規約の配布と同時に、当グループの従業員を対象として、株式市場の規則、特にインサイダー情報の保持に関連する警戒および義務ならびに自粛（ブラックアウト）期間に対する認識を高めるキャンペーンが推進された。かかる期間中は、当グループを代理する第三者を含む、恒常的または一時的な内部者である者およびとりわけかかる期間に関して当グループにおいて執行業務を行う者全員は、当社の有価証券またはその他の関連する金融商品の売買を差し控えることが要求されている。

倫理規約は、EDFの有価証券またはその他の関連する金融商品に関する個人売買についてAMFおよび当社に対して申告する経営陣、上層部経営者およびそれらに密接に関係する者の義務についても規定している。AMF一般規制の第223-22条Aに定められているMAR第19条に基づき、規制市場での取引のために株式を上場している会社の経営陣は、当社株式の取引につき、現在の暦年に行われたかかる取引の合計額が20,000ユーロを超えた場合、当該取引完了後3営業日以内に必ずAMFおよび当社に申告しなければならない。

また、EDFの取締役会は、AMF一般規制（AMF一般規制の第223-26条）の規定により、直近の事業年度において経営陣および同等の人物（EDFにおいて「経営陣と同等」の従業員とは、当社執行役員をいう。）がAMFに申告した取引について株主総会に提出する年次報告書に記載しなければならない。

ヴァンサン・ロデ氏は、2021事業年度中にグループ貯蓄計画のEDF株式2,396.75株を総額32,135.61ユーロで売却したことをAMFおよび当社に対して報告した。2021事業年度中、当社の取締役または執行役員によるAMFまたは当社に対するEDFの有価証券のその他の取引の申告はなかった。

（3）【監査の状況】

① 監査委員会

構成員

監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定およびAFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、会長兼最高経営責任者を含まず、社外取締役の3分の2超を含む。

以下の表は、2022年3月17日現在の監査委員会の構成員の概要である。

監査委員会の委員

マリー・クリスティーヌ・ルプティ	委員長	フランス政府の推薦に基づき株主総会により任命された取締役
ブルーノ・クレメル	委員	株主総会により任命された社外取締役
ナタリー・コラン ⁽¹⁾	委員	株主総会により任命された社外取締役
サンドリース・レンリー ⁽²⁾	委員	従業員により選任された取締役
フィリップ・プティコラン	委員	株主総会により任命された社外取締役
ジャン・ポール・リニャック	委員	従業員により選任された取締役
ヴァンサン・ロデ	委員	従業員により選任された取締役
クリスチャン・タクシル	委員	従業員により選任された取締役

(1) コラン氏は2021年7月22日から監査委員会の委員である。

(2) レンリー氏は2021年7月28日から監査委員会の委員である。

委員数	8
社外取締役の人数	3
社外取締役の割合(*)	75%

(*) 従業員を代表する取締役を除く。

フランス商法第L.823-19条は、監査委員会委員のうち1名以上が専門的な財務会計能力を有し、かつ取締役会により規定され、公表された基準に従って独立性を有する者であることと規定している。また、AFEP-MEDEF規約第16.1条は、監査委員会のすべての委員が財務会計能力を有すること、取締役会が委員長の再選を特別に審議すること、最後に取締役会（従業員を代表する取締役を除く。）における社外取締役の割合が3分の2以上であることを勧告している。

2019年5月16日の株主総会後に開催された会議において取締役会は、取締役会の構成員の変更を勘案し、監査委員会の構成員を再検討した。監査委員会について、取締役会は、とりわけ監査委員会委員長としての再選が提案されたルプティ氏およびクレメル氏が、2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書においてフランス金融市場監督局（AMF）が勧告した基準に従い、専門的な財務会計能力を有していると判断した。したがって、取締役会は、クレメル氏がフランス商法第L.823-19条にお

いて記載されている能力および独立性の両方の基準を満たしていると判断した（「第5 3（1）②（v）取締役の独立性の審査」を参照。）。

取締役会は、任命報酬およびガバナンス委員会からの意見を受けた後、プティコラン氏が財務および会計に関する専門知識を有していると判断し、2021年2月17日にプティコラン氏を監査委員会の委員に任命した。したがって、プティコラン氏もまたフランス商法第L.823-19条の規定の能力および独立性の両方の基準を満たしていると判断された（「第5 3（1）②（v）取締役の独立性の審査」を参照。）。

最後に、任命報酬およびガバナンス委員会との協議の後、2021年6月15日に開催された取締役会では、2021年7月22日の株主総会で取締役役に任命されることを条件として、コラン氏を監査委員会の委員に任命することを決定し、コラン氏が財務および会計に関する専門知識を有していると判断した。また、コラン氏はフランス商法第L.823-19条に規定される能力および独立性の両方の基準を満たしていると判断された（「第5 3（1）②（v）取締役の独立性の審査」を参照。）。

任務

取締役会の監視の下、監査委員会は、フランス商法第L.823-19条の規定に従って与えられた職務を遂行する。同条に基づき、監査委員会は主として以下の職務を与えられている。

- ・財務情報の作成過程の監視およびその整合性を保証するための勧告
- ・会計および財務情報の作成および処理過程について、内部統制、リスク管理および内部監査システムの有効性の監視
- ・法定監査人の職務遂行の監視、法定監査人の独立性の確保およびフランス商法第L.822-11-2条において言及されている業務に関する規定の承認

監査委員会は、職務遂行のために特に以下について審査し、取締役会に意見を提出する。

- ・当社の財務状態、中期計画およびその予算
- ・未監査および連結の年次財務書類および半期財務書類ならびに関連財務書類報告書
- ・リスクおよび内部統制の監視（当グループのリスク分類、社会的リスク、環境リスクおよび気候変動リスク等のすべての分野におけるリスクの検出、予想および管理の手法ならびに内部統制プロセスの構築および評価）。この点において、監査委員会は、企業責任委員会とともに、倫理、コンプライアンスおよび企業責任に関する主要リスクの内部統制および管理のためのプログラムの存在を保証する。
- ・監査（年次監査プログラム、監査によって発見された主要な所見および是正措置、行動計画ならびにかかる措置の実施の監視）
- ・法定監査人の監視（選定手続の調整、会計監査役高等評議会の所見および結論を踏まえた法定監査人の職務遂行の監視（適用ある場合）、法定監査人の適用法令に規定される独立性の条件の遵守の確認、報酬額に対する意見、取締役会が2016年11月3日に承認した手続に基づく法定監査人による非監査サービスの規定の承認）
- ・特に重要である外部的成長または売却の取引の財務面（「第5 3（1）②（iii）取締役会の権限および義務」を参照。）
- ・保険、エネルギー市場に関するリスクおよび当グループの契約相手方の破産に関するリスクの方針

監査委員会による財務書類の審査は、財務書類の準備に関する基準、適用される基準枠、実施された監査手法および監査業務または限定的なレビューの結果を示す監査人による発表に付随して行われる。法定監査人は、年次および半期財務書類を検討する監査委員会の会議に加えて、リスク監視、内部統制および監査を検討するすべての会議にも出席する。

監査委員会は、業務の一環として、法定監査人および経営陣ならびに企業財務部門、当グループのリスク統制部門および内部監査部門と定期的に接触している。

2021年の活動

以下の表は、2020事業年度および2021事業年度に関連する統計データを示す。

	2021年	2020年
会議の回数	6	5
平均出席率	97.9%	97.1%
会議の平均時間	2時間39分	3時間7分

2021年において、監査委員会は、半期財務書類および年次財務書類ならびに関連財務書類報告書、法定監査人による2021年監査計画および監査結果の要点の発表、2021事業年度の推奨中間配当、2021年決算に向けた資産価値の見直し、オフバランスシート・コミットメント、リスク分類の更新、リスク管理およびリスク監視ならびに改善イニシアチブの変更、監査プログラム、内部監査の概要報告書、実施した行動計画のフォローアップ、当グループのエネルギー市場およびカウンターパーティー・リスクに関する年次概要書、財務管理および金融リスク統制に関する年次指令、サイバー・セキュリティリスクの管

理、2008年から2021年6月30日までに当グループが管理する資産に計上した取得および減価償却の見直しならびに2021年2月にテキサス州で発生した極端な気候事象に関するフィードバックについて検討した。

2021年、EDFの取締役会が2016年11月3日に承認した手続きに基づき、監査委員会は、法定監査人およびそのネットワーク内のメンバーが財務書類の証明以外のサービスを提供することを承認し、当該手続きの条件に基づく事前承認手続きの一環として提供されたサービスについての報告を半年に1回受けた。

監査委員会は、2021事業年度中の委員会の議題について専門的な調査または外部の助言を得ていない。

② 会計監査

(i) 外国監査公認会計士等

当社の外国監査法人等は、KPMG SAおよびデロイト・エ・アソシエである。2021年12月31日現在、KPMG SAによる監査は連続で17年目に突入し、デロイト・エ・アソシエによる監査は連続で20年目に突入し、両者ともに当社の有価証券が規制市場での取引を認められてから17年が経過している。KPMG SAの担当外国監査公認会計士はマリー・ギュイモ氏およびミシェル・ピエット氏、デロイト・エ・アソシエの担当外国監査公認会計士はダミアン・ルロン氏およびクリストフ・パトリエ氏である。

(ii) 監査報酬

(イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

以下の表は、2021年において法定監査人およびそのネットワークが行った業務について支払われた費用を示している。

(単位：千ユーロ(千円))	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額 (税引後)	%	金額 (税引後)	%
監査—法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	2,840 (391,238)	27.9	2,942 (405,290)	15.9
完全連結子会社 ⁽¹⁾	5,033 (693,346)	49.4	14,276 (1,966,662)	77.3
小計	7,873 (1,084,584)	77.2	17,218 (2,371,952)	93.2
非監査サービス ⁽²⁾				
EDF	832 (114,616)	8.2	520 (71,635)	2.8
完全連結子会社 ⁽¹⁾	1,493 (205,676)	14.6	735 (101,254)	4.0
小計	2,325 (320,292)	22.8	1,255 (172,889)	6.8
合計	10,198 (1,404,876)	100	18,473 (2,544,840)	100

(1) その監査報酬が連結損益計算書に計上される完全連結子会社および被共同支配事業体。

(2) 適用法令および規則により要求されるサービス、および当グループからの要請に基づき提供されるサービス。非監査サービスとは、主に (i) フランス商法第L.225-102-1条により要求される財務および会計情報または社会情報の、環境・社会情報に関する外部報告書、(ii) 事業体の売却に関連するサービス、(iii) 現地の法律により規定される税務サービス、ならびに (iv) 財務情報の作成と関連性のない業務プロセスのレビューならびに会計および情報システムのコンサルティングサービスを指す。

2020年の監査報酬

以下の表は、2020年において法定監査人およびそのネットワークが行った業務について支払われた費用を示している。

(単位：千ユーロ(千円))	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額 (税引後)	%	金額 (税引後)	%
監査—法定監査、証明、会社会計および連結会計の監査				
EDF	2,794 (384,901)	24.6	2,945 (405,703)	16.2

完全連結子会社 ⁽¹⁾	4,560 ⁽³⁾ (628,186)	40.1	13,503 (1,860,173)	74.2
小計	7,354 (1,013,087)	64.7	16,448 (2,265,876)	90.4
非監査サービス ⁽²⁾				
EDF	561 (77,283)	4.9	953 (131,285)	5.2
完全連結子会社 ⁽¹⁾	3,448 (474,996)	30.4	804 (110,759)	4.4
小計	4,009 (552,280)	35.3	1,757 (242,044)	9.6
合計	11,363 (1,565,367)	100	18,205 (2,507,921)	100

(1) その監査報酬が連結損益計算書に計上される完全連結子会社および被共同支配事業体。

(2) 適用法令および規則により要求されるサービス、および当グループからの要請に基づき提供されるサービス。非監査サービスとは、主に(i)フランス商法第L.225-102-1条により要求される財務および会計情報または社会情報の、環境・社会情報に関する外部報告書、(ii)事業体の売却に関連するサービス、(iii)現地の法律により規定される税務サービス、ならびに(iv)財務情報の作成と関連性のない業務プロセスのレビューならびに会計および情報システムのコンサルティングサービスを指す。

(3) この減少は、当グループの監査人に対する報酬水準全体には影響を与えない監査法人間の異動ならびに当グループの重要なフランス企業の法定監査人の変更によるものであり、現在は当グループの法定監査人および別の監査法人により監査が行われている。

(ロ) その他重要な報酬の内容

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(ハ) 外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(二) 監査報酬の決定方針

「第5 3 (3) ② (ii) (イ) 外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照。

(4) 【役員の報酬等】

① 役員の報酬および手当－報酬方針

「第5 3 (1) ①コーポレート・ガバナンス規約」に記載のとおり、当社は、当社に適用される特別な法令および規則の規定に従い、AFEP-MEDEF規約を遵守している。

本項では、当社およびフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社によって、2020事業年度および2021事業年度中に役員に支払われたかまたは当該事業年度について付与された報酬総額およびあらゆる種類の手当の詳細を記載している(会長兼最高経営責任者については「第5 3 (4) ① (ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」、取締役については「第5 3 (4) ① (iii) 取締役の報酬総額」を参照。。「第5 3 (4) ① (ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額」および「第5 3 (4) ① (iii) 取締役の報酬総額」の表は、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンスの規約およびAMF役職勧告2021-02により推奨された様式に従い作成されている。

本項では、フランス商法第L.22-10-8条に従って、2022年5月12日開催の株主総会に提示された、取締役会が決定する役員の報酬に関する方針(「第5 3 (4) ① (i) 報酬方針」を参照。)についても記載している。

(i) 報酬方針

取締役会は、フランス商法第L.22-10-8条に基づき、役員の報酬方針を決定する。

フランス商法第22-10-16条および第22-10-17条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬およびガバナンス委員会の勧告に基づき当社の取締役会によって決定され、フランスの関連大臣との協議を経た後、経済担当大臣からの承認を得るために提出される(「第5 3 (1) ③ (iv) 任命報酬およびガバナンス委員会」を参照。)。会長兼最高経営責任者の報

酬は、1953年8月9日付命令を修正し、報酬の上限総額を450,000ユーロに設定する、公開会社の役員報酬に対するフランス政府の統制に関する2012年7月26日付命令第2012-915号に規定される制限を遵守する必要がある。

また、任命報酬およびガバナンス委員会は、フランス商法第L.225-45条に基づき株主総会で設定される、取締役の任務の対価として割り当てられる報酬総額の配分に係る規則および手続に関し、取締役会に対して意見を提示した。

2021年5月6日に開催された株主総会において、EDFの取締役および役員の報酬および報酬方針に関する5つの議案（第7号議案から第11号議案）は、99.9%を超える賛成票を得て、大多数の賛成をもって採択された。

(イ) 会長兼最高経営責任者に適用される報酬方針

2022年2月8日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議において審議を行った後、取締役会は、2022年2月17日に開催された取締役会において、以下に記載される会長兼最高経営責任者の報酬方針を承認した。

報酬の内訳	2021事業年度中に 支払われた金額	2021事業年度について 割り当てられた金額	2022事業年度の方針
固定報酬	450,000ユーロ	450,000ユーロ	任命報酬およびガバナンス委員会の勧告を受け、2022年2月17日に開催された取締役会において、2022事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことが決定された。この年間固定報酬は、1953年8月9日付命令に規定される上限額に対応するものであるが、レヴィ氏が2014年にEDFの会長兼最高経営責任者に就任して以来、変更されていない。
変動報酬	-	-	-
多年度報酬	-	-	-
変動報酬が繰り延べられるかまたは返済される可能性	n.a.	n.a.	n.a.
特別報酬	-	-	-
ストック・オプション、パフォーマンス・シェアまたはその他の長期手当	-	-	-
取締役としての報酬	n.a.	n.a.	会長兼最高経営責任者は、取締役の在任期間中、報酬を受け取っていない。
各種手当	3,660	3,660	取締役会が2022事業年度において据え置くことを決定した、社用車の提供に相当する手当。
署名手当	-	-	-
退職金または退職手当	-	-	-
競業禁止義務条項	-	-	-
補足年金制度	-	-	-

フランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社によって支払われたかまたは付与された報酬

n.a. = 該当なし。

会長兼最高経営責任者の報酬は、1953年8月9日付命令により規定される上限額に設定されており、変動部分を含まないため、かかる決定は当社の業績に関連する基準に基づくものではない。

2017年から2021年の株主資本比率（比率はAFEPが公表しているガイドラインに基づいて設定された。）および報酬額の推移

以下の表は、フランス商法第L.22-10-9条に基づき、過去5年間に於ける会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDFの従業員（役員および会長兼最高経営責任者を除く。）のフルタイム換算ベースの平均報酬との比率、会長兼最高経営責任者の報酬水準とEDFの従業員（役員および会長兼最高経営責任者を除く。）のフルタイム換算ベースの報酬中央値との比率、および同期間におけるグループEBITDAの本業における変動を示したものである。

	2021年	2020年	2019年	2018年	2017年
会長兼最高経営責任者の報酬 ⁽¹⁾	453,660	453,660	453,660	452,868	452,868
会長兼最高経営責任者の報酬の変化 ⁽²⁾	0%	0%	0.2%	0%	0%
自己資本比率／平均報酬 ⁽³⁾	6.6	6.6	6.8	7.1	7.1
自己資本比率／報酬中央値 ⁽³⁾	7.2	7.2	7.4	7.7	7.9
平均給与の変化 ⁽²⁾⁽⁴⁾	-0.2%	2.87%	3.66%	0.98%	1.43%
給与中央値の変化 ⁽²⁾⁽⁴⁾	-0.1%	3.54%	4.16%	1.81%	2.07%
グループEBITDAの本業における変動 ⁽²⁾	11.3%	-2.70%	8.40%	11.30%	-14.80%

(1) 会長兼最高経営責任者の報酬総額には、固定給と現物支給が含まれる。

(2) N年目に記録されたN-1年目との比較。

(3) 給与には、固定給、変動部分およびIEGの状況に関連するものを含むすべてのボーナス、ならびに現物支給が含まれる。

(4) 2020事業年度から2021事業年度の間の平均給与および給与中央値の変化は、2020年に支払われ2021年には更新されなかったいわゆるマクロン・ボーナス、および2021年に利益分配契約に基づき支払われた金額が2020年と比較して減少傾向にあることによるものである。

なお、上記比率の算出に考慮した従業員は、2021年を通じて継続して勤務するフランスにおけるEDFのフルタイム相当の全従業員（約60,000人）であり、フランスにおけるEDFの全従業員およびフランスにおける当グループの従業員の約50%に相当する。

(ロ) 取締役等に適用される報酬方針

2022年2月8日の任命報酬およびガバナンス委員会の会議において意見を受けた後、取締役会は、2022年2月17日に開催された取締役会において、フランス商法第L.225-45条および第L.22-10-14条に基づき、取締役の職務に関して支払われる金額および取締役への配分に関する以下の報酬方針を承認した。

取締役の職務に関して支払われる報酬の予算および内訳

従業員を代表する取締役は、公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号に従い、無報酬で役職を務め、会長兼最高経営責任者は任期中の取締役報酬を受領しない。

2014年8月20日付政令第2014-948号に従って、同政令第6条に基づきフランス政府の提案を受け株主総会において選任された取締役かつフランスの公務員である取締役に与えられる任期中の取締役報酬は、フランス政府予算に全額組み入れられる。

フランス政府の推薦に基づき株主総会において選任されたが公務員ではない他の取締役について、フランス経済・財務担当大臣による2018年1月5日付決定（2014年8月20日付政令第6-V条に基づき導入された2014年12月18日付決定を修正する2018年1月5日付決定の規定は、2018年2月1日から適用された。以前は、2014年12月18日付決定が、これら取締役が受け取る報酬の30%の金額を取締役に支払い、残りの70%をフランス政府予算に計上することを規定していた。）は、当社が取締役に割り当てた任期中の報酬の15%をフランス政府予算に計上し、残りの85%を取締役に支払うことを規定する。

2014年8月20日付政令第4条に基づき任命されたフランス政府を代表する取締役については、その職務の遂行に対して支払われるべき一切の報酬はフランス政府予算に組み入れられる。

取締役会は、任命報酬およびガバナンス委員会の意見書を受け、取締役会によって決定され、本報酬方針に提示された配分規則に基づき取締役に割り当てられる年間定額を、その承認のために株主総会に提出する。2022年2月17日に開催された取締役会では、2022年5月12日開催の株主総会で2022事業年度の年間予算を440,000ユーロとして提出することを決定した。

2022年2月17日、2011事業年度から適用される本年間予算の配分に関する現在の設定が取締役会によって再度検討され、確認された。予算総額は、それぞれ予算の半分に値し、固定部分と変動部分に配分されており、以下のように配分される。

- ・固定部分は、取締役間で平等に分配される。年間の固定部分の50%が当該事業年度中に支払われ、残りの50%が翌事業年度の初めに割り当てられる。
- ・変動部分の取締役間の分配は、会議の種類（取締役会または委員会）および各取締役の具体的な役職（委員または委員長職）に基づく変数係数を適用することによって設定される。取締役会議に取締役が出席した場合には係数2を、委員会の会議に取締役が委員として出席した場合には係数1を、さらに委員会の委員長である場合は係数2を用いる。係数の単価を決定するため、変動部分は該当事業年度の係数の合計で除される。当該事業年度の変動部分は翌事業年度の初めに全額が支払われる。

2022事業年度中において、当社またはフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社による取締役への特別報酬またはその他の報酬の支払いは予定されていない。

(ii) 会長兼最高経営責任者の報酬総額

(イ) 会長兼最高経営責任者の報酬

会長兼最高経営責任者へ割り当てられた報酬ならびにオプションおよび株式の概要—AMF表1（AMF役職勧告2021-02の表1）

(単位：ユーロ)	2021事業年度	2020事業年度
ジャン・ベルナル・レヴィ(会長兼最高経営責任者)		
事業年度中に割り当てられた報酬（詳細は表2を参照。）	453,660	453,660
事業年度中に受け取った様々な多年度報酬	-	-
事業年度中に割り当てられたオプション評価 ⁽¹⁾	-	-
事業年度中に割り当てられた無償株式評価 ⁽¹⁾	-	-
合計	453,660	453,660

(1) 「第5 3 (4) ① (iv) ストック・オプション—無償株式」に記載されているとおり、当社はストック・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない。

以下の表は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナル・レヴィ氏に対して2020事業年度および2021事業年度中に支払済みおよび2020事業年度および2021事業年度について支払われるべきすべての種類の報酬を表している。

会長兼最高経営責任者の報酬の概要—AMF表2（AMF役職勧告2021-02の表2）

(単位：ユーロ)	2021事業年度		2020事業年度	
	支払われるべき 金額	支払済みの 金額	支払われるべき 金額	支払済みの 金額
ジャン・ベルナル・レヴィ (会長兼最高経営責任者)				
固定報酬	450,000	450,000	450,000	450,000
変動報酬	-	-	-	-
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-
取締役報酬	-	-	-	-
現物給付 ⁽¹⁾	3,660	3,660	3,660	3,660
合計	453,660	453,660	453,660	453,660

(1) 現物給付は社用車の提供に相当する。

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

2021事業年度の報酬

2021年2月9日の任命報酬およびガバナンス委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2021事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

当該委員会による勧告に基づき、取締役会は2021年2月17日に開催された会議において、2021事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。会長兼最高経営責任者の報酬には、社用車の提供に相当する現物給付も含まれる。

2022事業年度の報酬

2022年2月8日の任命報酬およびガバナンス委員会は、会長兼最高経営責任者の報酬方針について検討し、会長兼最高経営責任者の報酬を構成する項目を決定するための原則および基準を2022事業年度において据え置くことを取締役会に勧告することを決定した。

当該委員会による勧告に基づき、取締役会は2022年2月17日に開催された会議において、2022事業年度の会長兼最高経営責任者の年間固定報酬を総額450,000ユーロに据え置くことを決定した。会長兼最高経営責任者の報酬には、社用車の提供に相当する現物給付も含まれる。

(ハ) その他の報酬項目

2021年中、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、EDFの取締役および取締役会会長としての職務に対する報酬を受け取っていない。また、EDFの支配下にある会社における地位に関する報酬および被支配会社からのいかなる報酬も受け取っていない。

当社は、2021年に会長兼最高経営責任者に対してストック・オプションを付与しておらず、当該事業年度においてオプションは行使されなかった。同様に、前事業年度においても無償株式は会長兼最高経営責任者に無償で割り当てられておらず、当該株式を利用することはできなかった。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。

レヴィ氏は、任務の終了または変更に起因するかまたは起因する可能性のある補償もしくは手当または競業避止義務に基づく補償のいずれの恩恵も受けておらず、雇用契約または補足年金制度も有していない。

雇用契約、補足的年金、退職金および競争禁止条項—AMF表11

会長兼最高経営責任者(*)	雇用契約	補足的年金制度	任務の終了または変更による支払われるべき報酬、利益または債務	競争禁止条項報酬
ジャン・ベルナル・レヴィ (会長兼最高経営責任者)	なし	なし	なし	なし

(*) AMF役職勧告2009-16の表11。

(iii) 取締役の報酬総額

2021年において取締役に割り当てられたかまたは支払われた報酬

2021年5月6日の株主総会において、取締役会からの提案に基づき、440,000ユーロの年間固定報酬総額が2021事業年度の任期に対する報酬として、取締役に割り当てられることが承認された。

役員の報酬方針が承認される際に取締役会により毎年見直される報酬の配分に係る条件は、2011事業年度以降変更されていない（詳細は、「第5 3 (4) ① (i) (ロ) 取締役に適用される報酬方針」を参照。）。

取締役としての職務に対する報酬を受け取らない従業員によって選出された取締役は、当社との雇用契約に基づき、固定報酬および／または変動報酬を受け取る。

当社またはフランス商法第L.233-16条に規定される当社の連結範囲に含まれる会社から、取締役に對して2020事業年度および2021事業年度中に支払われたかまたはこれらの年度について割り当てられた特別報酬またはその他の報酬はない。

以下の表は、フランス商法第L.225-45条および第L.22-10-14条に従って、2020事業年度および2021事業年度について割り当てられ、2020事業年度および2021事業年度中に支払われた取締役の構成員の任期に応じた報酬の総額を表している。

	2021事業年度		2020事業年度	
	2021事業年度について 付与された報酬 ⁽¹⁾	2021事業年度中に支払われた報酬 ⁽²⁾	2020事業年度について 付与された報酬 ⁽¹⁾	2020事業年度中に支払われた報酬 ⁽²⁾
2021年12月31日現在在任中の取締役 (単位：ユーロ)				

ヴェロニック・ベダーグ・アミルユス	31,436	37,857	37,857	10,761
ナタリー・コラン ⁽³⁾	19,205	0	n.a.	n.a.
ブルーノ・クレメル	40,149	40,000	40,000	34,628
フランソワ・ドラットル	35,792	35,000	35,000	28,191
ジル・ドゥノワイエル	41,238	40,714	40,714	34,628
マリー・クリスティーヌ・ルプティ	46,139	44,286	44,286	45,745
ジャン・ベルナル・レヴィ	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
コレット・ルウィネ	46,139	47,143	47,143	51,011
クレール・プディニ	43,960	45,000	45,000	44,574
フィリップ・プティコラン	39,059	33,571	33,571	28,191
ミシェル・ルソー	39,604	38,571	38,571	37,553
マルタン・ヴィアル	40,149	39,286	39,286	39,309
合計	422,870	401,428	401,428	354,591

n.a. = 該当なし。

- (1) 事業年度について割り当てられた報酬には、当該事業年度について支払われるべき固定部分および変動部分の全額が含まれる。
- (2) 事業年度中に支払われた報酬には、前事業年度に係る固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度に係る固定部分の50%が含まれる。
- (3) 2021事業年度中に就任した取締役。

	2021事業年度		2020事業年度	
	2021事業年度について 付与された報酬 ⁽¹⁾	2021事業年度中に 支払われた報酬 ⁽²⁾	2020事業年度について 付与された報酬 ⁽³⁾	2020事業年度中に 支払われた報酬 ⁽⁴⁾
2021事業年度に任期満了の取締役 (単位：ユーロ)				
ローランス・パリゾ	12,924	35,505	38,571	35,213
合計	12,924	35,505	38,571	35,213

n.a. = 該当なし。

- (1) 2021年に支払われた報酬には、2021事業年度の任期に比例して決定された2021事業年度の固定部分および2021事業年度に係る変動部分が含まれる。
- (2) 2021年に支払われた報酬には、2020事業年度に係る固定部分の50%および変動部分の全額ならびに2021事業年度の任期に比例して決定される、2021年について支払われるべき固定部分が含まれる。
- (3) 各事業年度に配分される報酬には、当該事業年度に支払われるべき固定部分および変動部分の全額が含まれる。
- (4) 事業年度中に支払われた報酬には、前事業年度に係る固定部分の50%および変動部分の全額ならびに当該事業年度に係る固定部分の50%が含まれる。

(iv) スtock・オプションー無償株式

当社はStock・オプション制度を実施しておらず、役員は無償株式の割当てを受けない（すべての従業員のために当社によって実施された制度の恩恵を受ける可能性がある従業員により選出された取締役を除く。）。

(5) 【株式の保有状況】

該当事項なし。

第6【経理の状況】

a 本書記載のフランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）および連結子会社（以下、当社および連結子会社を合わせて「当グループ」という。）の原文の連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準（以下「IFRS」という。）に準拠して作成されている。また、本書記載の当社の原文の個別財務諸表は、フランスにおける諸法令および一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている。邦文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「邦文の財務書類」という。）は、原文の連結財務諸表および個別財務諸表（以下、合わせて「原文の財務書類」という。）の翻訳に、下記の円換算額を併記したものである。当グループの財務書類の日本における開示については、「財務諸表等の用語、様式及び作成方法に関する規則」（昭和38年大蔵省令第59号。以下「財務諸表等規則」という。）第131条第1項の規定が適用されている。

邦文の財務書類には、財務諸表等規則に基づき、原文の財務書類中のユーロ表示の金額のうち主要なものについて円換算額が併記されている。日本円への換算には、2022年5月31日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝137.76円の為替レートが使用されている。

なお、財務諸表等規則に基づき、日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計処理の原則および手続ならびに表示方法の一定の差異については、第6の「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」に記載されている。

円換算額および第6の「2 主な資産・負債及び収支の内容」から「4 日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違」までの事項は原文の財務書類には記載されておらず、当該事項における原文の財務書類への参照事項を除き、下記bの監査証明に相当すると認められる証明の対象になっていない。

b 原文の財務書類は、外国監査法人等（「公認会計士法」（昭和23年法律第103号）第1条の3第7項に規定されている外国監査法人等をいう。）であるデロイト・エ・アソシエおよびKPMG S.A.（フランスにおける独立監査人）から、「金融商品取引法」（昭和23年法律第25号）第193条の2第1項第1号に規定されている監査証明に相当すると認められる証明を受けている。その監査報告書の原文および訳文は、本書に掲載されている。

1【財務書類】

(1) 連結財務諸表

連結損益計算書

	注記	2021年度		2020年度	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	5.1	84,461	116,353	69,031	95,097
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(44,299)	(61,026)	(32,425)	(44,669)
その他の対外費用(1)		(8,595)	(11,840)	(8,461)	(11,656)
人件費	5.3	(14,494)	(19,967)	(13,957)	(19,227)
法人所得税を除く税金		(3,330)	(4,587)	(3,797)	(5,231)
その他の営業収益および営業費用	5.4	4,262	5,871	5,783	7,967
減価償却費および償却費控除前営業利益	5	18,005	24,804	16,174	22,281
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額	6	(215)	(296)	(175)	(241)
減価償却費および償却費（純額）(2)		(10,789)	(14,863)	(10,838)	(14,930)
（減損）／戻入	10.8	(653)	(900)	(799)	(1,101)
その他の収益および費用	7	(1,123)	(1,547)	(487)	(671)
営業利益		5,225	7,198	3,875	5,338
総金融負債に係る費用	8.1	(1,459)	(2,010)	(1,610)	(2,218)
割引の影響	8.2	(2,670)	(3,678)	(3,733)	(5,143)
その他の金融収益および費用	8.3	4,489	6,184	2,761	3,804
金融損益	8	360	496	(2,582)	(3,557)
連結会社の税引前利益		5,585	7,694	1,293	1,781
法人所得税	9	(1,400)	(1,929)	(945)	(1,302)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	12	644	887	425	585
非継続事業の純利益	3.2	(1)	(1)	(158)	(218)
連結純利益		4,828	6,651	615	847
EDFの純利益		5,113	7,044	650	895
EDFの純利益—継続事業		5,114	7,045	804	1,108
EDFの純利益—非継続事業		(1)	(1)	(154)	(212)
非支配持分に帰属する純利益		(285)	(393)	(35)	(48)
非支配持分に帰属する純利益—継続事業		(285)	(393)	(31)	(43)
非支配持分に帰属する純利益—非継続事業		-	-	(4)	(6)
1株当たり利益（EDF持分）：	14.7	ユーロ	円	ユーロ	円
基本的1株当たり利益		1.46	201	0.05	7
希薄化後1株当たり利益		1.36	187	0.05	7
継続事業の基本的1株当たり純利益		1.46	201	0.10	14
継続事業の希薄化後1株当たり純利益		1.36	187	0.10	14

(1) その他の対外費用は、資産計上された発電コストを控除後で報告されている。

(2) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。

連結包括利益計算書

	注記	2021年度			2020年度		
		EDFの 純利益	非支配持分 に帰属する 純利益	合計	EDFの 純利益	非支配持分 に帰属する 純利益	合計
(単位：百万ユーロ)							
連結純利益		5,113	(285)	4,828	650	(35)	615
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値	18.7.5	(3,292)	(33)	(3,325)	(711)	(8)	(719)
ー変動総額							
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値		779	8	787	210	3	213
ー税効果							
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値ー変動総額	18.7.5	(673)	-	(673)	661	-	661
純投資ヘッジの公正価値ー税効果		(83)	-	(83)	(30)	-	(30)
負債性金融商品の公正価値の変動							
負債性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	(346)	-	(346)	20	-	20
関連する税効果		101	-	101	10	-	10
換算調整ー被支配事業体		1,935	606	2,541	(1,425)	(430)	(1,855)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する 持分ー純損益にリサイクルできる項目		(80)	-	(80)	(561)	-	(561)
リサイクルを伴う自己資本計上損益		(1,659)	581	(1,078)	(1,826)	(435)	(2,261)
資本性金融商品の公正価値の変動							
資本性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	15	1	16	(34)	(4)	(38)
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	1,144	263	1,407	(983)	80	(903)
関連する税効果		(421)	(89)	(510)	(220)	(18)	(238)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する 持分ー純損益にリサイクルできない項目		(83)	-	(83)	(109)	-	(109)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		655	175	830	(1,346)	58	(1,288)
自己資本計上損益合計		(1,004)	756	(248)	(3,172)	(377)	(3,549)
連結包括利益		4,109	471	4,580	(2,522)	(412)	(2,934)
継続事業の包括利益		4,110	471	4,581	(2,368)	(408)	(2,776)
非継続事業の包括利益	3.2.2	(1)	-	(1)	(154)	(4)	(158)

(単位：億円)	注記	2021年度			2020年度		
		EDFの 純利益	非支配持分 に帰属する 純利益	合計	EDFの 純利益	非支配持分 に帰属する 純利益	合計
連結純利益		7,044	(393)	6,651	895	(48)	847
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値							
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値 ー変動総額	18.7.5	(4,535)	(45)	(4,581)	(979)	(11)	(990)
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値 ー税効果		1,073	11	1,084	289	4	293
純投資ヘッジの公正価値							
純投資ヘッジの公正価値ー変動総額	18.7.5	(927)	-	(927)	911	-	911
純投資ヘッジの公正価値ー税効果		(114)	-	(114)	(41)	-	(41)
負債性金融商品の公正価値の変動							
負債性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	(477)	-	(477)	28	-	28
関連する税効果		139	-	139	14	-	14
換算調整ー被支配事業体		2,666	835	3,500	(1,963)	(592)	(2,555)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する 持分ー純損益にリサイクルできる項目		(110)	-	(110)	(773)	-	(773)
リサイクルを伴う自己資本計上損益		(2,285)	800	(1,485)	(2,515)	(599)	(3,115)
資本性金融商品の公正価値の変動							
資本性金融商品の公正価値の変動総額	18.1.2	21	1	22	(47)	(6)	(52)
関連する税効果		-	-	-	-	-	-
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動							
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	16.1.3	1,576	362	1,938	(1,354)	110	(1,244)
関連する税効果		(580)	(123)	(703)	(303)	(25)	(328)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する 持分ー純損益にリサイクルできない項目		(114)	-	(114)	(150)	-	(150)
リサイクルを伴わない自己資本計上損益		902	241	1,143	(1,854)	80	(1,774)
自己資本計上損益合計		(1,383)	1,041	(342)	(4,370)	(519)	(4,889)
連結包括利益		5,661	649	6,309	(3,474)	(568)	(4,042)
継続事業の包括利益		5,662	649	6,311	(3,262)	(562)	(3,824)
非継続事業の包括利益	3.2.2	(1)	-	(1)	(212)	(6)	(218)

連結貸借対照表

	注記	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資 産					
のれん	10.1	10,945	15,078	10,265	14,141
その他の無形資産	10.2	10,221	14,080	9,583	13,202
グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産(使用権資産を含む)	10.3	98,237	135,331	92,600	127,566
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	11	62,132	85,593	60,352	83,141
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	10.5	6,881	9,479	6,858	9,448
関連会社および共同支配企業に対する投資	12	8,084	11,137	6,794	9,359
非流動金融資産	18.1	55,609	76,607	47,615	65,594
その他の非流動債権	13.3.4	2,092	2,882	2,015	2,776
繰延税金資産	9.3	1,667	2,296	1,150	1,584
非流動資産		255,868	352,484	237,232	326,811
棚卸資産	13.2	16,197	22,313	14,738	20,303
営業債権	13.3	22,235	30,631	14,521	20,004
流動金融資産	18.1	39,937	55,017	23,532	32,418
当期税金資産		544	749	384	529
その他の流動債権	13.3.4	16,197	22,313	6,918	9,530
現金および現金同等物	18.2	9,919	13,664	6,270	8,638
流動資産		105,029	144,688	66,363	91,422
売却目的保有に分類された資産	3.2	69	95	2,296	3,163
資産合計		360,966	497,267	305,891	421,395

	注記	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
自己資本および負債					
資本金	14	1,619	2,230	1,550	2,135
EDFの純利益および連結剰余金		48,592	66,940	44,083	60,729
自己資本 (EDF持分)		50,211	69,171	45,633	62,864
自己資本 (非支配持分)	14.6	11,778	16,225	9,593	13,215
自己資本合計	14	61,989	85,396	55,226	76,079
原子力発電関連引当金一核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料	15	62,067	85,503	58,333	80,360
従業員給付引当金	16	21,716	29,916	22,130	30,486
その他の引当金	17	5,442	7,497	5,374	7,403
非流動引当金		89,225	122,916	85,837	118,249
フランスの公共配電特別委譲負債	11.2	48,853	67,300	48,420	66,703
非流動金融負債	18.3	56,543	77,894	55,899	77,006
その他の非流動負債	13.5	4,816	6,635	4,874	6,714
繰延税金負債	9.3	2,401	3,308	3,115	4,291
非流動負債		201,838	278,052	198,145	272,965
流動引当金	15、17および16.1	6,836	9,417	5,827	8,027
営業債務	13.4	19,565	26,953	11,900	16,393
流動金融負債	18.3	45,014	62,011	17,609	24,258
当期税金負債		446	614	215	296
その他の流動負債	13.5	25,248	34,782	16,861	23,228
流動負債		97,109	133,777	52,412	72,203
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	3.2	30	41	108	149
自己資本および負債合計		360,966	497,267	305,891	421,395

連結キャッシュ・フロー計算書

	注記	2021年度		2020年度 ⁽¹⁾	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結純利益		4,828	6,651	615	847
非継続事業の純利益		(1)	(1)	(158)	(218)
継続事業の純利益		4,829	6,652	773	1,065
減損/(戻入)		653	900	799	1,101
減価償却費および償却費、引当金繰入額ならびに公正価値の変動		10,488	14,448	13,310	18,336
金融収益および費用		(89)	(123)	785	1,081
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		467	643	433	597
資産譲渡損益		(67)	(92)	(185)	(255)
法人所得税		1,401	1,930	945	1,302
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分		(644)	(887)	(425)	(585)
運転資本の変動	13.1.3	(1,526)	(2,102)	(1,679)	(2,313)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		15,512	21,369	14,756	20,328
金融費用支出（純額）		(588)	(810)	(929)	(1,280)
法人所得税支払額		(2,276)	(3,135)	(983)	(1,354)
継続事業の営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		12,648	17,424	12,844	17,694
非継続事業に関連する営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		-	-	98	135
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		12,648	17,424	12,942	17,829
投資活動：					
持分投資の取得、取得現金控除後		(165)	(227)	(126)	(174)
持分投資の処分、譲渡現金控除後		1,154	1,590	498	686
無形資産および有形固定資産への投資	10.7	(17,606)	(24,254)	(16,007)	(22,051)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		264	364	54	74
金融資産の変動		1,776	2,447	2,718	3,744
継続事業の投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(14,577)	(20,081)	(12,863)	(17,720)
非継続事業に関連する投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		-	-	(104)	(143)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(14,577)	(20,081)	(12,967)	(17,863)
財務活動：					
非支配株主との取引(2)		2,076	2,860	1,019	1,404
親会社の支払配当金	14.3	(84)	(116)	-	-
非支配株主に対する支払配当金		(163)	(225)	(267)	(368)
自己株式の買入/売却		(3)	(4)	5	7
株主とのキャッシュ・フロー		1,826	2,515	757	1,043
借入債務の発行	18.3.2.1	6,943	9,565	6,601	9,094
借入債務の返済	18.3.2.1	(5,161)	(7,110)	(7,062)	(9,729)
永久劣後債およびOCEANEの発行	14.4および14.5	1,235	1,701	2,243	3,090
永久劣後債の持参人に対する支払額	14.4	(547)	(754)	(501)	(690)
委譲運営資産に対する受取拠出金および投資補助金		677	933	534	736
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		3,147	4,335	1,815	2,500
継続事業の財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		4,973	6,851	2,572	3,543
非継続事業に関連する財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		-	-	19	26
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		4,973	6,851	2,591	3,569
継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		3,044	4,193	2,553	3,517
非継続事業によるキャッシュ・フロー（純額）		-	-	13	18
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		3,044	4,193	2,566	3,535
現金および現金同等物の期首残高		6,270	8,638	3,934	5,419
現金および現金同等物の純増加（減少）額		3,044	4,193	2,566	3,535
為替変動		180	248	(162)	(223)
現金および現金同等物に係る金融収益		38	52	35	48
その他の非資金変動(3)		387	533	(103)	(142)
現金および現金同等物の期末残高	18.2	9,919	13,664	6,270	8,638

(1) 2020年度の公表済数値は、「金融費用支出（純額）」から「金融資産の変動」への組替79百万ユーロを含む。

- (2) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得または処分によるものである。2021年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）およびSizewell C Holding Co.の増資に対するCGNの払込みに関連する金額1,304百万ユーロ、Edison Renewablesの49%の売却に関連する金額865百万ユーロならびにE2i Energie Specialiの70%の取得に関連する金額(276)百万ユーロを含む。2020年度のこの項目は、NNB Holding Ltd.（ヒンクリー・ポイントCプロジェクト向け）およびSizewell C Holding Co.の増資に対するCGNの払込みに関連する金額998百万ユーロを含む。
- (3) その他の非資金変動は、従来は相殺されてその他の金融負債に含まれていた、デリバティブに関連するマージンコールの借方ポジションを2021年1月1日付で組み替えたことによる281百万ユーロを含む（注記18.3.2.1の「その他の変動」の科目を参照）。

連結自己資本変動計算書

2021年1月1日から12月31日までの間の自己資本の変動の明細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	資本金	自己株式	換算調整 (1)	金融商品の 公正価値修正 (リサイクルを 伴うOCI)(2)	その他の 連結剰余 金および 純利益(3)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2019年12月31日現在公表済 自己資本	1,552	(64)	1,037	(1,198)	45,139	46,466	9,324	55,790
自己資本計上損益	-	-	(1,908)	82	(1,346)	(3,172)	(377)	(3,549)
純利益	-	-	-	-	650	650	(35)	615
連結包括利益	-	-	(1,908)	82	(696)	(2,522)	(412)	(2,934)
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
永久劣後債およびOCEANEの発行/償還（注記14.4および14.5参照）	-	-	-	-	2,207	2,207	-	2,207
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
自己株式の買入/売却	-	1	-	-	-	1	-	1
EDFの減資（注記14.1参照）	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
その他の変動(4)	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
2020年12月31日現在自己資本	1,550	(10)	(871)	(1,116)	46,080	45,633	9,593	55,226
自己資本計上損益	-	-	1,699	(3,358)	655	(1,004)	756	(248)
純利益	-	-	-	-	5,113	5,113	(285)	4,828
連結包括利益	-	-	1,699	(3,358)	5,768	4,109	471	4,580
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
永久劣後債の発行/償還（注記14.4参照）	-	-	-	-	972	972	-	972
支払配当金	-	-	-	-	(1,599)	(1,599)	(163)	(1,762)
自己株式の買入/売却	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
EDFの増資（注記14.1参照）	69	-	-	-	1,446	1,515	-	1,515
その他の変動(5)	-	-	-	-	132	132	1,877	2,009
2021年12月31日現在自己資本	1,619	(14)	828	(4,474)	52,252	50,211	11,778	61,989

(単位: 億円)	資本金	自己株式	換算調整 (1)	金融商品の 公正価値修正 (リサイクルを 伴うOCI) (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益(3)	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2019年12月31日現在公表済 自己資本	2,138	(88)	1,429	(1,650)	62,183	64,012	12,845	76,856
自己資本計上損益	-	-	(2,628)	113	(1,854)	(4,370)	(519)	(4,889)
純利益	-	-	-	-	895	895	(48)	847
連結包括利益	-	-	(2,628)	113	(959)	(3,474)	(568)	(4,042)
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(690)	(690)	-	(690)
永久劣後債およびOCEANEの発 行/償還 (注記14.4および14.5 参照)	-	-	-	-	3,040	3,040	-	3,040
支払配当金	-	-	-	-	-	-	(373)	(373)
自己株式の買入/売却	-	1	-	-	-	1	-	1
EDFの減資 (注記14.1参照)	(3)	73	-	-	(70)	-	-	-
その他の変動(4)	-	-	-	-	(25)	(25)	1,311	1,287
2020年12月31日現在自己資本	2,135	(14)	(1,200)	(1,537)	63,480	62,864	13,215	76,079
自己資本計上損益	-	-	2,341	(4,626)	902	(1,383)	1,041	(342)
純利益	-	-	-	-	7,044	7,044	(393)	6,651
連結包括利益	-	-	2,341	(4,626)	7,946	5,661	649	6,309
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(754)	(754)	-	(754)
永久劣後債の発行/償還 (注記 14.4参照)	-	-	-	-	1,339	1,339	-	1,339
支払配当金	-	-	-	-	(2,203)	(2,203)	(225)	(2,427)
自己株式の買入/売却	-	(6)	-	-	-	(6)	-	(6)
EDFの増資 (注記14.1参照)	95	-	-	-	1,992	2,087	-	2,087
その他の変動(5)	-	-	-	-	182	182	2,586	2,768
2021年12月31日現在自己資本	2,230	(19)	1,141	(6,163)	71,982	69,171	16,225	85,396

(1) 2021年度における換算調整の変動は1,699百万ユーロである。この変動は、ユーロに対する主に英ポンド、次いで米ドルの上昇に起因する。

(2) リサイクルを伴うOCI (その他の包括利益) に計上された剰余金の変動は、包括利益計算書に表示されている。これらは、負債証券の公正価値修正の影響、キャッシュ・フローおよび純外国投資をヘッジする金融商品の公正価値修正の影響、ならびに終了した契約および譲渡した負債性金融商品に関連して純損益にリサイクルされた金額に相当する。

(3) リサイクルを伴わないOCIに計上された公正価値の変動が、この項目に表示されている。

(4) 2020年度における自己資本 (非支配持分) の「その他の変動」は、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Co.の増資に対するCGNの払込みによる影響額998百万ユーロを含む。

(5) 2021年度における自己資本 (非支配持分) の「その他の変動」は、NNB Holding Ltd.およびSizewell C Holding Co.の増資に対するCGNの払込みによる影響額1,304百万ユーロを含む。

2021年度における自己資本 (EDF持分) の「その他の変動」はまた、以下も含む。

- 給付の帰属に関するIFRICの決定 (注記1.2.3を参照) の適用による雇用後従業員給付引当金の過年度調整、税引後で49百万ユーロ。
- SaaS (サービスとしてのソフトウェア) に関するコンフィギュレーションおよびカスタマイズのコストの認識に関するIFRICの決定のIASBによる確認を受けて行われた、従来資産計上されていた当該コストの純帳簿価額の再分類、税引後で(64)百万ユーロ (注記1.2.4を参照)。

自己資本 (EDF持分および非支配持分) の「その他の変動」はまた、連結方法の変更を伴わない取得および売却の形の少数株主との取引による自己資本への影響額も含む (Edison Renewablesの49%の売却、E2iの70%の取得およびPod PointによるIPO、注記3.1.1を参照)。

[次へ](#)

連結財務諸表に対する注記

フランス電力（以下「EDF」または「当社」という。）は、フランス法に準拠し、フランス（ワグラム通り22-30、パリ75008）において登記されたフランスの株式会社（*société anonyme*）である。

当連結財務諸表は、2021年12月31日終了年度に係る当社およびその子会社（合わせて「当グループ」を形成する。）ならびに、関連会社、共同支配事業として分類された共同支配の取決めおよび共同支配企業に対する当グループの持分の会計上の状態を反映している。

当グループは発電（原子力、水力、風力および太陽光、火力等）、輸送、配送、供給、トレーディング、エネルギー・サービス、設備および核燃料集合体の生産、ならびに原子炉サービスというエネルギー事業におけるあらゆる業務を営む総合エネルギー事業者である。

当グループの2021年12月31日現在の連結財務諸表は取締役会の責任において作成され、2022年2月17日開催の取締役会において取締役によって承認された。当連結財務諸表は、2022年5月12日開催予定の株主総会による承認後、最終的に確定する予定である。

注記1. グループの会計方針

1.1 基準への準拠の宣言およびグループの会計方針

国際的な会計基準の適用に関する2002年7月19日付欧州規則1606/2002に準拠して、EDFグループの2021年12月31日現在の連結財務諸表は、2021年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準において規定された表示、認識および測定に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である。

当グループは、2021年度に強制適用されない基準および解釈指針の早期適用を選択していない。

1.2 会計基準の変更

親会社の機能通貨はユーロである。当グループの財務諸表は、百万ユーロ単位で表示されている。

2021年12月31日現在の連結財務諸表において当グループが適用している会計処理および評価の方法は、以下の注記1.2.1、1.2.2、1.2.3および1.2.4に記載した変更を除き、2020年12月31日現在の連結財務諸表において用いられているものと同一である。また、欧州連合により採択され2022年1月1日から適用される基準、改訂および解釈指針（注記1.2.5）に関する情報も記載している。

明瞭性の目的で、用いられた会計原則および会計処理方法は財務諸表に対する各注記に記載している。

1.2.1 金利指標改革—IFRS第9号、IAS第39号、IFRS第7号、IFRS第4号およびIFRS第16号の改訂（フェーズ2）

これらの改訂は2021年1月13日に採択され2021年1月1日から適用されている。

EDFが使用している関係する主な金利は、Eonia、Libor USDおよびLibor GBPである。

当該改革による実効金利の変更は将来に向かって適用され、純損益への重要な影響はなく、関連する商品に係るヘッジ関係は継続される。

この改革は2021年度の当グループの純利益に大きな影響を与えず、その影響は主に業務上のもの（契約の再交渉、フォールバック条項、情報システムのアップグレード）である。

当グループのエクスポージャーは本質的に、その長期固定金利借入のポジションに起因して（注記18.3.3.3を参照）、固定金利債務を変動金利に変換するために使用される金利デリバティブに集中している。これらの商品について、担保契約の基準

金利曲線が変更され、EoniaからEsterに置き換えられた。当該デリバティブの価値調整を受けて、22百万ユーロの現金補償の受取が認識された。

当グループは、2021年11月にISDAフォールバック・プロトコルを適用し、2022年1月1日から関係するすべてのデリバティブについてLibor GBPをSoniaに置き換えた。

USD Liborについては、USD Liborの公表終了日、すなわち2023年6月30日までに移行作業が行われる。

1.2.2 Covid-19に関連した賃料減免―IFRS第16号の改訂

「Covid-19に関連した賃料減免」改訂の適用は1年間延長された（遅くとも2022年6月30日までの支払いについて）。これにより、Covid-19パンデミックの直接的な結果として「支払猶予」または一時的な賃料減額の恩恵を受ける借手は、当該影響を直接純損益に計上することが認められる。

この改訂は当グループの財務諸表に影響を与えない。

1.2.3 IFRICの決定：「給付の勤務期間への帰属」（IAS第19号）

2021年5月にIASBは、雇用後給付制度下で稼得した給付の帰属に関するIFRICのアジェンダ決定を承認した。

この決定は主にIEG（電力およびガス部門）給付制度に基づいて支払われるフランスの退職一時金に関連している。「フランスー発電と供給業務」および「フランスー規制業務」の2つのセグメントに係る2020年12月31日現在の対応するコミットメントは941百万ユーロであった（注記16.2.2を参照）。

給付の帰属方法の変更により、2021年1月1日現在の給付コミットメントが税引前で(67)百万ユーロ減少し、自己資本に計上された（「その他の変更」）。

1.2.4 SaaS契約に関するIFRICの決定（IAS第38号）

2021年4月に、IASBは、SaaS（サービスとしてのソフトウェア）契約の下で提供されるソフトウェアのコンフィギュレーションおよびカスタマイズのコストの認識に係る2020年12月の暫定アジェンダ決定を受けてIFRICが2021年3月に示した見解を確認した。この問題は、観察された実務の多様性からアジェンダとされた。当該IFRICのアジェンダ決定は、多くの場合、IAS第38号を適用して、これらのコストを無形資産ではなく費用として処理すべきであるとし、その理由は、企業はソフトウェアを支配しておらず、コンフィギュレーション／カスタマイズ活動は当該顧客が当該ソフトウェアから独立して支配する資源を生じさせないことであると明記している。

この決定の適用により、従来資産計上されていたSaaSのコンフィギュレーションおよびカスタマイズのコストは2021年1月1日付で修正再表示され、税引前で(88)百万ユーロの対応する調整が自己資本（「その他の変更」）に計上された。かかる契約について2021年度に発生したコンフィギュレーションおよびカスタマイズのコストは、「その他の対外費用」に含まれている。

1.2.5 欧州連合により採択され2022年1月1日以後開始する事業年度から適用される基準

IAS第16号「有形固定資産：意図した使用の前の収入」の改訂

2022年1月1日以後、資産の運転開始前に当該資産により生産された物品の販売による収入は、当該資産の取得原価から控除されない。これらの収入および関連する費用は、純損益に含められることとなる。

同改訂は、発電所建設に関するプロジェクトを通じて、当グループに関係すると見込まれている。

IAS第37号の改訂「不利な契約―契約履行のコスト」

これらの改訂は、契約が不利であるか否かを判定する際に考慮しなければならない費用を定義している。

当グループは、これらの改訂の適用による重要な影響はないものと見込んでいる。

その他の基準、改訂および解釈指針

当グループは、以下の改訂について重要な影響はないものと見込んでいる。

- ・「IFRS基準の年次改善—2018年—2020年」
- ・IFRS第3号の改訂「概念フレームワークへの参照」

1.3 財務諸表作成の基礎

1.3.1 評価

連結財務諸表は取得原価基準で作成されているが、企業結合によって取得した資産および引き受けた負債ならびに一部の金融商品は公正価値基準で評価されている。

1.3.2 換算方法

1.3.2.1 機能通貨

企業の機能通貨は、その企業が主として営業活動を行う経済環境の通貨である。ほとんどの場合、機能通貨は現地通貨であるが、企業によっては、その主要な取引に用いられる通貨であれば、現地通貨以外の機能通貨が使用される場合もある。

1.3.2.2 機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表の換算

機能通貨がユーロでない外国会社の財務諸表は、以下の通り換算される。

- ・貸借対照表は決算日レートでユーロに換算される。
- ・損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書は期中平均レートで換算される。
- ・その結果生じる差額は、自己資本の「換算調整」に計上される。

連結された外国会社に対する当グループの純投資の不可欠な一部である貨幣性項目に影響する換算調整は、その純投資が売却または清算されるまで、連結自己資本に含められる。当該売却または清算日に、これらはその会社に関する他の換算差額と同様に、損益計算書に収益または費用として認識される。

1.3.2.3 外貨建取引の換算

IAS第21号を適用して、外貨建取引は当初は取引日レートによりその関連する企業の機能通貨に換算されて記録される。

外貨建の貨幣性資産および負債は、毎報告日に決算日レートで換算される。その結果生じる外国為替差額は、損益計算書に計上される。

ただし、外貨建ての非貨幣性前渡・前受対価の支払または受取は、取引日現在の為替レートで換算し、後日の修正は行わない。

1.3.3 財務諸表の表示規則

企業の正常営業循環過程の中で使用される運転資本に関係する資産および負債は、連結貸借対照表上、流動項目として分類される。その他の資産および負債は、決算日から1年以内に満期が到来する場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期が到来する場合には非流動項目として分類される。

損益計算書は、項目の性質により表示される。減価償却費および償却費控除前営業利益の下にある「その他の収益および費用」は、非経常的な性質または金額の項目から構成される。

1.3.4 経営者の判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上される収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。当グループの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融およびエネルギー市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、当グループの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

当グループが見積りおよび判断を使用した主要な取引は以下の通りである。

1.3.4.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFグループの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

従って当グループは、数年間にわたり稼働期間の延長に向けて準備を進めてきており、2015年1月に取締役会により原則的に承認された業界のグラン・カレナージュ改修計画に基づき、必要な投資を行っている。

2016年度に、技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことから、900MWシリーズの発電所（2020年度上半期に両原子炉とも永久に閉鎖されたフェッセンハイムを除く）の減価償却期間が40年から50年に延長された。

2021年2月23日、原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire：ASN）は、EDFの900MW原子炉の第4回10年検査後の稼働継続条件に係る決議を公表した。ASNは「EDFが計画した措置とASNが規定した措置を組み合わせることで、これらの原子炉の第4回定期安全検査後さらに10年間の稼働継続の見通しが立つ」と判断した。この決議をもって、類似の設計モデルを持つ全ての900MW原子炉に共通する施設の調査および変更に関連する、当該検査の「一般」フェーズが終了した。

2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン1号機の後、ビュジェ2号機、ビュジェ4号機およびトリカスタン2号機が稼働年数40年の節目に達し、また、2021年度中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した。2021年12月31日現在、他の3件の10年検査が進行中であった（ダンピエール1号機、ビュジェ5号機およびグラヴリーヌ1号機）。ダンピエール1号機の第4回10年検査は2022年2月5日に終了した。

その他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、その減価償却期間は2020年12月31日まで40年のままであった。

2021年度に1,300MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足されたため、当グループは、すべての1,300MWシリーズの発電所について2021年1月1日付で対応する見積の変更を行った（注記1.4.1「フランスにおける1,300MW PWRシリーズの減価償却期間の50年への延長」を参照）。

1,450MWシリーズ（ショーおよびシヴォーの原子炉4基）はこれより更に新しく、延長の条件がまだ充足されていないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

1.3.4.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的に当グループが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの再見積りを行っている。

当グループは、2021年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、当グループの財務諸表に重要な影響を及ぼす可能性がある（注記15を参照）。

フランスについては、EDFの原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析が注記15.1.1.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度のリスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに長期原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA（Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs）による貯蔵施設の提供。
- ・ 使用済燃料管理の契約条件の変更。
- ・ 割引率ないしインフレ率等の一定の財務的パラメータの変動。

- 原子力施設の減価償却期間（稼働中の原子力発電所に関する廃炉引当金の算定は、関連する資産の減価償却期間、即ち900MWシリーズおよび1,300MWシリーズの発電所については50年、1,450MWシリーズの発電所については40年を基礎とする）。

1.3.4.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2021年12月31日現在のこれらの雇用後および長期給付の計算に使用された数理計算上の主要な仮定は注記16に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。当グループは、2021年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額ならびに当グループの自己資本および純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。そのため、注記16に感応度分析が記載されている。

1.3.4.4 のれんおよび長期資産の減損

のれんおよび長期資産の減損テストは、使用されたマクロ経済およびセグメントに関する仮定、特にエネルギー価格の動向に関する仮定ならびに中期財務予測の影響を受ける。そのため、当グループは、定期的に更新される情報に基づき、基礎となる見積りおよび仮定を改定している。

これらの仮定は、当グループ固有のものであり、注記10.8に記載されている。

1.3.4.5 金融商品

非上場の金融商品（原則としてエネルギー契約）の公正価値を測定する際に、当グループは、予測できない展開を示し得る一定数の仮定に基づく評価モデルを使用している。

1.3.4.6 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記5.1に記載するように、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3.4.7 取替予定のフランス公共配電委譲資産に関する債務

フランス公共配電委譲に特有の性質を考慮して、当グループは委譲資産の取替債務を、委譲当局向けの年次事業報告書で計算・開示されている契約上のコミットメント金額に基づく価額で貸借対照表に表示することを選択している（注記11を参照）。取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、資産の耐用年数および支出日についての予見できない変動の影響を受ける。

1.3.4.8 繰延税金資産

回収期間に関する見積りと仮定の使用は、繰延税金資産の認識に当たり特に重要である。

1.3.4.9 その他の判断および見積り

- 特定の取引に適用可能な基準または解釈指針がない場合には、当グループは、判断によって、財務諸表作成のための目的適合性があり信頼性のある情報を提供する会計処理方法を定義して適用する。
- IFRS第10号およびIFRS第11号の適用に当たり、当グループは、判断を用いて支配の判定または共同で支配される事業体に代表されるパートナーシップの取決めの種類の分類を行っている。例えば、
 - EDFは、原子力発電所の廃炉費用および放射性廃棄物長期貯蔵費用の財源確保のために取り置いた資金の一部について「専用」投資ファンドを設定している（注記15.1.2.2を参照）。当該ファンドの特性、ファンド・マネジャーの行使する権限および適用可能な運用戦略決定の手續に鑑み、当グループはこれらのファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている。従って、当該ファンドはIFRS第9号を適用して負債証券として会計処理されている。
 - 当グループは子会社であるEdisonを通じて、他の株主であるF2iとともに、E2i Energie Specialiに対する30%の投資を保有していた。統治契約および契約上の合意により、IFRS第10号に基づき、Edisonは同社に対する独占的支配を与えられた。2021年2月16日にEdisonは、E2i Energie Specialiの残りの70%をF2iから取得した。同社は既に当グループによって完全連結されていたため、この取得による影響は非支配持分に対するもののみであり、従って自己資本（注記3.1を参照）、および最終的にはEDFの純利益に影響を与えた。

1.3.5 資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力に対する制約の内容および範囲

資産へのアクセスもしくは利用または負債の決済を行う当グループの能力を限定する可能性のある制約の主なものは、以下の項目に関連している。

- ・ 従業員給付への資金供給目的で保有する資産（主にフランスおよび英国－注記16を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランス－注記15.1.2を参照－および英国－注記15.2を参照）。
- ・ 規制上のメカニズムに従っているか否かを問わず、委譲契約に係る有形および無形資産ならびに関連負債（エネルギーまたはエネルギー関連サービス供給義務、投資管理規則、契約終了時の委譲施設返還義務、契約終了時の要支払額、料率制限等）。これらの制約は、主にフランス（EDF、Enedis、Electricité de StrasbourgおよびDalkia）、次いでイタリアにおけるこの種の資産に当てはまる（注記10.5を参照）。
- ・ 当グループの一部の子会社に対する投資の売却は、特にその会社が規制対象事業を行うか原子力発電所を操業している場合（英国のEDF Nuclear Generation Ltd.および中国のTaishan（TNPJVC）の場合がこれに当たる）、国の機関による承認を必要とする場合がある。
- ・ 保険子会社が健全性比率の要件を充足するために計上した健全性引当金および販売容量に関して講じた措置。
- ・ 配当金の分配が銀行債務の返済（もしくは借入金に関する適格性）および株主に関する条件に従うことを規定した融資契約を利用しているか、または一定の国における規制上の制限を受ける、一部の企業の現金。

当グループが支配している企業に関連する一部の株主契約には、ある特定の重要な意思決定について少数株主の承認を必要とする、少数株主保護条項が含まれている。

最後に、当グループ企業に供与された一部の融資貸付には早期償還条項が含まれており（注記18.3.4を参照）、また、現金および現金同等物の一部の項目には制約が課されている（注記18.2を参照）。

1.4 比較可能性

1.4.1 フランスにおける1,300MW PWRシリーズの減価償却期間の50年への延長

当グループは、フランスにおける1,300MW PWR発電所の減価償却期間を産業戦略に沿ったものにするための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が現在はずべて充足されたと考えている。

既に完了した調査研究、特に部品の取替と制御機器の経年劣化に関する調査研究によって、当グループは1,300MW発電所の少なくとも50年の稼働に係る技術的能力について十分な確信を得た。このことは、国際的なベンチマークによっても支持されている。

当グループはまた、ASNとの間で、1,300MWシリーズの第4回10年検査（グラン・カレナージュ・プログラムに含まれたプロジェクト）の内容に関する課題について進展させた。これらの検査では、900MWシリーズの第4回10年検査と同様に、かつ同シリーズから得た教訓を取り入れた、特に安全性に重点を置くことを意図した作業方法を採用する。2019年12月に、1,300MWシリーズ原子炉の第4回10年検査に関する再審査オリエンテーション・ファイルへの回答において、ASNは、当該検査につきEDFが選択したテーマおよび行ったコミットメントに対し全般的な承認を与えた。

最も重要な事項として、2021年2月に発表された、900MW原子炉の第4回10年検査後10年間の稼働継続の一般的な側面についてのASNの承認と、この種の原子炉で初の第4回10年検査の産業的成功（2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン1号機の後、ビュジェ2号機およびビュジェ4号機が稼働年数40年に達し、また、2021年度上半期中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働し、2021年度下半期にはトリカスタン2号機がこれに続いた）は、1,300MWシリーズの検査内容が適切であり、十分に管理されているというEDFの確信を強化するものである。

従って、1,300MW PWR発電所は、その第4回10年検査が終了した時点で、EPRの安全性水準に近い安全性水準に達することとなる。

また、1,300MWシリーズ発電所の稼働年数を40年超に延長することにより、長期的な低価格シナリオや広範な感応度シナリオにおいても高い収益性がもたらされる。

最後に、1,300MWシリーズ発電所を50年稼働することは、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法（2035年までにフランスの発電量に占める原子力の割合を50%にするという目標を設定）、およびフランスの複数年エネルギー計画（Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)）に関する2020年4月21日付採択政令とも整合する。フランス政府の要請を受けて、フランスの国営電力網事業者であるRTEはエネルギーの未来に関する調査研究「Futurs énergétiques 2050」を実施し、フランスで2050年までにカーボンニュートラルを達成するための電力構成シナリオを検証した。2021年6月に発表された関連する進捗報告書および2021年10月25日に発表された主要結果では、脱炭素発電容量の必要性が極めて高いことが指摘されている。2035年以後の期間に関連するすべてのシナリオについて、当該調査研究では、EDFの既存の原子力発電所が50年を超えて稼働を継続し、稼働年数50年から60年の間に閉鎖されるという仮定を含んでいる。

これらの要因をすべて考慮して、当グループは、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間に関する現時点での最善の見積りは50年であると考えている。この会計上の見積りは、ASNが将来行う稼働継続を認める決定を予定するものではない。これらは現在適用され、かつ法律で要求されている通り、各10年検査後に各ユニットに個別に与えられる。

以上から、当グループは、1,300MWのすべての発電所について、2021年1月1日付で見積りを変更した。

この会計上の見積りの変更は将来に向かって適用され、当グループの2021年12月31日現在の連結財務諸表に以下の影響を与える。

- ・ 2021年1月1日現在で、支払スケジュールにおける時期の違いにより、原子力発電関連引当金は、専用資産により填補される848百万ユーロを含め、1,016百万ユーロ減少した（注記15を参照）。この引当金の戻入は、IFRIC第1号に準拠して主に資産の正味帳簿価額に配分され（1,031百万ユーロ、注記10.3を参照）、残額は純損益に配分される（(15)百万ユーロ）。この大部分は課税対象であり、税金支払額184百万ユーロが生じた。
- ・ 2021年度において：
 - ・ 減価償却期間の10年延長と、原子力発電関連引当金の減少に伴う1月1日現在の資産価額の減少の結果、減価償却費が減価償却期間40年の場合よりも減少し、当期について564百万ユーロと見積られた。
 - ・ 2021年1月1日現在の原子力引当金の減少により、時の経過による割引の戻入に係る費用が33百万ユーロ減少した。
 - ・ 共同運営の発電所に係る受取拠出金の純損益振替額が23百万ユーロ減少した。

合計では、2021年度の様々な影響により、税引前利益は559百万ユーロ増加し、当グループの純利益は405百万ユーロ増加した。

1.4.2 比較可能性に対する市場価格水準の影響

2021年度における電気およびガスの市場価格の大幅な上昇は、下半期において特に著しく、最終四半期には更に顕著となり、当グループの財務諸表にさまざまな影響を与え、本注記に特に記載する通り、特定の項目の比較可能性に影響を与えた。例えば、2020年度から2021年度にかけて、フランスのベースロード電力スポット価格は平均240%上昇し、先渡年間契約のベースロード価格は約113%上昇した。

関連する主な項目は以下を含むが、これらに限定されない。

貸借対照表：

- ・ 営業債権（約80億ユーロ、注記13.3を参照）、流動金融資産（約170億ユーロ、注記18.1を参照）およびその他の流動負債（約90億ユーロ、注記13.3.4を参照）の増加は、特にEDF Trading（資産に係るマージンコールおよびトレーディング・デリバティブの正の公正価値による）ならびにEdison（ガス事業による）に関連している。
- ・ 営業債務（約80億ユーロ、注記13.4を参照）、流動金融負債（約270億ユーロ、注記18.3を参照）およびその他の流動負債（約80億ユーロ、注記13.5を参照）の増加は、特にEDF Trading（特に負債に係るマージンコールおよびトレーディング・デリバティブの負の公正価値による）ならびにEdison（ガス事業による）に関連している。コモディティに係るキャッシュ・フローをヘッジするデリバティブの価値（注記18.7.5を参照）もまた、包括利益計算書において大幅に変動している。
- ・ その他の流動負債において、通常は借方ポジションであるEDF SAのCSPE（2020年12月31日現在約20億ユーロの債権）が、2021年12月31日現在は3億ユーロの価額で「その他の流動負債」の貸方ポジションにある（注記13.3.4を参照）。

損益計算書：

全般的に、高水準の価格は、売上高（注記5.1.2を参照）および購入燃料およびエネルギー費用（注記5.2を参照）に大幅な増加方向の影響を与えた。売上高に含まれるトレーディング・マージンは、ボラティリティおよびエネルギー価格上昇の恩恵を受けた。

ただし、一部のグループ企業では、自社の需給バランスに応じて当年度下半期に極めて高い価格で電力を購入し、適用される規制上のシステムに応じて、その価格を2021年度中には販売価格を通じて最終顧客に部分的に転嫁できたのみであったため、収益性が損なわれた。この状況は、特にフランスー発電と供給セグメントおよび英国セグメントならびに、これより程度は少ないが、その他国外セグメント（ベルギー）およびフランスー規制業務セグメント（エネルギー損失を補うための購入費用）に影響を与えた（注記5を参照）。

注記23は、2022年度の市場価格上昇が消費者に与える影響を抑制するためにフランス政府および英国政府が現在までに発表した措置について記載している。

1.4.3 新型コロナウイルス感染症（Covid-19）パンデミックの影響

2020年度にCovid-19パンデミックによって引き起こされた経済的混乱により、2020年度において当グループの活動の多く、特に原子力発電、作業現場およびサービスが著しい影響を受けた。

2020年6月30日に終了した上半期、次いで2020年12月31日終了年度に関し、当グループの財務諸表に対するパンデミックの影響額について信頼性のある見積りを作成するために、特定の報告書ならびに2020年度中間財務諸表（注記2.1を参照）および2020年度年次財務諸表（注記1.4.1を参照）に記載された評価原則に基づいて、当グループ企業において詳細な分析が実施された。

Covid-19パンデミックが当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益に与えた影響は、2020年12月31日現在で(1,479)百万ユーロと見積られ、主に以下に関係していた。

- ・フランスー発電と供給セグメントの原子力発電量の減少、需要の減少および営業債権の減損の認識に起因した(872)百万ユーロ
- ・フランスー規制業務セグメントの引渡量の減少および現場作業の中断ないし遅延による電力網接続業務の低迷を反映した(237)百万ユーロ
- ・英国の主として需要の減少に起因した(182)百万ユーロ

2021年度中もCovid-19パンデミックの影響が続いているものの、当グループの2021年12月31日現在の減価償却費および償却費控除前営業利益に対する影響はさほど重要ではなく、分散されており、追跡は容易ではない。

営業債権の減損

2020年12月31日現在の営業債権に係る信用損失を見積もる目的でさまざまなグループ企業が実施した分析の結果、2020年度についてパンデミックによる営業債権の減損の増加は223百万ユーロとなり、損益計算書の「その他の営業収益および営業費用」に計上された。この金額は、2020年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記1.4.1.2に記載された原則に基づいて計算された。その内訳は、フランスー発電と供給セグメントに係る80百万ユーロ、フランスー規制業務セグメントに係る58百万ユーロ、英国に係る68百万ユーロおよびベルギーに係る13百万ユーロであった。

このリスク分析は、当年度中に観察された回収水準を考慮して2021年12月31日現在で更新され、その結果、さまざまな事業セグメントについて合計115百万ユーロの減損が戻し入れられた。

注記2．重要な事象の要約

2021年度および当連結財務諸表承認日までの当グループの主たる重要な事象および取引は以下の通りである。

・原子力開発：

- ・ EDFは、インドの原子力事業者であるNPCILに対し、EPR 6基をジャイタプール用地に建設する旨のフランスの拘束力ある技術商業提案書を提出した（当グループの2021年4月23日付プレスリリースを参照）。
- ・ EDFは、ダンジェネスBを燃料除去フェーズに移行させることを決定した（EDF Energyの2021年6月7日付プレスリリースおよび注記7、10.8および15.2を参照）。

- ・ シヴォーおよびショー原子力発電所の原子炉：安全システムの配管部品の取替および予防点検（当グループの2021年12月15日付プレスリリースおよび注記23を参照）。
- ・ AGRの耐用年数の見直しが実施された（EDF Energyの2021年12月15日付プレスリリースおよび注記10.8を参照）。
- ・ フラマンヴィルEPRに係る更新（当グループの2022年1月12日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。
- ・ EDFは、2022年1月13日に2022年度のフランスの原子力発電量予測を更新した（当グループの2022年1月13日付プレスリリースおよび注記23を参照）。
- ・ EDFは、2022年2月7日に2022年度のフランスの原子力発電量予測を修正した（当グループの2022年2月7日付プレスリリースおよび注記23を参照）。
- ・ EDFは、2022年2月11日に2023年度のフランスの原子力発電量予測を修正した（当グループの2022年2月11日付プレスリリースおよび注記23を参照）。
- ・ **売却：**
 - ・ Edisonは、Edison NorgeのSval Energiへの374百万ドルでの売却を完了した（Edisonの2021年3月25日付プレスリリースおよび注記3.1を参照）。
 - ・ Edisonは、Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の2i ReteGasへの150百万ユーロでの売却を完了した（Edisonの2021年4月30日付プレスリリースおよび注記3.1を参照）。
 - ・ Dalkiaは、子会社であるDalkia WastenergyのPaprecへの売却を完了した（Dalkiaの2021年7月28日付プレスリリースならびに注記3.1および7を参照）。
 - ・ EDFは、CENGに対する持分の売却を完了した（当グループの2021年8月9日付プレスリリースならびに注記3.1および7を参照）。
 - ・ EDFは、ウエスト・バートンB CCGTガス発電所のEIGへの売却を完了した（EDF Energyの2021年8月31日付プレスリリースおよび注記3.1を参照）。
 - ・ EdisonおよびCrédit Agricole Assurancesは、イタリアにおける再生可能エネルギー開発を共同で加速するための取引を完了した（Edisonの2021年12月3日付および14日付プレスリリースならびに注記3.1を参照）。
 - ・ EDFは、イル・ド・フランス地方の不動産ポートフォリオをPOWERHOUSE HABITATとの共同支配企業に譲渡した（当グループの2021年12月16日付プレスリリースおよび注記5.4を参照）。
- ・ **資金調達取引：**
 - ・ EDFは、2021年5月26日に額面総額12.5億ユーロのユーロ建て永久ソーシャル・ハイブリッド債の発行を開始した（当グループの2021年5月27日付プレスリリースおよび注記14.4を参照）。
 - ・ EDFは、2021年11月23日に額面17.5億ユーロの優先グリーンボンドの発行を開始した（当グループの2021年11月24日付プレスリリースおよび注記18.3.2.2を参照）。
 - ・ EDFは、2021年12月23日にシンジケート銀行9行との間で社会指標に連動した新たな信用枠に署名したことを発表した（当グループの2021年12月23日付プレスリリースおよび注記18.4を参照）。
- ・ **再生可能エネルギー：**
 - ・ Edisonは、E2iの取得を完了した（Edisonの2021年2月16日付プレスリリースならびに注記1.3.4.9および3.1を参照）。
 - ・ EDF Renewables、Enbridgeおよびwpdは、カルヴァドス洋上風力発電所の建設を開始した（EDF Renewablesの2021年2月22日付プレスリリースおよび注記12.3を参照）。
 - ・ EDFグループは、米国ニュージャージー州で1.5GWの洋上風力発電プロジェクトを受注した（当グループおよびEDF Renewablesの2021年7月1日付プレスリリースならびに注記12.3を参照）。
 - ・ サンナゼールのフランス初の洋上風力発電所の建設に向けて、部品の生産が完了し洋上工事が継続した（当グループおよびEDF Renewablesの2021年8月28日付プレスリリースならびに注記12.3を参照）。
 - ・ 中国の東台V洋上風力発電所が運転開始した（当グループおよびEDF Renewablesの2021年12月9日付プレスリリースならびに注記12.3を参照）。
 - ・ EDFとArevaは、和解合意に達した（当グループの2021年6月30日付プレスリリースおよび注記7を参照）。
 - ・ EDFは、新しいクラスBの木質燃料を開発するプロジェクトであるエココンバストを終了した（当グループの2021年7月8日付プレスリリースおよび注記10.3を参照）。
 - ・ Framatomeは、Rolls Royce Civil Nuclear I&Cの取得完了を発表した（Framatomeの2021年11月8日付プレスリリースおよび注記3.1を参照）。
 - ・ フランス政府により例外的な措置が発表された（当グループの2022年1月13日付プレスリリースおよび注記23を参照）。
 - ・ EDFは、GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約に署名した（当グループの2022年2月10日付プレスリリースおよび注記23を参照）。

Covid-19パンデミック以外の、2020年度の当グループの主たる重要な事象および取引は以下の通りであった。

・原子力開発：

- ・ EDFは、ハンターストンB発電所を再開し、2022年1月までに廃炉フェーズに移行する計画を確認した。EDFはまた、サマセットのヒンクリー・ポイントB発電所が2022年7月15日までに燃料除去フェーズに入ることを発表した（EDF Energyの2020年8月27日および2020年11月19日付プレスリリースならびに注記10.8を参照）。
- ・ 当グループは、安全性を高め、原子炉の耐用年数を40年超に延長するために、グラン・カレナージュ・プログラムの費用を再調整した（2020年10月29日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。
- ・ ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの更新（2021年1月27日付プレスリリースおよび注記10.6を参照）。

・売却：

- ・ Edisonは、Edison Exploration & Production SpAのEnergeanへの売却を完了した（Edisonの2020年12月17日付プレスリリースおよび注記3.1を参照）。

注記3．連結範囲

会計原則および会計処理方法

被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- ・ 当該企業に対するパワーを有している。
- ・ 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- ・ 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産に対する持分の調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される（注記12を参照）。

共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

当グループの主要な共同支配事業は、EDF Tradingが共同所有しているJera Global MarketsのLNG最適化活動、およびFriedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG) が遂行するガス貯蔵事業者の活動である。

企業結合

IFRS第3号を適用して、2010年1月1日以後実施される企業結合は、以下の原則に基づき測定・認識されている。

- ・ 取得日現在で、識別可能な取得資産および引受負債は公正価値で測定され、被取得企業の非支配持分（少数株主持分）があればすべて、のれんとは別に記録される。

- ・ 非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この決定は取引毎に行われる。
- ・ 支配に影響しない子会社への投資の取得または処分は株主との取引とされ、直接自己資本に計上されなければならない。
- ・ 共同支配企業、共同支配事業または関連会社の追加持分を取得するが支配を獲得しない場合には、連結財務諸表上、以前に取得した資産負債の価額に変更はない。
- ・ 支配を段階的に獲得する場合には、企業結合の原価には、被取得企業に対するその時点までの取得者の保有持分の支配獲得日現在の公正価値が含まれる。
- ・ 支配を獲得する取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIFRS第9号に準拠して計上求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。
- ・ IFRS第3号は共通支配下の企業結合には適用されない。共通支配下の企業結合については、個々に分析を行い、適切な会計処理が決定される。
- ・ 当グループが支配する会社の少数株主持分を購入するという当グループが付与したコミットメントは負債に含まれている。IAS第27号（改訂後）およびIFRS第3号（改訂後）の当グループによる初度適用日である2010年1月1日以降に付与されたこの種のコミットメントについては、非支配持分の価額とコミットメントに対応する負債との間の差額は自己資本に計上されている。

3.1 連結範囲の変更

3.1.1 2021年度中の連結範囲の変更

2021年度中に当グループの連結範囲に生じた主な変更は以下の通りであった。

- ・ 2021年2月16日におけるE2iの70%の取得
- ・ 2021年3月25日におけるEdison Norgeの売却
- ・ 2021年4月30日におけるInfrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の売却
- ・ 2021年7月28日におけるDalkia Wastenergyの売却
- ・ 2021年8月9日におけるCENG持分の売却
- ・ 2021年8月31日におけるウエスト・パートナーBの売却
- ・ 2021年11月4日におけるPod Pointの新規株式公開
- ・ 2021年11月8日におけるRolls-Royce Civil Nuclear I&Cの取得
- ・ 2021年12月3日におけるEdison Renewablesの49%の売却
- ・ IZI Solutions RenovおよびHynamicsの連結

E2iの70%の取得

2021年2月16日に、Edisonは、2021年1月14日付でF2i Fondi Italiani per le Infrastruttureとの間で署名した、イタリアの風力発電部門の主導的企業であるE2i Energie Specialiの70%を取得する契約が完了したことを発表した。E2i Energie Specialiは、特定のガバナンス契約を適用して、残りの30%持分を保有するEdisonにより、財務上は既に完全連結されている。

この取得により、当グループの純負債額は3億ユーロ増加した。

この取得は少数持分に関するものであり、連結方法の変更はないため、購入価格と取得持分の差額155百万ユーロは自己資本（EDF持分）に計上されている。

Edison Norgeの売却

2021年3月25日に、Edisonは、2020年12月30日付でSval Energiとの間で署名したEdison Norge AS（ノルウェーにおける炭化水素の探査および産出事業）の100%を売却する契約の完了を発表した。

Edison Norgeの全事業の貸借対照表科目は、2020年12月31日付で売却目的保有資産および関連する負債に組み替えられた（注記3.2を参照）。

この取引は、炭化水素の探査および産出事業からの当グループの撤退に関連し、2020年12月に完了したEdison Exploration & ProductionによるEnergeanへの最初の売却に続くものであった。価格は、企業価値374百万ドルを基礎とし、Dvalinガス田の操業開始時に支払われる12.5百万ドルを含んでいた。

Edison Norgeの売却により、当グループの純負債額は3億ユーロ減少したが、当グループの純利益には重要な影響はなかった。

Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の売却

2021年4月30日にEdisonは、2i Rete Gasとの間で署名したInfrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の100%を150百万ユーロで売却する契約を、2021年1月14日付で署名された契約に基づいて完了した旨を発表した。

IDGは、アブルッツォ州、エミリア・ロマーニャ州、ラツィオ州、ロンバルディア州およびヴェネト州における58の自治体でガス配給網およびプラントを運営し、17の最小限領地 (Atem) に拠点を置き、152,000人の顧客を擁している。

IDGのすべての貸借対照表項目は、2020年12月31日付で売却目的保有資産および関連する負債に組み替えられた（注記3.2を参照）。

この取引により、当グループの純負債額は2億ユーロ減少したが、当グループの純利益には重要な影響はなかった。

これら2件の売却（Edison NorgeとIDG）は、Edisonの戦略的事業分野（再生可能および低炭素エネルギーの生産、エネルギー効率、持続可能モビリティならびに顧客向け付加価値サービス）における成長計画を支援すると見込まれている。

Dalkia Wastenergyの売却

必要な規制上の承認を受けた後、Dalkiaは2021年7月28日に、Dalkia Wastenergy (IHTIRU) の100%のPaprecへの売却の完了を発表した。

この取引により、当グループの純負債額は1億ユーロ減少したが、当グループの純利益には重要な影響はなかった。

CENGに対する投資の売却

2021年8月9日に、EDFは、Constellation Energy Nuclear Group, LLC（「CENG」）に対する49.99%の持分を共同支配企業パートナーであるExelon Generation, LLC（「Exelon」）へ売却する取引の完了を発表した。当該売却は、2014年4月にEDFとExelonの間で締結されたプット契約¹に従っており、同契約においてExelonはEDFに対し、その持分を公正市場価値にてExelonに売却する権利を付与していた。EDFは、2020年1月に当該プット・オプションを行使した²。

¹ EDFの2014年4月1日付プレスリリース「EDFおよびExelonがCENGに係る契約を最終化」を参照。

² EDFの2019年11月20日付プレスリリース「EDF、CENGに対する持分に関するプット・オプションの行使を通知」を参照。

EDFのCENGに対する投資の売却価格は885百万ドル（750百万ユーロ）であり、この取引により当グループの純負債額は同額減少した。

この取引は、当グループの純利益に(0.3)百万ユーロの影響を与える。

ウエスト・バートンBの売却

2021年4月9日にEDFは、投資ファンドであるEIGとの間で、ノッティンガムシャー州のウエスト・バートンBの1,332MWコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所および49MWバッテリー蓄電システム、ならびにウエスト・バートンCの開発プロジェクトを売却する拘束力ある契約に署名したことを発表した。2021年8月31日、必要なすべての前提条件を満たした上で、当該売却手続は完了した。

この取引により、当グループの純負債額は3億ユーロ減少したが、当グループの純利益には重要な影響はなかった。

Pod Pointの新規株式公開 (IPO)

2021年11月9日に、EDFの子会社で電気自動車向け充電インフラを専門とする英国企業Pod Pointは、ロンドン証券取引所における取引許可を得た。新株発行を通じたIPOによって120百万ポンドが調達された。当該取引後もEDFは、50%超の株主としてPod Pointの支配を維持している。

これは連結方法の変更を伴わない少数持分の売却であったため、売却価格と譲渡持分との間の重要でない差額は、自己資本（EDF持分）の増加として認識された。

この取引により、当グループの純負債額は1億ユーロ減少した。

Rolls-Royce Civil Nuclear I&C

2021年11月8日に、Framatomeは、2020年12月7日付で契約に署名していた、Rolls-Royce Civil Nuclear Instrumentation and Control (I&C) の取得を完了した。

Rolls-Royce Civil Nuclearの製品および技術（Spline、RodlineおよびHardlineなど）の取得によって、Framatomeは、エンジニアリングの専門性を活かし、産業的な到達範囲を広げ、顧客へのサービス提供力を強化して、原子力I&C事業を世界中で展開することが可能となると見込まれる。

この取得により支配が獲得されたため、購入価格と取得持分との間の差額92百万ユーロは、のれんとして認識された。

Edison Renewablesの49%の売却

2021年12月14日にEdisonとCrédit Agricole Assurancesは、2021年12月3日付で署名した取引を完了した。これによりCrédit Agricole Assurancesは、Edisonの長期的な財務上のパートナーとなり、Edison Renewablesのプラットフォームの49%を取得して、その風力および太陽光発電開発に参加することとなった。当該取引はEdison Renewablesの評価額を20億ユーロ超とし、2021年2月16日のE2i資本の70%の取得に続いた。

Edisonは、同社の事業およびガバナンスに対して完全な支配を維持しており、イタリアのPNIEC（エネルギーと気候に関する国家統合計画）および欧州グリーンディールにより決定された脱炭素化目標に沿って、再生可能エネルギー開発を主導している。Edison Renewablesは同国の最も風力の強い地域に位置する約1,000MWの風力発電所を含む総発電容量1.1GWの再生可能エネルギー資産を保有しており、Edisonは引き続き同社を完全連結する。

これは連結方法の変更を伴わない非支配持分の売却であったため、売却価格と譲渡持分との間の差額455百万ユーロは、自己資本（EDF持分）の増加として認識された。

この取引により、当グループの純負債額は9億ユーロ減少した。

2021年度に売却計画の一環として完了したすべての取引により、当グループの純負債額は合計28億ユーロ減少した。

3.1.2 2020年度中の連結範囲の変更

2020年度中に当グループの連結範囲に生じた変更は以下の通りであった。

- ・ 2020年12月17日におけるEdison Exploration and Production SpA. (E&P) の売却（2020年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記1.4.2および3.2を参照）
- ・ EDF Pulse Holding (旧EDF Pulse Croissance) 、Agregio、Energy2Market (E2M) およびIZIVIAの連結

3.2 非継続事業

会計原則および会計処理方法

売却目的保有に該当する資産および関連負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。

資産または資産グループが非継続事業に分類された場合には、当該非継続事業に関連する収益および費用は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。

IFRS第5号に準拠して、

- ・ 当年度中に売却目的保有と識別され分類された資産または資産グループについては、過年度の貸借対照表における表示の変更ないし遡及再表示はない。
- ・ 非継続事業の要件を満たす資産または資産グループは、財務諸表に表示される過年度に係る損益計算書およびキャッシュ・フロー計算書において再表示される。

3.2.1 売却目的保有資産および関連する負債

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
売却目的保有資産	69	2,296
売却目的保有資産に関連する負債	30	108

IFRS第5号の適用に基づく、売却目的保有資産および関連する負債の開示は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
非流動非金融資産(1)	-	316
非流動金融資産	-	1,811
流動非金融資産(2)	69	151
流動金融資産	-	18
売却目的保有資産合計	69	2,296

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
非流動非金融負債(3)	-	86
非流動金融負債	-	1
流動非金融負債	30	21
流動金融負債	-	-
売却目的保有資産に関連する負債合計	30	108

- (1) 非流動非金融資産は有形固定資産および無形資産から構成されている。
(2) 流動非金融資産は運転資本の構成要素と繰延税金資産から構成されている。
(3) 非金融負債は引当金から構成されている。

2021年12月31日現在、売却目的保有資産および関連する負債は、以下に関係している。

- 資産の残額は、Dvalinガス・プロジェクト（ノルウェーのE&P）およびCassiopea（イタリアのE&P）に関する価格補償に対応する。
- 負債の残額は、Energian契約に係る引当金に対応する。

売却目的保有資産および関連する負債の減少は、以下によるものである。

- 2020年12月31日現在331百万ユーロの資産および42百万ユーロの負債に相当する、2021年3月におけるEdison Norgeの売却（注記3.1を参照）
- 2020年12月31日現在98百万ユーロの資産および7百万ユーロの負債に相当する、Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の2021年4月における売却（注記3.1を参照）
- 2020年12月31日現在1,811百万ユーロの資産に相当する、2021年8月におけるCENGに対する保有持分の売却（注記3.1を参照）

3.2.2 非継続事業の純利益

2020年度の財務諸表において、「非継続事業の純利益」科目は、EdisonのE&P事業(アルジェリアおよびノルウェーの事業を除く)およびこれらの資産について認識された減損から成っていた。

これらのE&P事業が2020年12月に売却されたことから、2021年度については非継続事業の純利益は、当該売却取引に関連する価格ないし保証の見積調整を除き、表示されていない（2020年12月31日現在の連結財務諸表に対する注記1.4.2を参照）。

2020年度および2021年度の当該E&P事業(アルジェリアおよびノルウェーの事業を除く)に係る主要な損益指標は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
売上高	-	216
減価償却費および償却費控除前営業利益	(1)	86
営業利益	(1)	13
金融損益	-	(22)
法人所得税	-	(32)
純利益	(1)	(41)
非継続事業の減損、税引後	-	(117)
非継続事業の純利益	(1)	(158)

3.3 2021年12月31日現在の連結の範囲

当グループの事業部門は以下のように定義されている。

- 発電・供給 (G)：原子力、熱エネルギー、再生可能エネルギー（風力、太陽光および水力）の生産、ならびに産業、地方当局、小企業および個人顧客へのエネルギー販売。このセグメントはまたトレーディング業務を含む。
- 配電 (D)：低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- 送電 (T)：高電圧および超高電圧送電網の運営、維持および開発。
- 原子炉およびサービス (Framatome) (R)：原子炉向けのサービスおよび設備・燃料の生産。

- ・ サービスその他業務（0）：産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）。この事業はEDF Investの持株会社および専用資産に分類された企業も含む。

当グループの連結に含まれる会社および下位企業集団の一覧は以下の通りである。

3.3.1 完全連結会社

		所有割合 (%) 2021年 12月31日現在	所有割合 (%) 2020年 12月31日現在	事業部門
フランスー発電と供給				
Électricité de Franceー親会社		100.00	100.00	G,D,0
Group Support Services (G2S)		100.00	100.00	0
Edvance		95.10	95.10	0
Cyclife		100.00	100.00	0
CHAM SAS		100.00	100.00	0
Sowee		100.00	100.00	0
IZI Solutions		100.00	100.00	0
IZI Solutions Renov		100.00	-	0
IZIVIA		100.00	100.00	0
EDF Pulse Holding (IHEDF Pulse Croissance)		100.00	100.00	0
Hynamics		100.00	-	G
Agregio		100.00	100.00	0
Energy2Market (E2M)		100.00	100.00	0
EDF ENR (IHENRS)		100.00	100.00	0
Immo C47		51.00	51.00	0
その他の持株会社 (EDF Invest)		100.00	100.00	0
フランスー規制業務				
Enedis		100.00	100.00	D
Electricité de Strasbourg		88.64	88.64	G,D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100.00	100.00	G
FRAMATOME				
Framatome	フランス	75.50	75.50	R
英国				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100.00	100.00	G,0
EDF Energy UK Ltd.		100.00	100.00	0
イタリア				
Edison SpA (Edison)		97.17	97.45	G,0
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100.00	100.00	0
その他国外				
EDF International SAS	フランス	100.00	100.00	0
EDF Belgium SA	ベルギー	100.00	100.00	G
Luminus SA	ベルギー	68.63	68.63	G,0
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	100.00	G
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)*	中国	-	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	100.00	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
EDF Alpes Investissements SARL	スイス	-	100.00	0
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	ベトナム	56.25	56.25	G
EDF Andes Spa	チリ	100.00	100.00	G

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

* French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)は2021年度に清算された。

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2021年 2020年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

EDF RENEWABLES				
EDF Renewables	フランス	100.00	100.00	G,0
DALKIA				
Dalkia	フランス	99.94	99.94	0
その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	0
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
Société C3	フランス	100.00	100.00	0
EDF Holding SAS	フランス	100.00	100.00	0
Citelum	フランス	100.00	100.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	G
Wagram Insurance Company DAC	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	92.46	92.46	0
Océane Re	ルクセンブルグ	99.98	99.98	0
EDF Gas Deutschland GmbH	ドイツ	100.00	100.00	0

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

3.3.2 共同支配事業

所有割合 (%) 所有割合 (%)
2021年 2020年
12月31日現在 12月31日現在 事業部門

その他事業				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	ドイツ	50.00	50.00	0

事業部門：G=発電、D=配電、T=送電、R=原子炉、0=その他

3.3.3 持分法適用会社

		所有割合（％） 2021年 12月31日現在	所有割合（％） 2020年 12月31日現在	事業部門
フランスー発電と供給				
Domofinance	フランス	45.00	45.00	0
CTE (EDF Invest) (1)	フランス	50.10	50.10	0
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	スペイン	20.00	20.00	0
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	ルクセンブルグ	-	21.99	0
Géosel Manosque (EDF Invest)	フランス	38.35	38.35	0
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Central Sicaf (EDF Invest)	イタリア	24.50	24.50	0
Thyssengas (EDF Invest)	ドイツ	50.00	50.00	0
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	フランス	19.40	19.40	0
Ecowest (EDF Invest)	フランス	50.00	50.00	0
Fallago Rig (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	英国	20.00	20.00	G
Catalina Solar (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Switch (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
MiRose (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Red Pine (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Energy Assets Groupe (EDF Invest)	英国	40.00	40.00	0
Valentine Solar (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Glacier's Edge (EDF Invest)	米国	50.00	50.00	G
Nicolas Riou (EDF Invest)	カナダ	50.00	50.00	G
Arada (EDF Invest)	ポルトガル	-	30.00	G
Cabreira (EDF Invest)	ポルトガル	-	30.00	G
Montemuro (EDF Invest)	ポルトガル	-	30.00	G
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	フランス	24.50	24.50	0
Issy Shift (EDF Invest)	フランス	33.33	-	0
Orange Concessions (EDF Invest)	フランス	16.66	-	0
92 France (EDF Invest)	フランス	50.00	-	0

その他国外

Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	ブラジル	51.00	51.00	G
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) (2)	米国	-	49.99	G
SLOE Centrale Holding BV	オランダ	50.00	50.00	G
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	中国	19.60	19.60	G
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	中国	35.00	35.00	G
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.(TNPJVC)	中国	30.00	30.00	G
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	中国	49.00	49.00	G
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	ラオス	40.00	40.00	G
Generadora Metropolitana (GM)	チリ	50.00	50.00	G
Nachtigal Hydro Power Company	カメルーン	40.00	40.00	G

事業部門：G＝発電、D＝配電、T＝送電、R＝原子炉、0＝その他

(1) Coentreprise de Transport d'ElectricitéまたはCTE、RTEの100%保有会社。

(2) Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) に対する持分は2021年8月6日に売却された（注記3.1を参照）。

3.3.4 議決権比率と所有割合が異なる会社

以下の会社については、支配を決定する議決権比率と当グループの所有割合が異なっている。

	所有割合 (%)	議決権保有比率 (%)
	2021年12月31日現在	2021年12月31日現在
Edison SpA	97.17	99.48
EDF Investissements Groupe SA	92.46	50.00

注記4. セグメント報告

4.1 事業セグメントによる報告

会計原則および方法

セグメント報告の表示は、IFRS第8号「事業セグメント」に準拠している。

セグメント報告は、セグメント間消去の前で表示される。セグメント間取引は市場価格で行われる。

IFRS第8号に準拠し、EDFグループが使用する内訳は、定期的に経営委員会（当グループの最高経営意思決定者）によりレビューされる事業セグメントに対応している。

当グループのセグメントは以下の通りである。

- ・ 「フランスー発電と供給」：EDF SAのエネルギー生産および販売業務。このセグメントはまた、下流部門（B2BおよびB2C、集合体）で事業を営む企業ならびにすべてのEDF Investの株式保有を含む。
- ・ 「フランスー規制業務」：EnedisおよびElectricité de Strasbourgの配電業務ならびにEDFの島部業務。
- ・ 「Framatome」：Framatome下位企業集団内の企業。
- ・ 「英国」：EDF Energy下位企業集団内の企業。
- ・ 「イタリア」：Edison企業およびTdE SpA。
- ・ 「その他国外」：EDF International、ならびに欧州大陸、米国、中南米およびアジアに所在する企業。
- ・ 「EDF Renewables」：EDF Renewables下位企業集団内の企業。
- ・ 「Dalkia」：Dalkia下位企業集団内の企業。
- ・ 「その他事業」：特に、EDF TradingおよびEDF Investissements Groupeからなる。

セグメントの統合は行われていない。

4.1.1 2021年12月31日現在

(単位: 百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業(5)	セグメント 間消去	合計
損益計算書:											
対外売上高	31,532	17,483	1,862	10,103	11,166	3,148	1,203	4,503	3,461	-	84,461
セグメント間売上高	1,650	81	1,500	11	46	205	564	693	444	(5,194)	-
売上高合計	33,182	17,564	3,362	10,114	11,212	3,353	1,767	5,196	3,905	(5,194)	84,461
減価償却費および償却費控除前営業利益	7,394	5,992	584	(21)	1,046	267	815	378	1,824	(274)	18,005
営業利益	2,394	2,610	265	(2,016)	608	(475)	241	217	1,655	(274)	5,225
貸借対照表:											
のれん	126	223	1,428	8,095	108	46	185	592	142	-	10,945
無形資産および有形固定資産	61,468	67,273	2,826	24,408	5,744	2,084	10,842	2,248	578	-	177,471
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	3,474	-	70	187	178	2,071	1,453	64	587	-	8,084
金融資産および現金(2)	55,415	420	323	18,949	1,512	697	1,788	262	26,099	-	105,465
その他セグメント資産(3)	22,024	4,204	1,997	5,240	5,913	1,265	1,166	2,708	14,415	-	58,932
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
資産合計	142,507	72,120	6,644	56,879	13,524	6,163	15,434	5,874	41,821	-	360,966
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,449)	(3,381)	(291)	(1,071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10,789)
減損	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
自己資本(非支配持分)	115	43	86	8,899	552	407	897	258	521	-	11,778
無形資産および有形固定資産への投資	5,327	4,784	280	4,325	592	129	1,849	295	25	-	17,606
借入金およびその他の金融負債	71,214	3,386	304	5,417	1,902	13,761	7,513	2,143	3,267	(39,501)	69,406
- 対外負債	63,378	820	237	201	988	112	3,165	303	202	-	69,406
- セグメント間負債(6)	7,836	2,566	67	5,216	914	13,649	4,348	1,840	3,065	(39,501)	-

- (1) 2021年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランスー発電と供給セグメントの一部であるCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) の50.1%を含む。
- (2) 金融資産および現金は主に31,013百万ユーロのフランスー発電と供給セグメントの専用資産(注記18.1.2を参照)、15,986百万ユーロの英国セグメントのNLF債権(注記18.1.3を参照)およびEDF Tradingのデリバティブの正の公正価値19,605百万ユーロ(「その他事業」)から構成されている。
- (3) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権、その他の債権および税金資産を含む。
- (4) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。
- (5) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した1,518百万ユーロのトレーディングのマージンを含む。
- (6) セグメント間負債の金額は当グループの集中キャッシュ・マネジメント(フランスー発電と供給セグメントに含まれるEDF SAによるキャッシュ・プーリング)ならびに被支配子会社、特にEDF International(その他国外セグメント)、EDF Energy(英国セグメント)およびEDF Trading(「その他事業」セグメント)の資金調達に相当する。

4.1.2 2020年12月31日現在

(単位:百万ユーロ)	フランスー 発電と供給	フランスー 規制業務	Framatome	英国	イタリア	その他 国外	EDF Renewables	Dalkia	その他 事業(5)	セグメント 間消去	合計
損益計算書:											
対外売上高	27,112	16,178	1,900	9,041	5,937	2,242	1,069	3,729	1,823	-	69,031
セグメント間売上高	1,249	50	1,395	-	30	178	513	483	304	(4,202)	-
売上高合計	28,361	16,228	3,295	9,041	5,967	2,420	1,582	4,212	2,127	(4,202)	69,031
減価償却費および償却費控除前営業利益	7,412	5,206	534	823	683	380	848	290	261	(263)	16,174
営業利益	2,270	1,893	269	(947)	134	98	354	(32)	99	(263)	3,875
貸借対照表:											
のれん	109	223	1,332	7,569	98	37	183	572	142	-	10,265
無形資産および有形固定資産	60,773	65,383	2,603	20,537	5,286	2,127	9,782	2,255	647	-	169,393
関連会社および共同支配企業に対する投資(1)	2,859	-	65	119	156	1,991	1,197	75	332	-	6,794
金融資産および現金(2)	52,134	339	263	14,833	400	654	1,727	170	6,897	-	77,417
その他セグメント資産(3)	19,901	5,608	1,763	4,772	1,661	662	866	1,919	2,574	-	39,726
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	485	1,811	-	-	-	-	2,296
資産合計	135,776	71,553	6,026	47,830	8,086	7,282	13,755	4,991	10,592	-	305,891
その他の情報:											
減価償却費および償却費、純額(4)	(4,613)	(3,314)	(276)	(1,122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10,838)
減損	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
自己資本(非支配持分)	118	38	115	7,090	178	423	828	284	519	-	9,593
無形資産および有形固定資産への投資	5,503	4,187	215	3,485	492	191	1,650	257	27	-	16,007
借入金およびその他の金融負債	67,534	2,335	288	5,311	1,737	11,564	6,537	1,695	264	(31,674)	65,591
- 対外負債	60,181	761	198	225	823	96	2,792	312	203	-	65,591
- セグメント間負債(6)	7,353	1,574	90	5,087	913	11,468	3,747	1,380	62	(31,674)	-

- (1) 2020年12月31日現在の関連会社および共同支配企業に対する投資は、フランスー発電と供給セグメントの一部であるCTE (RTE株式を所有する共同支配企業) の50.1%を含む。
- (2) 金融資産および現金は主に28,398百万ユーロのフランスー発電と供給セグメントの専用資産(注記18.1.2を参照)および13,034百万ユーロの英国セグメントのNLF債権(注記18.1.3を参照)から構成されている。
- (3) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権、その他の債権および税金資産を含む。協定により、CSPE債権は全額がフランスー規制業務セグメントに配分されており、その金額は1,993百万ユーロである(注記13.3.4を参照)。
- (4) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額を含む。
- (5) 「その他事業」セグメントの売上高はEDF Tradingが実現した912百万ユーロのトレーディングのマージンを含む。
- (6) セグメント間負債の金額は当グループの集中キャッシュ・マネジメント(フランスー発電と供給セグメントに含まれるEDF SAによるキャッシュ・プーリング)ならびに被支配子会社、特にEDF International(その他国外セグメント)およびEDF Energy(英国セグメント)の資金調達に相当する。

4.2 製品およびサービス・グループ別の外部顧客への売上高

当グループの売上高は、以下の製品およびサービス・グループに分類される。

- ・ 発電・供給: エネルギーの生産、ならびに産業、地方当局、小企業および在宅消費者へのエネルギー販売。このセグメントはまた、EDF Tradingを含む。
- ・ 配電: 低電圧および中電圧公共配電網の管理。

- ・ その他：原子炉向け設備および燃料の生産およびサービス、産業および地方当局へのエネルギー・サービス（地域暖房、熱エネルギー・サービス等）、ならびに、熱電併給および再生可能エネルギー資源（風力タービン、ソーラーパネル等）からの発電。

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他 ⁽¹⁾	合計
2021年度：				
対売上高：				
－フランス ⁽²⁾	31,678	16,960	377	49,015
－国外およびその他事業	27,292	-	8,154	35,446
売上高	58,970	16,960	8,531	84,461

（単位：百万ユーロ）	発電・供給	配電	その他 ⁽¹⁾	合計
2020年度：				
対売上高：				
－フランス ⁽²⁾	27,261	15,731	298	43,290
－国外およびその他事業	18,601	-	7,140	25,741
売上高	45,862	15,731	7,438	69,031

(1) 「その他」 サービス・グループはFramatomeを含む。

(2) フランスは、フランスー発電と供給およびフランスー規制業務の2つの事業セグメントから成っている（注記4.1を参照）。

注記5．減価償却費および償却費控除前営業利益

（単位：百万ユーロ）	注記	2021年度	2020年度
売上高	5.1	84,461	69,031
購入燃料およびエネルギー費用	5.2	(44,299)	(32,425)
対外サービス費用		(14,145)	(13,072)
その他の購買費用（対外サービスならびに燃料およびエネルギーを除く）		(3,698)	(3,524)
棚卸資産および資本財の変動		8,987	7,888
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少		261	247
その他の対外費用 ⁽¹⁾		(8,595)	(8,461)
人件費	5.3	(14,494)	(13,957)
給与税		(301)	(292)
エネルギー税		(1,672)	(1,635)
その他の法人所得税以外の税金 ⁽²⁾		(1,357)	(1,870)
法人所得税以外の税金 ⁽³⁾		(3,330)	(3,797)
その他の営業収益および営業費用	5.4	4,262	5,783
減価償却費および償却費控除前営業利益		18,005	16,174

(1) 外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、その他の対外費用は、2020年度と比較して1.3%増加した。

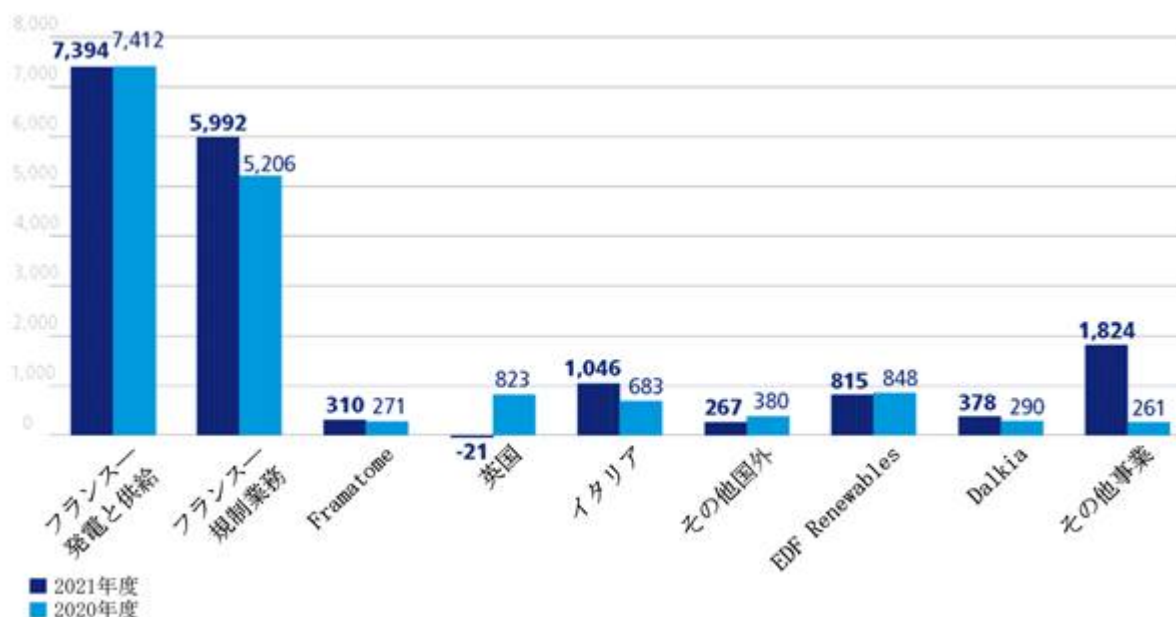
(2) その他の法人所得税以外の税金は、主にフランスに関連し、基本的に、土地税、土地および付加価値に係るフランス事業税である。

(3) 外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、法人所得税以外の税金は、主にフランスの経済復興計画で導入された発電税の引下げにより、2020年度と比較して12%減少した。

当グループの2021年度の連結ベースの減価償却費および償却費控除前営業利益は18,005百万ユーロであり、2020年度と比較して11.3%の自律的成長となった。

当グループの2021年度および2020年度の減価償却費および償却費控除前営業利益の事業セグメント別の内訳（百万ユーロ単位）は、以下の通りである（注記4.1を参照）。

減価償却費および償却費控除前営業利益（単位：百万ユーロ）



外国為替相場の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの減価償却費および償却費控除前営業利益は、11.3%ないし1,825百万ユーロの自律的成長を記録した。この増加は、主に、フランスー規制業務セグメント（+15.1%ないし+786百万ユーロ）、その他事業（+1,563百万ユーロ）、イタリア（+53.0%ないし+362百万ユーロ）および英国（-108.0%ないし(889)百万ユーロ）の貢献によるものである。

減価償却費および償却費控除前営業利益の増加は、国の復興計画に関して決定された政府の施策に基づくフランスの発電税の減少による476百万ユーロを含み、これはフランスー発電と供給セグメントに係る322百万ユーロおよびフランスー規制業務セグメントに係る130百万ユーロから成る。

ただし、2020年において、減価償却費および償却費控除前営業利益は、Covid-19パンデミックの影響を受けており、その見積影響額は(1,479)百万ユーロであった。関連する主な事業セグメントは、フランスー発電と供給（(872)百万ユーロ）、フランスー規制業務（(237)百万ユーロ）および英国（(182)百万ユーロ）であった。

フランスー発電と供給セグメントの減価償却費および償却費控除前営業利益の安定（(21)百万ユーロ）は、特に次の2つの対照的な影響をはじめとする複数の要因によるものである。すなわち、2020年度の原子力発電量がCovid-19パンデミックの大きな影響を受けたのに対して（2020年度の保守停止スケジュールの調整・適用による影響見積値は33TWh）、2021年度の原子力発電量は25.3TWh増加し水力発電量は2.6TWh減少したこと、ならびに、発電量増加の好影響にもかかわらず、公開市場での購入および販売に関して、特に一部の発電所が停止した第4四半期に極めて高い価格で購入しなかったことによる著しく不利なエネルギー価格の影響を受けたことである。減価償却費および償却費控除前営業利益はまた、フランス政府による国の復興計画の一環として導入された発電税の減少にも支えられた。

フランスー規制業務セグメントの減価償却費および償却費控除前営業利益は、主に、有利な天候の影響による引渡量の15.8TWhの増加、料金指標の変更および年度末の大幅な価格上昇により電力網損失を補うためのエネルギー購入量の増加に関し不利な影響があったことを反映して、786百万ユーロの増加を記録した。減価償却費および償却費控除前営業利益はまた、Covid-19措置の影響を受けた2020年度後の消費者および生産者の接続件数の上昇、ならびに発電税の減少にも支えられた。

EDF Renewablesの減価償却費および償却費控除前営業利益の減少(31)百万ユーロは、主に、テキサス州の例外的な寒波の悪影響と、反対に、主に米国およびポルトガルにおける仕組資産の組成・開発および売却の進展による有利な影響に起因するものであった。

イタリア・セグメントの減価償却費および償却費控除前営業利益は、主に、パンデミックの影響を受けた2020年度の後のガス部門の事業顧客および電力部門の住宅・事業顧客との取引再開を反映して、362百万ユーロ増加した。この増加はまた、化石燃料火力および再生可能エネルギー発電が好業績となる寒冷な気候となったこと、および最適化活動も反映している。減価償却費および償却費控除前営業利益はまた、Infrastrutture Distribuzione Gas (IDG) の売却益によっても増加した。

英国においては、減価償却費および償却費控除前営業利益の大幅な減少(889)百万ユーロは、多くの要因、すなわち、原子力発電量の減少(-4 TWh) および当該発電量減少の状況下での顧客提供目的のため高い価格で行われた購入を反映して実現した原子力電力価格の大幅な下落、2020年度にCovid-19パンデミックの不利な影響を受けた事業顧客との取引回復、2021年度にはエネルギー価格の上昇を価格上限メカニズムにより標準変動料金の顧客に転嫁できないこと、ならびに規制当局の供給業者救済メカニズムを適用した一部の供給業者の顧客ポートフォリオの引受けによるものである。

Dalkiaの減価償却費および償却費控除前営業利益における92百万ユーロの大幅な増加は、Covid-19の影響を受けた2020年度の後のサービスおよび作業の再開を大きく反映している。

その他事業セグメントにおいては、減価償却費および償却費控除前営業利益の改善1,563百万ユーロのうち881百万ユーロは、主に、ガス価格の上昇(2020年度と2021年度の間の不利な契約に係る引当金の増加/減少の変動を含む)を反映したガス事業に起因し、567百万ユーロは、欧州および米国で観察された高い市場ボラティリティ(特にテキサス州の大寒波の間)と、これより程度は少ないがフランスの不動産資産の売却を受けたEDF Tradingに起因する。

5.1 売上高

会計原則および方法

売上高は、基本的に、エネルギー販売(最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての)、送配電網の使用に関連した引渡サービス、ならびに接続サービスによる収益から成る。これらはまた、その他のサービスおよび財の引渡しによる収益、主にエンジニアリング、運営および保守サービス、エネルギー販売に関連したサービス、発電所またはその主要部品向けの設計、引渡しおよび試運転サービスによる収益を含む。

エネルギー販売に係る収益は、顧客への引渡しが行われた時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

一部のグループ企業は、当グループのリスク管理方針に準拠して、需給をバランスさせるためにガスおよび電力卸売市場で最適化取引を実施している。関連する売上高は、購入額差引後の純額で計上される。企業がユーロ建ての正味売りポジションを有する場合には、当該ポジションは「エネルギー売上高」に含まれる。ユーロ建ての正味買いポジションは「購入燃料およびエネルギー費用」に含まれる。

本人か代理人かの区別に係るIFRS第15号に準拠して、エネルギー引渡サービスは、以下の2つの場合に、顧客への引渡時点で売上高に認識される。

- これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合。
- エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。

フランスの電力網への接続による収益は、当該接続運転が可能となった日に売上高に認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の3つの場合に、時の経過に従って認識される。

- 当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合(特に運営および保守サービスの場合)。
- 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いを受ける権利を有する場合(特に発電所または一顧客のために特別に設計された主要部品向けの一定の設計、引渡しおよび試運転業務の場合)。
- 当該サービスが資産(財またはサービス)を生み出すかまたは資産の価値を高め、顧客が当該サービス実施の進捗に応じて、その支配を獲得する場合。

トレーディング業務

売上収益は、基本的にEDF Tradingによる、IFRS第9号の適用範囲に含まれるエネルギー市場のトレーディング取引に係る実現マージンを含み、これらは公正価値で認識される。

EDF Tradingは当グループのトレーディング企業である。同社は、当グループの事業資産を裏付けとして、与えられたリスク権限の範囲内で、当グループの他の企業を代表して、また、自社目的ないしグループ外企業のためのトレーディング業務を通じて、市場取引を行っている。

EDF Tradingは、組織的市場または店頭市場において、先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ取引を行っている。

EDF Tradingは、欧州および北米の卸売市場において、以下を対象とした売買取引を行っている。

- ・ 電力および燃料（主にガス）
- ・ CO2排出許可証、天候デリバティブおよびその他の環境商品
- ・ 発電容量保証

EDF Tradingはまた、エネルギー供給業務の一環として、北米の非規制市場での取引も行っている。

LNGについては、最適化活動（共同支配事業として認識される）およびトレーディング業務（共同支配企業として認識される）は、JERAと共同所有するJERA Global Marketsを通じて行われている。

発電容量メカニズム

発電容量メカニズムは、フランス、英国およびイタリアにおいて、ピーク期間中の確実な電力供給を確保する目的で設定されている。

フランスのシステム：電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは、2017年1月1日から、電力供給確保の保証に貢献する義務が導入された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、これらの管理者は発電容量証書を受け取る。

一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。供給業者は発電容量メカニズムのコストを、販売価格を通じて最終顧客に転嫁する。

当該システムは、参加者間の売買発電容量の登録により完成される。発電容量の入札は年に数回開催される。

当グループは、当該システムの両面、すなわち発電施設事業者（EDF SA、Dalkia、EDF Renewables）としての側面、ならびに電力供給業者（EDF SA、Électricité de Strasbourg）および電力網損失を補うための電力購入者（EnedisおよびÉlectricité de Strasbourg）としての側面で、これに関与している。

発電容量メカニズムのレビュー条項の結果、2021年度にRTEは、当該メカニズムの最初の数年間の運用および実績に係る報告書を公表した。この報告書に基づき、RTEは2021年11月29日に規則の改定案をCREに提出し、その意見を求めた。2021年12月16日付決定2021-370において、CREは、これらの提案ならびに、2023引渡年度および2024引渡年度に関する一定のパラメータ（相互接続による貢献、極端な気温ベクトルおよび安全係数）の変更につき賛同意見を表明した。CREは、当該改定案により、すべての参加者にとって発電容量メカニズムが簡素化され、発電容量市場参加者の可視性が向上するものと判断した。当該新規則は、環境移行省の2021年12月21日付決定により承認された。同規則では、2023引渡年度および2024引渡年度に係る発電容量保証の売買開始日を2022年3月1日と定めている。

2023引渡年度および2024引渡年度に係るEPEX Spot主催の入札は、2022年3月から開催される予定である。

2022年度には他の協議フェーズが予定されている。これは、2025引渡年度以後の発電容量メカニズムに対する構造的変更に関連し、欧州委員会の承認を必要とする。

2020年度の売買期間においては、2020年度以降の年度向けの発電容量価格について、2020年6月の入札から大幅な上昇が記録された。これは主に、Covid-19危機下において、市場参加者がピーク期間中の発電所の供給力低下を予想したことによるものである。2021年度においては、2021年度から2022年度にかけての冬期の電力価格および電力システム不安が下支えとなっており、価格は全般的に高値を維持した。

2017年度から2021年度の引渡しに向けて引渡年度前に行われた発電容量入札の結果、平均市場価格は以下の通りであった。

引渡年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
価格 (ユーロ/kW)	10.0	9.3	17.4	19.5	31.2

2022年度の引渡しに向けて2020年度に入札が開始され、その後10回の入札が開催され、そのうち6回は2021年度に行われた。これらの発電容量入札による価格は、以下の通りであった（時系列で表示）。

2020年度：4月16.6ユーロ/kW、6月38.9ユーロ/kW、10月18.1ユーロ/kW、12月18.2ユーロ/kW

2021年度：3月28.3ユーロ/kW、4月28.2ユーロ/kW、6月28.8ユーロ/kW、9月29.9ユーロ/kW、10月31.5ユーロ/kW、12月23.9ユーロ/kW。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
- ・ 規制販売料金および提示市場価格により最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力の引渡時に売上収益に認識される。さらに、ARENH制度に係る発電容量保証の譲渡条件はCREにより定められたため、ARENH価格は当初の導入以来変更されていないものの、当該価格には発電容量メカニズムが発効した2017年1月1日以来、発電容量価額が含まれていると考えられている。
- ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
- ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
 - ・ 施設事業者：競売による売却時。
 - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
- ・ 施設事業者は、有効な発電容量が認証された発電容量を下回る場合には、当該義務の解消（リバランスまたは決済メカニズム）に要する費用の最善の見積額に相当する負債（未払費用または引当金）を計上する。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額に相当する引当金を計上する。
- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

英国のシステム：英国の発電容量メカニズムは、必要な時に確実にエネルギーの引渡しが行なわれるよう、発電容量の信頼できる提供元に対し電力収益とは別に支払いを行うことにより確実な電力供給を確保する目的で、2014年度に導入された。同メカニズムは、引渡しの4年前に発電容量を調達するために電力網管理者である「National Grid」により構築された、事業者向け入札システムに基づいている。引渡年度は10月1日から9月30日までである。入札で落札した発電容量事業者は、引渡年度において、電力供給業者の拠出金から成るファンドより報酬を受け取る。

このメカニズムへの電力供給業者の拠出金は、ピーク期間中の顧客への売上高に比例し、発電容量メカニズムのコストは、販売価格を通じて最終顧客に転嫁される。

EDF Energyは、当該システムの両面、すなわち発電施設事業者および供給業者としての側面で、これに関与している。

会計処理上は、事業者の立場で受け取った報酬は引渡年度に売上収益に認識され、電力供給業者の立場でこのメカニズムに支払った拠出金はピーク期間にわたり購入エネルギー費用に認識される。最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力引渡時に売上収益に認識される。

2018年11月に、欧州連合司法裁判所の一般裁判所の判決により、発電容量市場制度に関する欧州委員会の国家補助金承認の取消しが発効したことから、一時停止期間が生じ、当該期間中は発電容量の支払ができなかった。

国家補助金の詳細な調査を経て、2019年10月に、欧州委員会は発電容量市場制度を再承認し、これにより、発電容量の支払再開が可能となった。

当該一時停止期間について遅延していた発電容量支払は、EDF Energyの原子力、石炭およびガス火力発電所を含む発電容量供給業者に対して、2020年1月に行われた。発電容量市場は引き続き運営されるが、新たな排出制限が盛り込まれたことにより、2024年9月30日後の期間については、未対策の石炭火力発電所は発電容量契約の獲得競争に参加できないこととなる。また、英国政府は、未対策の石炭火力発電所を同日までに閉鎖するよう求める意向を表明している。2019年度に公表された英国政府の発電容量市場の5年レビューでは、発電容量市場をシステムの信頼性を保証するものとして維持し、その設計をさらに段階的に改善することが約束された。2020年12月に公表された英国政府のエネルギー白書では、次回レビューは2024年度までに行われ、このメカニズムが他の市場と協調して発電容量に対する投資を奨励する役割を果たすことを英国政府が意図していることが確認された。

イタリアのシステム：経済開発省により公布された2019年6月28日付政令にて承認された規則を適用して、2019年度に、発電容量メカニズムが創設された。

このメカニズムは、イタリアの送電網管理者であるTERNAによって各引渡年度に催される入札手続に基づいている。既存および将来の発電または貯蔵ユニット事業者が、その入札に参加することができる。選定された発電容量事業者は、既存の発電容量について1年間、将来の発電容量について15年間の固定プレミアムを通じて支払を受ける。当該 固定プレミアムは引渡年度中に支払われる。

選定された事業者は、前日市場（Mercato del Giorno Prima）および調整市場（Mercato per il Servizio di Dispacciamento）において発電容量の売出しを行わなければならない。これらの市場における販売価格が、イタリアのエネルギー、ネットワークおよび環境の規制当局（ARERA）の定めた行使価格を超える水準となった場合には、事業者は当該超過額をTERNAに払い戻さなければならない。

2022年度および2023年度に設定された引渡日について、2019年度中に2件の入札が開催された。Edisonは、2022年度に係る3.8GWおよび2023年度に係る3.3GWを、新規発電容量についてMW当たり75,000ユーロおよび既存発電容量についてMW当たり33,000ユーロの年間価格にて落札した。Edisonは2021年度の入札には参加しなかった。

固定プレミアムは、対応する引渡年度中に収益に計上され、適切な場合にはTERNAへの払戻額について、または当該発電所が利用不能となった場合に減額される。

5.1.1. フランスにおける規制の変更

2021年度における主な規制の変更は以下の通りである。2022年度の変更は注記23に記載されている。

フランスの規制電力販売料金—「青色」料金

フランスのエネルギー法第L.337-4条に従い、規制電力販売料金は、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'ÉnergieまたはCRE）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国務院は、その2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則は、当該料金が消費者に対し市場価格より安定した電力価格を保証するという一般的経済的利益の目的に資する場合には、欧州連合法に適合しているとの判決を下した。

域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付欧州指令（EU）2019/944に準拠して、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は規制販売料金の継続を認め、同料金は、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益ないし貸借対照表合計額が2百万ユーロ未満であることを条件に、住宅顧客ないし事業顧客向けに引受電力水準36kVAまで確保されている。

料金改定

フランスのエネルギー法第L.337-4条に準拠して、フランスのエネルギー規制委員会「CRE」（Commission de Régulation de l'Énergie）は、規制電力販売料金に係る理由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

2021年1月14日付決定において、CREは、2021年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.61%（税抜き1.93%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み2.61%（税抜き3.23%）の引上げを提案した。この引上案は、エネルギー供給および発電容量保証のコスト上昇、2019年度および2020年度の規制販売料金に係る費用収益間の差額をカバーする「キャッチアップ」調整、特にCovid-19パンデミックに関連した、2021年度に係る未回収債権予測に関する販売コストの変動、ならびに、引き続き規制料金に適切である非住宅顧客に関する販売コストの調整を特に考慮に入れている。このCREの提案は、2021年1月31日付官報に公告された2021年1月28日付の料金決定において確認され、2021年2月1日付で適用されている。

2021年7月8日付決定において、2021年8月1日からのTURPE料金の改定を考慮し、エネルギー法を適用して、CREは、住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.48%（税抜き1.08%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.38%（税抜き0.84%）の引上げを提案した。CREは、この改定を2021年8月1日付で適用することを提案した。

この料金引上げ案は、2021年8月1日からのTURPE送配電網使用料金の引上げ（税込み規制販売料金に対し+0.33%）、送配電網管理者向け顧客代行管理サービスに対し供給業者が受け取る報酬（販売費から控除）の引上げ（税込み規制販売料金に対し-0.07%）ならびに、CREが既に発表した通り2019年度にカバーされなかった金額に対する「キャッチアップ」調整の2年内全額回収を意図した新たな更新（税込み規制販売料金に対し+0.21%）に起因する。

このため、期間ごとの比較可能性は、下表に記載する2020年8月1日以後に導入された料金改定により影響を受けている。

CRE提案日	住宅顧客向け「青色」 料金の引上げ (税込み/税抜き)	非住宅顧客向け「青 色」料金の引上げ (税込み/税抜き)	料金決定日	適用日
02/07/2020	1.54%/ 1.82%	1.58%/ 1.81%	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1.61%/ 1.93%	2.61%/ 3.23%	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0.48%/ 1.08%	0.38%/ 0.84%	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4.00%/ 24.3%	4.00%/ 23.6%	28/01/2022	01/02/2022

「TURPE」送配電網使用料金

電力網事業者であるEnedisおよびRTEが公共送配電網管理のために負担する費用は、効率的な電力網事業者の費用の範囲内である限り、フランスのエネルギー法第L.341-2条以下に規定する通り、当該電力網の使用に係る「TURPE」料金により賄われる。

これらの料金は、当該送配電網に接続している利用者に適用される。

第2のTURPE 5配電料金およびTURPE 5送電料金

2016年11月17日にCREは、2017年8月1日から2021年7月31日までのTURPE 5の送電（高電圧）およびTURPE 5の配電（中電圧および低電圧）料金に関する決定を公表した。

2018年6月28日に、CREは、TURPE HTA-BT（中電圧-低電圧）料金および「第2のTURPE 5 HTA-BT」として知られる2018年8月1日からの当該料金の改定に関する決定を採択した。この決定は特に、国務院の2018年3月9日付の一部取消し決定の施行を反映していた。この決定は、料金の設定方法、営業費用の推移、奨励目的規制の原則ないしリンキー・メーターに適用される規制には影響を与えなかった。

2020年5月20日付決定によりCREは、中電圧および低電圧電力網に係る第2のTURPE 5料金の2020年8月1日付の+2.75%の引上げを採択した。この引上げの内訳はインフレ+0.92%、CRCP均衡+1.85%および国務院の2018年3月9日付決定の適用-0.02%である。

送電費用については、2020年5月14日にCREは、高電圧電力網に係るTURPE 5料金を、2020年8月1日から-1.08%引き下げる決定を採択した。その内訳はインフレ+0.92%および収益費用調整勘定（CRCP¹）の均衡に係る-2%であった。

1 料金の基礎となる予測値と実績値の主な差異を測定し相殺するメカニズムである。

TURPE 6の送配電料金

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l'énergie）による承認後、TURPE 6の送電（高電圧）およびTURPE 6の配電（中電圧-低電圧）に係る2021年1月21日付の2つの決定を公表した（フランスの2021年4月23日付官報0096にて公布）。これらの料金は2021年8月1日から約4年間適用される。

配電費用については、2021年1月21日付料金決定2021-13において、CREは、資産に係るマージン2.5%および追加の規制資本利益率2.3%を設定した。2021年8月1日付の料金上げは平均+0.91%であり、平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体では年間+1.39%である。

送電費用については、2021年1月21日付料金決定2021-12において、CREは、RTEの規制資産基盤に対する利益率について名目税引前加重平均資本コスト（WACC）を4.6%に設定した。2021年8月1日付の料金上げは平均+1.09%であり、平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体では年間+1.57%である。

供給業者手数料

CREの2018年1月18日付決定を適用して、エネルギー供給業者は、単一契約顧客の代行管理サービスについて配電網管理者から報酬を受け取る。

手数料の原則は、単一契約の市場価格を提示して販売を行うすべての供給業者について同一である。規制電力料金のみは、わずかに低い手数料（2019年8月1日までは引渡ポイント当たり6.80ユーロに対し、4.50ユーロ）が提示され、この差額は2022年8月1日までに段階的にゼロまで低減する。

過去の顧客管理費用（2018年1月1日の前日まで）に関する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて転嫁され得る上限と考える金額を設定していた。

ただし、2017年12月30日付法律2017-1839は、供給業者が過去の顧客管理サービスに対し電力網管理者から報酬を受け取る可能性を排除することを意図した措置を導入した。2016年12月23日にEngieは、Enedisに対し、当該報酬の請求を申し立ててパリ商事裁判所に訴訟を提起した。この法的手続の過程でEngieは、過去のサービスに対し供給業者手数料を得る可能性を排除したフランスの「炭化水素」法にて導入された取決めに關し、合憲性に係る予備判決申請書を提出した。これらの取決めの、憲法制定評議会により、その2019年4月19日付決定2019-776において正当であると確認された。当該手続はパリ商事裁判所に係属中である。

電力平準化基金

中電圧および低電圧電力網に係るTURPE料金はすべての電力網事業者で同一である。これは効率的な電力網事業者に相当することを条件に、Enedisが負担する費用の予測を基礎とし、さらにEnedis電力網の接続消費者数、その消費量および申請された電力水準に係る予測を基礎として決定される。

この料金は一部のサービス地域の特定ニーズを常にカバーできるとは限らないため、電力網運営状況の格差を補うために電力平準化基金（FPE）が存在する。エネルギー法は、公共電力網運営に起因する配電コストを公共配電網事業者間で分担することを求めている。平準化メカニズムには、定額に基づくものと、電力網事業者の決算分析に基づいてCREが設定するものの2つがある。定率配分メカニズムの算定方法は、政令および省令において定められている。電力平準化基金に関係するEDF企業は、Enedis、Electricité de StrasbourgおよびSEIである。

2021年7月28日にCREは、電力平準化基金（Fonds de Péréquation de l'Electricité）からSEIへの最終的な配分額を、当該電力網事業者の決算分析に従って設定する決定を公表した。SEIの2021年度に係る配分額は195.3百万ユーロと設定されている。

定額メカニズムについて、2021年10月7日付省令は、配電網事業者に係る2021年の電力平準化基金への支払拠出額および受取配分額を規定している。Strasbourg Electricité RéseauxおよびEnedisによる要支払固定拠出額はそれぞれ1.7百万ユーロおよび26.4百万ユーロである。Enedisはまた、すべての地方配電会社からの電力平準化基金拠出金の徴収・支払を行う、CREの指定事業者である。

ARENH

2011年に創設された既存の原子力発電への規制接続のためのARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) 制度は、代替供給業者に対し、基本契約に署名後、フランスのエネルギー法の規定に基づいて決定された設定量につき規制価格にてEDFから電力を購入し最終顧客に供給することを認めている。この制度は、電力網事業者がエネルギー損失を補うためにも利用可能である。

CREの提案を受けてエネルギーおよび経済担当大臣が決定したARENH価格は、2012年1月以後、MWh当たり42ユーロに固定されている。これは電力引渡しを含み、2017年度以後、関連する発電容量保証を組み込んでいる。

最終顧客の需要を賄うためにARENH制度に申請する供給業者に対し当該制度の下で販売可能な限度量の合計は、年間100TWhに設定されている（注記23を参照）。

2021年11月8日付決定2021-339において、エネルギー法の求めに従いCREは、2022年度について定められた限度量合計を申請が超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。また、現在の電力市場の異例の危機に鑑み、供給業者が申請したARENH取引量の承認に関し、チェックの強化と特別規則を導入した。

CREは、EDFが支配する子会社の超過申請はすべて削減される（これは電力網事業者には適用されない）旨、ならびにEDFが支配する子会社は、ARENH制度および供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨を明記した。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は、新たな措置を導入した。同法は、ARENH販売の当初100TWhの上限を、2020年1月1日から150TWhに引き上げた。これによりフランス政府は、ARENH引渡し限度量合計を省令により100TWh超に引き上げ、移行期中のARENH価格を省令により改訂することが可能となった（注記23を参照）。

2022年度の引渡しに係る2021年11月の期間中のARENH申請は、合計160.36TWh（EDF子会社および電力網事業者からの申請を除く）であった。CREは一部の申請を縮小して（合計-0.03TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計160.33TWhとし、各供給業者の申請を削減した。このほかに、ARENH制度を複製した契約を通じておよび電力網の電力損失を補填するためにEDFが子会社に対し販売した量があった（26.4TWh）。

2020年度にはまた、Covid-19パンデミックに関連して、ARENH制度に関連する訴訟が一部のエネルギー供給業者から提起されている。詳細については注記17.3.4に記載されている。

2019年1月25日に公表された複数年エネルギー計画（PPE）案において発表された通り、2020年1月にフランス政府は、既存の原子力施設の経済的規制ならびにその建設および運営原則の改革計画を推し進める基礎的な判断材料に係る貢献の要請を開始した。提案された新たな規制は、ARENH制度を置き換える予定である。当該業界の他の多くの参加者と同様に、EDFグループは、2020年3月17日に終了したこの協議に参加した。その後、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、既存の原子力施設について可能性ある政府の将来の規制下で原子力事業者が負担する費用の査定を実施し、原子力活動に対する公正な報酬を決定するようCREに委託した。2021年度には、これらの潜在的な新たな規制の条件に関して重要な進展はなかった。

5.1.2 売上高

売上高の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	77,432	62,918
－エネルギー(1)	56,866	43,767
－エネルギー関連サービス（引渡しを含む）(2)	20,566	19,151
その他商品およびサービス売上高	5,511	5,201
トレーディング	1,518	912
売上高	84,461	69,031

(1) エネルギー売上高は、2021年度のガスおよび電力卸売市場に係る最適化取引に関する売上高1,623百万ユーロ（2020年度1,112百万ユーロ）を含む。これらの取引は、一部のグループ企業により、需給をバランスさせるために、当グループのリスク管理方針に準拠して実施されている。2021年度において、当該市場でユーロ建て正味売りポジションにあった主な事業セグメントは、フランスー発電と供給（ガス）およびイタリア（電力）である。2020年度の当該セグメントは、フランスー発電と供給（ガス）、イタリア（電力）および英国（電力）であった。

(2) この項目に含まれる引渡サービスは、非相互接続地域向け配電網運営者であるEnedis、Electricité de StrasbourgおよびEDF SAに関係している。ただし、EDF EnergyおよびEdisonに関係する引渡サービスは、当該事業体がIFRS第15号に基づいて供給および引渡しの両方について本人であると分類されることから、エネルギー売上高に含まれている。EDF EnergyおよびEdisonによる引渡サービスは、注記5.2の「送電および引渡費用」に含まれることから、純利益には影響を与えない。

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの2021年度の売上高は、21.6%ないし149億ユーロ増加した。この増加は、エネルギー価格の上昇およびCovid-19の影響を受けた2020年度後の事業の回復を反映しており、実質的にすべての事業セグメント、特に、フランスー発電と供給（+16.3%ないし+44億ユーロ）、フランスー規制業務（+8.1%ないし+13億ユーロ）、イタリア（+88.3%ないし52億ユーロ）、その他事業（+90.6%ないし17億ユーロ）、Dalkia（+21.3%ないし8億ユーロ）および英国（+8.3%ないし+8億ユーロ）に関連していた。

ただし留意すべき点として、2020年度の売上高は、Covid-19パンデミックの影響を受け、その見積影響額は(2,306)百万ユーロであった。関連する主な事業セグメントは、フランスー発電と供給（(1,083)百万ユーロ）、フランスー規制業務（(278)百万ユーロ）、英国（(451)百万ユーロ）、イタリア（(90)百万ユーロ）およびDalkia（(193)百万ユーロ）であった。

フランスー発電と供給セグメントの売上高は、+44億ユーロの自律的増加を記録した。この増加は主に、購入義務の再販売に対する有利なエネルギー市場価格効果によるものである。売上高はまた、次の2つの対照的な影響も受けた。すなわち、原子力発電量が、Covid-19パンデミックの大きな影響を受けた2020年度に対して（2020年度の保守停止スケジュールの調整・適用による影響見積値は33TWh）、25.3TWh増加し、水力発電量は2.6TWh減少したこと、一方で、発電量増加の好影響にもかかわらず、卸売市場での購入および販売に関して、特に一部の発電所が停止した第4四半期に極めて高い価格で購入しなければならなかったことによる著しく不利な価格の影響を受けたことである。このセグメントの売上高はまた、サービス子会社の好調な事業展開にも支えられた。

フランスー規制業務セグメントによる売上高の増加（+13億ユーロ）は、主に、引渡増加（2020年度に比べて2021年度の気候は寒冷であったため）および接続サービス増加（特に2020年度上半期におけるCovid-19パンデミックの不利な影響を含む）の状況下で適用された、TURPE配電料金の改定を反映している。

イタリア・セグメントは、+52億ユーロの売上高の増加を記録した。これは主に、全市場における有利なガス価格の効果および、それより程度は少ないが量的効果によるものである。また、電力料金の上昇も2021年度の売上高の増加に貢献した。

その他事業セグメントによる売上高の+17億ユーロの自律的成長は、基本的に、卸売市場ガス価格の上昇によるガス事業（+10億ユーロ）ならびに、欧州および米国のボラティリティの高いコモディティ市場（特に2021年度初頭のテキサス州の極寒期）におけるトレーディング実績によるEDF Tradingの売上高増加（+6億ユーロ）に関連していた。

Dalkiaは、特に取引量の増加（2020年度の特に上半期におけるCovid-19パンデミックの不利な影響を含む）、ガス価格の大幅な上昇、および2021年度における有利な天候関連の量的効果の組み合わせに起因して、+8億ユーロの売上高の増加を記録した。

5.2 購入燃料およびエネルギー費用

購入燃料およびエネルギー費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
購入燃料使用分－発電*	(14,973)	(10,162)
エネルギー購入*	(21,417)	(14,645)
送電および引渡費用	(8,088)	(7,916)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(10)	(22)
核燃料およびエネルギー購入に関連する引当金の（増加）／減少	189	320
購入燃料およびエネルギー費用	(44,299)	(32,425)

* 購入燃料使用分およびエネルギー購入は、2021年度のガスおよび電力卸売市場に係る最適化取引に関するそれぞれ864百万ユーロおよび4,167百万ユーロ（2020年度514百万ユーロおよび1,674百万ユーロ）を含む。2021年度において、当該市場でユーロ建て正味買いポジションにあった主な事業セグメントは、フランスー発電と供給（電力）、英国（ガスおよび電力）、その他国外（Luminusーガスおよび電力）ならびにDalkia（ガス）である。2020年度も同じセグメントに関連していた。

購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（主に核燃料および核分裂性物質、これより程度の少ないガス、ならびに割合として重要でない石炭および石油）、核燃料サイクルに関連するサービスの外注および環境計画（主に温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書）に関連するコストを含んでいる。

「エネルギー購入」は、フランスの購入義務メカニズムに基づいて行われた購入を含む。

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、2020年から114億ユーロ増加した。この増加は主に、イタリア（49億ユーロ、基本的にガス購入）、フランスー発電と供給（25億ユーロ、基本的に電力購入）、および英国（18億ユーロ）のセグメントに関連していた。購入費用の増加の主な要因は、コモディティ市場における価格上昇の影響である。

5.3 人件費

人件費の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
賃金および給料	(9,351)	(9,024)
社会保障費	(2,059)	(2,020)
従業員利益分配	(319)	(271)
人件費関連のその他の拠出	(350)	(347)
短期給付に連動するその他の費用	(219)	(219)
短期給付	(12,298)	(11,881)
確定拠出制度に基づく費用	(1,029)	(952)
確定給付制度に基づく費用	(1,003)	(944)
雇用後給付	(2,032)	(1,896)
その他の長期費用	(132)	(155)
退職手当	(32)	(25)
その他の人件費	(164)	(180)
人件費	(14,494)	(13,957)

外国為替の変動および連結範囲の変更による影響を除くと、人件費は、主に、Framatome、英国、DalkiaおよびEDF Renewablesセグメントにおいて、2020年度と比較して3.5%増加した。

平均従業員数の内訳は以下の通りである。

(単位：人)	2021年度	2020年度
IEG従業員	94,775	95,530
その他	68,648	65,673
平均従業員数	163,423	161,203

被支配企業および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した数値である。

従業員区分のより詳細な表示は、2021年度一括登録書類のセクション3.3.3.9「当グループの従業員数の明細」に記載されている（訳者注：原文の書類のセクションである）。

5.4 その他の営業収益および営業費用

その他の営業収益および営業費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度	2020年度
営業補助金	5.4.1	5,685	8,305
連結除外による純利益	5.4.2	302	221
固定資産売却益	5.4.2	(29)	(229)
流動資産に対する引当金の純増加／減少*		124	(203)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(381)	(348)
その他の項目	5.4.3	(1,439)	(1,963)
その他の営業収益および営業費用		4,262	5,783

* Covid-19パンデミックによる営業債権の減損の詳細については注記1.4.3を参照のこと。

5.4.1 営業補助金

この項目は、主に、公共電力サービス費用の補償（CSPE）に関して、過去のCSPE債権および関連する利息の年次返済額を除き、EDFが受け取ったか、受け取る予定の補助金から構成されており、この補償は、財務諸表上、2021年度における5,472百万ユーロ（2020年度における8,081百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。CSPE収益の減少は、主に、2021年度に観察された2020年度と比較した市場価格の上昇による。

CSPEに相当する営業負債は、2021年12月31日現在、「その他の負債」に計上されている（注記13.5を参照）。

公共電力サービス費用の補償（CSPE）（フランス）

メカニズム

公共電力サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de Service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果であった。その法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は補償されることとなった。補償は当初、特別「エネルギー移行」項目および「公共エネルギー・サービス」項目の2つの国家予算項目から行われていたが、2021年1月1日から、公共エネルギー・サービス費用はすべて、一般予算を通じて補償されることとなった。

2021年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2021年度財政法は、91億ユーロの「公共エネルギー・サービス」項目を一般予算に組み入れた。予算の対象は、再生可能エネルギーおよびバイオガスの支援契約（購入義務および追加報酬）に基づいて発生する追加コスト、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く発電の支援に伴うコスト（基本的に熱電併給）、ならびにフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。

電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含まれる。CSPE税は、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者から直接徴収され（供給業者により徴収される）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者から直接徴収される。

CSPE税の水準は、2016年度において、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、8種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備からの炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり12ユーロから0.5ユーロに設定された。これらの料率は2021年度も変更されていない。

5.4.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2021年度の連結除外による純利益および有形固定資産売却益には主に、以下が含まれている。

- ・ 仕組資産の開発および売却（DSSA）事業の一部としてのEDF Renewables発電資産の売却益245百万ユーロ（2020年度210百万ユーロ）
- ・ フランス国内の不動産資産売却益およびIDG（ガス配給網、注記3.1を参照）売却益260百万ユーロ

5.4.3 その他の項目

その他の項目は、主に当年度中の省エネ証書利用または消費に係るコスト、フランスの再生可能エネルギー資源からの発電事業者を支払われる追加報酬および回収不能営業債権に係る損失を含む。2021年度におけるその他の項目のプラスの変動は、主に市場価格の上昇に起因する当該追加報酬の増加およびこれより程度は少ないが省エネ証書に関するコストの減少によるものである。

再生可能エネルギーを使用する発電事業者を支払われる追加報酬は、フランスのグリーン成長のためのエネルギー移行法により導入された。これは、エネルギーを市場で直接販売する生産者に対して、その販売収益と参照金額との差額を補償することにより合理的な報酬を保証することを目的とした支援メカニズムである。このメカニズムは、フランスの購入義務システムを補完するものである。

2020年度上半期からは、その他の項目は、フェッセンハイム発電所の閉鎖に係る収益および費用も含んでいる。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFが2019年9月30日に環境連帯移行大臣およびASNに提出したフェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止および永久閉鎖宣言に関する申請書に準拠して、EDFは1号機原子炉を2020年2月22日に、2号機原子炉を2020年6月30日に閉鎖した。

2019年9月27日に、2015年8月17日付法律「グリーン成長のためのエネルギー移行法」による原子力発電量の上限設定に起因して、フランス政府およびEDFはフェッセンハイムの早期閉鎖について政府がEDFに補償する旨の合意協定に署名した。

この協定の条件に基づいて支払われる補償は、以下のものから構成されている。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、BNI税、解体費用および従業員配置転換費用）の閉鎖後4年間にわたる分割支払額。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた（注記13.5を参照）。この補償は、関連する費用が発生するにつれて、または発生した時に収益として損益に認識される。
- ・ 2041年度までの将来の発電により生み出されたものと見込まれる逸失利益に相当する、その後の支払い。フェッセンハイムの過去の出力数値を基礎とし、原子力電力販売価格、特に観察された市場価格に基づいて「事後に」計算される。現段階では、当該収益を財務諸表上で認識する理由はない。

電力網からの切断以降、フェッセンハイム発電所は約5年間継続する運転後フェーズに入った。当該期間中、1号機および2号機は引き続き「燃料装荷なしの炉心」および「燃料なしの原子炉」として運転され維持される。これは、一連の技術上および管理上の作業を必要とする。2021年10月18日に、フェッセンハイム1号機からラアグのOrano用地に最後の2つの使用済燃料パッケージが発送され、重要な経過目標が達成された。

2020年度の2基の閉鎖に伴うすべての運転後費用および収益は、その他の営業収益および営業費用に計上される。2021年12月31日現在、それらは主に以下を含んでいる。

- ・ 費用126百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費57百万ユーロ、商品およびサービス購入54百万ユーロ、所得税以外の税金、主に給与税、エネルギー税および地方税15百万ユーロ）。
- ・ 協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額57百万ユーロ。これは上述の方法に基づき損益計算書上、営業補助金として認識されている。

省エネ証書

会計原則および会計処理方法

フランスでは、2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷氣、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、当初3年間の省エネ義務を負うこととなった。

この義務を履行するために、EDFグループが利用できる3つの手段は、消費者のエネルギー効率的作業の支援、省庁公認の省エネ証書制度への資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

この目的のために発生した費用は、関連年度の「その他の収益および費用」の費用に計上される。期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、棚卸資産に含まれ、将来年度の義務履行に使用することができる。

達成した省エネが、期末日現在の省エネ義務の累積分に満たない場合には、引当金が認識される。引当金の額は、販売したエネルギーに関連する義務を解消するために今後取るべき対策の費用に相当する。

フランスの省エネ規制

フランスの省エネ証書制度の第四期（2018-2021年）：

当初2018年から2020年の期間で計画されていたフランスの省エネ証書制度の第四期は、1年延長された（エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付法律2019-1147）。この期は、省エネ義務水準を大幅に引き上げ（「標準」義務1,600TWhcおよびエネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務533TWhc）、省エネ証書に関する不正対抗措置に係る新たな章（統制および制裁の数および有効性の増強）を追加している。

当該期間の終了時において提出済証書に不足がある場合には、義務対象参加者は不足分についてMWhc当たり15ユーロの制裁金を支払う必要がある。

これらの義務を充足するために、EDFは、省エネ証書の獲得数増加を目指して、2019年度初めにフランスで導入された「coups de pouce」の実施（断熱材に対する補助金、石油暖房からヒートポンプへの取替に対する財務的支援、ヒートポンプ利用者への省エネ補助金の50%追加、ヒートポンプ保守契約への特別な提案等）を活用して、あらゆる取組みを行っている。

当該制度の第四期（2018-2021年）には省エネ義務が大幅に引き上げられたが、EDFグループは省エネ目標を達成し、第五期（2022-2025年）の開始に向けて証書在庫を有している。

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）：

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）に関する政令2021-712が、2021年6月5日付官報にて公布された。この政令は、当該制度の有効性を高め（例えば、特例措置を大幅に削減し、計算を実際の省エネに近づける）、非常に脆弱な世帯向けの財政支援を増強し（エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務の引上げ、非常に脆弱な世帯に対する範囲制限、この分類のペナルティをMWhc当たり20ユーロに引上げ）、脱炭素エネルギーの開発を奨励している。

- ・ この期に係る全体の義務は、17.2%増加して2,500TWhcである（エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務は+37%増の730TWhc、「標準」義務は+11%増の1,770TWhc）。
- ・ 省エネ証書係数（販売エネルギー1MWh当たりの生産すべきMWhc）は、電力につき10.2%減少し、ガスにつき51.8%増加している。
- ・ 電力およびガスについて、省エネ証書を要しない閾値を、現在の400GWh/年から、2022年度は300GWh/年、2023年度は200GWh/年、2024年度以降は100GWh/年と段階的に引き下げる。

注記 6. トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額

会計原則および会計処理方法

この項目は、基本的に、IFRS第9号に定めるヘッジ会計に適格でないコモディティの購入または売却の経済的ヘッジに使用されたデリバティブの公正価値の当期中の変動から成り、従って、損益に直接計上されている。当グループは、これらの変動を損益計算書の独立科目「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」において、減価償却費および償却費控除前営業利益の下に報告している。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・ デリバティブの公正価値の純変動額	(215)	(175)

注記 7. その他の収益および費用

2021年度におけるその他の収益および費用は(1,123)百万ユーロであった。これらは主に以下からなる。

- ArevaおよびEDFが2021年6月29日付で署名した契約を適用して、和解金支払額563百万ユーロから、主に第三者のために回収した支払金および貸借対照表に従来計上されていた資産等の一定の額を控除した受取額505百万ユーロ（注記2を参照）。
- フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する例外的な追加費用、2021年12月31日現在の合計(573)百万ユーロからなる（これらは、IAS第16号第22項に基づいて異常コストとされ、建設中の資産のコストに含めることができない）。
- Dalkia WastenergyおよびCENGに対する投資の売却に係る純損失、合計(286)百万ユーロ（注記3.1を参照）。
- ダンジェネスBの早期閉鎖に関連した費用(164)百万ユーロ。燃料在庫および予備部品の減損、ならびに発電容量メカニズムに基づくペナルティに対する引当金を含む（注記2および10.8を参照）。
- 2002年度にMontedisonがSolvayに売却したイタリアのAusimont（Bussi用地）に関する民事、行政および刑事裁判所における手続に関連する引当金（注記17.3.5を参照）。
- 進行中の訴訟手続に関連する引当金。

その他の収益および費用は、一部のグループ企業における事業再編費用、ならびに性質上はその他の営業収益および費用であるが個々の金額的には重要でないその他の項目を含む。

2020年度におけるその他の収益および費用は(487)百万ユーロであった。これらは主に、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する2020年度の例外的な追加費用の合計(397)百万ユーロからなっていた。

注記 8. 金融損益

8.1 総金融負債に係る費用

総金融負債に係る費用の内訳の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
財務活動に関係する支払利息*	(1,494)	(1,699)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	15	90
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値の変動の利益への振替	32	(8)
債務に係る外国為替差益（純額）	(12)	7
総金融負債に係る費用	(1,459)	(1,610)

* 財務活動に関係する支払利息は、IFRS第16号のリース負債に係る利息2021年度(75)百万ユーロ（2020年度(80)百万ユーロ）を含む。

8.2 割引の影響

時の経過による割引の戻入れに係る影響は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料ならびに長期および雇用後従業員給付に係る引当金に関係している。

最終的な割引の影響の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
長期および雇用後従業員給付引当金(1)	(498)	(637)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(2)	(2,109)	(2,679)
その他の引当金および前受金	(63)	(417)
割引の影響	(2,670)	(3,733)

(1) 注記16.1.3を参照。

(2) NLFからの払戻額に対応する債権の割引による影響を含む(注記18.1.3を参照)。

原子力引当金に対する、時の経過による割引の戻入れに係る影響の減少は、主に2021年度にフランスの原子力引当金に適用された実質割引率の10ベシス・ポイントの低下(これに対し2020年度は20ベシス・ポイントの低下)に起因する(注記15.1.1を参照)。

「その他の引当金および前受金」に対する、時の経過による割引の戻入れに係る影響の減少は、主に引当金(特に不利な契約に係る引当金)の算定に用いる割引率の決定方法の2020年度に導入された変更によるものである。

8.3 その他の金融収益および費用

その他の金融収益および費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
現金および現金同等物に係る金融収益	38	35
その他金融資産(貸付金および金融債権を含む)に係る利益/(損失)	312	181
負債証券および持分証券に係る利益/(損失)	673	691
純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動	2,683	1,253
その他の金融費用	(217)	(102)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	120	(254)
制度資産に係る運用収益	319	378
借入コストの資産計上	561	579
その他の金融収益および費用	4,489	2,761

2021年度の「負債証券および持分証券に係る利益/(損失)」は、主に以下のものを含む。

- ・ 負債証券に係る受取配当金および利息605百万ユーロ(2020年度518百万ユーロ)。
- ・ リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で計上される負債証券の売却による純利益または損失68百万ユーロ(専用資産に係る41百万ユーロを含む)、これに対し2020年度は173百万ユーロ(専用資産に係る162百万ユーロを含む)であった。

2021年度には、その他の金融収益および費用は、金融商品の公正価値の変動2,683百万ユーロを含む。強気の市場展開を背景に、当年度全体を通じたこの有利な変動は、専用資産の公正価値の増加2,739百万ユーロによりもたらされた。

2020年度には、純損益を通じて公正価値で計上される金融商品の変動は、専用資産に係る1,218百万ユーロを含む1,253百万ユーロであった。

注記9. 法人所得税

会計原則および会計処理方法

法人所得税には当期税金費用(収益)および繰延税金費用(収益)が含まれ、その金額は利益に対する課税が行われる国々で施行されている税法に基づき計算される。

IAS第12号に準拠して、当期および繰延税金は通常、その基礎となる取引に応じて、損益計算書または自己資本に計上される。

IAS第32号に基づき、資本性金融商品の保有者に対する分配（特に、配当金および永久劣後債の保有者に対する支払）の税効果は、IAS第12号に従って認識しなければならない。当グループは、これらの分配は過年度の累積利益からの支払であるため関連する税効果は当期の純利益に含まれると考えている。

IFRIC第23号を適用して、法人所得税の取扱いに不確実性が伴う場合には、税金資産または負債が認識される。選択した取扱いを税務当局が認容しない可能性が高いと当グループが考える場合には税金負債を認識し、既に支払済みの税金を税務当局が還付する可能性が高いと考える場合には税金資産を認識する。これらの不確実性に関連する税金資産および負債は、ケースごとに見積られ、実現可能性が最も高い金額ないし想定される様々な結果の加重平均により計上される。これらの税金資産および負債は、繰延税金に含まれる。

当期税金費用(収益)は、当期の課税所得に係る納税額の見積金額であり、年度末に適用される税率を使用して計算される。

繰延税金は、資産および負債の帳簿価額と税務上の価額との間の一時差異に起因する。繰延税金は以下により生じた一時差異に対しては認識されない。

- ・ 税務上損金算入できないのれん
- ・ 企業結合に該当せず、取引日現在で会計上の利益または課税所得(税務上の欠損金)に影響しない取引における資産または負債の当初認識
- ・ 当グループが一時差異の解消時期を決めることができ、その一時差異が予見可能な将来には解消しない可能性が高い場合の子会社および関連会社に対する投資、支店に対する投資ならびに共同支配の取決めに對する持分

繰延税金資産および負債は、期末日現在で適用される税率に基づき、資産が実現する期または負債が消滅する期の予想税率によって評価される。税率が変更された場合には、繰延税金は新たな税率により修正され、修正差額は、数値計算上の損益またはヘッジ手段および負債証券もしくは持分証券の公正価値の会計処理など、その基礎となる項目の価額の変動が自己資本に計上される場合を除き、損益計算書に計上される。

繰延税金は毎決算日に見直され、税法の改正および将来減算一時差異の回収の見込みについて勘案される。繰延税金資産は、当グループがその資産の便益を利用できる十分な課税所得を予見可能な将来に生み出す可能性が高い場合に限り認識される。ただし、期限が同じ繰延税金負債がある場合は、より長期的に考慮される。

繰延税金資産および負債は、納税企業または納税グループのレベルで算定され、純額で表示される。

9.1 税金費用の内訳

税金費用の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
当期税金費用	(2,016)	(747)
繰延税金	616	(198)
合計	(1,400)	(945)

2021年度の当期税金費用のうち(1,679)百万ユーロはフランスの会社に関連し、(337)百万ユーロはその他の子会社に関連している(2020年度は、それぞれ(604)百万ユーロおよび(143)百万ユーロ)。

9.2 理論上の税金費用と実効税金費用の調整(タックス・プルーフ)

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
連結会社の税引前利益	5,585	1,293
親会社に適用される法人所得税率	28.41%	32.02%
理論上の税金費用	(1,587)	(414)
税率差異(1)	(349)	(225)
永久差異	(160)	6
税法基準外税金(2)	727	(27)
未認識の繰延税金資産(3)	(36)	(288)
その他	5	3
実際税金費用	(1,400)	(945)
実効税率	25.09%	73.10%

2021年度の法人所得税費用は(1,400)百万ユーロであり、実効税率25.09%に対応している(2020年度は実効税率73.10%に基づき(945)百万ユーロ)。

2020年度と2021年度の間の当グループの法人所得税費用の増加455百万ユーロは、基本的に、税引前利益の増加4,292百万ユーロを反映しており、1,219百万ユーロの追加の法人所得税費用が生じた。

法人所得税費用はまた、米国における繰延税金資産の認識およびイタリアにおける税務上の資産再評価による有利な影響が、2023年から英国の所得税率が19%から25%に引き上げられる予定であること(17%から19%に引き上げられた2020年よりもマイナスの影響が大きい)により部分的に相殺されたことも反映している。

イタリアにおける税務上の資産再評価については、Covid-19パンデミックに対応して導入された特別税制措置により、政令法104/2020第110条に基づき、イタリア企業に対し、3%の税金の支払いと引き換えに一定の資産およびのれんの税務上の価額を会計上の価額に再調整することが認められている。当グループのイタリア企業は、2021年12月31日現在の一定の有形資産およびのれんについて税務上の価額を再調整することを選択した。

最後に、2020年度の法人所得税費用は、2020年12月に国務院が下した、EDF SAの一部の長期負債に関する損金算入可能性を否定した不利な決定の影響を強く受けたが、この要因は2021年度には相当するものがなかった。

これらの非経常項目(主に金融資産に係る未実現損益、減損、イタリアにおける税務上の資産再評価、英国における税率変更の影響およびCENGの売却)を除くと、2021年度の当期実効税率は、2020年度の19.0%に対し21.3%である。

理論上の税率とこの実効税率の差異を説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 2021年度：
 - ・ (1)2023年から予定されている英国の標準税率の19%から25%への引上げによる税率差異の不利な影響359百万ユーロ。
 - ・ (2)イタリアにおける税務上の資産再評価(422百万ユーロ)および永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入(157百万ユーロ)による有利な影響。

- ・ (3)未認識の繰延税金資産の影響(36)百万ユーロ。イタリアにおける税務上の資産価額の再評価を受けて当年度中に認識された繰延税金(309)百万ユーロを含み、米国において認識された繰延税金資産の有利な影響(191百万ユーロ)により部分的に相殺された。
- ・ 2020年度：
 - ・ (1)税率差異の不利な影響225百万ユーロ。主に、英国法人所得税率の17%から19%への引上げ、フランスの当期税率(32.02%)と繰延税率(一時差異の戻入時期に応じて28.41%ないし25.82%)の差異によるものである。
 - ・ (2)税務訴訟の経済的影響(175)百万ユーロ。永久劣後債の持参人に対する支払の損金算入によるプラスの影響162百万ユーロにより部分的に相殺された。
 - ・ (3)未認識の繰延税金資産の影響(288)百万ユーロ。期間10年超の繰延税金の認識に関する当グループの慎重な方針に起因して、税務訴訟に関連して認識された繰延税金(361)百万ユーロ(損金算入可能性につき一時的に異議を唱えられている費用に係る将来の損金算入可能性に起因する)を含む。

9.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
繰延税金資産	1,150	557
繰延税金負債	(3,115)	(2,295)
1月1日現在の繰延税金(純額)	(1,965)	(1,738)
純利益の変動	616	(198)
自己資本の変動	694	(215)
換算調整	(93)	72
連結範囲の変更*	28	69
その他の変動	(14)	45
12月31日現在の繰延税金(純額)	(734)	(1,965)
繰延税金資産	1,667	1,150
繰延税金負債	(2,401)	(3,115)

* 連結範囲の変更は、基本的に、ウエスト・バートンの売却に関係している。

2021年度における自己資本に含まれる繰延税金資産の変動は、雇用後給付に係る数理計算上の損益(510)百万ユーロ(2020年度(238)百万ユーロ)およびヘッジの公正価値の変動1,223百万ユーロ(2020年度(50)百万ユーロ)を含む。

9.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(6,201)	(6,194)
従業員給付引当金	4,706	5,222
その他の引当金および減損	346	321
金融商品	1,408	290
繰越欠損金および未使用の税額控除	2,004	1,172
その他	1,080	711
繰延税金資産および負債合計	3,343	1,523
未認識の繰延税金資産	(4,077)	(3,489)
繰延税金（純額）	(734)	(1,965)

2021年12月31日現在、未認識の繰延税金資産は4,077百万ユーロ（2020年12月31日現在3,489百万ユーロ）の潜在的節税額を示しており、主にイタリア、フランスおよび米国に関係している。

イタリアにおける310百万ユーロの潜在的節税額は、2021年度に再評価され税務上50年間にわたって償却できるのれんの税務上の価額に関係している。期間10年超の繰延税金の認識に関する当グループの保守的な方針により、対応する繰延税金の一部は未認識となっている。

フランスにおけるこの潜在的節税額は、2,913百万ユーロ（2020年12月31日現在2,900百万ユーロ）であり、基本的に従業員給付に係る繰延税金資産に関連している。これらの繰延税金資産には期限がない。

米国におけるこの潜在的節税額は、730百万ユーロ（2020年度428百万ユーロ）であり、主に、2017年12月31日前に生じた場合は2030年度から2037年度の間の日まで、他の場合は無期限で繰越可能な繰越欠損金に関連する。

繰越欠損金および未使用の税額控除について認識された繰延税金資産は1,140百万ユーロ（2020年度584百万ユーロ）であり、主に米国（2021年度286百万ユーロ、2020年度151百万ユーロ）、英国（2021年度548百万ユーロ、2020年度173百万ユーロ）、フランス（2021年度51百万ユーロ、2020年度52百万ユーロ）およびドイツ（2021年度65百万ユーロ、2020年度47百万ユーロ）に関連する。これらは、同一期間内に相殺可能な同一納税企業に係る繰延税金負債があるか、または課税所得が見込まれることから計上されている。

注記10. 有形固定資産および無形資産(フランスの公共配電委譲資産を除く)

有形固定資産および無形資産(フランスの公共配電委譲資産を除く)の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)		2021年 12月31日現在	建設中の 資産*	2020年 12月31日現在	建設中の 資産*
	注記				
のれん	10.1	10,945	n.a.	10,265	n.a.
その他の無形資産	10.2	10,221	1,793	9,583	1,581
グループ所有発電用有形固定資産および その他の有形資産(使用権資産を含む)	10.3	98,237	45,220	92,600	39,460
－使用権資産	10.4	4,146	n.a.	4,116	n.a.
フランスの配電委譲を除く委譲運営有形 固定資産	10.5	6,881	621	6,858	574
有形固定資産および無形資産(フランスの 公共配電委譲資産を除く)合計		126,284	47,634	119,306	41,615

* 建設中の資産については注記10.6に記載している。

n.a.：該当なし。

10.1 のれん

会計原則および会計処理方法

のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」（注記3を参照）を適用して、のれんは以下の差額とされる。

- ・ 以下の項目の総計
 - ・ 支配獲得のために支払われた対価の取得日における公正価値。
 - ・ 取得した被取得企業における非支配持分の価額。
 - ・ 段階的に達成される取得の場合には、被取得企業に対する支配獲得前の当グループ持分の取得日における公正価値。
- ・ 取得日の公正価値により測定した、取得資産および引受負債の正味の金額。

当該差額がマイナスとなる場合には、直ちに純利益に算入される。

資産および負債の公正価値ならびに結果として生ずるのれんは、取得後12か月以内に確定される。

のれんの測定および表示

子会社の取得に係るのれんは、貸借対照表上、区分表示される。こののれんの減損は、損益計算書の「減損」に計上される。当初認識の後、のれんは、減損が認識されている場合はそれを控除後の取得原価で計上される。

関連会社および共同支配企業の取得に係るのれんは投資の正味帳簿価額に含まれる。こののれんの減損は、「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に含まれる。

のれんは償却されないが、注記10.8に記載されているように、減損の兆候がある場合は速やかに、また、少なくとも毎年、減損テストが実施される。

2021年度において、のれんは主にFramatome（1,428百万ユーロ）およびEDF Energy（8,095百万ユーロ）に関連していた。事業セグメント別の内訳は注記4.1に示されている。

2021年度および2020年度におけるのれんの変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
	10,265	10,623
期首における帳簿価額純額		
取得	143	139
売却	(1)	-
減損（注記10.8）	-	(31)
換算調整	537	(439)
その他の変動	1	(27)
期末日における帳簿価額純額	10,945	10,265
期末日における総額	11,715	11,032
期末日における減損累計額	(770)	(767)

2021年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ Rolls-Royce Civil Nuclear I&CのFramatomeからの取得92百万ユーロ（注記3.1を参照）。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの上昇を反映した換算調整（537百万ユーロ）。

2020年度ののれんの変動は、主に以下に関係していた。

- ・ 電気自動車の充電を専門とする英国企業Pod PointのEDF Energyによる取得74百万ユーロ。
- ・ Energy2marketの初度連結37百万ユーロ。
- ・ 主にユーロに対する英ポンドの下落を反映した換算調整(439)百万ユーロ。

10.2 その他の無形資産

会計原則および会計処理方法

一般原則

その他の無形資産は、主に以下のものから構成されている。

- ・ ソフトウェア。これは耐用年数にわたり定額法で償却され、サービス契約として計上されず費用に含まれるSaaS（サービスとしてのソフトウェア）契約を含む。SaaS契約が固定資産計上に適格となるには、固定期間の当該ソフトウェアへのアクセスに加え、ユーザーに支配権を付与しなければならない。
- ・ IAS第38号の下で資産計上に適格な研究開発費は、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。
- ・ 有効期間を決められないか、有効期間にわたり定額法で償却される買入ブランド。
- ・ 発電所の操業または使用権。これらはその基礎となる資産の耐用年数にわたり定額法で償却される。
- ・ IFRS第3号の対象となる企業結合の一部として公正価値で計上されたエネルギー購入/販売契約のプラスの価額。この価額は契約に基づく引渡しに応じて償却される。
- ・ IFRIC第12号の対象となる委譲契約に関連する資産で「無形資産モデル」の対象となるもの（注記10.5を参照）。
- ・ 原子力蒸気供給システムの設計者および供給業者ならびに制御ロッドクラスターおよび核燃料の製造業者としての業務に関連する技術（Framatome）。コードおよび手法、EPR技術、特許ならびに製造プロセスを含み、すべて耐用年数にわたり償却される。
- ・ 購入顧客契約および関係。耐用年数にわたり償却される。
- ・ 顧客契約の獲得または更新に係る増分コスト。顧客契約の平均期間にわたり償却される。
- ・ 環境規制に関連する無形資産。

環境規制に関連する無形資産

これらは、有償で取得した温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書を含む（注記20.1.1および20.1.2を参照）。

温室効果ガス排出権

EU指令2003/87/ECは欧州連合についての温室効果ガス排出枠制度を定めた。英国は現在はEU加盟国ではないが、この制度には引き続き関係している。

この排出枠制度は国内法に組み込まれた。この制度は特に義務を負う参加者（EDFが該当する）に毎年、その年度の排出量に応じた温室効果ガス排出クレジットを政府に提出することを要求している。

EDFグループ内でこの指令の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、DalkiaおよびLuminusである。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。当グループでは、2つの経済モデルを併用している。

- ・ 「トレーディング」モデルでは、保有する権利は公正価値で「その他の棚卸資産」に計上される。年度中に観察された公正価値の変動は損益計算書に計上される。
- ・ 温室効果ガスに係る規制上の要求に従うために保有する権利（「生産」モデル）は、「温室効果ガス排出権—グリーン証書」として無形資産に計上される。
 - ・ 市場で購入した場合には、取得原価による。
 - ・ 無償割当の場合には、ゼロ評価となる（無償割当システムが存続している国の場合）。

事業体による見積年間排出量が、先物市場で売却された権利を控除後の、保有ないし先物市場で購入された権利を上回る場合には、当該年度末において引当金が設定される（注記17.2を参照）。

この引当金は、現物ないし先物市場で取得された権利の量までは取得原価と等しく、残量は市場価格に基づく。この引当金は、排出権を国に提出する際に戻し入れられる。

決算日現在で、当年度の排出権および排出権提出義務のポートフォリオは、相殺しないで総額で表示される。

期末日現在で、先物売りの対象となっていない排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の権利の数量を上回る場合には、その超過分に対して減損テストが行われなければならない。実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が記帳される。

再生可能エネルギー証書（グリーン証書）

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/ECを適用して、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を設定した。英国は現在はEU加盟国ではないが、この制度には引き続き関係している。

これらの目標を達成するために、国は以下の2つのメカニズムを使用できる。

- ・ 再生可能エネルギー資源からのエネルギーに特有の販売料金を導入する（この仕組みはフランスとイタリアで使用されている）。
- ・ エネルギー供給業者により提出される再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（この仕組みは英国（再生可能エネルギー義務証書）とベルギー（グリーン証書）で使用されている）。

再生可能エネルギー証書の仕組みについて、当グループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 発電により獲得した証書は、取得原価ゼロであるため、認識されない。
- ・ 購入した証書は、無形資産の「温室効果ガス排出権－グリーン証書」として認識される。
- ・ 証書の提出義務を反映するために引当金が計上される。この引当金は、獲得済みの証書（ゼロ評価）および購入済みの証書（現物ないし先物市場）の取得原価、未購入証書の市場価格および、該当する場合には、残量についての市場価格またはペナルティ価格を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に戻し入れられる（注記17.2を参照）。

その他の無形資産の純額の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更 (2)	その他 変動	2021年 12月31日 現在
ソフトウェア	5,970	897	(83)	76	2	(75)	6,787
企業結合において取得 したコモディティ契約 の正の公正価値	504	-	-	-	-	-	504
温室効果ガス排出権— グリーン証書	769	1,820	(1,732)	21	-	22	900
その他の無形資産	7,546	541	(52)	45	58	14	8,152
開発中の無形資産(1)	1,581	207	(8)	4	11	(2)	1,793
総額	16,370	3,465	(1,875)	146	71	(41)	18,136
ソフトウェア	(3,569)	(756)	79	(58)	5	17	(4,282)
企業結合において取得 したコモディティ契約 の正の公正価値	(216)	(25)	-	-	-	-	(241)
その他の無形資産	(3,002)	(463)	51	(32)	15	39	(3,392)
償却および減損累計額	(6,787)	(1,244)	130	(90)	20	56	(7,915)
純額	9,583	2,221	(1,745)	56	91	15	10,221

(1) 開発中の無形資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響控除後で表示されている。開発中の無形資産の詳細は注記10.6に記載されている。

(2) 範囲の変更は、基本的に、EDF Luminus (Essentの取得) からなる。

2021年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、以下が含まれている。

- ・ EdisonブランドおよびEdisonの水力発電委譲に関連する無形資産が、それぞれ945百万ユーロおよび489百万ユーロ。
- ・ DalkiaブランドおよびフランスにおけるDalkiaの委譲契約に関連する無形資産が、それぞれ130百万ユーロおよび1,341百万ユーロ。
- ・ Framatomeブランド、Framatomeの原子力技術に関連する無形資産およびFramatomeの顧客契約が、それぞれ151百万ユーロ、712百万ユーロおよび344百万ユーロ。

2021年度には、その他の無形資産について59百万ユーロの減損（純額）が計上された（2020年度(85)百万ユーロ）。

2021年度に損益計算書に計上されたEDFの研究開発費の合計は、487百万ユーロである（2020年度518百万ユーロ）。

10.3 グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産

会計原則および会計処理方法

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に含めることが可能なその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、その資産がIAS第23号「借入コスト」に定義される適格資産である場合には、資産の価額に含められる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの費用は、当該義務をカバーするために計上される引当金の見合いとして資産に計上される。これらの資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される(注記15を参照)。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる（注記15を参照）。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は「有形固定資産」として記録され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

当グループは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に必要であり、計画された閉鎖時、特に主要な点検中に実施される作業の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

減価償却費

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当グループがその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

各国の特定の規則および契約条項により、主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・原子力発電所	40～50年
・風力発電所および太陽光発電設備	20～25年
・化石燃料火力発電所（主にCCGT-コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所）	25～45年
・送電および配電設備（電線、変電所）	20～60年
・その他の一般プラントおよび機械	10～20年

グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産の純額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日 現在	増加	減少	換算調整	連結範囲の 変更(1)	その他 変動(2)	2021年12月31日 現在
土地・建物	14,091	346	(122)	66	(210)	46	14,217
原子力発電所	77,329	3,765	(2,546)	784	-	204	79,536
化石燃料および水力発電所	18,166	330	(119)	179	(1,188)	(3)	17,365
その他施設等	20,620	3,026	(691)	641	(934)	(25)	22,637
使用権資産(3)	5,733	764	-	68	(88)	(273)	6,204
建設中の資産(4)	39,616	4,637	(40)	1,251	(33)	(63)	45,368
総額	175,555	12,868	(3,518)	2,989	(2,453)	(114)	185,327
土地・建物	(7,843)	(608)	79	(16)	71	(13)	(8,330)
原子力発電所	(50,353)	(3,907)	2,449	(465)	-	(1,379)	(53,655)
化石燃料および水力発電所	(13,450)	(643)	116	(203)	994	646	(12,540)
その他施設等	(9,536)	(1,347)	647	(229)	51	56	(10,358)
使用権資産(3)	(1,617)	(723)	-	(8)	81	208	(2,059)
建設中の資産(4)	(156)	(39)	1	(6)	8	44	(148)
減価償却および減損累計額	(82,955)	(7,267)	3,292	(927)	1,205	(438)	(87,090)
純額	92,600	5,601	(226)	2,062	(1,248)	(552)	98,237

- (1) 連結範囲の変更は、基本的に、EDF Renewables（仕組資産の開発および売却）およびEDF Energy（ウエスト・バートンBの売却—注記3.1を参照）に関係している。
- (2) その他変動は、EDFの原子力発電に関連する引当金の計算に使用された実質割引率の変動による引当金およびその基礎となる資産に関連する資産への影響額495百万ユーロ（注記15.1を参照）を含む。
- (3) 使用権資産の詳細は注記10.4に記載されている。
- (4) 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響額を控除後で表示されている。建設中の資産の詳細は注記10.6に記載されている。

グループ所有発電用有形固定資産に観察された変動はユーロに対する英ポンドの上昇に起因する換算調整の影響2,062百万ユーロおよび2021年1月1日付で1,300MW PWR原子力発電所の減価償却期間を50年に延長したことによる影響(1,031)百万ユーロ（注記1.4.1を参照）を含む。

フランスの原子力発電所の減価償却期間

注記1.3.4.1に記載した通り、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉4基）の減価償却期間は、900MWシリーズ（2016年1月1日以後）および1,300MWシリーズ（2021年1月1日以後）については50年、減価償却期間の延長条件を満たしていないN4シリーズ発電所については40年となっている。

2020年4月21日付政令2020-456により採択された2019年-2028年を対象とするフランスの複数年エネルギー計画（Programmations Pluriannuelle de l'ÉnergieまたはPPE）に基づき、2020年度上半期のフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖（同発電所の運営権の終了に係る2020年2月18日付政令2020-129に従ったもの）に加え、2035年までに原子炉12基を閉鎖する予定である。従って、2基の900MW原子炉については、第5回10年検査に先立って2027年および2028年に閉鎖される予定である（特に電力価格および安全供給に関する一定の条件が満たされた場合には、さらに2基の原子炉もまた、2025年-2026年に早期閉鎖される可能性がある）。当該2基の原子炉の選択に当たって優先度が高い事項は、経済的および社会的影響が最小限に抑えられ、電力網に与える影響が最も低く、かつ用地全体の閉鎖を伴わない閉鎖とされる予定である。フランス政府の要請により、これらの基準に基づいて、2020年1月20日にEDFは、ブレイエ、ピュジェ、シノン、クリュアス、ダンピエール、グラヴリーヌおよびトリカスタン用地における原子炉2基ずつの閉鎖の可能性を検証することを提案した。PPEはまた、原子炉の早期閉鎖は、その実施の3年前に確認される予定であることを規定している。そのため、上記の減価償却期間にかかわらず、2020年4月のPPE採択により、2020年度以後、2027年および2028年の900MW原子炉2基の早期閉鎖に関するさまざまなシナリオを参照して、原子力引当金の再見積りが行われた。その結果として、原子力引当金（主に、支払期間が数年間短縮されたことによる廃炉引当金）が29百万ユーロ増加した。加速減価償却期間もこれらのシナリオに基づいて見積もられ、減価償却費が増加したが、当グループの連結財務諸表に重要な影響は与えなかった。

フランスの石炭火力発電所の減価償却期間

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法を考慮して、ルアーブルおよびコルドメ石炭発電所の減価償却期間の終了時期は2019年6月1日に変更されており、ルアーブルの閉鎖を2021年4月1日とする一方で、コルドメは、エココンバスト・プロジェクトの一部としてのバイオマスへの転換を考慮して、2026年まで操業を継続することとされた。

ルアーブル発電所は2021年3月31日付で永久閉鎖された。

2019年度に減価償却期間の終了時期が変更された結果、（従来の減価償却期間と比較して）加速された減価償却費222百万ユーロが2021年度に計上された（ルアーブル発電所は2021年3月31日に操業を停止したため、2020年度は250百万ユーロ）。

2021年7月8日に、EDFは、クラスB「廃棄物」である木材を石炭の代替燃料として開発するエココンバスト・プロジェクトについて、プロジェクト・コストが最終製品の有利な価格を保証できなかったことおよび産業パートナーが最近撤退したことなど、プロジェクト継続の条件が充足されなかったため、終了を決定したことを発表した。

EDFは、2015年度にエココンバスト・プロジェクトを開始した。2018年度後半から当該プロジェクトは、コルドメ発電所をこの代替燃料の使用に適応させることおよび敷地内にペレット生産の専用施設を作ることから成っていた。EDFは、技術面および環境面の実行可能性調査を実施し成功させた。

当該プロジェクトの経済性は、その極めて革新的な性質およびこの種の製品の経験がないことに加え、最近のコモディティ価格の高騰により不利となった。また、EDFがペレット生産施設からの排水処理について協議していたパートナーが当該プロジェクトからの撤退を決定した。コルドメ発電所は2022-2024年度の間は石炭以外の代替燃料による発電ができないことから、このことは、工業用の運転開始日を2024年度まで延期せざるを得ないことを意味した。

コルドメは、コルドメ発電所に対し年間最大750時間までのフル稼働による使用を認めるエネルギーおよび気候法に準拠して、RTEが定義する電力システムの要件を満たすために、2024年度まで、さらに恐らくは2026年度まで、操業を継続する予定である。その結果、減価償却期間の終了時期は現在のところ2026年度で据置き、2021年度下半期から、予想される新たな運営方法を考慮して減価償却スケジュールが加速された。エココンバスト・プロジェクトに係る投資支出は、2021年6月30日現在で全額償却された。

10.4 使用権資産

会計原則および会計処理方法

2019年1月1日から適用されたIFRS第16号に基づいて、契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合には、当該契約はリースであるかリースを含んでいるとされる。

法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産グループの使用を支配する権利を購入者に与える識別された取決めは、IFRS第16号を参照してリースとして分類される。

IFRS第16号に基づく借手としてのリース契約の認識

当グループの借手としてのリース契約は、基本的に不動産（事務所および住宅用不動産）、産業設備（土地、風力発電所）、次いで車両、ITおよび産業機器に関連している。

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用権資産（「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産(使用権資産を含む)」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用権資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の追加借入利率が使用される。この利率は、EDFのゼロ・クーポン債金利を基礎とし、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カン

トリー・リスク・プレミアム、リース契約期間および当該子会社の信用リスクについて調整したものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用权資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、IFRS第16号により認められた2つの免除規定を適用しているため、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

IFRS第15号に基づき売却として分類される「セール・アンド・リースバック取引」（資産の第三者への売却とその後の借手としての借り戻しからなる）を当グループが実施する場合には、当該リースによる使用权資産は、当該資産の従前の帳簿価額のうち当グループが留保した使用权に対応する割合として測定される。また当グループによる当該資産の売却益は、実際に第三者に移転された使用权の割合のみに対応する。リース負債は当該売却またはリースの条件が市場価額を反映していない場合を除き、調整されない。

注記21.1.1に記載したオフバランスシート・コミットメントは、以下に関連する。

- ・ 短期リース（12か月以下）
- ・ 少額資産リース（新規価額5,000米ドル未満）
- ・ リース資産が利用可能となる前に契約されたリース（例えば、建設中の資産）

貸手としてのリース契約の認識

当グループが貸手であるリース契約の会計上の取扱い、契約の分類により異なる。原資産の所有権に固有のリスクおよび経済的便益のほとんどすべてを借手に移転するファイナンス・リースについては、当グループは当初の固定資産ではなく、金融資産を貸借対照表に認識する。この場合、当該債権は将来リース料の割引価値と同額である。

10.4.1 使用権資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日 現在	増加(1)	減少	連結範囲の 変更	その他 変動(2)	2021年12月31日 現在
土地・建物	4,740	479	-	1	(68)	5,152
その他施設等	993	285	-	(89)	(137)	1,052
総額	5,733	764	-	(88)	(205)	6,204
土地・建物	(1,055)	(566)	-	3	89	(1,529)
その他施設等	(562)	(157)	-	78	112	(529)
減価償却および減損累計額	(1,617)	(723)	-	81	201	(2,058)
純額	4,116	41	-	(7)	(4)	4,146

(1) 増加は、新規リースに関して認識された使用権資産に関連する。

(2) その他変動は、使用権資産に係る契約改訂の影響および換算差額を含む。

10.4.2 損益計算書の影響

IFRS第16号に準拠して、借手としてリース契約を損益計算書に認識したことに関する主な影響は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
サブリース収益	56	56
変動リース費用	(53)	(46)
短期リースまたは少額資産リースに係る費用	(70)	(106)
セール・アンド・リースバック取引による収益	-	-
減価償却費および償却費控除前営業利益	(67)	(96)
使用権資産に係る減価償却費	(723)	(697)
営業利益	(790)	(793)
リース負債に係る支払利息	(75)	(80)
連結会社税引前利益	(865)	(873)

10.4.3 リース関連の支払

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
リース負債関連の支払合計	(801)	(795)

リース負債関連の支払は、主に元本の返済に関連し、その金額は2021年度729百万ユーロ（2020年度719百万ユーロ）である。

10.5 フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産

会計原則および会計処理方法

委譲契約の会計処理は、その契約の性質と具体的な契約特性に依存する。

フランスにおける委譲

フランスにおいて、当グループは、以下の3種類の委譲の運営者となっている。

- ・ 委譲者が地方当局（市町村または複数の市町村の共同）である公共配電委譲（注記11を参照）。
- ・ 委譲者が国である水力発電委譲。
- ・ 公的機関からの温熱発電および配電に係る委譲。

水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。1999年より前の委譲については、水力発電委譲資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成る。それ以後の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）も含む。

2012年より前に満了した委譲の大部分は、当初期間75年に係るものであり、30～50年の期間で更新された。ただし、フランス政府は、満了した委譲29件の更新を行っていない。これらの委譲はその満了以来、法律に定義する「継続延長」状態にあり、当該規定によれば、委譲の満了日において新たな委譲が設定されていない場合には、当面の運営の継続性を確保するため、「当該委譲は、新たな委譲が行われるまでの間、既存の条件にて延長される」（フランスのエネルギー法第L.521-16条第3項）。

これらの委譲契約はIFRIC第12号「サービス委譲契約」に該当しないため、使用資産は、直接所有であるか委譲の一部であるかを問わず、取得原価にて「フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産」に計上される。

適用される主な減価償却期間は以下の通りである。

・ 水力発電ダム	75年
・ 水力発電所で使用される電気機械設備	50年

公的機関からの温熱発電および配電委譲

Dalkiaと公的機関との間で締結された温熱発電および配電委譲契約は、当該機関から付託されたか、または当該機関の要請に基づき建設された施設を、限定された期間にわたり、委譲当局の監督下において運営する権利を与えるものである。

これらの契約は、報酬および契約終了時の委譲当局または他の後継業者への施設引渡しの条件について定めている。

当該資産は、IFRIC第12号「サービス委譲契約」に従って、「その他の無形資産」として計上されている。

委譲資産は、通常、以下から構成される。

- ・ ボイラー室
- ・ ネットワーク
- ・ ネットワーク拡張
- ・ ネットワーク接続
- ・ 場合により熱電併給資産

無形資産は、通常15～25年の委譲期間にわたって定額法により減価償却される。

これらの資産は、そのほぼすべてがフランスに所在する。

外国における委譲

外国における委譲は、様々な契約および各国の法律の規制を受ける。外国における委譲運営資産の大部分は、「フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産」として計上されている。外国における委譲は、実質的に、地域ガス輸送網、水力発電所およびエネルギー・サービスを委譲に基づき運営するイタリアのEdisonに関係している。Edisonは、委譲終了時に無償または補償金とともに委譲当局に返還される予定である水力発電所に係る有形固定資産の一部を除いて、すべての資産を所有している。IFRIC第12号に従って、特定の委譲契約は無形資産として計上されている。委譲満了時に無償で返還される予定の水力発電資産は委譲期間にわたって減価償却される。

フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産の純額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日 現在	増加	減少	連結範囲の 変更	その他 変動	2021年12月31日 現在
土地・建物	1,640	17	(17)	1	-	1,641
化石燃料および水力発電所	11,711	260	(96)	21	38	11,934
その他	677	13	(16)	-	6	680
建設中の資産*	590	64	(4)	-	(11)	639

総額	14,618	354	(133)	22	33	14,894
土地・建物	(980)	(34)	16	-	1	(997)
化石燃料および水力発電所	(6,282)	(291)	92	-	(24)	(6,505)
その他	(482)	(35)	19	-	6	(492)
建設中の資産*	(16)	(2)	(4)	-	2	(19)
減価償却および減損累計額	(7,760)	(362)	123	-	(15)	(8,013)
純額	6,858	(8)	(10)	22	19	6,881

* 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響控除後で表示されている。建設中の資産の詳細は注記10.6に記載されている。

2021年12月31日現在、フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産は、主にフランスおよびイタリアに所在する委譲運営施設（公共配電を除く水力発電）から構成されている。

10.6 建設中の資産

（単位：百万ユーロ）

	2021年度	2020年度
無形資産	1,793	1,581
グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産	45,220	39,460
フランスの公共配電委譲以外の委譲運営有形固定資産	621	574
建設中の資産合計	47,634	41,615

無形資産

2021年12月31日現在、建設中の無形資産には、特に、EPR 2およびSMRプロジェクトに関する調査それぞれ761百万ユーロ（2020年12月31日現在577百万ユーロ）および69百万ユーロが含まれている。

フランスの新原子炉：EPR 2プロジェクト

EPR 2プロジェクトは、第3世代原子炉の安全目標を満たす新たな加圧水型原子炉に関連しており、EPR原子炉および現在稼働中の原子炉から得た設計、建設および運転開始の経験を織り込むことを目指している。

2019年7月16日に、ASNはEPR 2に関するEDFの主要設計オプションの安全水準は満足できるものであったとの見解を公表した。ASNは「全般的な安全目標、安全の基本要件および主要設計オプションは全体として満足できるものであった」と表明した。

EPR 2はまた、出力（現在の原子炉の最大出力である1,450MWに対し1,650MW）、発電量、供給力、操作性に関して優れた運転性能を提供することが見込まれる。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表したPPE案は、政府が原子力業界とともに、新原子力発電のコスト、他の低炭素発電方法との関連で見たその長所および短所、可能性ある資金調達モデル、新原子炉プロジェクトおよび公開協議に関するプロジェクト管理様式、ならびに潜在的な新原子力発電所により生み出される廃棄物の管理に関する事項の諸問題を検証するための作業プログラムを2021年半ばまでに実施する旨、ならびにこの情報に基づき、またエネルギー状況の展開に依存して、政府は原子力施設向け更新プログラム開始の適合性に関する決定を下す予定である旨を明記した。

EPR 2に関する決定を待つ間に、EDFは2020年12月16日の取締役会により、費用予算約10億ユーロをもって2022年度末まで当該プロジェクトを継続する権限を与えられた。

2021年度にEDFは、フランスの当局と協力して政府監督下の作業プログラムに貢献する取組みを完了した。それは、最初のEPR建設からのフィードバックの正式な提供、および（フランス内外の先行するEPRプロジェクトからのフィードバックを織り込んだ調整済EPRモデルを使用して）3対の原子炉を建設する業界プログラムに対するフランスの原子力部門の対応力を明らかにすることであった。

実施された分析は、必要性の根拠、原子力部門の参加者を動員するための行動計画、予想費用の見積り、当該プログラムの統率と資金調達に関する可能な選択肢の分析（ならびに規制および法的枠組みの変更に係るその帰結）、立地の識別、新原子力発電所が産出する廃棄物の管理に関する問題の検討、ならびに欧州委員会との連携や公開協議等の取るべき行動を対象としていた。

DGECは2021年夏にこのプログラムの監査を行い、スケジュールおよび費用の見積りに用いた方法の妥当性を確認した。

フランス大統領は2021年11月の演説において、フランスが原子力プログラムを再開しフランス国土に新原子炉を建設することを宣言した。フランス東部のベルフォールを訪問中であった2022年2月10日に、大統領は2035年までにEPR 2原子炉6基を建設し、2050年までのEPR 2原子炉8基の増設に向けた調査を開始するプログラムへの着手を発表した。投資決定はまだ行われておらず、当該プログラムは適切な規制および資金調達の取決めに必要とする。

NUWARD、フランスの小型モジュール型原子炉（SMR）プロジェクト

小型モジュール型原子炉（SMR）については、2021年度において、170MWユニット2基を備えた340MW加圧水型発電所であるNUWARD™の開発が継続された。このクラスの発電所は、最も古い化石燃料火力発電所を今後数十年間に広範囲で置き換えることへの貢献を目的に、主に輸出市場向けに設計されている。これらの輸出販売は、2030年度までに着工予定のフランスのモデル発電所によって支えられる。

NUWARDの開発、工業生産およびマーケティングはEDFが監督し、CEA、Naval GroupおよびTechnicAtomeからエンジニアリングの支援を受ける。輸出目的であることに鑑み、この開発を対象に、1件以上の国際パートナー、特に欧州のパートナーとの協力の実行可能性について調査が行われている。

国の復興計画である「フランス再興（France Relance）」の一環としてフランス政府から供与された公的資金50百万ユーロの恩恵を受けて、現在、概念設計フェーズが進行中である。

グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産

2021年12月31日現在、建設中のグループ所有発電用有形固定資産は、主に、以下から構成されている。

- ・ フラマンヴィル3 EPRへの投資15,014百万ユーロ（資産計上された中間利息3,471百万ユーロを含む）（2020年12月31日現在、資産計上された中間利息3,291百万ユーロを含む14,565百万ユーロ）。2021年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの資産計上額は15,251百万ユーロであり、これには運転開始された資産231百万ユーロ¹（中間利息25百万ユーロを含む）も含まれる（注記10.3を参照）。

¹ 総額336百万ユーロから減価償却累計額105百万ユーロを控除。

資産計上された中間利息を含むこの資産計上額15,251百万ユーロには、建設費用の他に、以下が含まれる。

- ・ 予備部品在庫および関連プロジェクト（特に初回総合検査および北部地域開発）の資産計上額、合計529百万ユーロ。
- ・ フラマンヴィル・プロジェクトに関連した開業前費用およびその他の有形固定資産781百万ユーロ。
- ・ フラマンヴィル3 EPRプロジェクトに関連したFramatomeとEDF SAとの間の貸借対照表項目およびマージンの内部残高の相殺消去（311百万ユーロ、基本的に前受金および未成業務受入金からなる）。
- ・ この結果、2021年12月31日現在の連結財務諸表において取得原価ベースで計上された建設費用は10,445百万ユーロであり、完成時の建設費用（中間利息を除く）は127億ユーロ（2015年のユーロ）である。

これは、2022年1月12日に当グループが発表した、フラマンヴィル3プロジェクトの日程調整および見積完成費用の124億ユーロから127億ユーロへの増額（2015年のユーロ、中間利息を除く）を受けたものである。

フランス監査院(Cour des Comptes)は、EPR技術に関する2020年7月の報告書において、同院の計算によると、EDFが2019年10月9日付プレスリリースにて公表した建設費用124億ユーロ（2015年のユーロ）に加えて、利息費用42億ユーロを含む67億ユーロ（2015年のユーロ）にのぼる可能性がある追加コストがかかる旨を発表した。上述のとおり、2021年12月31日現在、資産計上された利息は35億ユーロであり、その他の資産計上されたプロジェクト・コストは13億ユーロである。

主要な二次回路の接合部の必要な修理による非経常的な追加費用（当グループの2019年10月9日付プレスリリースを参照）は、2021年度に573百万ユーロでその他の収益および費用に計上されている（2020年度397百万ユーロ）（注記7を参照）。2022年1月12日に発表された再調整により生じた追加費用は、その他の営業収益および営業費用に計上される予定である。

- ・ ヒンクリー・ポイントCに関連する投資18,542百万ユーロ（資産計上された中間利息835百万ユーロを含む）（2020年12月31日現在、資産計上された中間利息518百万ユーロを含む13,586百万ユーロ）。2021年度の当該プロジェクトへの投資は3,635百万ユーロである（2020年度2,868百万ユーロ）。
- ・ サイズウェルCに係る533百万ユーロの調査(2020年度324百万ユーロ)。

建設中の有形固定資産（委譲運営資産を除く）の残高、すなわち11,131百万ユーロは、主にグラン・カレナージュ・プログラムに沿ったEDF SAの既存の原子力発電所（70%）（主要部品、特に蒸気発生器の取替、定期検査および10年検査に関連する作業）に関連しており、それよりも少ない割合（約15%）でEDF Renewables（欧州、北米および新興国において開発中の発電所）に関連している。

建設中の有形固定資産は、2021年度の投資水準が、当年度中に事業供用された資産の額を大幅に上回ったことから、5,760百万ユーロ増加した（注記10.3を参照）。

当期中の主要な進行中のプロジェクトおよび投資

グラン・カレナージュ・プログラム

2014年度以来、EDFは、原子炉の安全性を高め、40年を超えて原子力発電所の稼働年数を延長することを目的としたグラン・カレナージュ工業改修プログラムを実施している。2014年度から2025年度の期間に係る当該プログラムの費用の最新の見積りは、2020年10月29日現在のものであり、現在のユーロで494億ユーロであった。

この費用見積額は主に、2021年2月23日公表のASNの決定をもって終了したプロセスである当グループの900MW原子炉の第4回定期検査に基づいて実施すべき追加作業に係る一次情報を反映していた。要求された作業は、安全水準向上のための調査、改良作業および当初計画外の追加設備を含む。当該見積額は、前年度の経験に基づいて修正後の10年検査および部分検査の計画保守停止期間、ならびに2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの2020年度の見積りによる影響も考慮に入っていた。グラン・カレナージュ・プログラムの費用見積額は定期的に更新されており、現在の見積額は502億ユーロ（現在のユーロによる）である。この数値は、今後実施される作業、調査および管理、ならびに一部の費用の再評価を考慮に入れている。業界の取組みは2025年度後も続き、その結果、投資費用は同日後も引き続き高水準に留まると見込まれる。

2021年度のグラン・カレナージュ・プログラムの主な事象および業界の経過目標は以下の通りである。

- ・ 2021年2月23日にASNは、900MW原子炉の第4回10年検査後10年間の稼働継続の一般的な側面について、EDFが実施および推奨した措置すべてがこれを実行可能にしたことを考慮して、意見を公表した。2019年度後半のトリカスタン1号機の後、2021年度にビュジェ2号機、ビュジェ4号機およびトリカスタン2号機が稼働年数40年の節目に達し、また、2021年度中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した。2021年12月31日現在、他の3件の第4回10年検査が進行中であった（ダンピエール1号機、ビュジェ5号機およびグラヴリーヌ1号機）。
- ・ 主要ユニット変圧器の予防取替プログラムが継続した。主要ユニット変圧器の合計174台のうち150台、即ち当該プログラムの86%が取り替えられた。
- ・ 900MWシリーズのユニット合計32基のうち27基の蒸気発生器が取り替えられた。
- ・ 現在56台の非常用ディーゼル発電機はすべて稼働している。56台目（パリュエル1号機）は2021年2月に運転開始した。

フラマンヴィル3 EPRプロジェクト

2020年度の進展

2020年度におけるフラマンヴィル用地の主要な進展は以下の通りであった。

ホット機能試験の第2フェーズが2019年9月21日に開始され、2020年2月に完了した。ホット機能試験はシミュレーションされた正常操業条件下における発電所の性能を点検するものである。

Covid-19パンデミックに関連して、マンシュ地域で感染クラスターが識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された（注記1.4.3を参照）。当該用地における通常業務は、2020年5月4日から段階的に再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。

開放型原子炉容器の機能試験は、2020年5月21日から6月25日までの間に無事に完了した。

EPRの部分的な試運転を認可するASNの2020年10月8日付決定を受けて、最初の燃料集合体は10月26日に現地に到着し、原子炉建屋のプール内に保管されている。

並行して、品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止要件への準拠性違反があった主要二次回路の非溶け込み接合部の改善作業が継続され、ASNによる最初の承認公表後、2020年8月に数か所の接合部が修理された。EDFはまた、主要二次回路に関する修理の範囲に、蒸気発生器への給水回路上の接合部を含めることを決定した。これらの接合部の修理手順に関する適格性認定は、2021年度下半期中の作業実施を目標に開始された。現段階では、修理は二次回路の接合部100か所に関係している。

フランスの最初の全国規模のロックダウンがフラマンヴィル・プロジェクトに与えた影響に関し、2020年度にレビューが実施された。その結果、2019年10月に公表された燃料装荷日ないし建設費用に変更はなかったが、当該プロジェクトの日程・費用には余裕が残されていないことが示された。ただし、目標の達成は、多くの要因、特にEDFが提案した主要二次回路接合部の修理方法、具体的には溶け込み接合部の修理に係る溶接ロボットの適格性に関するASNの検証に依存する。

これらの修理作業は、遠隔操作ロボットを含む全工程の承認についてASNが最終決定を下すまで開始できず、2021年度第1四半期まで延期された。当該プロジェクトのこのフェーズは、EPRの予定通りの完了に係るクリティカル・パスの1つとなっている。

2021年度の進展

初装荷に必要な燃料集合体は当年度上半期中に継続的に到着し、初期炉心全体が現在フラマンヴィル3原子炉建屋プールに保管されている。

遠隔操作ロボットを使用した主要二次回路溶け込み接合部の修理工程は、予想日より数週間遅れて2021年3月19日にASNの承認を受け、破断防止原則に準拠していなかった8か所の接合部の作業が開始された。2021年度に8か所すべてが修理され、応力除去熱処理の対象とされた。VVP（蒸気排出配管回路）溶け込み接合部の修理に関する応力除去熱処理の適格性認定の実証はASNの妥当性確認を受け、2021年度後半に使用認可が下りた。更に4か所のARE（蒸気発生器給水回路）溶け込み接合部も修理を要し、修理工程の適格性認定が現在ASNにて行われている。この工程はVVP溶け込み接合部の修理に使用された工程を適応させたものである。

品質上の欠陥があった主要二次回路の非溶け込み接合部について（これは、VVP接合部45か所およびARE接合部32か所に関連する）、ASNは2021年4月に、第3バッチの6か所の接合部の修理を承認した。現在までに承認された3バッチのうち、12か所の接合部の品質改善が完了している。ASNは4月に、関連する規制上のチェックを承認し、これは現在進行中である。

主要二次回路の合計100か所の（溶け込みおよび非溶け込み）接合部がVVPおよびAREの配管の修理に関係している。これらの接合部の大部分に係る修理の最終段階は、最終検証前の最適化された応力除去熱処理である。これらの接合部の修理は引き続きフラマンヴィル3のクリティカル・パスにおける重要課題の1つである。

2021年3月2日に、EDFはASNに対し、主要一次回路に3つのノズルを取り付ける際に（これらのノズルは当該一次回路に補助回路を接続する）2006年度の設計基準の適用が不完全であったことについて重要事象を申告した。ASNの要請を受けて、当グループのエンジニアリング・チームが3つのシナリオを検証した。2021年6月21日にASNに対し、EDFが選択した解決策は「格納容器カラー」の設置であることを言明するとともに、当該解決策に対するASNの見解が示されて、2021年度末までにすべての設計および調達活動の着手が可能となることを要請するファイルが送付された。2021年10月8日付書簡にて、ASNはこの解決策に原則として異論がない旨を示した。ただし、格納容器カラーの設計ファイルは、フランスの放射線防護・原子力安全研究所（IRSN）（Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire）の審査を受ける予定である。

また、オルキルト（フィンランド）のEPRで加圧弁の腐食が観察された後、当グループは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。これに伴い、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料が変更された。最適な材

料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。当該部品は現在生産中であり、2022年度上半期中に現場に取り付けられる予定である。ASNは技術上の選択について定期的に報告を受けており、この戦略に異論を唱えなかった。また、ASNとIRSNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証も継続している。EDFはIRSNの直近の問い合わせに対し、弁の設計に係る検証を2022年度上半期末までに完了できるよう回答する予定である。

作業の進捗に伴い、新たな技術上の問題が浮上し、完成費用増額および日程遅延のリスクが高まる可能性がある。起動に向けた作業および準備の進捗状況を考慮して、2022年1月12日に、EDFはフラマンヴィル3プロジェクトの日程を調整した。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第2四半期に延期され、見積完成費用は124億ユーロから127億ユーロ（2015年のユーロ、中間利息を除く）に改定された。

原子炉容器に燃料を装荷し全体的な起動テストを実施する前に、主に以下の複数の作業が残されている。

- ・ 主要二次回路の接合部の修理の完了
- ・ 原子炉への燃料装荷前の、据付に関する新たな一連の適格性確認テストの実施
- ・ 台山原子炉1号機にて直面した技術上の問題から得た経験の織り込み
- ・ 据付作業の完了および稼働に必要なすべての書類の提出

2022年1月に発表された通り、2回目の運転サイクルで直面した技術上の問題を受けて実施された台山1号機の燃料集合体の検査の結果、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。同種の摩耗は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉でも既に観察されている。今後のフラマンヴィル3の運転開始に向けて、ASNとの間で解決策が検討される予定である。

ヒンクリー・ポイントC

2016年7月28日にEDFの取締役会が下した最終投資決定（FID）を受けて、EDFとChina General Nuclear Power Corporation（CGN）は、英国サマセットのヒンクリー・ポイント用地におけるEPR原子炉2基の建設・運営に関する英国政府との契約に署名した（「ヒンクリー・ポイントC」または「HPC」プロジェクト）。HPCに対するEDFの持分は66.5%、CGNの持分は33.5%である。

2021年度において、HPCプロジェクトは建設作業を継続し、以下を含む多くの経過目標を達成した（2号機の作業は1号機の作業の約11か月後に続く）。

- ・ 1号機では、原子炉建屋のコンクリート基礎が完成した。従来型の島では、タービンを支える2,500立方メートルのコンクリート製の「テーブル」が完成した。
- ・ 1.8kmの放水路が完成し、第2取水路の工事を開始した。取水・放水路のヘッド6基が完成した。
- ・ 土木工事完了に伴い、電気・機械工事を第1室にて開始した。2号機では、1号機原子炉の同作業からわずか11か月後の2021年11月に、格納容器ライナーの最初の鋼製リングが原子炉建屋に吊り上げられた。
- ・ 重要機器の生産が続けられた：回転式天井クレーンのビームおよび最初の低圧タービンが完成した。

HPCプロジェクトの2021年度の進展は、第1四半期以後もCovid-19パンデミックの影響を受けたほか、エンジニアリング実績が予想を下回ったことや世界の建築資材市場の緊張にも影響を受けた。また、臨海工事の洋上フェーズは計画許可の遅れにより減速し、現在、訴訟が進行中である。こうした背景から、2021年度には日程・費用調整のリスクが再び高まった。遅延リスク低減のための行動計画が進行中であり、エンジニアリング実績の改善に向けた措置が取られている。現行の日程および完成費用の順守は、これらの対策が問題なく実施されるかどうかにより左右される。

2020年度において、特にこれまでのパンデミックの影響を見積るために、HPCプロジェクトの日程および費用の詳細なレビューが実施された。その結果、2021年1月27日に以下の情報が公表された。

- ・ 1号機による発電開始は、2016年度当初に発表された2025年度末に代えて、現在は2026年6月と見込まれている。
- ・ プロジェクト完成費用は現在、2015年の英ポンドで220億から230億英ポンドの範囲と見積られている¹。
- ・ 1号機および2号機の商業運転日の遅延リスクは、それぞれ15か月および9か月に維持されている。このリスクは現実化する可能性が高く、その場合には、2015年の英ポンドで約7億英ポンドの潜在的な追加費用が発生する。

1 2019年9月25日付プレスリリースにて以前発表された費用は、2015年の英ポンドで215億から225億英ポンドであった。2015年の英ポンドにより、中間利息を除き当該プロジェクト向け参照為替レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した外国為替の影響を除いた、運営活動計画分を控除後の費用。費用は、全新規作業に係る英国の建設産出価格指数を使用して現在の英ポンドによる見積費用を割り引くことにより算定されている。

2022年度にベンチマーク費用および日程の全面的な見直しが行われる予定である。

サイズウェルC

2016年9月29日に、HPC契約に加えて、EDFおよびCGNはサフォーク州サイズウェルにて総発電容量3.2GWのEPR原子炉2基を開発、建設および運営し、約60年間にわたり英国6百万世帯に電力供給を行うサイズウェルCプロジェクトに関する契約に署名した。当該プロジェクトの目標は、可能な限りHPCを再現することである。

このプロジェクトの開発はEDFが主導し、2021年12月31日現在、EDFは80%の持分を所有し、CGNが残りの20%を所有している。遅くとも最終投資決定日までに、EDFは最大20%の持分とそれに対応する制限された権利を有する少数株主となり、その時点で当該プロジェクトを当グループの財務諸表から連結除外する予定である。従って、当該プロジェクトは、グループ外の投資家や貸手が当該プロジェクトに投資するための適切な条件、特に消費者にとって競争力のあるコストで民間部門の資金を引きつける質の高い信用格付けを取得し、必要な資金を集めるために必要とされる、適切な規制上および資金調達上の枠組みの定義を達成することを目指している。

最終投資決定が行われた時点で、EDFは、設計、設備および主要原子力部品（特に蒸気発生器、計装制御設備および燃料）ならびに関連サービスを提供する予定である。

2020年6月に英国の計画監察官は、サイズウェルC建設のための開発同意令（DCO）の申請を受理した。DCOの審査は2021年4月から10月にかけて行われた。英国の計画プロセスの一環として、義務証書（緩和措置プログラム）と環境トラスト（追加的環境保護の約束）が設定された。現在、計画監察官が、英国国務大臣への提案に先立ち、DCOの最終案とすべての関連文書（技術評価、緩和措置など）を検討している最中である。DCO申請に係る国務大臣の決定は2022年5月末までに下される見込みであり、6週間の期間中、不服申立てが可能である。環境許可および原子力施設認可の申請は2020年5月および6月に提出されており、現在審査を受けている。原子力施設認可の帰属要件は2022年度中に充足される必要がある。

2021年10月26日に、英国政府は、将来の原子力プロジェクト向け資金調達の枠組み案である規制資産ベース（RAB）モデルを定める原子力（資金調達）法案を提出した。当該法案は2022年1月10日に下院で可決された後、上院に送られ審議に付された。RABモデルは、プロジェクトの建設および運営のリスクを投資家が消費者と共有できるようにすることを目指している。また、一定のリスクから投資家および貸手を保護するために政府支援パッケージ（GSP）も定義される予定である。サイズウェルCプロジェクトは、RAB認可に適格となることを目指している。サイズウェルCに関するRABモデルおよびGSPの条件は、現在検討されている最中である。

2021年10月27日に、2021年度の予算・歳出見直しの中で英国政府は、大規模原子力プロジェクトが最終投資決定に至るために最大17億英ポンドの直接政府資金供与を2022年度から2025年度の予算に組み入れること、またサイズウェルCプロジェクトについて政府がEDFと活発に交渉を行っていることを発表した。2022年1月27日に英国政府は、サイズウェルC用地の土地またはサイズウェルCの会社に対するEDF持分を購入するオプションと引き換えに、100百万英ポンドの公的資金を供与する予定であると発表した。

EDFが他の投資家とともに最終投資決定に参加し、建設フェーズの資金調達に貢献できるかどうかは、現時点で保証されていない諸条件の充足にかかっている。

10.7 無形資産および有形固定資産への投資

キャッシュ・フロー計算書に表示された無形資産および有形固定資産への投資の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年度	2020年度
無形資産の取得	(1,645)	(1,446)
有形固定資産の取得	(16,102)	(15,086)
固定資産未払金の変動	141	525
無形資産および有形固定資産への投資	(17,606)	(16,007)

2021年度中の有形固定資産および無形資産に対する投資は、主に、以下に関係している。

- ・ フランス一発電と供給セグメント5,327百万ユーロ、主にグラン・カレナージュ・プログラムに基づく投資、フラマンヴィル3に関する投資、および水力発電に関する投資。

- ・ フランスー規制業務セグメント4,784百万ユーロ、主に顧客および生産者の接続に関連する投資であるが、電力網の更新、サービス品質および電力網の近代化に向けた投資も行っている。
- ・ 英国セグメント4,325百万ユーロ、主に原子力発電に関連する投資。
- ・ EDF Renewablesセグメント1,849百万ユーロ、フランス、北米および新興諸国で建設中の風力および太陽光発電容量が大幅に増加した。

10.8 減損／戻入

会計原則および会計処理方法

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、IAS第36号を適用して、資産が著しく減損している可能性を示す兆候の有無を評価している。減損テストはまた、有効期間が確定できない無形資産を含むか、のれんの一部もしくは全部を配分した資金生成単位（CGU）またはCGUグループにつき、少なくとも年に一度行われる。

減損テストは、以下のように行われる。

- ・ 当グループは、長期資産の減損を測定するに当たり、その資産およびのれん（必要に応じてCGUにグループ化される）の帳簿価額と回収可能価額とを比較する。
- ・ CGUは識別可能な独立したキャッシュ・フローを生む同種資産のグループである。これらは当グループにおける活動の管理方法を反映する。すなわち、その活動が下位企業集団全体を横断して最適化されているときは下位企業集団の場合もあり、別個に管理される異種の活動（火力発電、再生可能エネルギー生産、サービス）に対応して下位企業集団の部分ごとに形成されるCGUの場合もあり、単独の資産の場合もある。
- ・ これらのCGUの回収可能価額は処分コスト控除後の公正価値と使用価値の高い方である。この回収可能価額が貸借対照表上の帳簿価額を下回る場合、差額相当額が「減損」に計上される。当該損失は、最初にのれんに配分され、残額があれば、関係するCGUのその他の資産に配分される。のれんについて認識した減損は戻入できない。
- ・ 公正価値は、経済主体間の通常の取引における当該資産の潜在的な売却価格である。
- ・ 使用価値は、以下の予測将来キャッシュ・フローに基づいて算定される。
 - ・ 資産の耐用年数および／または操業可能期間と首尾一貫した期間にわたり、
 - ・ 有効期間が確定できない一定の無形資産（ブランド等）については、観察可能な期間またはモデル期間以降は、基準キャッシュ・フローの割引永続価値により最終価値を算定する。
 - ・ 評価日現在で未決定であった開発プロジェクトを除外し、
 - ・ 資産またはCGUのリスク・プロファイルを反映した割引率で割り引く。
- ・ 使用される割引率は、関係する各資産または資産グループに係る加重平均資本コスト（WACC）に基づいており、これは、地域毎および事業セグメント毎にCAPMによって決定される。WACCは税引後で計算される。
- ・ 将来キャッシュ・フローは、決算日現在で入手可能な最善の情報に基づいて算定される。
 - ・ 最初の数年間のキャッシュ・フローは、中期計画（MTP）に対応する。MTP対象期間にわたり、エネルギーおよびコモディティ価格は、ヘッジを考慮に入れ、入手可能な先渡価格に基づいて決定される。
 - ・ MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、当グループが原子力資産を管理する各国についての長期の仮定を基礎として、年次で更新される計画策定手続の枠組み内で見積られる。長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ価格（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。当グループは、各仮定対象について、特に外部の分析を参照する。例えば、電力価格の主要な要素であるコモディティおよび二酸化炭素については、当グループは自社のシナリオと、AIE、IHS、Wood MackenzieまたはAurora等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析自体が異なるマクロ経済環境に対応した円錐状のシナリオを提示していることを念頭に比較する。
- ・ 発電資産の評価には、発電容量の市場メカニズムによる収益もまた、関連する国が発電容量の収益メカニズムを導入済みまたは将来の導入を発表済みであることを前提として、該当する場合にはMTP期間から考慮される。

これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。

- ・ 割引率の変動
- ・ エネルギーおよびコモディティの市場価格の変動、ならびに料率規制の変更
- ・ 需要および当グループのマーケット・シェア、ならびに顧客ポートフォリオの解約率の変動
- ・ 施設の耐用年数または該当する場合には委譲契約期間
- ・ 中期計画期間以降について使用した成長率および該当する場合には考慮に入れた最終価値

10.8.1 資産の種類別の減損

減損の認識額および戻入額は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度	2020年度
のれんの減損	10.1	-	(31)
その他の無形資産の減損	10.2	59	(85)
有形資産の減損	10.3-10.5	(712)	(683)
戻入控除後の減損		(653)	(799)

2020年12月31日付で認識された減損は(799)百万ユーロであり、以下に関係していた。

- ・ 英国の原子力資産 ((621)百万ユーロ) およびガス貯蔵資産 ((13)百万ユーロ)
- ・ EDF Renewablesの様々なCGU ((36)百万ユーロ)
- ・ イタリアのEdisonが所有する水力発電資産 ((39)百万ユーロ) およびエネルギー・サービス資産 ((27)百万ユーロ)
- ・ 米国の子会社であるDES Groomののれん ((26)百万ユーロ)
- ・ その他の資産 (合計(37)百万ユーロ)

2021年度に認識された減損は(653)百万ユーロであり、その詳細は以下に記載する通りである。

10.8.2 のれん、無形資産および有形固定資産の減損テスト

以下の表は2021年度における主要なのれん、有効期間が確定できない無形資産およびその他の当グループ資産について実施された減損テストの結果ならびに使用された主要な仮定の一部を示している。

のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損

2021年12月31日現在、当グループののれんおよび有効期間が確定できない無形資産について、新たな減損は計上されなかった。

事業セグメント	資金生成単位または資産	正味帳簿価額 (単位： 百万ユーロ)	税引後WACC	永続 成長率	2021年度の減損 (単位： 百万ユーロ)
英国*	EDF Energyのれん	8,095	5.7%	-	-
イタリア	Edisonブランド	945	6%	1.5%	-
Framatome	Framatomeのれん	1,428	5.9%	0.5%	-
	Framatomeブランド	151	5.9%	0.5%	-
Dalkia	Dalkiaのれん	592	4.2%	1.5%	-
	Dalkiaブランド	130	4.2%	1.5%	-
その他の減損					-
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損					-

* EDF Energyのれんの減損テストは、工業用資産の耐用年数を対象にしており、永続価値は見積もっていない。

その他の無形資産および有形固定資産の減損

事業 セグメント	資金生成単位 または関連資産	減損の兆候	税引後WACC	2021年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	原子力資産*	ダンジェネス発電所の早期閉鎖	5.7%	(445)
	土地	土地評価額の下落見通し	5.7%	(260)
イタリア	水力発電資産	市場価格およびWACCの 有利な推移の確認	6%	60
	風力発電資産	重要な取引に支えられた 市場価格およびWACCの 有利な推移の確認	5%	90
EDF Renewables	一部のCGU (主にフランス)	料金・運営に関する不利な見通し	3.6%	(54)
その他の減損				(44)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(653)

* 減損は主に2021年6月30日付で計上された。

全般的前提

2021年6月30日現在の全般的な状況として、パンデミックの影響を受けた2020年度を経て、グループ企業の市場状況および営業成績の結果、2021年度には減損の兆候は認められなかった。ただし、一部の個別の状況では減損テストが必要となり、2021年6月30日現在で、主に英国におけるEDF Energyの現在稼働中の原子力発電所、フランスにおけるEDF Renewablesの太陽光発電所の一部およびエココンバスト・プロジェクトの中止を受けたコルドメ発電所に係る個別資産について(502)百万ユーロの減損が認識された。

2021年12月31日現在、当グループは減損テストに通常の方法を適用し、のれんおよび無形資産の年次テストを更新した。

電力価格

市場の対象期間（通常3年）にわたり、減損テストで使用された先渡価格は12月末現在の市場価格であり、ヘッジ対象ポジションを含み、すべての地域において2020年度末に観察された先渡価格より大幅に（6月末現在の価格よりも更に大幅に）上昇した。

長期の対象期間にわたり、これらのテストは、年次で更新されるシナリオ構築手続における、仮定群と需給バランスの基本モデルにより分析的に構築された価格曲線を使用している。

当グループが事業を展開する国の電力価格につき構築された長期シナリオは、2015年のパリ気候協定およびその後2021年6月の「Fit for 55」パッケージで定められた、2030年までに温室効果ガス排出量を（1990年の水準と比較して）55%削減するとの目標を設定した欧州の脱炭素化目標の軌道と整合している。使用されたシナリオは、主に二酸化炭素価格の上昇を含んでおり、これは欧州における脱炭素発電、また各用途の電化を通じたより全般的な経済性につながる可能性がある。ただし、現段階では、減損テストに使用するシナリオには、欧州のネットゼロ目標が2050年までに達成されるとの仮定は含まれていない。

2021年度のシナリオにおける長期価格曲線は、2040年まで上昇した後、新世代のCCG（コンバインド・サイクル・ガス）発電所の開発予測により若干低下する。2020年度のシナリオと比較すると、当該長期曲線は2040年までは主要4カ国（フランス、英国、イタリアおよびベルギー）のベースロード電力価格が+5から+10ユーロ/MWh上昇することからこれを上回り、その後2050年までの残り10年間の予測動向においては若干逆転するが規模は小さい（-1から-5ユーロ/MWh）。このパターンにはいくつもの説明的な要因がある。

- 2030年から温室効果ガス排出量の大幅な削減を達成し2050年までにネットゼロを目指すという欧州連合のより厳しいコミットメントを対象期間の開始時から織り込んだ、ETS（欧州連合域内排出量取引制度）における二酸化炭素割当価格の上昇軌道。二酸化炭素の電力に対する上昇方向の影響は、二酸化炭素の回収・貯留機能を備えたCCG発電所の開発により当該発電所の変動費が二酸化炭素排出量の影響を受けなくなることから、対象期間末に向けて軽減される。

- ・ 2020年度のシナリオと比較した対象期間終盤の欧州のガス価格の低下。再生可能エネルギーの電力構成への大幅な浸透（特に欧州、中国および日本において）に伴う長期輸入の下方修正、ならびに低コスト資源を持つ地域（特にロシアおよびカタール）のLNG供給仮定の上方修正に起因する。
- ・ エネルギー効率化対策の増加に起因する中期的な電力需要の低下を反映した、電力需給に関する更新後の仮定。この傾向は長期的には、電気自動車および電解水素の成長に伴う需要増により自動的に修正される。

これらの仮定は回収可能価額の算定に当たり極めて重要であるため、減損テストの実施時には、長期価格曲線に対する感応度分析が実施される。

更に、発電容量メカニズムに関する仮定については、特に二酸化炭素価格の上方修正を考慮して、エナジーオンリーマーケットにおけるピーク時の発電所の収益率の下方修正に起因して、必要な非市場収益が欧州諸国全般にわたり2020年度のシナリオを上回ると予想されている。収支を均衡させて市場に留まるために、これらの施設では発電容量収益や付随サービスを含む他の収入源の活用が必要となってきた。この構造的傾向はフランスにも関係するが、今後数年間の新規の発電容量、特にフランス初の洋上風力発電所、フラマンヴィルEPRおよびランディヴィジオCCG発電所の出現により、2026年度には余裕が回復するものと予想される。

割引率

減損テストで使用される割引率は、全ユーロ圏諸国および英国において、2020年12月31日現在より低下している。

これは、リスクフリー・レートが、年度末は上昇したものの全般的に低下傾向にあったことに起因しており、英国では併せて法人所得税率の引上げも要因となっている。イタリアでは、同国特有の状況から2020年6月に増大していたソブリン・リスク・プレミアムが市場の金融引き締めにより縮小したことから、WACCがより顕著に低下した。

テストで使用される主要なWACCレートの対前年度比の低下は、フランス、英国およびベルギーで約10-30ベシス・ポイントならびにイタリアで50ベシス・ポイントであった。テスト結果については、割引率に対する感応度分析が行われる。

2021年12月31日現在、上記のマクロ経済状況は、過去の財務諸表で既に考慮されたリスクと比較して、当グループに新規の重要なリスクをもたらすものではなかった。計上された減損は一部のCGUおよび個別資産に特有のリスクに関するものである。

英国—EDF Energy

火力発電資産

近年、当グループは英国における火力発電資産について重要な額の減損を計上してきており、残存資産の正味帳簿価額は実質的にゼロまで削減された。

ホール・ハウスおよびヒル・トップのガス貯蔵用地に対する必要な投資は、2020年12月31日現在で原価(13)百万ユーロをもって全額償却済みとなった。

石炭火力発電所については、コッタム発電所が2019年9月に閉鎖され、当グループは英国で最後に残った石炭火力発電所であるウエスト・バートンAを2022年9月に閉鎖する予定である。

2021年度上半期末に発表されたウエスト・バートンBガス火力（CCGT）発電所の売却は、2021年8月31日に完了した。この発電所については、2013年度の運転開始以来、主にスパーク・スプレッドの不利な変動および発電容量メカニズムの生み出す追加収益が不十分であったことから、複数回にわたり減損が認識されていた。2021年度上半期の財務諸表において過去に計上した減損に追加で計上された限定的な額の減損は、売却完了時における最終売却価額の確定後、当下半期において戻し入れられた。

2021年12月31日現在、当グループの英国に残存する石炭火力事業ないしガス火力発電事業は実質的にゼロとなっており、脱炭素発電への積極的取組みへの意欲を裏付けている。

販売および供給セグメント

Covid-19パンデミックの沈静化によりいくつかの明るい兆しが見えたものの、販売および供給セグメントは、OFGEM（ガス・電力市場局）が数回にわたり供給業者救済規則を適用せざるを得なくなった現在の英国エネルギー市場の危機による影響を受けた。EDF Energyにとってこれは、Green Network Energy、Utility PointおよびZog Energyの顧客の引受けを意味した。また、

Ofgemの料金方法では、供給業者が原材料コストの大幅な上昇を2022年冬期の住宅顧客向けSVT（標準変動料金）の上限に転嫁することも阻まれた。長期的には、価格シナリオに対し比較的感応度が低いBtoBおよびBtoCの活動については、卸売エネルギー・コストが長期的に消費者に転嫁される傾向があるため、マージンの見通しが確認されている。販売および供給セグメントの回収可能価額は2020年度を下回り、WACC低下の有利な影響の恩恵を受けている。長期マージンの削減および市場シェアの喪失に対する感応度分析が実施され、当該CGUは、特に固定資産をほとんど持たないため（主に情報システム）、これらのパラメータに対して感応度が高いことが示された。

原子力資産（稼働中の発電所）

既存の原子力発電所の回収可能価額は、耐用年数にわたり将来キャッシュ・フローを割り引くことにより算定される。耐用年数は、当グループの戦略に沿って、サイズウェルB PWR発電所については20年の延長を仮定している。回収可能価額はまた、2022年1月7日に閉鎖したハンターストンおよび2022年7月15日までに閉鎖予定のヒンクリー・ポイントB（当グループによりそれぞれ2020年8月27日および2020年11月19日に発表された）を始め、一定のAGR発電所について近年行われた早期閉鎖決定を反映している。当該価額はまた、ダンジェネスB AGR発電所を燃料除去フェーズに移行させる旨の2021年6月7日付決定の影響も織り込んでいる。ダンジェネスは2018年9月から停止され、進行中かつ固有の技術的課題を抱えていた（2021年6月30日現在で(445)百万ユーロの減損が認識された）。2021年12月31日現在で更新された減損テストでは、トーンズおよびヘイシャム2号機による発電事業の終了時期を2030年3月31日から2028年3月31日に繰り上げる旨の2021年12月の決定も考慮されている。ハートルプールおよびヘイシャム1号機の2つのAGR発電所の稼働期間の終了は引き続き2024年度に予定されている。

より高額であるがボラティリティの高い市場価格予測を用い、最近の実績に照らしてAGR発電所の可能性ある発電上の問題を考慮して、減損テストの結果は過年度に計上した減損を変更するものではなかった。

原子力資産の回収可能価額は価格の仮定に敏感であり、減損テストで使用されたシナリオの対象期間全体にわたる $\pm 5\%$ の差異は、 ± 500 百万英ポンドの影響を結果に与える。使用される原子力発電量の仮定もこの計算に著しい影響を与え、対象期間全体にわたる予測の $\pm 5\%$ の修正は、他のすべての事項を一定として、回収可能価額を ± 700 百万英ポンド変動させる。さらに割引率の50ベース・ポイントの増加により回収可能価額は約200百万英ポンド減少する。

原子力発電所関連の土地

ダンジェネス発電所の早期発電終了、ハンターストン発電所およびヒンクリー・ポイントB発電所の即時発電終了、ならびに英国政府がオプションを行使してEDFが発電所の燃料除去を実施し用地所有権を政府へ移転することを確認したこと（注記15.2.1を参照）を受けて、各原子力発電所の隣接地（非事業用地として知られる）について専門家のレビューが実施された。その結果、EDF Energyが所有する様々な地域の土地について合計226百万英ポンドが認識された。

のれんおよびHPCプロジェクト

EDF Energyののれんは2021年12月31日現在81億ユーロ（68億英ポンド）であり、主に2009年度におけるBritish Energyの買収に起因している。

EDF Energyの回収可能価額は、当該資産の耐用年数にわたる割引将来キャッシュ・フローに基づいて算定されており、2016年9月29日付で最終契約に署名したプロジェクト、ヒンクリー・ポイント用地の耐用年数60年の現在建設中のEPR 2基を勘案している。これらの発電所による将来キャッシュ・フローは、当グループと英国政府の間の差額決済契約（Cfd）を参照して決定されている。Cfdは、当該EPR 2基の初運転開始日から35年の期間にわたりEDF Energyにとって安定的で予測可能な価格を設定しており、市場価格がCfd行使価格を下回った場合、EDF Energyは追加の支払いを受ける。HPCに関するCfd行使価格は、2012年の英ポンドでMWh当たり92.50英ポンドに設定されており、消費者物価指数（CPI）を介して英国のインフレに連動している。従って、Cfdの対象となる操業期間については、将来キャッシュ・フローは長期のインフレ仮定を含んでいる。Cfd期間後の25年の操業期間については、英国の電力市場価格の長期予測が存在せず、将来キャッシュ・フローは、超長期のインフレ仮定およびCfd行使価格92.50英ポンド/MWh（2012年の英ポンド）に基づく価格仮定を含んでおり、これはこの対象期間にわたる市場価格水準の最善の見積りである。

2021年12月31日現在で実施された減損テストは、2021年1月27日に発表された見積完成費用の範囲（中間利息および当該プロジェクトのベンチマーク・レートである1英ポンド=1.23ユーロと比較した為替の影響を除く）の見積りである、2019年9月の費用改訂による215-225億英ポンド（2015年の英ポンド）に代えて220-230億英ポンド（2015年の英ポンド）、ならびに原子炉1号機に関する引渡しの2026年度半ばへの遅延を織り込んでいる。この幅は、供給業者と協力して遂行される活動計画の成否に依存し、減損テストはこの中央値を使用した。ベンチマーク費用および日程の全面的な検証が2022年度に行われる予定

である。2021年度には、HPCの運転フェーズのモデルで使用した仮定について詳細なレビューが行われ、その結果、特に電力価格に適用される超長期インフレ率が更新された。当該モデルはまた、2023年4月に英国の税率が現行の19%から25%へ引き上げられることも考慮している。この仮定変更は、他の税率が未知であるためモデルの全期間にわたって適用され、当該プロジェクトの回収可能価額に重要な影響を与えている。EDFの予測収益率（IRR）は、現在は6.8%から6.9%の間と見積られている（これに対し、従来は7.1%-7.2%）。

この更新後の基礎をHPCプロジェクトに適用し、特に既存の原子力資産の回収可能価額に影響を与える上述の不利な影響を考慮して、EDF Energyの回収可能価額と帳簿価額との間の余裕は緩やかに減少したが、2021年12月31日現在も引き続き相当額を維持している。

HPCの商業運転日（COD）が1号機については15か月、2号機については9か月遅延するリスクは、当グループの2021年1月のプレスリリースにて説明した通り、当該地域において約7億英ポンド（2015年の英ポンド）の潜在的追加費用を発生させる可能性があり、EDF Energyの減損テストにより示される余裕を約34%減少させる可能性がある。

様々な要因および仮定（特にWACC）に対する感応度分析は、他のすべての事項を一定として、減損のリスクを示していない。

さらに、参考のために、極めて悲観的な仮定を使用した感応度分析も実施された。例えば、商業運転日の更に3年の遅延および関連追加費用30億英ポンドないしWACCの60ポイントの上昇が生じた場合に、他のすべての事項を一定として、当該のれんの減損の余裕は限界値に達すると見積られた。

最後に、当該プロジェクトの様々なフェーズ（建設、稼働、廃炉）に関連した複数の不利なシナリオにおいていかなる行動も是正措置も講じられない場合における当該のれんの回復力をテストする目的で、複数の感応度に関するシナリオが開発された。これは、建設フェーズにおける1年の遅延および10億英ポンドの追加費用や、発電所稼働率の3%低下、燃料費の5%上昇ならびに運営・保守費用の3%上昇を織り込んでいる。この複合ストレステストの下で、余裕は引き続きわずかにプラスを維持し、当該のれんの正味帳簿価額の回収可能性が確認された。

最後に、英国のEU離脱は、大部分のキャッシュ・フロー（収益、費用、投資）および資産が英ポンド建てであることから、現段階では、EDF Energyの資産の減損テストに観察可能な影響を与えないが、より長期的な結果を予測することは依然として困難である。当グループは、将来のテスト結果に影響を与え得る燃料、原材料および貯蔵品の価格変動、マクロ経済データならびに電力価格形成を監視していく予定である。

イタリアーEdison

有効期間が確定できない無形資産として、Edisonを買収した2012年度に945百万ユーロにより当初認識されたEdisonブランドの減損テストは、ロイヤルティ免除法および割引率決定に係る100ベース・ポイントのリスク・プレミアムを用いて、年次で更新されている。2021年12月31日現在で更新されたテストでは、2020年度に実施された外部評価の提言（GDP予測に基づく長期成長率の2%から1.5%への引下げおよび事業顧客調査に基づく事業顧客セグメントのロイヤルティ率の引上げ）が織り込まれた。その結果、数量効果の増加とWACCの有利な影響を考慮して、当該ブランドの回収可能価額の増加が示された。WACCの50ベース・ポイント上昇およびロイヤリティの-0.2%減少を含む感応度分析の結果、減損のリスクは示唆されなかった。

2021年12月31日現在、より有利な長期価格環境、有利な営業効果、特に一部のCGUに係る数量増加、およびWACCの約50ベース・ポイント低下の影響により、EdisonのCGUの回収可能価額は全般的に改善された。減損のリスクは検出されず、逆に、過去（特に2015年度）に市場価格の下落傾向を背景に計上された減損の一部が戻し入れられた。

Edisonの水力発電資産に関しては、過去、主に2014年度、2015年度および2016年において(430)百万ユーロの減損累計額が計上されていた。また、2020年6月30日現在においても、Covid-19パンデミックを背景とした保守的な仮定に基づいて(39)百万ユーロの減損が認識された。2020年12月31日現在では、このCGUの回収可能価額と帳簿価額との差額に再び正の値が観察されたが、保守的アプローチが適用され、減損の戻入は行われなかった。2021年12月31日現在で確認された回収可能価額の持続的増加の結果、過去の減損の一部の額60百万ユーロが戻し入れられた。この戻入は、資産の当初認識以来計上された減価償却費およびPUN価格の-10%の感応度等により制限された長期市場価格の仮定により制限された。

風力発電資産に関しては、過去、主に2014年度および2015年度において約150百万ユーロの減損累計額が計上されていた。2021年12月31日現在では回収可能価額が改善しており、近年観察された余裕の持続性が確認された。これは、2021年12月にお

けるEdison Renewablesの49%のCrédit Agricole Assuranceへの売却によっても確認された（注記3.1.1を参照）。2021年12月31日現在の当該CGUの回収可能価額の持続的増加の結果、過去の減損の一部が戻し入れられ、これは資産の当初認識以来計上された減価償却費に起因して90百万ユーロに制限された。

火力発電資産に関しては、過去に約600百万ユーロの減損累計額が計上されており、2021年12月31日現在の減損テストでは大幅なプラスの余裕が示されたが、この結果は基本的に2022年度および2023年度に運転開始が予定されているマルゲラおよびプレゼンツァーノにおける新世代CCGT発電所に関連することから、2021年度には減損の戻入は行われなかった。マルゲラおよびプレゼンツァーノは、それぞれ780MWおよび760MWの発電容量を持つ2つの新世代ガス火力発電所であり、環境への影響が少なく（炭素排出量は全国平均より40%低く、NOx排出量は70%削減される）、発電容量収益の恩恵を受けることが見込まれている。感応度分析がこれらの資産について実施されており、その結果、クリーン・スパーク・スプレッドの10%の縮小ないしWACCの50ベシス・ポイントの上昇は、減損のリスクをもたらさないことが示されている。

最後に、現段階では引き続き当グループが所有しているアルジェリアのE&P資産について、特に市場のコモディティ価格の状況を考慮して、2021年12月31日現在で減損テストが実施された。当該テスト結果の値は、追加の減損の認識につながらなかった。

Framatome

2021年12月31日現在のFramatomeののれんは1,428百万ユーロであり、ほぼ全額が2017年12月31日にEDFがFramatomeの資本の75.5%を取得したことによるものであった。当グループは、当該企業結合の認識額を、2018年12月31日現在の財務諸表において確定した。

Framatomeの回収可能価額は、10年事業計画および最終価値に基づいて決定された。この事業計画は、原子炉シナリオに組み込まれた主要な建設プロジェクトの完成に関する仮定、ならびに設置済み底部および顧客の原子炉への燃料引渡しのサービスに関する市場シェアの仮定に対して敏感に反応する。将来キャッシュ・フローの割引に適用されるWACCは、Framatomeのさまざまな事業をリスク・プロファイルに応じて反映するよう加重されている。減損テストにより示唆された余裕は引き続き極めて大きく、主にWACCの低下に起因して、2020年12月31日現在よりもわずかに増加した。

感応度分析は、WACCの50ベシス・ポイントの上昇および永続成長率0%を使用して実施された。これはテストの結論に影響を与えなかった。

取得後に認識されたFramatomeの無形資産（平均15-20年にわたり減価償却されるEPRを含む技術、平均11年にわたり償却される顧客関係、およびブランド）についてテストが実施され、減損のリスクは識別されなかった。

EDF Renewables

EDF Renewablesの資産は主に、資産の耐用年数の大部分にわたって契約上に規定された収益を提供する電力購入契約（PPA）の恩恵を受けるCGUから成っているため、市場リスクへのエクスポージャーは低い。

2021年度において、EDF RenewablesのさまざまなCGUに関して(54)百万ユーロの減損が計上された。

2020年12月31日現在の財務諸表に記載された通り、2020年12月30日付官報にて公布された2021年度のフランス財政法は、2006年7月、2010年1月および2010年8月の料金決定（第225条）を適用した購入義務契約の対象とされる250kWp超の太陽光発電所で生産された電力について購入料金の引下げを導入したが、この料金改定に係る正味発電容量合計145MWpの太陽光発電所の独占的ないし共同所有者であるEDF Renewablesについては、政令および命令による更なる詳細が規定されていなかったため、その時点では潜在的影響を算定することができなかった。政令2021-1385および2021年10月26日付命令は、エネルギー高等評議会（Conseil Supérieur de l'Energie）による審査を経て、この料金引下げの適用方法および「セーフガード条項」を規定した上で、同条項の下でCREに提出される審査申請の条件および様式ならびに当該申請の審査に必要な情報の定義をCREに一任した。

当時CREから入手可能であった料金仮定に基づいて2021年6月30日現在で実施された減損テストの結果、完全連結された太陽光発電所について(9)百万ユーロ、持分法により会計処理された投資について(25)百万ユーロの減損が認識された。確定料金を使用して更新された12月31日現在のテストの結果、これらの金額に対して僅少額の調整のみが行われた（注記11.2を参照）。

EDF Renewablesにおけるその他の減損は個別資産に関連しており、米国の風力発電所および太陽光発電所に関する(24)百万ユーロを含む。これらの施設は資産価額を下回る予想価格にて売却が検討されている。

Dalkia

Dalkiaののれんは2021年12月31日現在で592百万ユーロであり、主に、Veolia Environnementとの2014年3月25日付契約に基づくフランスにおけるDalkiaグループの取得に起因する。

Dalkiaグループの回収可能価額は、中期の対象期間にわたる予測将来キャッシュ・フロー、および永続キャッシュ・フロー予測を表す最終価値に基づいている。2021年12月31日現在で更新されたテストは、2020年12月31日以後の特定のパラメータ、特に割引率と成長率の改善、および「フランス再興」計画に基づくDalkiaの成長見通しによる有利な影響から恩恵を受けた。更新後の仮定を適用して、回収可能価額は引き続き帳簿価額を十分に上回っている。このテストの主要なパラメータは、最終価値と割引率であり、これらのパラメータに関する感応度分析は、回収可能価額と帳簿価額との間の余裕に疑義を呈するものではなかった。

Dalkiaブランドは、当グループが2014年度にDalkiaの支配を獲得した際に130百万ユーロの評価額で資産として認識したものであり、ロイヤルティ免除法により見積られている。2021年12月31日現在で更新された減損テストは、現在の帳簿価額を裏付けるものである。

英国の技術サービス子会社であるImtechについても、当該CGUが過去に損失を計上したことを考慮して減損テストが実施された。貸借対照表に86百万ユーロの価額で計上されているブランドを含め、減損のリスクは示唆されなかった。この結果の堅牢性を確認するために、使用されたパラメータを考慮して、閾値分析が実施された。

フランスー発電および供給

フランスの発電所群（原子力、火力および水力発電所）を形成する異なる発電施設は、その技術的な最大発電容量とは関係なく、統合的に管理され相互依存関係にあることから、当グループは、これらの発電所全体を単一のCGUと考えている。このCGUはのれんを含まない。

このCGUの価値は当グループの財務諸表にとって極めて重要であり、また2016年1月1日の「黄色」および「緑色」規制料金の廃止以後は市場価格へのエクスポージャーが重要であることから、価値の下落の兆候がない場合にも、減損テストが実施されている。

発電所の回収可能価額は、会計方針に記載した当グループの通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2021年12月31日現在5.1%（2020年12月31日現在5.2%）の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られている。原子力資産については、発電所を少なくとも50年間稼働させることが当グループの戦略であるため、当グループのベンチマーク・モデルでは、現在稼働中の発電所の耐用年数を50年と仮定している。これは、フランスの複数年エネルギー計画に含まれた900MW原子炉2基の早期閉鎖案を考慮している。

減損テストは、2022年1月に設定されたフラマンヴィル3（計画耐用年数60年）に関する直近の予測を織り込んでおり、当該予測では、プロジェクトの進捗と運転開始の準備を反映して日程が調整された。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第2四半期に延期され、見積完成費用は2015年のユーロで124億ユーロから127億ユーロ（中間利息を除く）に増額された。

2021年12月31日現在、この減損テストでは、短期、中期および長期の価格上昇シナリオの有利な影響の一方で、テストに使用された他の仮定の変動は中程度または軽微な影響であったことから、回収可能価額は、2020年12月31日現在から明らかに増加したことが示された。

当該テストの感応度の側面は、2022年度につきARENH制度に20TWhの追加量を46.2ユーロ/MWhの価格で帰属させる旨のフランス政府の決定に関する当グループの2022年1月13日付発表、2022年度のフランスの原子力発電量予測の下方修正に関する同1月13日付および2月7日付発表、ならびに2023年度のフランスの原子力発電量予測の改定に関する同2月11日付発表（注記23を参照）による影響を織り込んで更新された。これらの要因により、当該テストで算定される余裕は大幅に減少するが、引き続き著しく大きな正の値となっている。

テストの主要な仮定は引き続き、原子力資産の耐用年数、長期の市場価格シナリオ、割引率、コストおよび投資の変更、ならびに発電容量収益に関係する。これらの各仮定について感応度分析が行われており、その結果は帳簿価額と回収可能価額との間のプラスの差額の存在に疑義を呈するものではなかった。

その他国外—ベルギー

当年度末現在で更新された減損テストは、有利な電力価格シナリオおよび2021年度に妥当性を確認されたプロジェクトによる発電容量の拡大を受けた風力発電の価値の増加により、回収可能価額と帳簿価額との間の差額が2020年12月31日現在を上回ることを示した。

Luminusが10.2%持分を所有するENGIEグループが運営する原子力発電所（419MW）のテストについては、従前から、発電所により異なる最長2025年度までの操業継続を仮定している。

水力発電委譲が短縮され得るリスクを組み込むために感応度分析が実施されたが、関連する減損のリスクは識別されていない。

また、2021年12月31日現在で、主にEDF Renewablesの所有資産に関し、関連会社に係る減損(219)百万ユーロが認識された（注記12.3を参照）。2020年12月31日現在においても、関連会社に係る減損189百万ユーロが計上された。

注記11. フランスの公共配電委譲

会計原則および会計処理方法

フランスの公共配電委譲に関する会計処理は、委譲契約により決定されており、特にその特別条項を参照することとしている。これは、EDFグループ、特にEnedisが、いつか権限を与えられた唯一の国家の委譲運営者としての地位を喪失する可能性を考慮したものである。

委譲契約を適用して、委譲運営者は、委譲期間全体にわたって自らのリスクで施設を管理し、電力網インフラの耐用年数にわたって実質的にすべてのリスクと便益（技術上および経済上の両方）を負担する。IAS第16号に基づいて、当該資産は運営者によって支配されており、委譲者は当該インフラに対してIFRIC第12号に定義される支配の決定的な特徴を有していない。

従って、すべての委譲資産は、その取得形態（委譲運営者が建設または購入した施設、および委譲者が提供した施設）ならびに資金調達源を問わず、貸借対照表に計上され、委譲者に対する契約上の義務は負債に認識されている。

委譲運営者が建設または購入した公共配電施設は、製造原価または取得原価をもって計上される。

- ・ 購入した施設は、資産を事業の用に供するために生じた直接帰属費用を含む取得原価で当初認識される。
- ・ 自家開発施設の製造原価には、会社で直接発生したか第三者により請求されたかを問わず、すべての労務費および材料費、ならびに当該資産の建設に帰属するその他のすべての製造費用が含まれる。

新たに委譲者が提供した施設は、会社が自ら当該資産を建設した場合に負担したであろう原価の額をもって計上される。

住宅、開発およびデジタル問題に関するフランスの2018年11月23日付法律2018-1021（「ELAN」法）第176条を適用して、対価なしに公共配電網に移管された上昇配電線の特定のケースにおいては、これらの資産は、フランスのプランコンタブルジェネラル第213-4条に基づく市場価額をもって計上される。

貸借対照表上の負債は、委譲者が対価なしに提供した新規施設およびELAN法に基づいて移管された上昇配電線について認識され、貸借対照表の負債の「フランスの公共配電特別委譲負債」に含められる。

配電資産（パイプ、変電所）は30年から60年の期間にわたり、メーターおよび計量機器は20年から30年の期間にわたり減価償却される。当グループは、委譲資産の主要な会計上のパラメータ（減価償却期間、取替価額、管理水準）の関連性を定期的にチェックしている。

フランスの配電委譲に適用される規制

フランスの1946年4月8日付法律の制定以来、EDF、次いでEnedisは、フランスにおける大部分の公共配電網の委譲運営者となっている。

SEIは、Enedisと同じ委譲規制の下で、フランス本土の電力網に相互接続していない地域の配電網に係る委譲運営者である。

Electricité de Strasbourgは、1946年4月8日付法律を適用する、国有化されていない配電業者に依存する制限地域における公共配電網の委譲運営者である。

フランスのエネルギー法および地方自治体法に準拠して、公共配電は、主として、公共サービス委譲システムの下で運営されている。委譲当局（地方自治体またはエネルギー供給局（Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie - AODE）として機能する連携のための公的機関）は、当事者の各々の権利および義務を定めた明細書を付した委譲契約を通じて、公共配電サービスを構築している。Enedisは、当該委譲の下で2021年12月31日現在415件の委譲契約によりフランス本土の人口の95%に配電している。他の5%については地方配電会社（Electricité de Strasbourgを含む）によるサービスが提供されている。

委譲契約モデル

Enedisの委譲契約は、その署名日に応じて異なるモデルに対応している。

1992年委譲契約モデル

1992年の委譲明細書モデル（2007年更新）は、FNCCR（全国委譲元当局連合会- Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies）およびEDFとの間で協議され、公的機関により承認された。このモデルはEnedisに、産業的減価償却費の計上と取替引当金の計上を義務付けている。

2017年委譲契約モデル

2017年12月21日に、FNCCR、フランス都市、EDFおよびEnedisは、新たな委譲契約モデルに関する枠組契約に署名した。この新モデルは、Enedisと委譲当局との間の長期的な関係を最新化し、フランス配電委譲の原則、即ち、公共サービス、地域の連帯および国家の最適化への各当事者のコミットを反映している。FNCCRおよびフランス都市は委譲当局、特に公共配電委譲を行う能力のある当局である場合の、町、複数の市町村の共同、市および主要都市を代表している。

2018年以降、新たに署名される委譲契約は、2017年12月21日付で発効した委譲契約モデルを適用する。新契約の発効日現在において、従前の委譲契約を適用して計上された、委譲資産に対する委譲当局の権利を表す既存の特定委譲負債は、当該勘定に残される。2011年以降に署名された以前の委譲契約と同様に、取替引当金を計上する契約上の義務は今後適用されず、投資のガバナンスも異なる。

効果的な公共サービスを提供するため、配電網運営者および委譲当局は現在、社会基盤の更新を含め、委譲対象地域の公共配電網への投資を監督するガバナンス・システムを共同で立ち上げることに合意している。このシステムは、主に委譲対象地域の配電網の展開という長期的視野に立った基本計画、および基本計画を中期計画に適用した4～5年の複数年投資計画（programmes pluriannuels d'investissements - PPI）という形を取っている。

PPIには、投資目的ごとに、当該計画期間に係る財務上の評価を伴う数値化された地域限定的な投資の選定に関する詳細な目標が含まれる。

PPIは、各当事者の投資の優先度および財務的資源における変更を織り込むために、必要に応じ、Enedisおよび委譲当局との協議を経て修正される。

PPI終了時においてEnedisの財務的コミットメントに関連する投資が未だ実施されていないと観察された場合には、その委譲当局は、Enedisに対し、実施予定投資の7%に相当する合計額の預け金の差入れを義務付けることができる。この預け金は2年後において、その時点までに実施された投資に応じて、返金または留保される。

2017年度後半にFNCCRおよびフランス都市と締結した契約に従い、2021年度も当該フランス各地域で委譲更新の交渉が継続された。2021年12月31日までに新モデルの下で、あらゆる種類の委譲当局（県連合、個別の2県（départements）、市町村連合、主要都市、都市の自治区、複合体および町）との地域プロジェクトについて291件の委譲契約が締結済みであった。

過去に更新または改訂済みで新モデルと同様の規定を含む委譲41件に加えて、この291件の委譲により、更新時期を迎えた364件のうち最新化された委譲契約の合計件数は332件となった。残りの少数の契約は大部分が県連合との旧モデル契約であり、更新を視野に入れた交渉が続けられている。

11.1 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日 現在	増加(1)	減少	その他変動 (2)	2021年12月31日 現在
土地・建物	3,219	205	(20)	3	3,407
電力網	100,899	4,308	(512)	5	104,700
その他施設等	4,872	416	(209)	(7)	5,072
建設中の資産(3)	1,828	52	-	6	1,886
総額	110,818	4,981	(741)	7	115,065
土地・建物	(1,592)	(80)	19	(8)	(1,661)
電力網	(45,873)	(237)	379	(2,388)	(48,119)
その他施設等	(3,001)	(215)	190	(127)	(3,153)
減価償却および減損累計額	(50,466)	(532)	588	(2,523)	(52,933)
純額	60,352	4,449	(153)	(2,516)	62,132

- (1) 増加は、委譲当局によって提供された資産も含む。
- (2) その他変動は、主に委譲運営資産の減価償却に関連しており、特別委譲負債勘定に計上された償却額の相手勘定として計上されている。
- (3) 建設中の資産の増加は、新たに運転開始された資産の影響を控除後で表示されている。

11.2 フランスの公共配電特別委譲負債

会計原則および会計処理方法

委譲負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のものから構成される。

- ・ 委譲当局の既存資産に対する権利（すべての委譲資産を取り戻す権利）。
 - ・ 施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）。
 - ・ 運営者の供与資金の未償却分を控除。
- ・ 委譲当局の取替予定資産に対する権利（取替予定資産に関連する運営者の義務）。
 - ・ 委譲者による資金供与部分の償却：これは委譲運営者の委譲者に対する負債であり、資産の利用に伴い段階的に認識される。
 - ・ 取替引当金：この引当金は、1992年委譲契約モデルを用いて、委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関係する。ただし、ELAN法を適用して移管された上昇配電線を除く。これは、当該資産と同じ発電容量および機能への取替価額と取得価額との差額に基づいて、当該資産の耐用年数にわたり引当計上される。取替価額は、公式の公表物からの指標に基づいて各年度末現在で調整され、調整による影響額は関連資産の残存耐用年数にわたり配分される。

資産が取り替えられると、資産のうち委譲者が資金供与したとみなされる部分について計上された償却費および該当資産について計上された取替引当金は消去され、既存資産に対する権利に振り替えられる。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲者の取替予定資産に対する権利は資産の取替により振り替えられ、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

当グループは、取替予定資産に関係する義務は委譲契約中の特別条項を基に評価されるべきであると考えている。このアプローチによれば、これらの義務は委譲者向けの年次報告書において計算され、報告された契約上の義務の価額で計上される。契約上の価額は、EDFグループがいつか委譲運営者としての地位を喪失する可能性も反映している。

既存資産および取替予定資産のための特別委譲負債の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
資産の現物評価額*	54,391	52,907
事業者による供与資金の未償却分	(30,307)	(28,730)
既存資産に対する権利—純額	24,084	24,177
委譲者による供与資金の償却	15,630	15,000
取替引当金	9,139	9,243
取替予定資産に対する権利	24,769	24,243
フランスの公共配電特別委譲負債	48,853	48,420

* 委譲資産の資金調達のために受け取った拠出金129百万ユーロ（2020年度108百万ユーロ）を含む。

注記12. 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社および共同支配企業に対する投資は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在	
		所有割合 (%)	自己資本 (純額) 持分	純利益 持分	自己資本 (純額) 持分	純利益 持分
主要な関連会社に対する投資						
CTE	12.1	50.10	1,478	307	1,378	237
Taishan(TNPJVC)*	12.2	30.00	n.c.	n.c.	1,123	(12)
EDF SA保有のその他の投資	12.3	n.a.	2,282	102	1,742	-
EDF Renewables保有のその他の投資	12.3	n.a.	1,453	(117)	1,198	70
その他関連会社および共同支配企業 に対する投資	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1,353	67
小計			8,084	513	6,794	362
CENG（2021年 8 月 6 日売却）	3.1	n.a.	n.a.	131	n.a.	63
小計				131		63
合計			8,084	644	6,794	425

n.a. = 該当なし。n.c. = 報告なし。

* CGN（Taishanの親会社）は当グループの後に連結財務諸表を公表するため、2021年12月31日現在のTaishanに係る財務データはこの表に報告されていない。

12.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

CTE下位企業集団に関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
非流動資産	19,866	19,202
流動資産	3,577	3,712
資産合計	23,443	22,914
自己資本	2,950	2,750
非流動負債	15,163	15,630
流動負債	5,330	4,534
自己資本および負債合計	23,443	22,914
売上高	5,254	4,729
減価償却費および償却費控除前営業利益	2,094	1,914
純利益	612	473
純負債額	12,602	12,700
自己資本直入損益	(161)	(188)
支払配当金	259	367

CTEの関連会社、RTE (Réseau de Transport d'Électricité) は、高電圧および超高電圧の公共送電網の管理に責任を有する。EnedisはRTEの電力網を使用して配電網へ送電している。

12.2 TAISHAN

12.2.1 Taishanの財務指標

Taishanに関して公表された主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
非流動資産	11,303	12,183
流動資産	897	618
資産合計	12,200	12,801
自己資本	3,744	3,882
非流動負債	6,022	7,467
流動負債	2,434	1,452
自己資本および負債合計	12,200	12,801
売上高	1,027	783
純損益	(41)	44
支払配当金	-	-

12.2.2 EDFグループとTaishanとの間の取引

EDFは、中国広東省の台山におけるEPR原子炉2基の建設および操業のために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC) の30%を所有している。1,750MWのEPR原子炉2基から構成される台山原子力発電所は、エネルギー業界における中国とフランスの最大の協力プロジェクトである。CGNが51%、Yudeanが19%の持分を保有している。

2018年12月13日に1号機が商業運転を開始した後、続いて2号機は2019年9月7日に商業運転を開始した。2020年度には、2020年6月29日から9月24日まで、台山1号機について燃料再装荷のための最初の運転停止があった。

2019年3月20日に、NDRC（国家発展改革委員会）は、中国における最初の3件の第3世代原子力プロジェクトに規制料金を割り当てており、その一つがTaishanである。Taishanに割り当てられた料金は、2021年度末までMWh当たり435中国人民元に設定され、最初のユニットが運転を開始した日（2018年12月13日）まで遡って効力を有した。2022年度から適用される連動メカニズムは、この決定では設定されず、現在も引き続き発表されていない。

2021年6月14日に、台山発電所の原子炉1号機の一次回路で貴ガスの蓄積が検出された。中国生態環境部は、これは非密封の燃料棒5本に起因すると言明した。状況の初期分析を受けて、2021年7月30日に台山発電所の運営者は、より詳細に状況を査定し、進行を防いで是正措置を講じるために、1号機を閉鎖することを決定した。燃料除去作業は2021年8月22日に完了した。当グループの2022年1月12日付プレスリリースに記載した通り、2回目の運転サイクルで直面した技術上の問題を受けて実施された台山1号機の燃料集合体の検査で、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。この現象は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉で既に発生している。EDFとFramatomeは現在、台山1号機を安全に再稼働させるための書類作成に貢献し、TNPJVCの審査において協力している。

2021年度の台山の正味発電量は、この2021年度下半期における1号機の5か月間の計画外停止および第2四半期に初回全面検査を受けた2号機の計画停止により影響を受けた。これらの停止を除くと、供給力は極めて高かった。

財務諸表上のTaishanに対する投資純額は、2022年度からの料金予測に関する保守的な水準および上述の情報に関連する一定の運営上の仮定の更新を含んでいる。

12.3 その他関連会社および共同支配企業に対する投資

EDF SA保有のその他の投資は、専用資産に含まれている（注記15.1.2を参照）。

EDF Renewables保有のその他の投資は、主に北米、およびこれより程度は少ないが欧州、中国およびブラジルに所在する。

その他関連会社および共同支配企業に対する投資は主に、以下に関連している。

- ・ 特に液化天然ガス（LNG）のトレーディングおよび最適化活動を専門とする会社であるJERA Global Markets（JERA GM）、EDF Tradingが33%を所有。
- ・ 中国におけるJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.が所有する超臨界石炭火力発電所で、当グループが49%を保有。
- ・ ブラジルにおけるCompagnie Énergétique de Sinop（CES）が所有するダムで、当グループが51%を所有：2019年に運転開始した。
- ・ カメルーンのNachtigalダムで、当グループが40%を所有：2019年3月に建設が開始され、2024年初頭の運転開始が見込まれる。

2021年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資について(219)百万ユーロの減損が、主にEDF Renewablesの関連会社に関連して（(149)百万ユーロ）計上された。この減損は主に、2021年2月にテキサス州で発生した大規模な天候事象を受けた米国の風力発電資産、2021年度のフランス財政法により一定施設向けに導入された購入義務料金の改定によるフランスの太陽光発電所（注記10.8.2を参照）、ならびに基礎工事の建設上の課題を受けたスコットランド海岸沖に建設中の洋上風力発電所に関連している。また、専用資産に含まれるEDF SA（EDF Invest）所有の非上場資産についても、一部減損を計上した。

2020年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資について(189)百万ユーロの減損が計上された。これらは、さまざまな個別資産に関係していた：中国の一定の石炭火力発電所、Framatomeが保有するCovid-19パンデミックの影響を大きく受けた業界で事業を行う企業への投資、および専用資産に含まれるEDF SA（EDF Invest）が所有する一定の非上場資産（注記15.1.2を参照）。

EDF Renewablesが所有する持分法適用投資における2021年度の進展

EDF Renewables、Enbridge、wpdによるカルヴァドス洋上風力発電所の建設開始

2021年2月22日に、EDF Renewables、北米のエネルギー・インフラ企業Enbridge Inc.の子会社であるEIH S.a.r.l.、および欧州の再生可能エネルギー企業であるwpdは、カルヴァドス洋上風力発電所(Courseulles-sur-Mer)の建設事業の開始を発表した。この発表は、コンソーシアムおよびその財務上のパートナーとの間の資金調達契約の最終決定を受けて行われたものであった。

448MWのカルヴァドス洋上風力発電プロジェクトは、ベッサン海岸沖10km超に位置する64基の風力タービンから構成され、総面積は約45km²に及ぶ。2024年度に予定されている運転開始時には、これはカルヴァドス県の人口の90%超にあたる630,000人の年間電力消費量に相当する電力を発電する予定である。

プロジェクト費用は総額約20億ユーロと見積られ、その大部分は非遡及型プロジェクト・ファイナンス債務により賄われる予定である。カルヴァドス洋上風力発電所は、2018年6月にフランス政府により付与された20年間の電力購入契約(PPA)を保有している。

このプロジェクトの株主は、EDF RenewablesおよびEIH S.a.r.l.(Eolien Maritime Franceを通じてそれぞれ42.5%の持分を保有)ならびにwpd(プロジェクトの15%の持分を保有)である。

EDFグループによる米国ニュージャージー州の1.5GW洋上風力発電プロジェクトの受注

2021年7月1日に、EDFグループは、子会社であるEDF RenewablesとShell New Energies US LLC.との折半出資による共同支配企業Atlantic Shores Offshore Wind(ATlantic Shores)を通じて、米国ニュージャージー州沖の1.5GWの洋上風力発電プロジェクトを受注したことを発表した。当該プロジェクトの受注者は、ニュージャージー州公共事業委員会が選定した。

将来の風力発電所は、ニュージャージー州の沖合15kmから30kmの間に位置する。この洋上風力発電所は、米国で最も強力な風力発電所の一つとなり、毎年700,000世帯への十分な電力供給が可能となる予定である。建設開始は2024年度に予定されている。

サンナゼールのフランス初の洋上風力発電所の建設：部品生産および洋上工事の継続

サンナゼール洋上風力発電所は、Enbridge Inc.とカナダ年金制度投資委員会(その完全所有子会社であるCPP Investment Board Europe S.à r.l.を通じて)の共同支配企業であるEIH S.à r.l.とEDF Renewablesが共同で所有している。発電容量は480MWであり、ゲランド半島の海岸沖12km超にあるゲランドの岩盤台地に位置する80基の風力タービンから構成される。

着工から2年で、将来の風力発電所に必要とされるさまざまな部品の生産が大きく進展している。

EDFグループによる中国における東台V洋上風力発電所の運転開始の発表

EDFグループとその中国のパートナーであるChina Energy Investment Corporation(CEI)は、200MWの東台V洋上風力発電所の運転開始を発表した。上海北部の江蘇省海岸沖の中国領海内に位置し、その建設には20か月を要した。

2019年12月に運転を開始した300MWの東台IV風力発電所と合わせて、当グループは現在、中国で500MWの洋上風力発電容量を運営している。東台IVおよびVの風力発電所は、洋上技術の最も進んだ省である江蘇省の沖合約40kmに位置し、125基の風力タービンを稼働し、地域住民2百万人の年間需要を賄う電力を発電する予定である。

CEI(62.5%)とEDFグループ(37.5%)の共同支配企業は、東台IVおよびVの両風力発電所を運営している。同社は中国における洋上風力発電プロジェクトの開発および運営に特化した初の中仏共同支配企業である。

注記13. 運転資本

13.1 運転資本：構成および変動

13.1.1 運転資本の構成

2021年度における正味運転資本の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年 12月31日現在	貨幣性 変動	非貨幣性 変動	2021年 12月31日現在
棚卸資産および仕掛品	13.2	(14,738)	(626)	(833)	(16,197)
営業債権、引当金控除後	13.3	(14,521)	(7,411)	(303)	(22,235)
営業債務	13.4	11,900	7,407	258	19,565
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債権）	13.3.4	(1,993)	2,268	(275)	-
その他の債権および債務(1)	13.3.4および 13.5	9,551	(3,133)	(74)	6,344
運転資本のその他の構成要素(2)		(740)	(31)	123	(648)
正味運転資本		(10,541)	(1,526)	(1,104)	(13,171)

(1) 資産の取得／処分および投資補助金に係る債権および債務を除く。

(2) 運転資本のその他の構成要素は、貸借対照表の無形資産に表示された二酸化炭素排出権およびグリーン証書ならびに業務関連デリバティブを含む。

13.1.2 運転資本の非貨幣性変動

非貨幣性変動は連結範囲の変更、外国為替の影響、公正価値の変動および組替の影響を含む。

2021年度における非貨幣性変動は、主に公正価値の変動(8)億ユーロ（公正価値で計上される棚卸資産の変動(5)億ユーロを含む）および外国為替の影響(3)億ユーロ（特にユーロに対する英ポンドの上昇に起因する）に起因する。2021年12月31日現在のEDF SAのCSPE債権の「その他の負債」への組替294百万ユーロも非貨幣性変動の変動に含まれている（注記13.3.4を参照）。

13.1.3 運転資本の貨幣性変動

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度	2020年度
棚卸資産の変動	13.2	(626)	(873)
営業債権の変動	13.3	(7,411)	842
営業債務の変動	13.4	7,407	(861)
公共電力サービス費用補償債権（CSPE債権）の変動	13.3.4	2,268	(328)
その他の債権および債務の変動*	13.3.4および 13.5	(3,164)	(459)
運転資本の変動		(1,526)	(1,679)

* その他の債権および債務の変動は、貸借対照表の無形資産に表示された二酸化炭素排出権およびグリーン証書ならびに業務関連デリバティブの貨幣性変動を含む。

2021年度における運転資本の貨幣性変動は、主に、市場価格の上昇によるトレーディング業務の運転資本への影響(19)億ユーロ（正味マージンコールおよび棚卸資産の増加）と、その他のグループ子会社の営業運転資本（純営業債権／営業債務ポジションにおける(18)億ユーロの変動）に起因した、(15)億ユーロの減少であった。逆に、購入義務の減少は、CSPE債権に関係する運転資本の23億ユーロの改善に反映されている（注記13.3.4を参照）。

これら3つの要因はまた、2020年度と2021年度の運転資本の変動の違いのほとんどを説明している。

13.2 棚卸資産

会計原則および会計処理方法

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のうち、いずれか低い方で認識される。ただし、トレーディング業務のために保有される棚卸資産は、市場価額で計上される。消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法によって評価される。

原価には、すべての直接材料費、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

核燃料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質、および
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の計上額は、材料費、労務費および外注費（例えば、フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

各国特有の規制上の義務に従って、燃料の棚卸資産（新しいものまたは完全に消費されていないもの）には、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用も含まれることがある。その費用に対応する金額は、引当金または債務として負債計上されているか、燃料の積載時に全額最終的に支払われている。

フランスでは、2007年3月21日付省令に定義された「積載済燃料」の概念を適用して、原子炉に積載済みであるが未照射の燃料に関する棚卸資産のコストには、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理に係る費用が含まれている。その費用に対応する金額は、関連する引当金において考慮されている。

IAS第23号に準拠して、核燃料在庫の資金調達により発生した利息費用は、当該在庫が反復的に大量生産されることを条件に、その期の費用として計上される。

核燃料の消費量は、要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産物）ごとに、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。この量は棚卸資産の加重平均原価で評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

その他の棚卸資産

その他の棚卸資産は以下から成る。

- ・ その他の燃料。化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料およびガス在庫から成る。
- ・ その他の事業用消耗品。事業用資材および設備、例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）から成る。
- ・ 仕掛品および進行中のサービス。特にEDF Renewables、DalkiaおよびFramatomeの事業に関連するもの。
- ・ その他の棚卸資産。主に、各種の環境政策（注記5.4.3および10.2を参照）および発電容量義務メカニズム（フランスの発電容量保証—注記5.1を参照）に基づき発行された証書から成る。

その他のトレーディング以外の事業用棚卸資産は、一般に、直接および間接購入費用を含む加重平均原価で評価されている。

予備部品の減損は、これらの部品の回転率に依存する。

棚卸資産の帳簿価額の種類別内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,938	(459)	10,479	10,564	(33)	10,531
その他燃料	1,255	(4)	1,251	770	(42)	728
その他消耗品	1,770	(402)	1,368	1,660	(398)	1,262
仕掛品（製品・サービス）	615	(38)	577	469	(33)	436
その他の棚卸資産	2,540	(18)	2,522	1,804	(23)	1,781
棚卸資産合計	17,118	(921)	16,197	15,267	(529)	14,738

2021年12月31日現在の長期（1年超）部分は、主に、8,576百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2020年12月31日現在8,068百万ユーロ）。

2021年12月31日現在、核燃料在庫に係る引当金は、英国のダンジェネスBの早期閉鎖決定（注記7を参照）の影響を含んでいる。

2021年度における棚卸資産の変動は、特に市場価額で計上され「その他燃料」および「その他の棚卸資産」に表示されているEDF Tradingの棚卸資産（2021年12月31日現在1,068百万ユーロ、2020年12月31日現在300百万ユーロ）に関する価格の上昇、ならびに「その他の棚卸資産」に表示されている省エネ証書在庫が年間を通じて増加したこと（注記5.4.3を参照）に主に起因している。

13.3 営業債権

会計原則および会計処理方法

営業債権は、当初、受け取ったか受け取る予定の対価の公正価値で認識され、その後、償却原価またはOCIを通じて公正価値により計上される。

営業債権には、供給済のエネルギーに対する未請求の債権価額も含まれ、当該債権は毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金を控除後で表示される。

当グループは、IFRS第9号の単純化したアプローチを適用して、営業債権に係る予想信用損失を測定するために、信用損失実績に基づいて設定された引当マトリクスを用いている。

営業債権（純額）の内訳は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）		19,781	14,686
－契約資産	13.3.3	545	389
営業債権－総額（EDF Trading）		3,545	1,036
減損*		(1,091)	(1,201)
営業債権－純額		22,235	14,521

* 注記1.4.3を参照。

営業債権の大部分は、1年以内に期限が到来する。

フランスにおいて毎月定額を支払う顧客から受け取った前受金、2021年12月31日現在7,071百万ユーロ（2020年12月31日現在6,782百万ユーロ）は、営業債権から控除されている。

2021年度における営業債権総額の増加は、主に市場価格の変動によるものであり、EDF Tradingに係る25億ユーロ、その他のグループ子会社に係る51億ユーロ、うちEdisonに係る23億ユーロ（基本的に市場価格の上昇を前提としたガス販売およびこれより程度は少ないが一部の契約に含まれるテイク・オア・ペイ条項に関連）である。

13.3.1 期日到来および期日未到来の営業債権

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
営業債権	23,326	(1,091)	22,235	15,722	(1,201)	14,521
- 期日経過後6か月以内	1,285	(215)	1,070	1,249	(242)	1,007
- 期日経過後6～12か月	481	(136)	345	465	(193)	272
- 期日経過後12か月超	978	(551)	427	851	(526)	325
期日到来営業債権	2,744	(902)	1,842	2,565	(961)	1,604
期日未到来営業債権	20,582	(189)	20,393	13,157	(240)	12,917

13.3.2 債権の譲渡

会計原則および会計処理方法

当グループが債権の譲渡に関連する実質的にすべてのリスクと経済価値、特に信用リスクを譲渡していることを証明できる場合には、その項目の認識は中止される。

そうでない場合には、その取引は金融取引に該当するものとされ、債権は、対応する金融負債の認識を伴って、引き続き貸借対照表上の資産として認識される。

(単位：百万ユーロ)

	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
譲渡済で貸借対照表上に全額留保している営業債権	340	84
譲渡済で貸借対照表上に一部留保している営業債権	-	60
譲渡済で貸借対照表上全額認識中止した営業債権	1,456	792

当グループは2021年12月31日現在、主にEdison、EDF SA、DalkiaおよびLuminusに関連する合計1,456百万ユーロの営業債権の譲渡を行っていた（2020年12月31日現在792百万ユーロ、主にEdison、EDF SAおよびDalkiaに関連）。

譲渡のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われており、対応する債権は以後、当グループの連結貸借対照表には計上されていない。

13.3.3 契約資産

契約資産は、顧客に供給した財またはサービスの見返りとして対価を受け取る会社の保有する権利のうち、かかる権利が時の経過以外の何かを条件としている場合の当該権利である。契約資産の大部分は、1年以内に期限が到来する。

債権に含まれている契約資産は、2021年12月31日現在545百万ユーロおよび2020年12月31日現在389百万ユーロに相当し、主にFramatome、DalkiaおよびEDF Renewablesに関連している。

13.3.4 その他の債権

その他の債権の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
前払費用	1,485	1,457
公共電力サービス拠出金（CSPE）	-	1,993
VAT債権	2,051	1,988
その他税金債権（VATを除く）	348	248
その他の営業債権	14,405	3,247
その他の債権	18,289	8,933
非流動部分	2,092	2,015
流動部分	16,197	6,918
総額	18,344	9,013
減損	(55)	(80)

2021年12月31日現在、その他の営業債権は、2021年度下半期に欧州で観察されたコモディティ価格の上昇に起因するトレーディング業務のマージンコール98億ユーロ（2020年度6億ユーロ）を含んでいる。資産に認識されたマージンコールの額は、負債に認識されたマージンコールと相殺できない（注記13.5を参照）。

その他の営業債権はまた、供給業者に支払った前渡金1,274百万ユーロを含んでいる（2020年12月31日現在1,045百万ユーロ）。これらの前渡金の大部分は、フランスー発電と供給セグメントにおける核燃料供給契約に関連している。

EDFの公共サービス費用

EDF SAへの補償対象費用の2021年度の額は5,472百万ユーロである。

国の一般予算からの2021年度の受取額は合計8,085百万ユーロであった。

この超過補償は、主に2020年度から2021年度にかけての市場価格の変動に起因する。2021年度の市場価格の上昇により補償対象の再生可能電力支援費用が大幅に減少した一方で、国からの補償受取額（2020年度の特に低かった市場価格を基に2021年度の財政法で決定）は極めて高額であった。

その結果、2021年12月31日現在で、EDF SAは国に対する営業負債294百万ユーロを認識した（これに対し2020年12月31日現在は1,974百万ユーロの債権）。

また、2021年度中にEDFは、旧CSPEメカニズムに基づき2016年度に受領した超過額の返済として255百万ユーロを負担した。

最後に、公共電力サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2021年7月22日にCREは、EDFの公共サービス費用の2022年度予測（7,620百万ユーロ）、2021年度の改訂費用予測（7,142百万ユーロ）および2020年度に計上された実績費用（8,034百万ユーロ）を明記した2021年7月15日付決定2021-230を公表した。

フランスにおける公共電力サービス費用補償メカニズムについては注記5.4.1に記載されている。

13.4 営業債務

(単位：百万ユーロ)

	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
営業債務 (EDF Tradingを除く)	14,041	10,868
営業債務 (EDF Trading)	5,524	1,032
営業債務	19,565	11,900

2021年度における営業債務の増加は、主に市場価格の変動によるものであり、EDF Tradingに関する45億ユーロ、その他のグループ子会社に関する32億ユーロ、うちEdisonに関する15億ユーロ（当期において上昇した市場価格によるガス購入を反映）から成る。

当グループは、リバース・ファクタリング・プログラムを有している。これにより供給業者は、自らの意思で、EDFに対する受取債権をファクタリング会社に譲渡することができる。当グループにとっては、このプログラムは、供給業者がEDFに対して保有する受取債権の実体および特性に何の変更ももたらさない。特に、一連の営業キャッシュ・フローに影響を与えない。従って、関連する債務は当グループの財務諸表上「営業債務」に含まれている。

13.5 その他の負債

その他の負債の明細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	うち契約負債	2020年12月31日現在	うち契約負債
前受金および未成業務受入金	2,114	1,635	1,788	1,344
有形固定資産関連負債	4,368	-	4,196	-
税金負債	5,093	-	4,532	-
社会保障費	5,092	-	4,712	-
長期契約に係る繰延収益	3,146	3,110	3,290	3,233
その他の繰延収益*	997	592	827	430
その他	9,254	-	2,390	-
その他の負債	30,064	5,337	21,735	5,007
非流動部分	4,816	3,107	4,874	3,092
流動部分	25,248	2,230	16,861	1,915

* フェッセンハイム補償協定に基づく最初の支払額を含む（注記5.4.3を参照）。

13.5.1 前受金および未成業務受入金

前受金および未成業務受入金は、Framatomeの長期契約の顧客による支払額642百万ユーロから成る（2020年12月31日現在518百万ユーロ）。

13.5.2 税金負債

2021年12月31日現在、税金負債には、主に、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが徴収するCSPEから、月次定額分割払を行う顧客からの前受金について徴収したCSPE税を控除した562百万ユーロが含まれている（2020年12月31日現在502百万ユーロ）。

13.5.3 長期契約に係る繰延収益

2021年12月31日現在のEDFの長期契約に係る繰延収益には、原子力発電所資金調達計画に基づくEDFに対するパートナー前渡金1,746百万ユーロ（2020年12月31日現在1,713百万ユーロ）が含まれている。

長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFグループに支払われた前渡金17億ユーロが含まれている。この前渡金は、契約期間（24年）にわたり段階的に損益計算書に振り替えられている。

13.5.4 その他

会計原則および会計処理方法

投資補助金

グループ会社が受け取った投資補助金は、負債の中の「その他の負債」に含まれ、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振替えられる。

2021年12月31日現在、その他の営業負債は、2021年度下半期に欧州で観察されたコモディティ価格の上昇を反映したトレーディング業務のマージンコール58億ユーロ（2020年度2億ユーロ）を含んでいる。負債に認識されたマージンコールの額は、資産に認識されたマージンコールと相殺できない（注記13.3.4を参照）。

2021年12月31日現在のその他の負債は、CSPEに関連した国に対する営業負債294百万ユーロも含んでいる（これに対し2020年12月31日現在は1,974百万ユーロの債権であった。注記13.3.4を参照）。

その他の負債の表の最終の科目には、2021年度中に受け取った投資補助金536百万ユーロ（2020年度414百万ユーロ）が含まれている。

13.5.5 契約負債

契約負債は、顧客が既に支払済みであるかまたは支払期日が到来している場合に、当該顧客に財およびサービスを提供する会社の義務を表す。

契約負債の変動は、以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在	当期 計上額	当期 売上高 振替額	当期 取消額 (売上高 に影響し ない)	時の経過 による割 引の戻入 の影響	連結範囲 の変更	外国為替 の影響	2021年 12月31日 現在
前受金	1,344	1,277	(1,013)	(22)	(1)	14	36	1,635
長期契約に係る繰延収益	3,233	417	(519)	(1)	56	(88)	12	3,110
その他の繰延収益	430	488	(455)	(18)	-	138	9	592

これらの負債は、大部分の前受金および未成業務受入金1,635百万ユーロ（主にFramatome、英国およびフランスー規制業務セグメントに関連）ならびに、大部分の繰延収益（長期およびその他の契約に係るもの）3,702百万ユーロ（主にフランスー発電と供給セグメントに関連）から構成されている。従ってその2021年12月31日現在の合計額は、5,337百万ユーロである（2020年12月31日現在5,007百万ユーロ）。

期限1年超の契約で報告日現在その義務が未履行または一部履行済みである契約は、約11,697百万ユーロの売上収益を生み出すべきものであるが、これらは未認識である。これらの売上収益のうち1,093百万ユーロは、Exeltium契約に基づいて2034年まで段階的に認識され、残額は共同運営発電所に関連する契約についてはその運営期間にわたり、また、その他の確定販売契約（エネルギー販売を除く）についてはその契約期間にわたり認識される。

注記14. 自己資本および1株当たり利益

14.1 資本金

会計原則および会計処理方法

新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含む。当該費用は、税引後の金額で発行プレミアムから控除される。

その他の費用はすべて、当期の費用となる。

2021年12月31日現在のEDFの資本金は1,619,338,374ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,238,676,748株から成っている。資本金のうち83.88%はフランス政府、14.77%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.32%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.03%はEDFが自己株式として所有している。

2021年6月、2020年度に係る配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、57,908,528株の新株発行を受けて資本金が29百万ユーロ増加し、発行プレミアム587百万ユーロを計上した。

2021年12月、2021年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、80,844,641株の新株発行を受けて資本金が40百万ユーロ増加し、発行プレミアム859百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

14.2 自己株式

会計原則および会計処理方法

自己株式は、EDFが発行し、EDFまたは連結グループ内の他の企業が所有する株式である。自己株式は取得原価で評価され、処分日まで自己資本からの控除項目とされる。自己株式の処分に係る純損益は、自己資本に直接計上され、純利益には影響を及ぼさない。

2006年6月9日の株主総会において承認された株式買戻プログラムが、当社の資本を構成する総株式数の10%を上限として、取締役会により実施された。このプログラムの当初期間は18か月であり、その後は每期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

フランス市場監督機関のAMF（Autorité des Marchés Financiers）の要求に従い、このプログラムには流動性契約が存在する。

2021年12月31日現在、連結自己資本から控除されている自己株式は1,174,554株、総額14百万ユーロである。

14.3 配当

2021年5月6日の株主総会において、2020年度について1株当たり0.21ユーロの普通配当分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払のオプションが株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。各株主について、特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当は1株当たり0.231ユーロである。

フランス政府は、2020年度について、株式による配当を選択した。2020年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は36百万ユーロである。

2021年11月4日に、EDFの取締役会は、2021年度について1株当たり0.30ユーロの中間配当を、2021年12月2日に新株（株式による配当オプション）または現金で支払うことを決議した。中間配当の総額は947百万ユーロであった。

フランス政府は、この2021年度中間配当について、株式による配当を選択した。

この2021年度の中間配当について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は48百万ユーロである。

14.4 永久劣後債

会計原則および会計処理方法

永久劣後債（「ハイブリッド」債）

当グループが発行した永久劣後債には、EDF主導による償還オプションが付されている。このオプションは、各発行の個別の発行条件ごとに異なる最低期間の経過後に、その後は各利息支払日ごと、または極めて特殊な状況が起きた場合に行使することができる。年利回りは、個別の発行条件ごとに異なる契約条項に基づいて決定および再検討される。支払の無期限の繰延を認める契約条項があることから、EDFに支払義務はない。

ただし当該条項は、配当金の分配を行う場合には繰延額を支払わなければならない旨を規定している。これらすべての特性により、元本または利息について、EDFには現金またはその他の金融資産による支払を回避できる無条件の権利が与えられている。従って、IAS第32号に準拠して、これらの社債は資本性金融商品として計上され、支払額は同様に配当金として処理される。

14.4.1 2021年12月31日現在の永久劣後債残高

2021年12月31日現在、自己資本に計上されている永久劣後債は、12,264百万ユーロ（税引後の取引費用控除後）である（2020年12月31日現在11,290百万ユーロ）。

永久劣後債の発行および償還は、2021年12月31日現在の自己資本に正味合計額972百万ユーロで計上された（注記14.4.2を参照）。

2022年1月22日に、EDFは2014年1月発行の永久劣後債合計267百万ユーロを全額償還するオプションを行使した。その結果、EDFは、償還が確実であると判断し、2021年12月31日付でこれらの持分証券を267百万ユーロで金融負債に組み替えた（注記18.3.2.1を参照）。

発行された永久劣後債の持参人に対するEDFの利息支払額は、2021年度547百万ユーロ、2020年度501百万ユーロであった。この結果としての現金支払額は、対応する当グループ自己資本の減額に反映されている。

2022年1月に、EDFは、永久劣後債の持参人に対して約275百万ユーロの利息を支払った。

EDF決算書上の永久劣後債

(単位：百万通貨単位)

企業	発行日(月/年)	名目金額	通貨	償還オプション	表面年利率
EDF	01/2013	1,250	ユーロ	12年	5.38%
EDF	01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.00%
EDF	01/2013	2,098	米ドル	10年	5.25%
EDF	01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
EDF	01/2014	1,000	ユーロ	12年	5.00%
EDF	01/2014	750	英ポンド	15年	5.88%
EDF	10/2018	1,250	ユーロ	6年	4.00%
EDF	11/2019	500	ユーロ	8年	3.00%
EDF	09/2020	850	ユーロ	6.5年	2.88%
EDF	09/2020	1,250	ユーロ	10年	3.38%
EDF	05/2021	1,250	ユーロ	7年	2.63%

14.4.2 2021年度中の永久劣後債の変動

ソーシャル・ハイブリッド債の発行

2021年5月26日にEDFは、額面総額12.5億ユーロ、当初クーポン2.625%でEDFのオプションによる最初の償還日を2028年6月1日とするユーロ建て永久ソーシャル・ハイブリッド債の発行を開始した。

EDFは、7年後(すなわち2028年度)に予定されている最初の金利再設定日前およびその後は毎クーポン支払日前の60日間であればいつでも、このソーシャル・ハイブリッド債を現金で償還できる。

ソーシャル・ハイブリッド債による調達資金は、EDFグループが携わり、かつ欧州および英国のEDFグループの発電ないし配電資産の開発ないし保守に貢献する中小企業と契約される資本的支出を含む適格プロジェクトの資金に充当される。今回のソーシャル・ハイブリッド債の発行は、ICMA(国際資本市場協会)のソーシャル・ボンド原則およびサステナビリティ・ボンド・ガイドラインに準拠し、地域の責任ある発展と産業部門の発展に関する当グループのコミットメントおよびCSR(企業の社会的責任)戦略に合致するものである。

決済日は2021年6月1日であり、このソーシャル・ハイブリッド債は、同日付けで、ユーロネクスト・パリの規制市場での売買が認められている。

この発行は、入金時に正味合計額1,239百万ユーロで自己資本に計上された。

14.5 株式転換権付グリーンボンド(OCEANE)

会計原則および会計処理方法

OCEANE(新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる社債)

OCEANE債は、固定額の現金と交換に固定数の株式を引渡すことにより転換できる(「固定対固定」ルール)ものであり、IAS第32号に準拠して、債務部分と資本部分が認識される。

債務－資本割合は、転換権が行使される可能性が変化しても一定である。

債務部分は、割引将来キャッシュ・フロー法によって、転換権なしの比較可能な市場の社債に適用される割引率を使用して測定される。資本部分は社債の公正価値と債務部分の公正価値との差額に相当する。

発行費は当初の配分割合と同じ割合で、債務部分と資本部分に配分される。

2020年9月8日に、EDFは、額面2,400百万ユーロ、発行価額2,569百万ユーロで、新株式へ転換および／または既発行株式と交換できるグリーンボンド(OCEANEs Vertes)を発行した。この社債は、費用および税金を控除後の2,389百万ユーロが「借入

金およびその他の金融負債」、126百万ユーロが「自己資本」に計上されている。この社債の主要な特徴は注記18.3.2.2に記載されている。

14.6 非支配持分（少数株主持分）

14.6.1 非支配持分の内訳

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在	
	所有割合 (%)	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益	自己資本 (非支配持分)	非支配持分 に帰属する 純利益
主要な非支配持分					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20.0%	2,567	(307)	2,526	(91)
NNB Holding Ltd.	33.5%	6,305	(39)	4,716	1
EDF Investissements Groupe SA	7.54%	518	11	515	11
Luminus SA	31.4%	381	(30)	400	(5)
Framatome	24.5%	86	(22)	115	(26)
その他の非支配持分		1,921	102	1,321	75
合計		11,778	(285)	9,593	(35)

当グループがEDF Energyを通じて80%を所有するEDF Energy Nuclear Generation Ltd.に対する非支配持分は、Centricaの持分である。

当グループがEDF Energyを通じて66.5%を所有する、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトのための持株会社であるNNB Holding Limitedに対する非支配持分は、CGNの持分である。

EDF Investissements Groupeに対する非支配持分は、Natixis Belgique Investissementsの保有する投資である。

Luminusに対する非支配持分は、ベルギーの地方当局の保有する投資である。

当グループがEDF SAを通じて75.5%を所有するFramatomeに対する非支配持分は、三菱重工業が保有する19.5%持分およびAssystemが保有する5%持分である。

その他の非支配持分は、主に、当グループがEDF Energyを通じて80%を所有し、CGNが20%を所有するSizewell C Holding Co.ならびにEdisonおよびEDF Renewables下位企業集団の子会社に対する少数株主持分から成っている。

その他の非支配持分はまた、Dalkiaグループが発行し少数株主が引き受けた転換社債の形態による商品、2021年12月31日現在の合計165百万ユーロ（2020年度202百万ユーロ）を含む。

14.6.2 EDF Energy Nuclear Generation Ltd.に関する主要な財務指標

EDF Energy Nuclear Generation Ltd.に関する主要な財務指標（100%基準）は、以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
非流動資産	25,784	23,317
流動資産	3,868	4,399
資産合計	29,652	27,716
自己資本	12,837	12,630
非流動負債	16,352	14,741
流動負債	463	345
自己資本および負債合計	29,652	27,716
売上高	1,842	3,091
純利益	(1,535)	(455)
自己資本直入損益	906	(735)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	84	982
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(420)	(380)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(11)	(335)
現金および現金同等物－期首残高	585	329
現金および現金同等物の純増加／(減少)額	(347)	267
為替変動の影響	42	(11)
その他	-	-
現金および現金同等物－期末残高	279	585
非支配株主に対する支払配当金	2	68

14.7 基本的1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

希薄化後1株当たり利益は、希薄化効果のある金融商品および永久劣後債の持参人に対する当年度中の支払額について修正した純利益の当グループ持分を、自己株式控除後の期中の加重平均社外流通潜在株式数で除すことにより計算されている。

以下の表は、1株当たり利益（基本および希薄化後）の計算に使用された基本および希薄化後利益の調整、ならびに基本および希薄化後1株当たり利益の計算に使用された加重平均株式数の増減を示している。

（単位：百万ユーロ）	2021年度	2020年度
普通株式に帰属する純利益	5,113	650
－継続事業からのEDF純利益	5,114	804
－非継続事業からのEDF純利益	(1)	(154)
永久劣後債に係る支払	(547)	(501)
1株当たり利益の計算に使用された純利益	4,566	149
－継続事業からの純利益	4,567	303
－非継続事業からの純利益	(1)	(154)
希薄化効果のある金融商品の影響の取消	2	1
希薄化後1株当たり利益の計算に使用された純利益	4,567	150
－継続事業からの純利益	4,568	304
－非継続事業からの純利益	(1)	(154)
期中加重平均社外流通普通株式数	3,138,060,309	3,106,323,609
希薄化効果のある金融商品の影響	222,574,780	9,149,131
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	3,360,635,089	3,115,472,740

1株当たり利益（単位：ユーロ）：

基本的1株当たり利益	1.46	0.05
希薄化後1株当たり利益	1.36	0.05
継続事業の基本的1株当たり純利益	1.46	0.10
継続事業の希薄化後1株当たり純利益	1.36	0.10
非継続事業の基本的1株当たり純利益	-	(0.05)
非継続事業の希薄化後1株当たり純利益	-	(0.05)

2020年9月8日に、EDFは、新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる無担保優先グリーンボンドを発行した（OCEANes Vertes、注記18.3.2.2を参照）。希薄化後1株当たり純利益は、これらの社債の転換の影響および当年度中に実施した増資後の転換／交換比率の調整を織り込んでいる。

[次へ](#)

注記15．原子力発電関連引当金および専用資産

会計原則および会計処理方法

当グループは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額は当グループが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についての当グループによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データ、当グループが採用した仮定、また、必要に応じて、類似の取引または業務の経験、独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

稼働中の原子力発電所廃炉引当金については、調整は固定資産を通じて計上される。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用の「割引の影響」に含まれる。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または請負業者の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初から貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として計上される。
- ・ それ以外の場合にはすべて損益計算書に計上される。

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。各国特有の義務および最終的な拠出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。
- ・ 発電所の廃炉費用。
- ・ 原子炉が閉鎖された際の原子炉内の燃料に関連する費用（炉心核燃料引当金）。これらは、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制制約から再利用できない原子炉内の燃料在庫の原価、その燃料の処理ならびにこれらから生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

債務は各国の法規制ならびに関係する技術および業界のシナリオに応じて大きく変動する可能性がある。

原子力発電関連引当金の流動および非流動の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
核サイクル終了引当金	1,359	28,155	29,514	1,430	26,137	27,567
廃炉および炉心核燃料引当金	1,346	33,912	35,258	723	32,196	32,919
原子力発電関連引当金	2,705	62,067	64,772	2,153	58,333	60,486

会社毎の引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Belgium	合計
	注記15.1	注記15.2	注記15.3	
使用済燃料管理引当金	11,819	1,401	-	13,220
廃棄物除去および調整引当金	-	639	-	639
放射性廃棄物長期管理引当金	14,233	1,415	7	15,655
2021年12月31日現在核サイクル終了引当金	26,052	3,455	7	29,514
2020年12月31日現在核サイクル終了引当金	24,622	2,938	7	27,567
原子力発電所廃炉引当金	17,730	12,595	434	30,759
炉心核燃料引当金	2,660	1,839	-	4,499
2021年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	20,390	14,434	434	35,258
2020年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	20,200	12,342	377	32,919
2021年12月31日現在原子力発電関連引当金	46,442	17,889	441	64,772
2020年12月31日現在原子力発電関連引当金	44,822	15,280	384	60,486

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

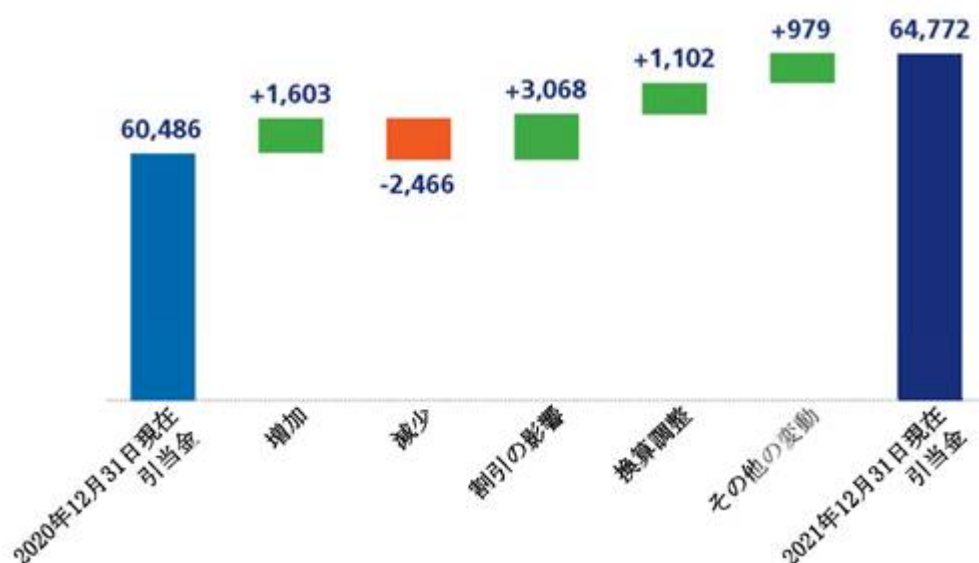
(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	換算 調整	その他の 変動	2021年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	12,608	1,205	(1,470)	601	90	186	13,220
廃棄物除去および調整引当金	546	4	-	38	39	12	639
放射性廃棄物長期管理引当金	14,413	132	(227)	932	82	323	15,655
核サイクル終了引当金	27,567	1,341	(1,697)	1,571	211	521	29,514
原子力発電所廃炉引当金	28,036	262	(428)	1,397	750	742	30,759
炉心核燃料引当金	4,883	-	(341)	100	141	(284)	4,499
廃炉および炉心核燃料引当金	32,919	262	(769)	1,497	891	458	35,258
原子力発電関連引当金	60,486	1,603	(2,466)	3,068	1,102	979	64,772
流動部分	2,153						2,705
非流動部分	58,333						62,067

2021年度における原子力発電関連引当金の変動は、主に以下に起因する。

- ・ フランスおよび英国における実質割引率10ベシス・ポイントの低下：対応する影響は、純損益を通じて調整される引当金については「割引の影響」（617百万ユーロ）に、また資産（引当金関連資産および基礎資産）の裏付けがある引当金の変動については「その他の変動」（495百万ユーロ）に含まれている（注記15.1.1を参照）。
- ・ 1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長：2021年1月1日現在の対応する影響は、資産（引当金関連資産および基礎資産）の裏付けがある引当金の変動については「その他の変動」（(1,031)百万ユーロ）に、純損益を通じて調整される引当金については「増加」（15百万ユーロ）に含まれている（注記15.1.1を参照）。
- ・ 英国における原子力発電所の廃炉に関する負債の評価において使用した仮定の変更：対応する影響は、原子力負債基金（NLF）および英国政府に対する債権の裏付けがある引当金の変動については「その他の変動」（12億ユーロ）に含まれている（注記15.2.3を参照）。

2021年度における原子力発電関連引当金の変動の詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)



15.1 フランスにおける原子力発電関連引当金および専用資産

15.1.1 原子力引当金

フランスにおける当該引当金は、放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDF SAにより原子力発電所について設定されている。

上記の会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFはまた長期債務の財源確保のための専用資産を保有している（注記15.1.2を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度リスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価には、注記1.3.4.2に記載されたような不確定要素が伴う。

フランスにおける核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2021年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	15.1.1.1	11,322	1,185	(1,282)	505	89	11,819
-営業サイクルに関連しない金額		1,297	366	(15)	89	(11)	1,726
-2006年6月28日付法律の範囲外の金額		1,076	42	(36)	54	-	1,136
放射性廃棄物長期管理引当金	15.1.1.2	13,300	126	(227)	854	180	14,233
核サイクル終了引当金		24,622	1,311	(1,509)	1,359	269	26,052
原子力発電所廃炉引当金	15.1.1.3	17,489	262	(186)	649	(484)	17,730
炉心核燃料引当金	15.1.1.4	2,711	-	-	83	(134)	2,660
廃炉および炉心核燃料引当金		20,200	262	(186)	732	(618)	20,390
原子力発電関連引当金		44,822	1,573	(1,695)	2,091	(349)	46,442
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金*		43,746	1,531	(1,659)	2,037	(349)	45,306
2006年6月28日付法律の範囲外の原子力発電関連引当金*		1,076	42	(36)	54	-	1,136

- * 放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である（以下を参照）。

割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,474百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に計上された2021年度の実質割引率の変更による影響617百万ユーロ（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。

EDF SAの原子力発電関連引当金の変動は、主に1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長に起因しており、その影響額は2021年1月1日現在(1,016)百万ユーロ（注記1.4.1を参照）であった。その内訳は、廃炉引当金(916)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(214)百万ユーロおよび放射性廃棄物長期管理引当金114百万ユーロであった。

原子力発電関連引当金への影響は、主に支払予定時期の差異（引当金の割引の影響）に起因し、また特定年度に中間貯蔵または最終貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映した軽微な見積改定も含まれる。これは、廃棄物発送の流れを円滑化するための工業的解決策を必要とする。

原子力発電関連引当金の減少(1,016)百万ユーロは、以下の通り表示されている。

- ・ 資産の裏付けがある引当金の変動について「その他の変動」に(1,031)百万ユーロ。
- ・ 純損益を通じて調整される引当金について「増加」に15百万ユーロ。

「その他の変動」はまた、資産の裏付けがある引当金に関する2021年12月31日現在の実質割引率の変更による影響495百万ユーロを含む。

EDF以外の施設について

- ・ EDF、COGEMA（現Orano Recyclage）およびフランス原子力エネルギー庁（Commissariat à l'Énergie Atomique—CEA）は、2004年12月に、マルクルのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとしてEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。
- ・ EDF、AREVAおよびAREVA NC（現Orano Recyclage）は、2008年12月および2010年7月に、ラアーク施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をAREVA NCに移転するための法律上および財務上の条件を定義する2本の契約に署名した。当該契約を適用してEDFは、未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をOrano Recyclageに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。

15.1.1.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）の形で再利用し、再処理ウランを再利用することである。

EDFの要請に応じてOrano Recyclageにより処理される量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料管理引当金はOrano Recyclageが提供する予定の以下のサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（再利用可能な物質の調整および貯蔵を含む）

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたOrano Recyclageとの契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含む。

現在、Orano Recyclageとの間で、特に現行の2016年から2023年の期間に係る変更に関して交渉が進められている。2021年12月31日現在で、EDFは、Oranoとの協議の進捗を考慮して、当該契約下で発生する費用につき最善の見積りを使用した。特に新

たな核分裂生成物濃縮装置に関する変更を考慮し、様々なOranoプロジェクトに係るEDFの処理費用の増加を賄うことを目的として、267百万ユーロの追加引当金が認識された。

2018年度において取締役会は、（新産業計画の利用可能性を待って2013年度に一時停止されていた）再処理ウランの再利用の再開を承認した。初回の燃料集合体の装荷は2023年に予定され、技術的適応および原子力安全当局からの必要な認可を条件とする。その目標は、再利用を一部の900MWユニットで開始し、その後、一部の1,300MWユニットで開始することである。対応する契約は、2018年度第2四半期中に各供給業者との間で署名された。1,300MWシリーズ発電所の50年の耐用年数（2021年6月30日現在の財務諸表上に関連ユニットの減価償却期間の40年から50年への延長により反映された）は、濃縮再処理ウラン燃料の1,300MW原子炉への装荷を可能にする工業的適応を必然的に伴い、合わせて、ウラン再利用の再開に向けた重要な産業上の経過目標、特に2021年度下半期におけるTENEX残留廃棄物ガラス固化工場の運転開始の達成は、ウラン再利用の再開に関するすべての産業上、規制上および経済上の条件が現時点で充足されていることを確認するものである。その結果、会計上の観点から、再処理後のウラン貯蔵に関連する引当金の一部である、関連ユニットの耐用年数50年に基づく476百万ユーロが戻し入れられた。

さらに、使用済燃料の一時貯蔵は、核サイクル終了にとって重要な問題である。EDFの発電所から出る使用済燃料のためのOranoのラアグ中間貯蔵施設に係る使用量予測では、ラアグのプールは2030年度までに飽和状態となる可能性が示唆されている。そのため、EDFの監督下で集中型燃料貯蔵プールを建設し、使用済燃料の長期貯蔵容量を拡大する予定である（下記を参照）。新プールの稼働開始は2034年度を予定しており、EDFが運営することとなる。また、貯蔵需要に対応するために、以下の対策が講じられる予定である。

集中型貯蔵プール建設までの期間について、2019年度にOranoとEDFは、過渡的な解決策の研究をASNと協力して開始した。望ましい解決策は、Oranoのラアグ用地にある既存のプールの高密度化である（この計画に対し2020年12月31日現在で関連引当金168百万ユーロが計上された）。補足的な解決策は、MOX燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）および再処理ウランのための乾式貯蔵施設の利用である。

OranoのMELOX工場における生産上の問題が短中期的な再処理ペースに影響を与え、再利用水準が低下したことで中期的に所要貯蔵量が増加している。その結果、2021年度の引当金は、高密度化・乾式貯蔵のいずれも行わない状況とは対照的に約3,100トンの予測貯蔵容量を基礎とし、両方の工業的解決策を考慮して、362百万ユーロ増加した。

使用済燃料管理引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存または建設中の工業用施設で現状は再利用できない使用済燃料、すなわち、処理から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。この引当金に関連して専用資産が保有されているが、これは2006年の法律が定義する営業サイクルとは関連しない（注記15.1.2を参照）。この引当金は（原子力運営者になる予定の）EDFが管理する、ラアグの水中集中型貯蔵施設の建設を含むシナリオに基づいて設定されている。このプロジェクトは放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間の国家計画（PNGMDR）についての公開討議中に提示され、2021年11月22日に開始されたフランスの公開討議委員会（CNDP）が組織する特定の公開協議に供されている。この協議は、マンシュ県および提起された議題をより良い形でカバーできるよう協議実務を強化する時間を取る目的で、2022年2月3日に中断された。当該手続は、2022年6月20日から7月8日まで継続される予定である。

15.1.1.2 放射性廃棄物長期管理引当金

放射性廃棄物長期管理引当金は、以下の将来の費用に関係している。

- ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の一時貯蔵、除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- ・ 廃炉および一部の業務廃棄物から生じた放射性廃棄物の特性評価、処理、調整および一時貯蔵、ならびにこの放射性廃棄物の最終貯蔵。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および、特にラアグにおける発電所の廃炉または使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	貯蔵センター	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
	超低レベル廃棄物：		
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	CIRES-モルヴィリエ(ANDRA)	3,093	2,856
	低中レベル廃棄物：		
	CSA-スレーヌ(ANDRA)		
長寿命低レベル廃棄物	調査中のプロジェクト：	394	365
	スレーヌ(ANDRA)		
長寿命中高レベル廃棄物	地層貯蔵センター	10,746	10,079
	(Cigéoプロジェクト)		
放射性廃棄物長期管理引当金		14,233	13,300

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物は、稼働中または廃炉プロセスにある原子力施設から生じる。

- ・ 超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般に金属（大規模な部品、導管、支持構造物等）またはがれき（コンクリート、アース等）の形態をとる。この種の廃棄物は、2003年度に稼働開始しANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。
- ・ 低中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂、資材等）は、1992年度に稼働開始しANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル）の除去、処理および貯蔵の費用は、以下に基づいて査定される。

- ・ 既存の貯蔵センターの運営については運送者およびANDRAとの現在の契約
- ・ 子会社であるCyclife Franceが運営する工場（マルクルのCentrac用地、1999年度稼働開始）における、ANDRAセンターでの貯蔵前に溶解可能な一部の廃棄物の処理費用。
- ・ 蒸気発生器などの主要部品の一時貯蔵、切断および調整のための集中型施設の見積費用。
- ・ 制御棒クラスタ案内管の長期貯蔵前の一時貯蔵および切断のための予備計画。

2019年度に、過去の廃棄物除去の時系列分析と将来の量に関するより優れた特性評価を適用して、在庫の仮定が更新され、引当金が206百万ユーロ増加した（損益計算書に132百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

2020年度に費用分担に関する仮定は、超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物の固定貯蔵費用に関係する3つの産出業者間の長期配分を反映して再評価された。この費用分担更新業務のすべての影響によって、引当金は179百万ユーロ増加した（損益計算書に50百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、廃棄物の処理、調整および一時貯蔵も対象としている。これらの業務の多くは、以前は原子力発電所廃炉引当金ならびに廃棄物除去および調整引当金に含まれていた（2020年12月31日現在979百万ユーロが組み替えられた）。

2021年度には、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を反映するため引当金の基礎となる技術上の仮定を変更し（廃炉廃棄物の産生時期が変更された結果、特定年度に貯蔵に送られる廃炉廃棄物が増加し、廃棄物発送の流れを円滑化するための工業的解決策を必要とする）、加えて、廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオを、貯蔵量削減のための事前処理の導入により最適化した。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

最後に、2020年2月に、超低レベル廃棄物については、放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間のフランスの国家計画（PNGMDR）についての公開討議を受けて、環境連帯移行省およびASNの結論は、処理後の超低レベル金属廃棄物の再利用を認める規制変更の可能性を拓いた。すなわち「政府は、対象を定めた特例の新しい可能性を導入するために、超低レベル廃棄物管理に適用される規制の枠組みを変えて、溶融と汚染除去後にケース・バイ・ケースで、超低レベル原子力金属廃棄物の再利用を認める予定である。」とした。新規則（環境移行担当大臣による政令）は、2022年2月15日付官報にて公布された。こうした動きの中でEDFは、フランスおよび他国における解体作業から生じる超低レベル放射性金属廃棄物を処理およ

び再利用するための切断・溶融施設の建設に向けた調査を継続している。このプロジェクトはテクノセンターと呼ばれ、EDFがOranoと共同で主導し、2031年度の稼働開始を目標としている。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の期間の国家計画（PNGMDR）の下で更なる調査が計画された。2016-2018年度の期間にわたる作業終了後の2020年8月6日に公表されたこの廃棄物管理に関するASNの意見、および第5回PNGMDRの現在の精緻化フェーズにおいてPNGMDRの長が提案した方向性から、ANDRAがいくつかの参照管理シナリオを明示し、また補完概念の必要性ならびに長寿命低レベル廃棄物の貯蔵のために選定された技術上および安全上のオプションを記載したファイル（要約予備計画またはAvant Projet Sommaire—APSに相当する）作成の必要性を明らかにするための対象期間は、2023年と設定された。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、Orano、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の在庫に基づき、2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGECE）が2014年12月末に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメント、および技術的最適化とその影響の評価に隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECEに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年12月31日現在の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ASNの設定した安全基準に準拠して、ANDRAが原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新される。

2016年4月に、ANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付した。2016年7月11日付法律は可逆性概念を明確化した。

2018年1月11日に、ASNは、DOSに対する意見を公表した。ASNは、Cigéoプロジェクトが当該段階において全体として十分な技術的成熟に達しているものと判断した。この意見には、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して当該提案に対する代替案の検証要請が含まれていた。現在の瀝青廃棄物の管理に関する報告書を作成する目的で2018年9月にDGECにより任命された専門家集団は、2019年9月に、多様な選択肢が実施可能である（貯蔵ないし中和化）と結論付けたが、最も適切な選択肢を識別するためには研究を継続することが重要であることを強調した。

DGECの要請により組織された外部専門家集団による詳細設計レビューに関しては、2020年度末にその結論が報告された。当該集団は、ANDRAの提案に全体として賛同意見を公表しているが、詳細設計調査の最終化およびセンター設置の認可申請について一定数の勧告を行い、この件についてEDF、OranoおよびCEAのより緊密な関与を求めた。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の開発申請は、以前は2021年度に行われる予定であったが、現在は2022年度に行われる予定である。認可の付与もこれにより同期間遅れて、現在は2025年度と見込まれている。ただし、産出業者は現在、依然として2031年に最初の廃棄物パッケージを受け入れるとの仮説に基づいて取り組んでいる。

2020年8月に、ANDRAは、Cigéo貯蔵センターの公益事業を正式に認める公益事業宣言（déclaration d'utilité publique、DUP）を求める申請書を提出した。これは政府機関により検討され、2021年9月15日から10月23日まで公開調査に付され、調査委員は2021年12月20日に無条件の賛同意見を公表した。自動的に計画文書についての適合性を付与するDUP法令の公表は2022年度前半と見込まれる。

最後に、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法は、このプロジェクトの（標準税制の代わりに貯蔵税に基づく）税務上の変更を含んでいる。関連する施策は今後定義され、Cigéoプロジェクトのコスト増加を防ぐために政府によって管理される予定である。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金は、ICEDA貯蔵施設（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）の長寿命中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵も対象としている。

これらの原子力費用は、以前は廃棄物除去および調整引当金の対象とされていた。

ビュジェ発電所に建設されたこの施設は、ASNによる2020年7月28日の運転開始承認後の2020年9月に、最初の廃棄物パッケージを受け入れた。2021年7月19日、ICEDA施設における長寿命中レベル廃棄物パッケージの調整を承認し統治するASNの決定が正式に受理された。2021年度末には、付与された認可および運転開始スケジュールに従って、最初の廃棄物パッケージが密封された。

15.1.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基本的な原子力施設（installations nucléaires de base、INB）の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。最終的な閉鎖と廃炉手続は、環境法第L.593-20条から第L.593-25条および第R.593-65条からR.593-74条に規定された法規制により管理されている。これは各INBの以下の業務を含む。

- 最終的な閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
 - 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- 運営者が作成して原子力安全性担当大臣に送付される解体計画。当局の検討と公式な調査を経て、当局が解体作業を開始することを定める法令が制定される。
- ASNの承認を求めて提出される主要段階の進捗レビュー。実施予定の解体作業独自の安全性の記録を含む。
- ASNへの申告またはASNによる承認を要する作業の場合は、運営者が導入した重要な変更に関する内部統制プロセス。
- 最後に、これらの業務が完了した時点での当該施設の分類解除。これによって基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短縮すること

を求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の解体作業は主に、現在稼働中の原子力発電所より前に建設され操業していた「第1世代」発電所として知られる発電所、ならびにスーパーフェニックス発電所および放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（ブレンニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却(UNGG)炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、ショーのPWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い新たな方法および技術の開発を必要とする。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この発電所は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有の課題を伴っている。

永久に閉鎖された発電所における進行中の廃炉作業（特にショーのPWRから得られる経験）、フェッセンハイムの900MW原子炉2基の要約予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業に基づいて、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する詳細な参考見積りを確立することが可能となった。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、特に規模の効果に関連する好機とリスクの両方を含んでいる。

フェッセンハイムにおいては、2基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的な耐用年数到来前に、それぞれ2020年2月22日および2020年6月30日に永久に閉鎖された。連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)のより詳細な研究報告とリスク軽減とともに、2018年度後半に最終化された。解体計画は、このINBの永久閉鎖宣言とともに、2019年9月にASNに送付された。2019年度および2020年度に行われた研究は解体計画の作成に重点を置いたもので、2020年12月2日にASNに送付された。提出日後に、ASNは書類を3年から5年の期間をかけて検証する予定である。2021年度においては、フェッセンハイムの廃炉準備として行われた作業および研究の目的に沿って、特に、1号機の完全な燃料除去、2022年度に行われる一次回路の汚染除去の準備、最初の業務廃棄物のICEDA施設への発送、および蒸気発生器最上部の処理のための子会社Cyclife Swedenへの発送が行われた。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2021年 12月31日現在
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	12,775	-	(7)	396	(484)	12,680
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	4,714	262	(179)	253	-	5,050
原子力発電所廃炉引当金	17,489	262	(186)	649	(484)	17,730

現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金におけるその他の変動は、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を含み、2021年12月31日現在の実質割引率の変更の影響により部分的に相殺されている。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1,300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLa Guardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよび

フランス内外の経験を織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局(Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC)の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げることが可能となった。

当該見積りの算定に使用された主なシリーズ効果および相互効果の性質は、以下に説明する通りである。

シリーズ効果（同種初の用地のための作業が以後の同一シリーズの用地に与える効果）には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

相互効果（稼働中または廃炉中を問わず同一用地内のユニット間の効果）には、いくつかの異なるタイプがある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度解体する必要はないという事実に関連する。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が解体される場合に全く増加しない。これは通常、調査コスト、共用機材および用地の安全な作業条件を維持するコストである。

相互効果によって、同一用地の2基一組の原子炉の解体に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の解体の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。

シリーズ効果および相互効果は、これらの効果を見積りした見積りと比較して、解体費用をそれぞれ10%および6%削減する。シリーズ効果および相互効果は、シリーズによって異なる。すなわち、一つのシリーズにより多くのユニットがある場合（シリーズ効果）および一つの用地により多くのユニットがある場合（相互効果）に大きく、900MWシリーズではその組み合わせの効果（シリーズ効果および相互効果）は16%を上回る。

特に、シリーズ効果および相互効果は、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均解体費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

これに対して、その見積りは単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査では、このアプローチが保守的な見積り方法をもたらすと判断された。

保守的な観点から、当該見積りには、以下のリスクおよび不確実性の評価も織り込まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用に関連する不確実性、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能だが、偶発的な）完了リスクに相当するリスクの算入。フェッセンハイム・プロジェクトのリスクに関し、現在進行中の研究に基づいて2021年度に初期登録表が作成され、フェッセンハイム用地の特異性のない同種初の900MW原子炉1基について、これらのリスクの詳細な評価が継続されている。結果が公表されるまで、リスクおよび機会の財務的な影響は一定率の増加を通じて反映されている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法によって、発電所全体としてのマージンは約15.7%（最初の900MW発電所は19.5%）となる。

2016年度の全面改訂以来、この費用見積りは年次で見直しされている。当該見直しの結果、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

2021年度において、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を考慮し、特定年度に中間貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映して、廃炉廃棄物発送作業の手順が変更された。

また、フェッセンハイムの廃炉準備で実施された予備調査および解体前フェーズの初期に得た経験を受けて、最初の900MWユニットの廃炉に関する参考費用も更新された。この更新は、貯蔵量削減のための事前処理を含めた廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオの最適化も織り込んでいる。これらの要素の全PWR発電所への外挿による現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金への影響は限定的であり、同引当金は貸借対照表の資産への調整を通じて149百万ユーロ増加する。

EDFは、直接的な比較を歪める可能性がある多数の要因（例えば、費用見積りの対象範囲または国や規制の状況による違い）の識別と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を確認している。

異なるタイプの費用見積りに基づき、最初の2基の900MW発電所（フェッセンハイム）の廃炉完了のためのベンチマーク費用は（2021年のユーロで）約8億ユーロであり、全PWR発電所についての平均費用3.6億ユーロに対して、最初の900MW発電所1基当たりの平均は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

閉鎖された原子炉の廃炉は、それぞれ明確な仕様の4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第2世代PWR原子炉である。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れている。これらは2015年度から毎年見直されている。2015年度に、UNGG発電所に関する業界の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記15.1.1.2「長寿命低レベル廃棄物」を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、それにより生じる操業費用に起因する費用は増加すると見積もられる。

永久に閉鎖された発電所、特にUNGG発電所に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金は590百万ユーロ増加した。

2016年度の永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度および2018年度において、この年次見直しの結果、重要な修正は生じなかった。

2015年度のUNGG発電所の廃炉についての改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。2018年度にASNは、UNGG戦略報告書に関する主な質疑および結論を公表した。すべての原子炉の「空中」解体、工業的実証の有用性、および同種初の原子炉（シノンA2）の解体予定表に関しては合意に達したが、他の5基の原子炉の解体予定表に関しては議論が続けられた。EDFが提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、他の5基をほぼ同時に解体する前に、経験に基づく重要な修正を考慮している。2019年2月12日にEDFは、当グループが選択した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員会に提示した。その後、ASNは、解体作業の規制上の認可申請および当該申請に含めるべき解体予定表の提出期限を設定する決定案を公表し、同案は2019年7月から11月の間、公開協議に付された。当該決定案において、ASNは、求められる作業が複雑であり、EDFが提案

したリスク管理戦略（工業的実証、最初の原子炉の重要な経験）に正当性があることを認めた。ただしASNは、同種世界初の原子炉の後の原子炉5基に係る作業を若干前倒して2055年以前に開始することを要請した。

当該ASNの決定案を考慮して、原子力引当金は、2019年度に合計108百万ユーロ積み増しされた。このうち77百万ユーロは永久に閉鎖された原子力発電所に関する廃炉引当金、31百万ユーロは放射性廃棄物長期管理引当金（長寿命低レベル廃棄物、超低レベルおよび低中レベル廃棄物）であった。

UNGG原子炉の解体に関するASNの決定は2020年3月17日に公表され、2019年の決定案の原則に矛盾しなかった。この結果、UNGG発電所廃炉のための原子力引当金は2020年度において特定の再見積対象とされず、業界および技術に関するシナリオの最善の見積りを反映している。

2020年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、フランスの第一次ロックダウン期間中の作業停止を受けたクリティカル・パスの遅れとショーAの容器内部の分割作業の停止に関連する予見不能な重要な事象によって、45百万ユーロ増加した。土木工事の汚染除去費用もまた更新されて、永久に閉鎖される発電所の全範囲の引当金が43百万ユーロ増加した。

2021年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、ショーAの産業廃炉戦略の改定を受けて、77百万ユーロ増加した。当該戦略は完全連続廃炉シナリオに移行しており、設備解体の終了から最終的な解体・汚染除去作業の開始までの洞窟流水監視期間を、水質上不要として削除している。また、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵所（スーパーフェニックス原子炉からの燃料貯蔵を主たる業務とするEDF運営施設）の廃止費用見積りが、2020年度から2021年度に実施された要約予備計画の研究に基づいて更新され、その結果、引当金が61百万ユーロ増加した。

最後に、環境法第594-4条に基づく権限に従って、2020年6月に、DGECはEDFの永久に閉鎖される原子力施設の解体作業（UNGG施設および長寿命低レベル廃棄物の管理、スーパーフェニックスならびにブレンニリス）の外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月から2021年7月まで行われ、監査報告書は2021年11月に環境移行省のウェブサイトに掲載された。その結論は（2021年度第1四半期に結論を公表したASNの複合プロジェクト管理の検査期間中の所見を追認し）、「解体プロジェクトの遂行に構造的に焦点を当てた組織」、「年次の見積り・改定手続は堅牢であり使用した仮定と元データについて良好なトレーサビリティを提供」および「残り少ない技術的課題を克服する長期の工業的アプローチ」を強調している。最後に同報告書は、重要でない修正（2021年度の引当金に考慮された）を除くと「当該引当金は基本シナリオないしプロジェクトと整合しており、監査対象範囲の費用の全範囲を網羅し」、EDFの費用および引当金規模の検証を通じて「適切な規模」であると明記している。

2021年12月31日現在の年度末の経済状況に基づいて見積られた総額（未使用額）とその金額の現在価値を原子炉技術タイプ別に示すと、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	288	259
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム*	829	707
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュジェ、サン・ローラン、シノン	5,478	3,136
重水炉-ブレンニリス	323	284
ナトリウム冷却高速中性子炉-クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス	534	479

* 一時貯蔵および蒸気発生器の処理を除く。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金はまた、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵工場やトリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）などの関連施設の解体費用を填補する。

PWR技術の廃炉費用と比べて、その他の原子炉の廃炉完了時の費用（既払費用および未払費用の両方）は、個々の特性に応じて程度は異なるが、相対的に高額となっている。

- ・ プレンニリスの費用は約2倍である（完了費用は原子炉1基当たり約8.8億ユーロ）。これは、小型で、炉心がコンクリートに包まれているため近づくのが困難であり、燃料プールがないため遠隔管理による切断が複雑で、ジルコニウム合金（火気厳禁）の存在により切断作業に時間がかかり、より入念な監視が必要であることに起因する。
- ・ UNGGの費用は約2倍である（完了費用は原子炉6基につき約66億ユーロ）。これは、その規模からPWRの20倍の資材の撤去が必要であり、近づくのが困難で、個別の遠隔管理機器の開発などの特別な対応を要する黒鉛を含むためである。
- ・ クレイ・マルヴィルの費用は約4倍である（完了費用は原子炉1基当たり約18億ユーロ）。これは、除去に慎重を要するナトリウムの処理、および特に原子炉（容器が1,300MW PWRの容器の20倍の大きさ）をはじめとする施設の規模に起因する。

廃炉作業には以下の進展があった。

- ・ ショーA：原子炉は1991年度に閉鎖され、解体命令発表後の2007年度に原子力施設の解体が始まった。解体の最終段階は2016年度に始まり、原子炉容器内部の切断、調整および除去、その後の容器自体の解体を含む。これらの業務は2024年度に完了する予定である。新たな完全連続廃炉シナリオでは、当該発電所は（従来予想の2047年度ではなく）2035年度後半に分類解除される予定である。
- ・ UNGG炉：1973年度から1994年度の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年度から2010年度の間に解体命令を受けた（シンオンA1およびA2を除く）。これらすべての原子炉の燃料除去と回路の排水は完了し、「原子炉ケーソン」周辺の従来型原子力建物の解体業務が進行中である。2020年のASNの決定を受けて、2022年度にこれらすべての原子炉についての解体許可申請を提出し、「空中」戦略に従った解体業務の継続を認める新たな命令を受ける予定である。最初のUNG原子炉ケーソン-シンオンA2-の上部を開くのは2033年度の予定であり、容器内部と黒鉛ブロックの最初の採取は2040年度に開始されて14年間続く予定である。並行してその他のUNG用地では、その用地を（2035年度までに）安全な貯蔵条件を満たすようにする作業の最終段階にある。安全な貯蔵条件を満たす状態とは、地表の80%が廃棄され、解体を待つ原子炉ケーソンが安全であることを意味する。これにより、このシリーズ最初の原子炉について十分な進展が可能となり、経験を得て、その他の5基の業務の安全性を確保できる。最初のUNGの廃炉後にケーソンを開くのは2055年度以後の予定である。
- ・ クレイ・マルヴィル：この発電所は1998年度に閉鎖され、2006年度に解体命令を受けた。その後の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室の解体、回路の排水、すべての回路で冷却に使用されたナトリウムの処理と除去、原子炉容器の充填、容器の蓋の開口と摘出、および、炉心容器の蓋（数百トンの重さがある）の解体の開始は完了している。次の段階は容器内部の解体（2026年度に完了予定）、原子炉建屋の電気機械の解体、その後の汚染除去である（解体は2038年度に終了予定）。
- ・ プレンニリス：この発電所は1985年度に閉鎖され、2011年度に「原子炉群」の全周辺装置の解体を認める一部解体命令を受け取った。以下の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室、燃料建屋、付属建屋、熱交換機の解体、および、廃液処理工程が完了している。次の段階は、EDFによる原子炉群の解体を可能にする解体命令を2022年度に受け取ることを目指した、完全な解体許可申請の調査である（これらの業務の終了は、現在のところ、2040年度と予想される）。公開調査は予定通り2021年11月15日に開始され、7週間にわたって行われる予定である。調査委員は2022年2月中旬に意見を公表する見込みである。

15.1.1.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト（「初期段階」費用）。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト（「最終段階」費用）。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。2020年12月11日付決定において、フランスの國務院は炉心核燃料解体引当金の即時認識の影響額に関する税務上の損金算入可能性に異議を唱えた（「初期段階」炉心核燃料費用）（注記17.3.1を参照）。

フェッセンハイム発電所の最終閉鎖後の2020年度に、フェッセンハイムの原子炉2基に関連する炉心核燃料引当金99百万ユーロが戻し入れられて、閉鎖時の原子炉内の未照射燃料在庫が同額減額され、同時に、使用済燃料管理引当金および放射性廃棄物長期管理引当金がこの燃料の処理とその結果生じる廃棄物の貯蔵の費用について認識された。

2021年度においては、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間を2021年1月1日付で延長したことの影響（注記1.4.1を参照）を除くと、炉心核燃料引当金にはほとんど変動がなかった。

15.1.1.5 割引率、インフレ率および感応度分析

割引率およびインフレ率の計算

2020年12月31日から、割引率の決定に使用された方法は以下のように変更された。

割引率は金利曲線を基礎とする。この曲線は、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（OAT債の0年から20年の曲線）に基づいて描いたソブリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期金利UFR（最終的フォワード・レート）—50年より後にUFRに近づく利回り—にAからBBBの格付の社債のスプレッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務を充足するための支払予定に基づき、この方法で各フローの該当する満期まで描いた金利曲線から、割引率を適用して、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。

UFRは市場の対象期間を超える支出を含む超長期の保険負債について欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって定義された。2021年度について計算されたUFRは3.46%である。これは、フランスの当局の決定に準拠して、計算方法の中で使用される。これにより、原子力費用の資金確保に関する2007年3月21日付省令を改正する2020年7月1日付省令（下記を参照）において、割引率の規制上限の計算式が変更されており、現在は、TEC30年物の金利の48か月算術平均に代えてUFRを参照する。UFRは、原子力引当金には、その超長期の期限の観点から、より適切であると考えられる。2021年12月31日現在のソブリン利回り曲線は、0年から20年の間の支出は-0.6%から0.6%の範囲（2020年度末現在-0.6%から0.2%）、20年から50年の間の支出は0.6%から3.1%の範囲（2020年度末現在0.2%から3.2%）、そして、50年より後の支出は3.46%（2020年度末現在3.51%）に収束する率を示している。

この割引率の計算方法の変更は、市場の対象期間をはるかに超える超長期の支出を特徴とする原子力引当金に係る貨幣の時間価値の最善の評価を提供する。この評価の大部分は、以下によって達成される。

- ・ 観察された年度末の流動的な対象期間を有する市場データに基づく金利曲線の使用。これは、非流動的な対象期間にわたり、サイクルの影響を受けない超長期金利、すなわち、原子力引当金に関連するすべての満期の利回りデータに収束する。
- ・ 外部団体が提示し、現在はフランスの当局が規制上限の計算式の決定に採用する超長期金利（計算されたUFR）の使用。これにより、遠い将来にわたる支払対象期間と一貫する利回り変動の長期動向を考慮する。
- ・ スプレッドを参照する社債に格付機関がAからBBBに格付けた社債を含める。これは、特に長期では、AAの格付の社債はほとんど存在しない一方で、大部分の「投資適格」社債はBBBの格付の社債であり、その大部分の満期は長いため、安定的なスプレッド曲線を描く目的である。

インフレの仮定は、インフレ連動の市場商品と経済見通しを参照して描かれた、UFR（2%）の基礎となるインフレの仮定と長期的に一貫するインフレ曲線に基づいている。その結果、インフレの仮定は、特にブレイク・オープン・インフレ率を反映して2020年12月31日現在から50ベース・ポイント上昇し、2021年12月31日現在1.7%である。

この結果、算定された割引率は、2021年12月31日現在3.7%であり、インフレ率を1.7%と仮定している（2020年12月31日現在3.3%（主にソブリン利回り曲線に関係）および1.2%）。即ち、実質割引率は2021年12月31日現在2.0%（2020年12月31日現在2.1%）である。

割引率の規制上の制限

割引率は2つの規制上の制限に従わなければならない。原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付政令（当初の2007年2月23日付政令を環境法の一環として体系化し更新）および原子力費用の資金確保に関する2020年7月1日付省令（当初の2007年3月21日付省令の改正）に基づいて、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 実質値、即ちインフレ控除後で表示される規制上限。この値は、欧州保険・企業年金監督機構（EIOPA）が発表する該当日現在に適用される最終的フォワード・レート（UFR）の算定に使用された実質長期金利に関する予想を表す四捨五入前の値に150ベース・ポイントを加算した値に相当する。この上限は2024年から適用される。2024年までは、当該上限は

2.3%と上記計算値の加重平均である。2.3%の率に適用される加重は、2020年50%、2021年25%、2022年12.5%および2023年6.25%に設定されている。

- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

2020年7月1日付で発効した命令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2021年12月31日現在2.80%（2020年12月31日現在2.66%）である。

上記に記載した方法により算定した2021年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.0%である。

マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関する仮定に対する感応度は、年度末の経済状況に基づいて見積られた総額とその金額の現在価値との比較により見積ることができる。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

2021年12月31日現在

2020年12月31日現在

（単位：百万ユーロ）

	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,121	10,683	18,998	10,246
-営業サイクルに関連しない金額	3,282	1,726	2,727	1,297
放射性廃棄物長期管理	36,779	14,233	35,580	13,300
核サイクル終了費用	52,900	24,916	54,578	23,546
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	20,479	12,680	19,693	12,775
閉鎖された原子力発電所の廃炉	7,718	5,050	7,400	4,714
炉心核燃料	4,349	2,660	4,258	2,711
廃炉および炉心核燃料費用	32,546	20,390	31,351	20,200
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金		45,306		43,746

原子力費用の支払累計額（年度末の経済状況に基づく総額）の分布は以下の通りである。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

2021年12月31日現在

年度末の経済状況に基づく費用

（単位：百万ユーロ）

	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定*	合計
使用済燃料管理	7,846	8,275	16,121
-営業サイクルに関連しない金額	540	2,742	3,282
放射性廃棄物長期管理	5,116	31,663	36,779
核サイクル終了費用	12,962	39,938	52,900
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	347	20,132	20,479
閉鎖された原子力発電所の廃炉	2,903	4,815	7,718
炉心核燃料	262	4,087	4,349
廃炉および炉心核燃料費用	3,512	29,034	32,546

* 20年および50年の対象期間にわたり、支払累計額（年度末の経済状況に基づく）のそれぞれ20%および41%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ32%および96%は廃炉引当金に係る予定である。

このアプローチは、割引率の変化が現在価値に与える影響を見積ることにより補足される。

以下の表は、EDFの核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

2021年度：

		割引率に対する感応度			
		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
(単位：百万ユーロ)	現在価値による 引当金の金額	+0.10%	-0.10%	+0.10%	-0.10%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	11,819	(120)	124	102	(107)
-放射性廃棄物長期管理	14,233	(472)	504	385	(413)
廃炉および炉心核燃料：					
-現在稼働中の原子力発電所の廃炉	12,680	(291)	299	-	-
-閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,050	(88)	91	88	(91)
-炉心核燃料	2,660	(54)	55	-	-
合計	46,442	(1,025)	1,073	575	(611)
専用資産で填補される金額	34,276	(917)	963	515	(548)

15.1.2 EDFの専用資産

15.1.2.1 規制

フランスの環境法第L.594-1条以降およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、フランスの環境法に定義された長期原子力費用の現在価値に相当する引当金の価額を上回ることを要求している。

2020年7月1日付政令は、環境法第D.594-1条以降の専用資産に関する規制上の義務を体系化した。これは、2020年7月1日付命令による改定後の2007年3月21日付省令により補足された。これらの文書は適格資産のリストを定めており、その大部分はフランスの保険法に基づいており、主に非上場資産を含めている。これらは特に、2017年12月31日以後RTE資本金の100%を保有するCTE株式の専用資産への配分を認めている（下記の注記15.1.2.2を参照）。

EDFは、2018年5月31日に、専用資産における非上場資産部分を条件次第で10%から15%に増加させることにつき政府の許可を受けた（これはCTE株式ないし不動産には適用されない）。

2020年7月1日付政令以後、EDFは、関係引当金の額に対する資産の実現可能価額の比率によって決定される義務の補填率が100%超である場合には専用資産への追加積立義務を課されず、またその率が120%超とならない限り資産の引出しは認められていない。また同政令は、補填不足の場合の専用資産への資金配分期間を、行政当局の認可を条件に（従来の3年に代えて）最長5年に延長した。

15.1.2.2 専用資産の戦略的配分および構成

専用資産に適用される規則に照らして、これらは非常に特殊な資産区分を形成する。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

非上場資産への分散を進めるために、この戦略的配分いくつかの変更が加えられた。特に、2010年度にRTE（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分され、2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定された。このポートフォリオは、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。

取締役会は2018年6月29日に、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分原則を有効とした。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の30%）。CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成されている。
- ・ 成長資産（目標：専用資産の40%）。上場ないし非上場株式に投資する株式ファンドから構成されている。
- ・ 固定収益資産（目標：専用資産の30%）。上場債券ないし上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成されている。

これらの目標は、2025年度までに徐々に達成される。

成長資産および固定収益資産

一部の成長および固定収益資産は、EDFが直接保有する債券の形を取っている。その他は、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドおよびフランスの汎用投資ファンド（FIVG）から構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよび当グループのために設定されたフランス所在の「専用」ファンドの形を取っている。専用ファンドは、EDFが所有しているが、EDFは当該ファンドの管理に関与せず財務支援も行わないことから、連結されていない。

これらの投資ファンドの2021年12月31日現在の資産価額は13,106百万ユーロである（2020年12月31日現在10,422百万ユーロ）。これらのファンドは主に16本の上場ファンド総額12,153百万ユーロ（2020年12月31日現在13本の上場ファンド総額9,742百万ユーロ）からなる。

上場株式ファンドは、国際的な株式（主に北米であるが、欧州、アジア・太平洋および新興諸国も含まれる）から構成されている。上場債券および上場債券ファンドは、ソブリン債および社債から構成されている。

これらの投資は戦略的配分に従って構築・管理されており、国際的な株式市場のサイクル（株式市場のサイクルと債券市場のサイクルとの間および地域間のサイクルに一般的に観察される統計的な逆相関によって、当グループは成長資産と固定収益資産との間の適切な配分を備えた長期的な投資方針を決定している）を考慮している。

成長資産はごく一部に非上場株式への投資ファンドも含み、固定収益資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドは主にEDF Investにより管理されている（下記の利回り資産を参照）。

当年度末現在で専用資産は、貸借対照表上に負債証券および持分証券として清算価値で計上されている。

業務用資産のモニタリングの過程で、当グループは、その統治機関が定義し、監督する長期の特別な管理規則（投資割合の上限、ボラティリティの分析および個々のファンド・マネジャーの質の評価）を適用している。

利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、主に、EDF Investが直接行うかまたは委任管理契約の下で投資ファンドが行うインフラおよび不動産への投資に関連する資産から構成されている。

非上場投資ファンドを通じて、EDF Investはまた、成長資産および固定収益資産も管理している。

2021年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産7,908百万ユーロを含む合計8,626百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、具体的には以下から構成されている。

- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示された、CTEへの当グループ持分50.1%、2021年12月31日現在3,343百万ユーロ（2020年12月31日現在2,788百万ユーロ）。
- ・ 連結貸借対照表の関連会社に対する投資に表示されたMadrileña Red de Gas (MRG)、Géosel、Thyssengas、Aéroports de la Côte d'Azur、Energy Assets Group、Nam Theun Power Company、（米国、カナダ、英国の）風力および太陽光発電所所有会社ならびに不動産資産所有会社（Central Sicaf、Ecowest、Korian & Partenaires Immobilier、Issy Shift、92 France）に対する当グループの投資。
- ・ 連結貸借対照表の負債証券および持分証券に表示された、Teréga、Porterbrook、Autostrade per l'Italia、Q-Parkおよび英国の風力発電所所有会社に対する当グループの投資。

15.1.2.3 2021年度の専用資産の変動

専用資産による引当金の補填率が2020年12月31日現在100%超であったため（103.6%）、2021年度にはEDFは専用資産ポートフォリオへの追加義務を課されず、2021年度の配分はなかった（2020年度に係るEDFの規制上の義務に準拠して2020年度は797百万ユーロが配分された）。2021年12月31日現在の引当金の補填率は109.3%である。

2021年度も、株式市場にとって極めて有利な年であった。Covid-19ウイルスの複数の変異株の出現に端を発した懸念にもかかわらず、経済環境は引き続き極めて活発であった。先進国におけるワクチン接種キャンペーンは、パンデミックの経済活動への影響を抑え、株式市場の実績に貢献した。

株価指数は、米国市場、次いで欧州市場の極めて好調な実績に牽引され、年間を通じて大幅に上昇したが、他の地域ではそれほど活発ではなかった。より異例なこととして、最も大きな上昇を記録したのはメガキャップであり、新興国を除く全地域で上昇した。

景気回復に伴い、債券市場は金利の上昇に苦しめられた。例えば、ドイツの10年物金利は+0.4%上昇して-0.2%、アメリカの金利は+0.6%上昇して1.5%となった。ただし、インフレ率の上昇との比較では、この上昇は依然として緩やかなものであった。各国の中央銀行は、この推移が一時的なものであり、金融支援政策は徐々にしか撤回されないと強調し、市場を安心させることに成功している。

EDF Investは、英国のEnergy Assets Groupへの追加投資（所有比率には変更なし）を通じてスマート・メーターに対し、光ファイバー事業者Orange Concessionsの少数株主持分の取得（コンソーシアムの一員として）を通じてフランスの電気通信部門に対し、また少数株主持分や多様な非上場投資ファンド持分の取得を通じてフランスおよびドイツの不動産に対し、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。

専用資産ポートフォリオ（投資ファンドおよび株式）の公正価値における2,739百万ユーロの正の変動（2020年度は1,218百万ユーロの正の変動）は、2021年度の金融損益に認識された（注記8.3を参照）。

専用資産ポートフォリオ（債券）の公正価値における(244)百万ユーロの負の変動（2020年度は62百万ユーロの正の変動）は、2021年度のOCIに認識された（注記18.1.2を参照）。

2021年度の専用資産からの引出額は、填補すべき長期原子力債務に関連する当該年度の支払額と同額の合計389百万ユーロ（2020年度431百万ユーロ）であった。

15.1.2.4 EDFの専用資産の評価

EDFの専用資産は以下の価額で当グループの連結財務諸表に含まれている。

(単位：百万ユーロ)	連結貸借対照表表示	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
		帳簿価額	実現可能 価額	帳簿価額	実現可能 価額
利回り資産 (EDF Invest)		5,626	7,908	4,677	6,420
CTE	関連会社に対する投資(1)	1,478	3,343	1,378	2,788
その他の関連会社	関連会社に対する投資(2)	2,567	2,923	1,974	2,252
その他の非上場資産	負債証券および持分証券ならびにその他の純資産(3)	1,581	1,642	1,309	1,364
デリバティブ	デリバティブの公正価値	-	-	16	16
成長資産		15,320	15,320	13,692	13,692
投資ファンド中の株式	負債証券	14,815	14,815	13,174	13,174
非上場株式ファンド (EDF Invest)	負債証券	519	519	330	330
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(14)	(14)	188	188
固定収益資産		14,226	14,226	13,736	13,736
債券	負債証券	13,007	13,007	12,371	12,371
非上場債券ファンド (EDF Invest)	負債証券	199	199	155	155
現金ポートフォリオ	負債証券	1,016	1,016	1,185	1,185
デリバティブ	デリバティブの公正価値	4	4	25	25
専用資産合計		35,172	37,454	32,105	33,848

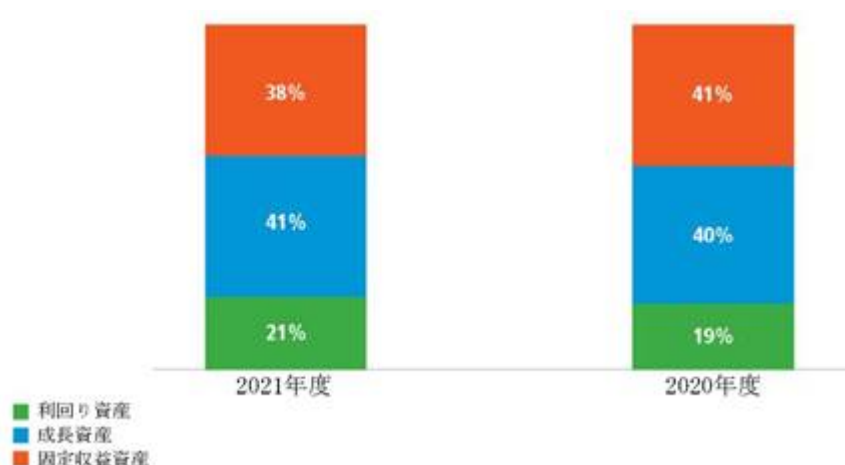
(1) RTE株式100%所有会社であるCTEの50.1%に関する当グループの投資。CTE株式は、その持分の価額が連結財務諸表に計上されている（上表の帳簿価額）。上表のCTEの実現可能価額は、EDF Investの他の資産と同様の方法により、独立の査定人により決定されている。

(2) これらの投資を所有する被支配会社の自己資本持分価額を含む。

(3) 負債証券および持分証券1,457百万ユーロならびにその他の被支配会社の自己資本持分価額を含む。

2021年度および2020年度における専用資産ポートフォリオの構成は以下の通りである（実現可能価額）。

専用資産の構成



15.1.3 EDFの長期原子力債務の填補率

原子力発電に関する専用資産の規則が関係するフランスにおける当グループの長期原子力債務は、以下の価額でEDFグループの連結財務諸表に含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	1,726	1,297
放射性廃棄物長期管理引当金	14,233	13,300
原子力発電所廃炉引当金	17,730	17,489
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来費用部分	587	590
長期原子力債務の現在原価	34,276	32,676
専用資産の実現可能価額	37,454	33,848
規制上の填補率	109.3%	103.6%

2021年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の109.3%が専用資産によって填補されていた。2021年12月31日現在、環境法に定める一定の投資の実現可能価額に係る潜在的な規制上の上限は適用がなかった。

2020年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の103.6%が専用資産によって填補されていた。同様に、規制上の上限は適用がなかった。

15.2 EDF Energyの原子力引当金

EDF Energyに関連する長期原子力コミットメントに係る具体的な資金提供条件は、以下のようにEDFグループの財務諸表に反映されている。

- ・ この債務は2021年12月31日現在17,889百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- ・ EDF Energyは、再編契約に基づく原子力負債基金（NLF）による契約外債務または廃炉債務の未払額、および英国政府による契約債務（過去の負債）に係る未払額に相当する債権を資産として報告している。

これらの債権は資金調達を目的とする債務と同じ実質利率により割引かれている。これらの債権は、連結貸借対照表の「金融資産」（注記18.1.3を参照）に2021年12月31日現在15,986百万ユーロ（2020年12月31日現在13,034百万ユーロ）含まれている。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	換算調整	その他の 変動	2021年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	1,286	20	(188)	96	90	97	1,401

廃棄物除去および調整引当金	546	4	-	38	39	12	639
放射性廃棄物長期管理引当金	1,106	6	-	78	82	143	1,415
核サイクル終了引当金	2,938	30	(188)	212	211	252	3,455
原子力発電所廃炉引当金	10,170	-	(242)	739	750	1,178	12,595
炉心核燃料引当金	2,172	-	(341)	17	141	(150)	1,839
廃炉および炉心核燃料引当金	12,342	-	(583)	756	891	1,028	14,434
原子力発電関連引当金	15,280	30	(771)	968	1,102	1,280	17,889

「その他の変動」は、英国政府およびNLFからの払戻債権の調整額に対応する原子力負債の変動、ならびに固定資産の調整による炉心核燃料引当金の変動を含む。

廃炉引当金に関する「その他の変動」の全体的な変動12億ユーロは主に、2021年6月におけるダンジェネスBの計画外の早期発電終了に起因する（注記15.2.3を参照）。

15.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energyの取得後に原子力負債基金（NLF—British Energyの再編の一環として英国政府により設定された独立の信託）との間で締結された修正契約が、「再編契約」に基づき英国国務大臣およびNLFがBritish Energyに行った約定資金提供コミットメントに与える影響は限定的であった。当該契約は、British Energyの財務状況の安定化を目的とし、英国政府の主導で行われた再編の一環として、British Energyによって2005年1月14日に締結された。これらの契約は、当グループによるBritish Energy Generation Limited取得の一環として、2009年1月5日に修正され再表示された。British Energy Generation Limitedは、2011年7月1日に、EDF Energy Nuclear Generation Limitedへと社名を変更し、これらの契約とその修正契約におけるBritish Energyの地位を承継した。

再編契約条項に基づく内容は以下の通りである。

- NLFはその資産の範囲内で次の事項に対して資金提供を行うことに合意した。(i) 偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）および(ii) EDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用。
- 国務大臣は次の事項に資金提供することに合意した。(i) NLFの資産を超える範囲での、偶発的および／または潜在的な適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）およびEDF Energyの既存の原子力発電所に係る適格廃炉費用、および(ii) 上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値によるものであり、修正される）とする、EDF Energyの使用済燃料に係る既存の適格負債（2005年1月15日の前日までサイズウェルBの原子炉に搭載されていたものを除く発電所の使用済燃料の管理に係る負債を含む。）。
- EDF Energyは、一定の除外または不適格負債（EDF Energyの負債として定義された負債等）および適用される法律に基づく最低業績基準をEDF Energyが達成できない場合に生じる可能性のある追加的な負債に係る資金調達を行う責任を負っている。EDF EnergyのNLFおよび国務大臣に対する債務は、EDF Energyの主要株主の資産により保証されている。

EDF Energyはまた、以下の支払コミットメントを引き受けた。

- 「再編契約」日現在の発電所の耐用年数を限度とする期間中の廃炉のための毎期の拠出。2021年12月31日現在、対応する引当金は101百万ユーロである。
- 「再編契約」日後にサイズウェルBの原子炉に搭載されたウラン1トン当たり150,000英ポンド（インフレに連動）。

更にEDF Energyは、2005年1月15日より後に、サイズウェルB以外の発電所の操業により生じたAGR使用済燃料および関連する放射性廃棄物の管理に関して原子力廃止措置機関（NDA）との間に別個の契約を締結し、セラフィールドの処理施設への移転後はこの燃料および廃棄物に関する責任を負わない。積載されたウランの1トン当たり150,000英ポンド（インフレに連動）の対応コストは、年度中の電力市場価格と発電量に応じた割引または追加料金を含めて、棚卸資産に含まれている。

2021年6月23日にEDF Energyと英国政府は、当該再編契約の更新契約に署名した。当該契約の変更および明確化により、適格費用の回収が確認され、かつEDF Energyの責任下でAGR発電所が燃料除去を終了するとその後の廃炉作業に責任を負うNDAに移転される旨が規定されている。これらの改訂後契約は、2021年12月31日現在の当グループの財務諸表に影響を与えない。

さらに、2020年度初頭にEDF Energyは、燃料除去負債の更新である廃炉計画提出（DPS 20）のフェーズ1を実施した。DPS 20のこのフェーズは2021年6月にNDAの承認を受けた。

2021年11月に、EDF Energyは、2020年度に提出した燃料除去費用見積りを更新する統合計画22（IP 22）を、非原子力負債保証チーム（NLA）に提出した。これは2021年12月に承認された。

EDF Energyは、2022年2月に廃炉計画提出（DPS 21）のフェーズ2をNLAに提出する予定である。DPS 21には、AGR発電所に關するその他のすべての廃炉活動の更新、サイズウェルBの廃炉および未契約負債免除計画（UCLDP）の更新が含まれる予定である。

15.2.2 核サイクル終了引当金

サイズウェルB PWR（加圧水型原子炉）発電所からの使用済燃料は施設内に貯蔵される。AGR発電所からの使用済燃料は、貯蔵および再処理のためにセラフィールドに移送される。

EDF Energyの核サイクル終了引当金は、使用済燃料の再処理および貯蔵ならびに放射性廃棄物の長期貯蔵のための債務であり、原子力廃止措置機関（NDA）が承認した英国における現行規則によって要求されている。その金額は契約上の合意、またはそれが可能でなければ、直近の技術的な見積りに基づいている。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用*	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用*	引当金の現在価値
使用済燃料管理	2,725	1,401	2,318	1,286
廃棄物除去および調整	2,154	639	1,875	546
放射性廃棄物長期管理	5,126	1,415	3,724	1,106
核サイクル終了費用	10,005	3,455	7,917	2,938

* 年度末の経済状況に基づく費用は、原子炉の耐用年数にわたる使用済燃料および関連廃棄物管理を含む（サイズウェルBのみ将来装荷燃料を含む）。引当金は、現在までに約定された燃料に基づく。

15.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金は廃炉費用の全額を対象としており、現行規則の適用にあたり使用される可能性が最も高い現在の技術と方法に基づいて測定されている。

上述の通り、2021年6月に更新された再編契約は、AGR発電所が燃料除去を終了するとその後の廃炉作業のためNDAに移転される旨を規定している。

これらの契約の署名の結果、廃炉引当金ないしNLFおよび英国政府からの払戻額を示す債権への即時の会計上の影響はない。原子力廃炉負債および関連資産は、当該契約の運用開始フェーズ中に認識中止される。

2020年度初頭にEDF Energyは、燃料除去負債の更新である廃炉計画提出（DPS 20）のフェーズ1を提出した。この結果、2019年12月31日現在の引当金は19億ユーロ増加した。これは特に、i) リスクおよび偶発事象モデリング後の燃料除去期間の延長、ii) 対象費用の定義の改善、ならびにiii) 業界シナリオ見直し後の燃料準備および除去費用の見積りの更新を反映している。DPS 20のこのフェーズは2021年6月にNDAの承認を受けた。

2021年11月にEDF Energyは、燃料除去費用見積りを更新する統合計画22（IP 22）をNLAに提出した。更新された費用見積りは、2020年度と比較して9億ユーロの引当金増加に相当する。この増加は、主に2021年6月におけるダンジェネスBの計画外の早期発電終了（従来は2028年度予定）の結果、特にこの閉鎖の計画外の性質に起因して燃料除去期間が延長された（従って費用が増加した）ことによる。

さらに、2021年度にEDF Energyは、AGR発電所に関するその他の廃炉活動、サイズウェルBの廃炉および未契約負債免除計画の更新を含む廃炉計画提出（DPS 21）のフェーズ2に関する費用見積りを更新した。更新された費用見積りは2億ユーロの引当金増加に相当し、ダンジェネスの計画外の早期発電終了（従来は2028年度予定）および2028年度（従来は2030年度）に予定されているヘイシャム2号機とトーネスAGR発電所の閉鎖に関する新たな仮定による増加方向の影響、ならびにサイズウェルB（PWR発電所）の2021年12月31日付の減価償却期間延長による減少方向の影響を含む。フェーズ2は、2022年2月末にNLAに提出される予定である。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
発電所廃炉費用	19,864	12,494	18,175	10,069

15.2.4 原子力発電関連引当金の割引

2020年12月31日から、割引率の決定方法は以下のように変更されている。

- フランスの原子力引当金に関する割引率と同様に、EDF Energyの引当金に関する割引率は、現在、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（英国債の0年から20年の利回り）に基づいて描いたソブリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期期間金利UFR（最終的フォワード・レート）にAからBBBの格付の社債のスプレッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務に対応する支払予定に基づき、この方法で描いた曲線から、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を当該債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。
- インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品を参照して描かれた、UFR（2%）の基礎となるインフレの仮定と長期的に一貫するインフレ曲線に基づいている。

この方法により算定されたEDF Energyのすべての原子力引当金算定のための実質割引率は、全体として変更されていない。特に、核サイクル終了および原子力発電所廃炉引当金の算定に使用された実質割引率は1.9%であり、2020年12月31日現在と同じである。

15.3 ベルギーの原子力引当金

ベルギーでは、ベルギーの2003年4月11日付法律により、Synatom（Engieグループの子会社）が、ベルギーの原子力発電所関連引当金およびこれを填補する基金の管理に任命された。Luminusは、4か所の原子力発電所の共同所有者として、発電所廃炉および核燃料終了費用の自社持分を填補するために、Synatomを通じてこれらの基金に拠出している。当該基金メカニズムは、以下の項目を通じて連結財務諸表に反映されている。

- ・ 負債の部に引当金として表示されている債務、2021年12月31日現在272百万ユーロ（2020年12月31日現在265百万ユーロ）。
- ・ Synatomに対する前払金に相当し、連結貸借対照表の資産の部に、公正価値で計上される金融資産として認識されている債権（注記18.1.3を参照）、2021年12月31日現在282百万ユーロ（2020年12月31日現在263百万ユーロ）。当該債権は、LuminusのためにSynatomが保有する基金持分の公正価値に相当し、填補対象である債務の算定に使用された実質割引率と同じ割引率を適用して割り引かれている。

ベルギーのその他の原子力発電関連引当金は、上記メカニズムの対象とならない引当金により填補される負債に対応している。

注記16. 従業員給付引当金

会計原則および会計処理方法

当グループは、事業展開している各国において施行されている特定の法律および施策に従って、従業員に対して雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば長期勤続報奨）を付与している。

従業員給付の計算および認識

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、期末日現在で従業員がすべての形態の制度の下で稼得している受給権の現在価値を、昇給予想および各国固有の経済状況を考慮して、決定するものである。

雇用後給付債務は、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・ 各制度に適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- ・ 従業員の年功を参照する退職時の給与水準、予想される昇進の影響に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- ・ 従業員の離職率および死亡率に関する各国のデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- ・ 該当する場合には、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 地域および債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFグループのコミットメントと同様の期間を有する優良社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、債務の評価額からその債務をカバーする制度資産の公正価値を控除した額に対応する。

従業員給付債務に関連して年度中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- ・ 損益計算書：
 - ・ 当期勤務費用。年度中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
 - ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応し、現在、運用収益は債務に関する割引率と同一の割引率を用いて計算されている。
 - ・ 過去勤務費用。給付制度の変更/清算または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。
 - ・ その他の長期給付に関連する数理計算上の損益。
- ・ その他の連結包括利益：
 - ・ 雇用後給付に関連する数理計算上の損益および制度資産の運用収益が割引率を乗じた額を超える額。
 - ・ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

雇用後給付債務

当グループの従業員は、退職すると、国内規則により定められた年金からの給付を受ける。従業員はまた、会社が直接支払う給付および適用される法規に定められた付加給付を受ける権利を取得する場合もある。

IEG制度の適用を受けるフランス企業

IEG（電力およびガス）産業特別制度に属する企業、具体的にはEDF、Enedis、Électricité de Strasbourg、EDF PEIおよびDalkia下位企業集団の一部の子会社は、ほぼすべての従業員が特別年金制度およびその他の法定給付を含むIEG法の恩恵を受けているグループ会社である。

IEG産業制度の財政改革（2004年8月9日付法律）が2005年1月1日に発効した後、IEG企業は、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度（CNAV、AGIRCおよびARRCO）またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA（Contribution Tarifaire d'Acheminement）課税による資金供与のない給付金を填補するための年金引当金を認識した。

この制度加入のメカニズムの結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更（従業員に有利か不利かを問わない）により、当グループが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより引当金を計上している年金関連債務は以下のものを含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務（送電および配電）について2005年1月1日以降に稼得した特別給付（同日前に稼得した給付はCTA課税を財源とする）

年金に加え、IEGの元従業員（現在就業していない）に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付：IEG国家法第28条により、IEGの元従業員および現従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngie（旧GDF-Suez）グループの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価（主に限界生産コストおよび税金に依存する）を基に評価されている。これにはEngieとの間のエネルギー交換契約に基づく支払額も含む。
- ・ 退職慰労金：老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合にはその被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第5項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、退職前休暇のための時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない子会社への出向者に対する年金が含まれる。

IEG特別制度の適用を受けないフランス内外子会社

英国の年金債務については、EDF Energyが2021年1月1日現在、3つの主要な確定給付年金制度を有していた。

- ・ British Energy発電グループ（BEGG）制度。同制度の大部分の加入者は原子力発電事業の現職従業員または退職者である。2012年8月にBEGG制度は新規加入を中止した。
- ・ EDF Energy発電および供給グループ（EEGSG）制度。同制度は、2010年12月に、電力網売却の一部としてUK Power Networksに以前のグループ制度が譲渡された後にEDF Energyに残った従業員向けに設定されたものである。EEGSG制度は以後、新規加入を受け入れていない。
- ・ EDF Energy年金制度（EEPS）。同制度は2004年3月に設定され、2021年1月1日まで新規従業員の加入を認めていた。

2021年6月30日または12月31日から、従業員の選択したオプションに応じて、EEGSG、EEPSおよびBEGG確定給付型制度はその後継である「マイ・リタイアメント・プラン」と称する確定拠出型の新制度に移行され、旧制度は閉鎖された。

閉鎖された制度は「ESPSのEDFグループ」（EDFG）と称する単一の制度に統合された。この制度は、旧制度の閉鎖日までに確定した権利について引き続き有効である。対応する債務は割引率やインフレ率の変化に応じて調整されるが、新規加入者や昇給の影響は受けなくなる。

その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、国内法規、具体的にはIEG体制のもとにあるEDFとフランス国内子会社に対する電力およびガス産業を規制する法規に従って稼得される。これらには、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

16.1 当グループの従業員給付引当金

（単位：百万ユーロ）

	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	792	879
従業員給付引当金－非流動部分	21,716	22,130
従業員給付引当金	22,508	23,009

16.1.1 引当金の変動の地域別内訳：債務、制度資産、純負債

（単位：百万ユーロ）

	フランス(1)	英国	その他	合計
2020年12月31日現在債務	35,489	10,117	952	46,558
2021年度純費用	1,237	356	40	1,633
数理計算上の損益	110	(356)	7	(239)
雇用主による拠出	-	-	-	-
従業員による拠出	-	3	1	4
給付支払額(2)	(1,336)	(408)	(28)	(1,772)
連結範囲の変更	-	-	(57)	(57)
換算調整	-	698	-	698
その他の変動(4)	(64)	-	(5)	(69)
2021年12月31日現在債務	35,436	10,410	910	46,756

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2020年12月31日現在制度資産	(13,470)	(11,406)	(398)	(25,274)
2021年度純費用	(119)	(196)	(4)	(319)
数理計算上の損益	(287)	(859)	(22)	(1,168)
雇用主による拠出	-	(247)	(26)	(273)
従業員による拠出	-	(3)	(1)	(4)
給付支払額	465	408	7	880
連結範囲の変更	-	-	(2)	(2)
換算調整	-	(821)	-	(821)
2021年12月31日現在制度資産	(13,411)	(13,124)	(446)	(26,981)

(単位：百万ユーロ)	フランス(1)	英国	その他	合計
2020年12月31日現在従業員給付純負債(2)	22,019	(1,289)	554	21,284
2021年度純費用	1,118	160	36	1,314
数理計算上の損益	(177)	(1,215)	(15)	(1,407)
雇用主による拠出	-	(247)	(26)	(273)
従業員による拠出	-	-	-	-
給付支払額	(871)	-	(21)	(892)
連結範囲の変更	-	-	(59)	(59)
換算調整	-	(123)	-	(123)
その他の変動(4)	(64)	-	(5)	(69)
2021年12月31日現在従業員給付純負債	22,025	(2,714)	464	19,775
このうち：				
従業員給付引当金				22,508
非流動金融資産(3)				(2,733)

- (1) フランスは、「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」の2つの事業セグメントから成っている（注記16.2を参照）。
- (2) 2020年12月31日現在の純負債は従業員給付引当金23,009百万ユーロおよび非流動金融資産(1,725)百万ユーロから構成されており、その純額は21,284百万ユーロであった。
- (3) 2021年12月31日現在、EDF EnergyはEDFG年金制度の積立超過を認識している。
- (4) 給付の帰属方法の変更に関連する(67)百万ユーロを含む（注記1.2.3を参照）。

2021年度の債務に係る数理計算上の損益

2021年度の債務に係る数理計算上の損益は(239)百万ユーロであり、以下のものを含んでいる。

- 以下の結果であるフランスにおける110百万ユーロ
 - 割引率の変動(3,099)百万ユーロ
 - 実績による調整の変動(540)百万ユーロ
 - ARRCO-AGIRC契約における変動151百万ユーロ
 - インフレ率の変動3,598百万ユーロ
- 英国における(356)百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する（注記16.1.2を参照）。

2020年度の債務に係る数理計算上の損益は3,293百万ユーロであり、以下のものを含んでいる。

- 以下の結果であるフランスにおける2,356百万ユーロ
 - 割引率の変動2,695百万ユーロ
 - インフレ率の変動(604)百万ユーロ
- 英国における896百万ユーロ。基本的に割引率とインフレ率の変動に関連する。

2021年度の制度資産に係る数理計算上の損益

2021年度の制度資産に係る数理計算上の損益は(1,168)百万ユーロである。これは主に、英国における変動(859)百万ユーロおよびフランスにおける債券市場の極めて良好な実績による変動(287)百万ユーロの結果である。

2021年12月31日現在の従業員給付純負債

2021年12月31日現在の純負債は19,775百万ユーロであり、以下のものを含んでいた。

- ・ フランスにおける22,025百万ユーロ。
- ・ 以下を反映した英国における(2,714)百万ユーロ。EDF EnergyによるEDFG年金制度の積立超過の認識（会計原則および会計処理方法にて説明）、2020年12月31日現在の1,725百万ユーロに対し、合計2,733百万ユーロ。この積立超過は、制度資産の良好な運用成績に起因して増加し、貸借対照表上、資産の「非流動金融資産」に認識されている。

英国における展開

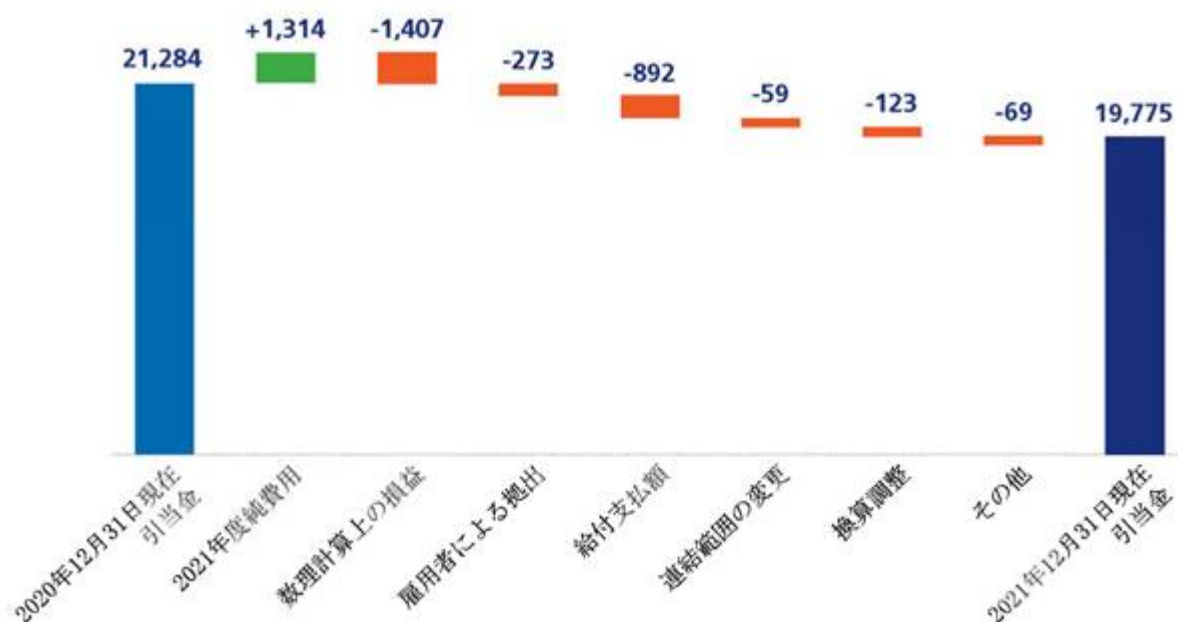
2021年12月31日付のEEGSG、EEPSおよびBEGG確定給付年金制度の閉鎖と新たな確定拠出年金制度への置換えを受けて（上記「会計原則および会計処理方法」を参照）、2021年12月31日付のこの制度の再表示により、過去勤務費用の減少に起因して年金債務が35百万ユーロ減少し、「人件費」に認識された。

この変更に関連して従業員に移行ボーナスが支給され、(82)百万ユーロで「人件費」に認識された。

2021年度における純負債の変動は以下の通りである。

2021年度における純負債の変動

単位：百万ユーロ



16.1.2 数理計算上の仮定および感応度分析

以下の数理計算上の仮定が用いられた。

(単位：%)	フランス		英国	
	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
割引率／資産の運用収益率(1)	1.30%	0.90%	1.90%	1.45%
インフレ率	1.70%	1.20%	2.95%	2.53%
昇給率(2)	2.80%	2.30%	2.70%	2.37%

(1) 資産から生じる受取利息は割引率を使用して計算されている。この受取利息と資産の運用収益との間の差額は自己資本に計上されている。

(2) インフレおよび全勤務期間にわたる予測を含む平均昇給率。

フランスでは、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの適切な期間に基づいて、優良社債の利回りを適用して決定されている。より長期の期間に係る計算については、2017年度以来、当該期間の

社債が規模縮小したことから、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。割引率の上昇は、基本的に、2021年度中に観察されたリスクフリー・レートの上昇に関係している。

使用された経済および市場のパラメータの変動を受けて、当グループは、2021年12月31日現在の通常割引率を1.30%に設定している（2020年12月31日現在0.90%）。

インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品から描かれたインフレ曲線に基づいている。

経済および市場のパラメータの変動の結果、ユーロ圏諸国に関するベンチマークとして当グループ内で使用された仮定上の平均インフレ率は、2021年12月31日現在1.70%である（2020年12月31日現在1.2%）。

債務の算定に使用される賃金法は、2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給（非経常的影響を調整後）を参照しており、これは過去2年間に観察された昇給と同等である。

債務の計算に使用される生命表は、INSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）に基づいており、一般的なフランスの母集団とIEG制度対象の母集団の間の死亡率の差異について補正している。

英国では、従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの適切な期間について、優良社債の利回りを適用して決定されている。

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

	2021年12月31日	
	フランス	英国
(単位：百万ユーロ)		
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	(1,785) / 1,939	(545) / 614
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	1,826 / (1,691)	552 / (492)
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	1,844 / (1,721)	n.a.

n.a.：該当なし。

16.1.3 雇用後およびその他の長期従業員給付の地域別内訳

	2021年度			
	フランス	英国	その他	合計
(単位：百万ユーロ)				
当期勤務費用	(793)	(223)	(25)	(1,041)
過去勤務費用	-	35	-	35
数理計算上の損益－長期給付	(123)	-	(6)	(129)
営業費用として計上された純費用	(916)	(188)	(31)	(1,135)
利息費用（割引の影響）	(321)	(168)	(9)	(498)
制度資産の運用収益	119	196	4	319
金融損益に含まれた純利息費用	(202)	28	(5)	(179)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,118)	(160)	(36)	(1,314)
数理計算上の損益－雇用後給付	(110)	356	(7)	239
制度資産に係る数理計算上の損益	287	859	22	1,168
数理計算上の損益	177	1,215	15	1,407
換算調整	-	123	-	123
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	177	1,338	15	1,530

	2020年度			
	フランス	英国	その他	合計
(単位：百万ユーロ)				
当期勤務費用	(663)	(262)	(28)	(953)

過去勤務費用	-	-	-	-
数理計算上の損益－長期給付	(146)	-	-	(146)
営業費用として計上された純費用	(809)	(262)	(28)	(1,099)
利息費用（割引の影響）	(432)	(194)	(11)	(637)
制度資産の運用収益	160	215	3	378
金融損益に含まれた純利息費用	(272)	21	(8)	(259)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,081)	(241)	(36)	(1,358)
数理計算上の損益－雇用後給付	(2,356)	(896)	(41)	(3,293)
制度資産に係る数理計算上の損益	1,204	1,179	7	2,390
数理計算上の損益	(1,152)	283	(35)	(903)
換算調整	-	(58)	1	(57)
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(1,152)	225	(34)	(960)

2021年度中に純損益に認識された雇用後およびその他の長期従業員給付に係る数理計算上の損益は110百万ユーロ（長期従業員給付に係る(129)百万ユーロおよび雇用後給付債務に係る239百万ユーロ）であり、以下を含んでいる。

- ・ 英国における356百万ユーロ
- ・ フランスにおける(233)百万ユーロ（長期従業員給付に係る(123)百万ユーロおよび雇用後給付債務に係る(110)百万ユーロ）。これらの数理計算上の損益は、割引率、インフレ率および実績による調整に関連している（注記16.1.2および以下の表を参照）。

2020年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益はフランスにおける(2,502)百万ユーロであり、主に割引率、インフレ率および実績による調整に関連している。

フランスにおける債務に係る数理計算上の損益は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年度	2020年度
実績による調整	437	(355)
人口統計上の仮定の変更	1	-
財務上の仮定の変更*	(671)	(2,147)
債務に係る数理計算上の損益	(233)	(2,502)
このうち：		
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(110)	(2,356)
長期給付に係る数理計算上の損益	(123)	(146)

* 財務上の仮定は主に、割引率、インフレ率および昇給率に関係している。

16.2 フランス（規制業務および発電と供給）

「フランスー発電と供給」および「フランスー規制業務」（注記4.1を参照）の2つの事業セグメントは、主にEDFとEnedisを含むフランスとしてひとつの小計にまとめられている。これらの会社のほぼ全員の従業員は、特別IEG年金その他のIEG給付を含む、IEG従業員としての地位にある。

16.2.1 債務の受給者別の内訳

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
現職従業員	18,463	20,477
退職者	16,973	15,012
債務	35,436	35,489

16.2.2 性質別の従業員給付引当金

2021年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表上		
	債務	制度資産	の引当金
2021年12月31日現在の雇用後給付引当金	33,813	(13,411)	20,402
内訳：			
年金*	26,196	(12,620)	13,576
現物給付（電力／ガス）	4,925	-	4,925
退職慰労金	897	(776)	121
その他	1,795	(15)	1,780
2021年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,623	-	1,623
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,362	-	1,362
長期勤続報奨	230	-	230
その他	31	-	31
2021年12月31日現在の従業員給付引当金	35,436	(13,411)	22,025

*主にEDF SAの制度資産（2021年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は53%であった）。

2020年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表上		
	債務	制度資産	の引当金
2020年12月31日現在の雇用後給付引当金	33,893	(13,470)	20,423
内訳：			
年金*	25,951	(12,671)	13,280
現物給付（電力／ガス）	5,294	-	5,294
退職慰労金	941	(784)	157
その他	1,707	(15)	1,692
2020年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,596	-	1,596
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,339	-	1,339
長期勤続報奨	225	-	225
その他	32	-	32
2020年12月31日現在の従業員給付引当金	35,489	(13,470)	22,019

*主にEDF SAの制度資産（2020年12月31日現在、年金債務に対する制度資産の比率は53%であった）。

16.2.3 制度資産

2021年12月31日現在、資産/負債モデルに基づき管理されているフランスに係るこれらの資産は13,411百万ユーロ（2020年12月31日現在13,470百万ユーロ）であり、退職慰労金および特別年金制度の特定給付の填補に関係している。

この資産は保険契約から構成されており、そのリスク・プロファイルは以下の通りである。

- ・ ヘッジ区分に67%。債券から成り、金利の変動による債務の変動を複製するよう設計されている。
- ・ 成長資産区分に33%。国外の株式から成る。

制度資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
制度資産	13,411	13,470
特別年金給付向け資産	12,620	12,671

内訳（％）

上場資本性金融商品（株式）	33%	34%
上場負債商品（債券）	67%	66%
退職慰労金向け資産	776	784
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	33%	37%
上場負債商品（債券）	67%	63%
その他の制度資産	15	15

2021年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約64％は北米会社の株式
- ・ 合計の約19％は欧州会社の株式
- ・ 合計の約17％はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

この配分は2020年12月31日現在の配分とほぼ同一である。

2021年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約63％はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約37％はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約64％はユーロ圏の国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

年金制度資産のフランスにおける2021年度の運用成績は+3％である。

16.2.4 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期末の経済状況における 引当金の対象とされる額	
	キャッシュ・フロー	(現在価値)
1年未満	1,305	1,297
1－5年	4,402	4,221
5－10年	5,171	4,626
10年超	41,036	25,292
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	51,914	35,436

2021年12月31日現在、フランスの従業員給付コミットメントの平均期間は21.5年であった。

16.3 英国

「英国」セグメントは主にEDF Energyから構成されている。

16.3.1 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
現職従業員	5,837	5,702
退職者	4,573	4,415
債務	10,410	10,117

16.3.2 制度資産

英国における年金債務は、2021年12月31日付のBEGG、EEGSGおよびEEPSの3基金の統合により創設され2021年12月31日現在における現在価値が13,124百万ユーロ（2020年12月31日現在11,406百万ユーロ）である外部基金EDFGによって一部カバーされている。

この基金で適用されている投資戦略は、負債主導型の投資戦略である。成長型とバック・ツー・バック型の間の配分は、受託者により少なくとも毎回の数理計算上の評価後に定期的に見直され、必要な目標カバー水準を達成するように基金の全体的な投資戦略の一貫性を確保している。

この資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
BEGG年金基金*	n.a.	8,585
EEGSG年金基金*	n.a.	1,585
EEPS年金基金*	n.a.	1,236
EDFG年金基金*	13,124	n.a.
制度資産	13,124	11,406
内訳（％）		
上場資本性金融商品（株式）	10%	11%
上場負債商品（債券）	60%	61%
不動産	5%	6%
現金および現金同等物	5%	4%
その他	20%	18%

n.a.：該当なし。

*2021年度において、これら3つの制度は閉鎖され、「ESPSのEDFグループ」（EDFG）と称する単一の制度に統合された。

2021年12月31日現在、制度資産の一部として保有する株式の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約58%は北米会社の株式
- ・ 合計の約21%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約21%はアジア太平洋地域および新興国の会社の株式

2021年12月31日現在、制度資産の一部として保有する債券の配分は以下の通りであった。

- ・ 合計の約76%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約24%はA、BBBおよびその他の格付の債券

これらの全債券の約76%は主に英国が発行したソブリン債であり、残りは主に金融会社および非金融会社が発行した債券から成る。

英国発行による国債が占める割合は2020年12月31日現在から5パーセント・ポイント上昇した。

16.3.3 将来キャッシュ・フロー

将来の従業員給付に関連したキャッシュ・フローは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期末の経済状況における キャッシュ・フロー	引当金の対象とされる額 (現在価値)
1年未満	428	416
1－5年	1,847	1,769
5－10年	2,598	2,289
10年超	11,135	5,936
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	16,008	10,410

2021年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は23.3年である。

注記17. その他の引当金および偶発債務

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在		
	注記	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
その他の施設廃止引当金	17.1	95	1,872	1,967	120	1,744	1,864
その他の引当金	17.2	3,245	3,570	6,815	2,675	3,630	6,305
その他の引当金合計		3,340	5,442	8,782	2,795	5,374	8,169

17.1 その他の施設廃止引当金

会社毎の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	その他企業	合計
2021年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	770	123	188	443	443	1,967
2020年12月31日現在 その他の施設廃止引当金	772	128	172	412	380	1,864

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料発電所、核燃料集合体の生産設備、および風力発電所の解体に関係している。

化石燃料発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。2021年12月31日現在で計上された引当金は入手された最新の費用見積りを反映しており、発電所用地の原状復帰費用を含んでいる。

施設廃止引当金には、特にフランスの基本的原子力施設（INB）に関する161百万ユーロが、Framatomeにつき97百万ユーロ、Cyclife Franceにつき64百万ユーロの金額をもって含まれている。規制上の要請に従い、これらの引当金を填補するために専用資産が確保されている。

FRAMATOMEおよびCYCLIFE FRANCEの専用資産

フランスの基本的原子力施設（INB）に関連するFramatomeおよびCyclife France（旧SOCODEI）の専用資産は、その実現可能価額がFramatomeは109百万ユーロ、Cyclife Franceは63百万ユーロであり、規制上の填補率は、Framatomeが111%、Cyclife Franceが98%であった（2021年11月22日付の行政の指示により、Cyclifeは2022年度末までに填補率を100%以上に戻さなければならない）。

17.2 その他の引当金

その他の引当金の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動*	2021年 12月31日 現在
			使用	戻入			
子会社および投資関連リスク引当金	801	236	(465)	-	-	13	585
税金負債引当金(法人所得税を除く)	166	3	(55)	(2)	(1)	1	112
訴訟引当金	392	68	(50)	(88)	1	4	327
不利な契約および完成時損失に係る引当金	1,890	267	(156)	(354)	1	3	1,651
環境計画関連引当金	1,192	1,957	(1,578)	(8)	-	9	1,572
その他のリスクおよび負債引当金	1,864	1,343	(549)	(163)	2	71	2,568
合計	6,305	3,874	(2,853)	(615)	3	101	6,815

* その他の変動は主にユーロに対する英ポンドの上昇による外国為替の影響に係る。

不利な契約に係る引当金

不利な契約に係る引当金は、主にエネルギーおよびサービスの売買複数年契約に関連している。

- ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
- ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
- ・ ガス関連サービス契約に関連する損失は、契約の履行費用とその結果である経済的便益（市場および売上の仮定に基づく）を比較して測定される。

不利な契約に係る引当金は、主に当グループのLNG業務（長期LNG購入契約およびDunkerque LNGとの長期再ガス化契約）に起因している。

Framatomeの長期契約に係る収益および利益マージンは、工事進行基準により計上されている。完成時の見積損益がマイナスとなる場合、当該損失は、工事進行基準の下で既に認識済の損失を控除後で、直ちに純損益に計上され、引当金が計上される。

環境計画関連引当金

環境計画関連引当金には温室効果ガス排出権、再生可能エネルギー証書および省エネ証書の割り当てられた義務に基づく不足を填補する引当金が含まれている（注記5.4.3、10.2、20.1および20.2.1を参照）。

再生可能エネルギー証書制度によって、EDFグループは、特に英国およびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている。

2021年12月31日現在、基本的にEDF Energy（英国）およびLuminus（ベルギー）に関連して、同日現在の再生可能エネルギー証書の提出義務につき、1,156百万ユーロの引当金が計上された。当該義務の大部分は、無形資産に含まれる証書購入により賄われている（注記10.2を参照）。

欧州連合温室効果ガス排出枠制度(SEQE-EUまたはEU-ETS)の2021年から2030年までの第四期の主な特徴のひとつは、2030年の気候およびエネルギーの枠組みで定められた排出量削減目標および2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成することである。その主な措置は、割当量の削減を年間43百万トンに加速させることであった。

EDFグループ内でこの欧州制度に関係する企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。当グループに対する排出枠の無償割当は2020年度に中止された。

2021年12月31日現在の排出量は17百万トンであった（2020年12月31日現在19百万トンで、EDF Energyを含む）。

実際の温室効果ガス排出権は2021年12月31日現在380百万ユーロ（2020年12月31日現在260百万ユーロで、EDF Energyを含む）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2021年度に当グループは、EU-ETSの下で、2020年度に発生した排出に関して16百万トンを出した（2020年度は、EDF Energyを含み、2019年度に発生した排出に関して21百万トンを出した）。

英国のEU離脱が実行された現在、英国は欧州の制度（EU-ETS）に加盟しておらず、独自の制度（英国ETS—排出量取引制度）を設定している。入札制度を採用している英国ETSは、EU-ETSと同じ部門を対象とし、概ね同様の規則で運営されており、会計処理も比較可能である。

2021年度のEDF Energyの排出量は2百万トン（2020年度は3百万トン）であった。実際の温室効果ガス排出権は2021年12月31日現在で36百万ユーロ（2020年12月31日現在83百万ユーロ）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2021年度にEDF Energyは、英国ETSの下で、2020年度に発生した排出に関して3百万トンを出した（2020年度は、2019年度に発生した排出に関して5百万トンを出した）。

偶発事象または損失に対するその他の引当金

これらの引当金は事業に関係する多様な偶発事象および費用（従業員利益分配への雇用主のマッチング拠出、事業再編成、約定保守義務等）を対象としている。個別の引当金には重要性はない。

非常に稀な状況では、情報開示によって当グループが著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟について財務諸表注記で言及しないことが認められる。

17.3 偶発債務

会計原則および会計処理方法

偶発債務は、

- ・ 過去の事象から生じる潜在的な債務であって、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高くなくもしくは当該債務の金額を信頼性をもって測定できないことから財務諸表上に認識されないものである。

2021年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

17.3.1 税務調査

EDF

2008年度から2019年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。2017年度に下された2件および2019年度に下された1件の判決において、モントルイユ行政裁判所は、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。当該大臣は当該2件の判決に対して控訴した。2020年1月にヴェルサイユ行政裁判所は、2008年度についてEDFの立場を支持したが、当該大臣は控訴した。2020年12月11日付決定において、国務院はヴェルサイユ裁判所の決定を覆し、同裁判所に当該訴訟を差し戻した。2021年6月17日、同裁判所は当社に不利な判決を下し、それまで当社に有利であった一審判決を取り消した。この判決の履行として、EDFは2021年7月に374百万ユーロを、2014年度および2015年度について85百万ユーロを支払った。当社はこの判決に対し、国務院に上訴を提起している。

EDFは、この争議に関連して、2020年度の財務諸表において510百万ユーロの純税金負債を認識していた。上記の支払いを考慮して、この負債は2021年12月31日現在で41百万ユーロに減額された。

2012年度から2019年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税（Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises）に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

EDF International

EDF Internationalの2009年度から2014年度の税務調査の結果、フランスの税務当局は、British Energy取得資金の借換のために発行した転換社債の評価に疑義を唱えた。関連する金額は総額約310百万ユーロである。EDF Internationalはこの更正に異義を申し立てた。

モントルイユ行政裁判所は、2009年度-2013年度に係る2019年7月2日の判決および2014年度に係る2020年1月30日の判決において、税金の更正を追認した。このため同社は、判決の履行として当該税金を支払うと同時に、不服申立ても提起した。2022年1月25日の判決で、ヴェルサイユ行政裁判所はEDF Internationalを支持し、一審判決を取り消し、通知された更生を無効とした。既に支払済の全額が2022年度に同社に払い戻されることから、この判決は2021年度の財務諸表には影響を与えない。

17.3.2 労働訴訟

EDFおよびその子会社は、多数の労働訴訟の当事者になっている。当グループは、これらの訴訟それぞれが、利益および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと考えている。しかしながら、これら訴訟は、フランスの多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、当グループの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与える可能性がある。

17.3.3 太陽光発電業者との訴訟

2010年度のフランスの太陽光電力買取料金（PV買取料金）引下げの発表が、配電網事業者に提出される接続申請の急増を引き起こした。フランス政府は、2010年12月9日付政令（「一時停止」政令）によって、3か月間にわたり購入義務付きの新規契約の締結を一時的に停止し、2010年12月2日までに承認されなかった申請は、新料金に基づいて、当該3か月の期間末に再度提出しなければならない旨を明記した。この料金を設定する決定は2011年3月4日に公表され、PV買取料金を大幅に引き下げた。これと並行して競争入札制度が策定された。

フランスの国務院による2011年11月16日付判決が当該一時停止政令に対する控訴を棄却したことから、2011年度後半に、EnedisおよびEDFに対して、膨大な数の法的手続が提起され、2012年度、2013年度、2014年度および2015年度まで続いた。2016年3月以後は、太陽光一時停止に関係する新たな損害賠償訴訟は明らかに抑えられている。

予備判決申請に対応して、2017年3月15日に、欧州連合司法裁判所（CJEU）は、PV買取料金を設定した2006年7月10日および2010年1月12日付決定が、欧州委員会への事前通知なしに実施された国家補助金に該当し、従って違法であることを確認した。CJEUは、本件は今後、適切な判決を下すべく国内裁判所に付託するとの結論を下した。

2019年9月18日に破毀院は、当該補助金は通知が行われなかったことから違法であると判断し、結果として、当該補助金の恩恵を受けられなかった生産者の主張は法的に賠償可能と認められないとして、EnedisおよびEDFの両方に関連した損害賠償請求を棄却する複数の決定を下した。これ以後の破毀院の判決は、基本的に2019年9月18日付判決を追認し、国家補助金の議論に基づく生産者の控訴を棄却した。

民事裁判所に提起された賠償請求と並行して、EDFおよびEnedisは、民間の損害賠償責任保険契約の適用を模索したが、保険業者はその請求を拒否した。フランスの破毀院は、2015年6月9日付判決（グリーン・イエロー訴訟）において、保険金の支払いは妥当であり配電網運営者に過失があると判断した。この判決を受けてEnedisおよびEDFは、2017年4月に保険業者を相手取って訴訟を提起し、一連の部分的な訴訟2件の正式認定を裁判所に申請した。裁判所が一連の部分的な訴訟2件を認定した場合には、単一の免責金額と単一の限度額が、同一の技術的原因を有するすべての訴訟に適用されることになる。破毀院に提起された訴訟の有利な展開に鑑み、EDFおよびEnedisは2021年2月17日に、法廷リストからの本件の削除を申請し、当該手続を中断して、依然として係属中の訴訟の最終リストを作成することを決定した。

17.3.4 ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機下において、2020年度に一部の供給業者はパリ商事裁判所長に、EDFと締結したARENH基本契約に含まれる不可抗力条項を理由に、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの全部または一部を一時停止する緊急命令を求める申請を提出した。

2020年5月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は代替供給業者4社（TotalEnergies、Gazel、AlpiqおよびVattenfall）が提出したARENH契約一時停止申請に対し、仮判決を下した。緊急申請裁判官は、不可抗力事由が成立するとこの判決を下し、申請者のうち3社（TotalEnergies、GazelおよびAlpiq）について引渡しの一時停止を命じた。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年7月28日、パリ控訴裁判所は、商事裁判所のこれらの決定を支持した。2020年9月24日、EDFは破毀院に上訴を提起した。TotalEnergiesは現在進行中の手続において残存する唯一の当事者である。

一方、EDFはその権利を保護するための予防措置として、2020年6月2日に、エネルギー供給業社であるAlpiq、GazelおよびTotalEnergiesに対し、ARENH契約の終了を通知した。2020年7月1日付命令により、パリ商事裁判所長はこの終了を無効とした。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年11月19日、パリ控訴裁判所は、商業裁判所の命令を覆し、略式手続の根拠がないとして、当該終了の効力を回復した。

2020年9月下旬には、Ohm Energieによって、不可抗力により2020年4月から6月までのARENH引渡しの一時停止をEDFが要請したことからEDFが違法に引渡しを継続したとの主張により、ARENH量に係る支払の猶予を求めるさらなる略式手続が開始された。2020年10月23日、パリ商事裁判所はOhm Energieの主張をすべて却下した。

これと並行して、EDFが不可抗力条項の適用を違法に拒否したことで生じたとする不利益についてEDFに損害賠償を求める供給業者により、本件の内容に関連する7件の訴訟が提起されている。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Energie Grands Comptes and Priméo Energie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm Energy et Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesおよびEkwaterである。

2021年4月13日、パリ商業裁判所は、Hydroptionの訴訟において本案に係る第一審判決を下し、EDFに対し、原告に5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。同裁判所は、不可抗力の条件が満たされていたと判断し、Hydroptionの要望に反してARENH引渡しを継続することで、EDFは責任を負うべき契約違反を犯したと結論付けた。2021年10月15日、パリ控訴裁判所は、不可抗力事由の免責条項は成立せず、EDFには契約の一時停止要請を満たす義務はなかったとして、EDFの責任を認めHydroptionへの損害賠償の支払を命じた限りにおいて商事裁判所の判決を覆した。2021年12月2日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は破産院への上訴を提起していない。

パリ商事裁判所は2021年11月30日に、TotalEnergiesおよびEkwateurの更に2件の訴訟において、本案に対する判決を下し、EDFに対しこれらの企業に合計数千万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。

その他の訴訟は依然として係属中である。

17.3.5 EDISON

AUSIMONT (BUSSI用地) の売却

2002年にEdisonがAusimont SpAコンビナートをSolvay Solexis SpAへ売却した後、民事、行政および刑事裁判所に対し、いくつかの訴訟が提起された。以下の訴訟手続が依然として係属中である。

- ・ 2件の行政訴訟
- ・ 2018年2月28日に、ペスカーラ県は、Solvay Speciality Polymers Italy SpA (旧Solvay Solexis SpA)およびEdison SpAに対し、売却したAusimont SpAの工業団地外の所有地の汚染に対する責任者を決定する行政手続の開始を通知した。同県はまた、Edison SpAに対し、該当する土地上の廃棄物の除去を命じた。Edisonは、この命令を不服として、最初にペスカーラ地方行政裁判所に、次いでイタリア国務院に控訴を申し立てた。2020年4月に、国務院は当該請求を棄却したが、Edisonは当該判決を不公正かつ違法であると考えて、イタリア破産院、イタリア国務院および欧州人権裁判所（ECHR）にその取消申請を提出した。国務院に対する申請は棄却されたが、ECHRに提起した訴訟は係属中である。

その一方で、Edisonは、管轄行政と合意して当該用地を安全な状態にするための作業を開始した。具体的には、Edisonは、汚染区域の防止策（カバー）を完了し、浅水域のポンプおよびストック・システムを再稼働させ、土壌の更なる深部検査を行った。さらに、当社は最近、廃棄物の処理および管理に関連する環境修復のフェーズ1の計画を環境省に提出した。

2021年6月11日に、国務院は、これらの地域の修復作業に係る統合契約のベルギー企業Dec Demeへの発注取消しに関連したアブルッツォ地方行政裁判所の決定に異を唱えた環境省の訴えを却下する判決を下した。

Edisonは、2020年4月の国務院の決定を受けて、これらの地域を安全かつ汚染されていない状態にするために上述の作業を既に開始していたが、現在、その責任下における除染および廃棄物除去作業について関係機関と協議している。

- ・ 2019年12月18日付発表により、ペスカーラ県は、Edison SpAに対し、当該工業団地内に所在する土地の汚染除去を命じた。Edisonはこの命令に対し、ペスカーラ地方行政裁判所に異議を申し立て、当該手続は係属中である。裁判所の判決が下されるまでの間に、Edisonは現所有者との間で暫定的な契約に署名し、既存発電所の譲渡および管理ならびに環境修復活動の実用性について取り決めた。
- ・ 1件の仲裁訴訟：当該売却契約に含まれていたBussiおよびSpinetta Marengo用地に関する環境問題の表明および保証にEdisonが違反したとして、2012年に、Solvay SAおよびSolvay Specialty Polymers Italy SpA (Ausimont購入者)により仲裁手続が開始された。

2021年6月末に、仲裁裁判所の部分裁定は、Edisonに対し、2001年に署名されたAusimont売却契約に基づきMontedisonが行った環境保証に関連してSolvay Specialty Polymers Italyが主張した請求をほぼ認めた上で、2002年5月（閉鎖日）から2016年12月までの期間について、Edisonに91百万ユーロの賠償金の支払を命じた。

ローザンヌのスイス連邦裁判所に対するEdisonの控訴は、2022年1月に棄却された。現在、ミラノ控訴裁判所において

判決の執行手続が進行中である。

仲裁裁判所は、2016年12月後の期間にSolvay Specialty Polymers Italyが被った損害および当事者が負担した弁護士費用の定量化については、当事者がこの点で合意に達した場合を除いて、今後の仲裁の段階へと持ち越した。本裁定には、仲裁裁判所メンバーの1人による反対意見が付されている。

- ・ 1件の民事訴訟：2019年4月8日に、イタリアの環境大臣は、環境災害に関する損害賠償を求めて、Edisonを相手取って民事訴訟を提起した。当該手続は係属中であり、現在、仮調査の段階にある。

マントヴァー刑事および環境に関する手続

刑事手続

マントヴァの検察庁は、マントヴァ石油化学工場の特定の地域で発生したとされる環境犯罪を主張して、また2001年度政令231にも立脚して、2015年度以降Edisonに勤務している、または勤務していた一部の執行取締役および一部のEdison代表者に対して、刑事手続を開始することを決定した。このようなマントヴァ県の命令は、後述の通り、2020年4月の国務院の判決により追認された。当該手続は係属中である。

マントヴァ石油化学工場は、1990年以降はEdisonが（Montedisonの後継者として）所有も管理もしていないが、環境浄化および回復活動の大規模かつ複雑なプログラムの対象となっており、そのすべての地域が検察官の開始した手続の対象とも見なされている。ENIグループがこれらの活動を開始した。当該浄化プロジェクトが昨年6月にEdisonに移管されてからは、上述の国務院の判決を受けて、Edisonが当該活動の大部分を実施している。

環境手続

過去数年間にわたり、イタリアのマントヴァ県は、Edisonに対し、ENIおよびイタリア環境省により署名された当該環境問題に関する2本の和解契約にもかかわらず、1990年度にMontedisonがENIグループに売却した土地およびマントヴァの石油化学用地全体を修復する旨の8本の命令を通知した。

Edisonは、これらの判決すべてを不服として、ロンバルディア地方行政裁判所のプレシア支部に上訴したが、2018年8月に当該上訴は棄却された。その後、Edisonは当該問題をイタリア国務院に提起し、国務院は2020年4月1日付判決においてEdisonの訴えを棄却し、最初の決定を追認した。EdisonはECHRに控訴を追求し、当該手続は係属中である。ただし、上述の通り、Edisonは、以前の運営者から引き継いで一連の入札を進め、既に現地にて浄化作業を開始している。

17.3.6 フランスの競争当局（「ADLC」）による調査

フランスの競争当局（ADLC）は現在、4件の個別事項に関連してEDFグループを調査している。

1件目は、エネルギー・サービス市場におけるEDFおよび一部の子会社の商慣行に関するもので、2016年10月17日にXélanが提出した訴状を受けたものである。この訴状を受けてADLCは、2016年11月22日および23日にEDFおよび子会社数社の敷地内で捜索および押収作業を行った。この調査は依然として継続中である。

2件目の調査は、2017年6月19日にEngieが提出した訴状を受けたものであり、EDFの電力およびガスの小売販売に関する商慣行、特に当該料金が廃止直前であった2015年度末から規制「緑色」および「黄色」料金を支払っている顧客のファイルへのアクセスを、EDFが要求に応じて電力供給会社に提供した状況に関連している。2016年11月に行われた捜索および押収作業で集められた文書がEngie訴訟において使用された。2021年5月27日に、EDF、Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびChamは、電気およびガス小売の供給市場、マルチ技術管理/保守およびエネルギー最適化サービス、ならびに省エネ証書の発行につながるエネルギー制御措置に関するADLCの異議について通知を受けた。2021年11月にADLC小委員会で開催された会議を経て、ADLCの決定が待たれている。

3件目の調査は、2019年11月4日のADLCへの職務上の照会を受けたもので、温熱ネットワーク運営のためのパートナーシップ形成に関するものである。2021年5月3日に、EDF、Dalkia、Electricité de Strasbourg、ES Services EnergétiquesおよびEDEVは、ADLCの異議通知を受け、2021年7月16日に回答した。これは、双方が主張を提示する手続であり、2022年度においても継続するものと見込まれる。

4 件目の調査は、接続容量が36kVa未満の非住宅顧客に対するEDFの電力供給オファーの価格設定方針に関するもので、2020年9月14日付のPlüm Energieによる訴状を受けたものである。この訴状には、ADLCに緊急措置を取らせることを意図した予防的暫定措置の申請書が添付されていた。2021年2月18日、ADLCはPlümの暫定措置申請を棄却した。当該訴状の本案に関する調査は継続中である。

最後に、2022年1月18日付決定においてADLCは、ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）がEDFに対して行った不服申立ておよび暫定措置申請を却下した。この不服申立ては、「青色」規制販売料金の廃止に関して2020年12月31日付で後続の市場価格契約に自動的に切り替えられた非住宅顧客のデータベースへのアクセス提供をEDFが拒否したことに関係していた。ただしADLCは、ANODEの論拠について、主張された慣行の存在を立証する十分な証拠の裏付けがないと判断した。この決定については、当事者への通知から1か月の間、上訴が可能である。

ADLCがこれらの調査のいずれかにおいて、問題の本案を検証後に、反競争的行為が行われていたと結論づけた場合には、フランス商法第L.464-2条を適用して、当グループの全世界の税引後売上高の10%までの制裁金を含む罰則が課される可能性がある。

2021年12月31日現在で引当金が認識された。

注記18. 金融資産および負債

会計原則および会計処理方法

金融資産には、資本性金融商品（特に非連結投資）、負債証券、償却原価で計上される貸付金および債権、デリバティブ資産（注記18.7を参照）、ならびに現金および現金同等物（注記18.2を参照）が含まれる。

金融商品の分類および測定は、事業モデルおよび当該商品の契約上の特性に依存する。これらは、償却原価で測定するもの、その他の包括利益（OCI）を通じて公正価値で測定するもの、または純損益を通じて公正価値で測定するものに分類される。

金融負債には、借入金およびその他の金融負債、銀行与信およびデリバティブ負債（注記18.7を参照）が含まれる。

金融資産および負債は、貸借対照表上、決算日から1年以内に満期となる場合には流動項目として、決算日から1年を超えて満期となる場合には非流動項目として分類される。ただし、トレーディング・デリバティブは、すべて流動項目として区分される。

金融資産および負債の認識中止

当グループは、以下のいずれかの場合に、金融資産の認識を中止する。

- ・ その資産が生み出すキャッシュ・フローに対する契約上の権利が満了する場合
- ・ 当グループが、資産の所有に付随する実質的にすべてのリスクと経済価値を移転することにより、その金融資産に関連する契約上のキャッシュ・フローを受け取る権利を譲渡する場合

譲渡した金融資産に生じた持分または当グループが留保する持分は、別の資産または負債として計上される。

当グループは、金融負債に係る契約上の義務が消滅、取消または満了したときに、認識を中止する。債務が貸手との間で再交渉された場合、新たな条件が実質的に異なる場合には当グループは当該債務の認識を中止して新たな負債を認識する。それ以外の場合には、帳簿価額が再計算される。いずれの場合にも、債務に係る再交渉の影響は純損益に計上される。

18.1 金融資産

会計原則および会計処理方法

金融資産には、負債証券および持分証券が含まれる。適用される会計処理は、その契約上の特性および事業モデルに依存する。

リサイクルを伴うまたは伴わないOCIを通じて公正価値で測定する金融資産

OCIを通じて公正価値で測定する金融資産には、以下が含まれる。

- ・ 事後の公正価値の変動をOCIに認識し、売却時に純損益へのリサイクルをしない取消不能の選択を当グループが行っている非連結投資。これらの投資からの受取配当金のみが損益計算書の「その他の金融収益」に認識される。
- ・ 「回収および売却」の混合事業モデルの下で投資された負債証券（債券等）で、約定キャッシュ・フローが専ら貨幣の時間価値および当該商品に係る信用リスクを反映した元利金の支払いのみから成るもの（IFRS第9号の「SPPI（元利金の支払いのみ）」テスト）。公正価値の変動はリサイクルを伴うOCIに直接計上され、当該証券の売却時に純損益に振り替えられる。これらの負債証券については、受取利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益」に貸方計上される。

当初認識時に、これらの金融資産は、公正価値にその取得に起因する取引費用を加算した額をもって計上される。

その後、これらは毎報告日現在で、可能な場合は相場価格に基づいて、ないし割引将来キャッシュ・フロー法を用いて、そうでない場合には外部の情報源を参照して、公正価値に修正される。これらの商品の公正価値の変動は、損益計算書へのリサイクルを伴うOCI（負債証券の場合）またはリサイクルを伴わないOCI（資本性金融商品の場合）に直接計上される。

純損益を通じて公正価値で測定する金融資産

純損益を通じて公正価値で測定する金融資産には、以下が含まれる。

- ・ 取引開始時点から短期間で売却する目的で取得された資産。
- ・ ヘッジに分類されないデリバティブ（トレーディング・デリバティブ）（注記18.7を参照）。
- ・ リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定するものとして分類する旨の取消不能の選択を当グループが行わなかった資本性金融商品（非連結投資）。
- ・ 事業モデルに関係なくSPPIテストの要件を満たさない負債証券。これは主に、投資ファンド持分に関係する。

これらの資産は、取引日に、通常は現金支出額と同額の公正価値で計上される。取得に直接起因する購入費用は損益計算書に計上される。

その後、これらの資産は毎報告日現在で、可能な場合は相場価格に基づいて、ないし割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法を用いて、そうでない場合には外部の情報源を参照して、公正価値に修正される。これらの商品の公正価値の変動は、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

償却原価で計上される金融資産

貸付金および金融債権は、その事業モデルが、専ら元利金のみからなる契約上のキャッシュ・フローを回収するために当該商品の保有を伴うものである場合には、償却原価により計上される。

受取利息は実効金利法により計算され、損益計算書の「その他の金融収益」に計上される。

償却原価分類に適格でない貸付金および金融債権は、純損益を通じて公正価値で測定するものとして計上され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

減損モデル

減損モデルは予想信用損失（ECL）に基づいている。当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付に基づくアプローチを適用している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、「投資適格」である信用リスクの低い相手先の発行商品から構成されている。

この状況において、ECLは期末日後12か月の期間にわたり見積られている。

信用リスクの著しい増大を示唆する閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付から外れた時である。債務不履行リスクの著しい増大の結果、当該商品の残存期間にわたりECLが再評価される可能性がある。

貸付金および債権については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択した。

18.1.1 流動および非流動金融資産の内訳

流動および非流動金融資産の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定する商品	10,519	5,810	16,329	13,044	5,696	18,740
リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定する商品	37	253	290	34	228	262
純損益を通じて公正価値で測定する商品	2,855	25,369	28,224	2,556	22,807	25,363
負債証券または持分証券	13,411	31,432	44,843	15,634	28,731	44,365
トレーディング・デリバティブー正の公正価値	20,061	-	20,061	5,038	-	5,038
ヘッジ目的デリバティブー正の公正価値	4,522	5,388	9,910	1,625	3,814	5,439
貸付金および金融債権*	1,943	18,789	20,732	1,235	15,070	16,305
流動および非流動金融資産	39,937	55,609	95,546	23,532	47,615	71,147

* 2021年12月31日現在(299)百万ユーロの減損を含む(2020年12月31日現在(432)百万ユーロ)。

トレーディング・デリバティブーの正の公正価値の増加(+150億ユーロ)は、トレーディング業務に使用されるデリバティブーの価値の増加によるものであり、主に2021年度に観察されたコモディティ市場の価格変動およびこれより程度は少ないが契約量の増加に関連している。

18.1.2 負債証券および持分証券

負債証券および持分証券の詳細

金融資産は、主に以下の2つの目的で当グループにより監視および管理されている。

- ・ フランスの環境法第L.594条の求めに従い、原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用の資金確保のためフランスにおいて分別管理される専用資産。これらの資産は、債券、金銭および株式投資ファンド、EDF Investが保有する株式投資への分散投資から構成される。専用資産の全般的な管理方針およびポートフォリオの内訳は、注記15.1.2に記載されている。
- ・ 流動性重視の方針に従って運用される資産（「流動性の高い資産」）。これらは、当初満期が3か月超の容易に換金可能なファンドまたは利付証券からなる金融資産である。流動性の高い資産に含まれるEDFの金銭投資ファンドは、2021年12月31日現在で2,597百万ユーロ（2020年12月31日現在2,441百万ユーロ）である。

負債証券および持分証券の詳細は以下の表の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年 12月31日現在	
	リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定するもの	リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定するもの	純損益を通じて公正価値で測定するもの	合計	合計
負債証券および持分証券					
EDFの専用資産	6,299	-	24,714	31,013	28,398
流動性の高い資産	9,927	-	2,810	12,737	15,028
その他の資産*	103	290	700	1,093	939
合計	16,329	290	28,224	44,843	44,365

* 非連結会社に対する投資。

負債証券および持分証券の変動

(単位：百万ユーロ)	2020年		公正価値 の変動	範囲の 変更	換算 調整	その他	2021年
	12月31日 現在	純増加					12月31日 現在
リサイクルを伴うOCIを通じて公正価値で測定する商品	18,740	(2,357)	(276)	7	178	37	16,329
リサイクルを伴わないOCIを通じて公正価値で測定する商品	262	6	16	1	1	4	290
純損益を通じて公正価値で測定する商品	25,363	(338)	3,200	55	15	(71)	28,224
負債証券および持分証券合計	44,365	(2,689)	2,940	63	194	(30)	44,843

自己資本に計上された公正価値の変動

期中の負債証券および持分証券の公正価値の変動は、以下のように自己資本（EDF持分）に計上された。

(単位：百万ユーロ)	2021年度			2020年度		
	リサイクルを伴うOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額(1)	リサイクルを伴わないOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額(1)	純損益にリサイクルされた公正価値の変動総額(2)	リサイクルを伴うOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額(1)	リサイクルを伴わないOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額(1)	純損益にリサイクルされた公正価値の変動総額(2)
EDFの専用資産	(202)	-	42	224	-	162
流動性の高い資産	(81)	-	21	(29)	-	13
その他の資産	-	15	-	-	(34)	-
負債証券および持分証券 (3)	(283)	15	63	195	(34)	175

(1) +/- () : 自己資本（EDF持分）の増加/(減少)

(2) +/- () : 純利益（EDF持分）の増加/(減少)

(3) 関連会社および共同支配企業を除く。

2021年度におけるリサイクルを伴うOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額は、主にEDFに関係している（専用資産分(244)百万ユーロを含む、(346)百万ユーロ）。2020年度におけるリサイクルを伴うOCIを通じて測定するものに計上された公正価値の変動総額は、主にEDFに関係している（専用資産分62百万ユーロを含む、20百万ユーロ）。

2021年度に計上された重要な減損はなかった。

18.1.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は以下から構成されている。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
NLF向け債権	15,986	13,034
貸付金および金融債権－その他	4,746	3,271
貸付金および金融債権	20,732	16,305

2021年12月31日現在、貸付金および金融債権には、主に以下が含まれている。

- 2021年12月31日現在総額15,986百万ユーロ（2020年12月31日現在総額13,034百万ユーロ）の原子力長期債務の填補のための原子力負債基金（NLF）および英国政府からの払戻債権を示す金額（対象となる引当金と同じ割引率による割引後）（注記15.2を参照）。
- その他の貸付金および金融債権には、特に以下のものが含まれている。
 - EDF EnergyのEEGSGおよびBEGG年金制度の積立超過額2021年12月31日現在2,733百万ユーロ（2020年12月31日現在1,725百万ユーロ）（注記16.1.1を参照）。

- ・ 長期原子力債務の填補のためにLuminusがSynatomに支払った前払金に相当する2021年12月31日現在282百万ユーロ（2020年12月31日現在263百万ユーロ。Luminusの財務諸表上、これらの金額は、積立対象である引当金と同じ割引率により割り引かれている（注記15.3を参照）。この債権は、LuminusのためにSynatomが保有する基金資産の公正価値に相当する。
- ・ EDF Renewablesがプロジェクト開発業務の過程で、主にフランス、英国および北米の風力発電所に関連しておこなった貸付金2021年12月31日現在525百万ユーロ（2020年12月31日現在382百万ユーロ）。

貸付金および金融債権の変動

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日		割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2021年12月31日
	現在	純増加					現在
貸付金および金融債権	16,305	137	943	(19)	1,140	2,226	20,732

貸付金および金融債権のその他の変動は、主に、長期原子力債務を補填するための原子力負債基金（NLF）および英国政府からの払戻額を示す債権、ならびにEDF EnergyのEDFG年金制度の積立超過額の変動に対応する。

18.2 現金および現金同等物

会計原則および会計処理方法

現金および現金同等物は、既知の金額の現金に容易に換金可能であり（例えば金銭ファンド）、通常、取得日後3か月以内に満期を迎え、価額の変動について僅少なりリスクしかない、直ちに利用可能な手許流動性および非常に短期の投資から成る。

これらの項目は、短期投資またはその他の目的ではなく、短期債務を賄う目的で保有される。満期が3か月超の場合には、負債証券および持分証券の流動性の高い資産に含まれる（注記18.1.2を参照）。

「現金同等物」は公正価値で計上され、公正価値の変動額は「その他の金融収益および費用」に含まれる。

現金および現金同等物は、貸借対照表に計上された以下の金額を含む。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
現金	9,178	5,832
現金同等物	741	438
現金および現金同等物	9,919	6,270

現金の制約

2021年12月31日現在の現金および現金同等物は、制約の付された現金198百万ユーロを含む（2020年12月31日現在242百万ユーロ）（注記1.3.5を参照）。

18.3 金融負債

会計原則および会計処理方法

借入金およびその他の金融負債は、公正価値ヘッジの対象となる場合はヘッジ対象リスクの価値の変動を調整後、償却原価で計上される（注記18.7を参照）。支払利息は実効金利により計算され、その借入金または金融負債の期間にわたり、損益計算書の「総金融負債に係る費用」に計上される。

18.3.1 流動および非流動金融負債の内訳

流動および非流動金融負債の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	非流動	流動	合計	非流動	流動	合計
借入金およびその他の金融負債	54,334	15,072	69,406	54,066	11,525	65,591
トレーディング・デリバティブ - 負の公正価値*	-	22,027	22,027	-	5,125	5,125

ヘッジ・デリバティブ-負の公正価値(1)	2,209	7,915	10,124	1,833	959	2,792
金融負債	56,543	45,014	101,557	55,899	17,609	73,508

* 注記18.7を参照。

トレーディング・デリバティブの負の公正価値の増加（+169億ユーロ）は、トレーディング業務に使用されるデリバティブの価値の増加によるものであり、主に2021年度に観察されたコモディティ市場の価格変動およびこれより程度は少ないが契約量の増加に関連している。

18.3.2 借入金およびその他の金融負債

18.3.2.1 借入金およびその他の金融負債の変動

(単位：百万ユーロ)	債券	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債	未払利息	合計
2020年12月31日現在残高	50,196	3,297	6,571	4,307	1,220	65,591
増加	1,867	938	4,135	764	119	7,823
減少	(3,426)	(769)	(422)	(729)	(188)	(5,534)
換算調整	531	77	201	50	1	860
連結範囲の変更	-	148	(26)	(2)	-	120
公正価値の変動	74	1	(19)	-	-	56
その他の変動*	-	(2)	552	(53)	(7)	490
2021年12月31日現在残高	49,242	3,690	10,992	4,337	1,145	69,406

* その他の変動は、従来は相殺されてその他の金融負債に含まれていた、デリバティブに係るマージンコールに関連したショートポジションの2021年1月1日付の組替281百万ユーロおよび永久劣後債の償還コミットメント267百万ユーロ（注記14.4.1を参照）を含む。

2021年度の主な社債関連取引は、以下の通りであった。

- ・ 2021年11月の総額18億ユーロの優先債の発行（注記18.3.2.2を参照）。
- ・ 2021年1月の20億ユーロおよび2021年4月の14億ユーロからなる、当年度中における34億ユーロの社債償還。

2021年12月31日現在、EDFのその他の金融負債には、譲渡可能負債証券5,117百万ユーロおよび、買戻契約の下で銀行に譲渡された負債証券に対し受け取った現金に関して認識された1,695百万ユーロが含まれている。これらの取引は、純負債に影響を与えていない。

キャッシュ・フロー計算書に表示された借入債務の発行および返済の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	債券	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	リース負債	ヘッジ・ デリバティブ の終了	2021年 12月31日現在
借入債務の発行	1,867	938	4,135	-	3	6,943
借入債務の返済	(3,426)	(769)	(422)	(729)	186	(5,161)

18.3.2.2 当グループの主要な借入

2021年12月31日現在における当グループの主要な借入（グリーン・ボンドおよびOCEANESを除く）は、以下の通りである。

借入の種類 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年*	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	01/2012	01/2022	2,000	ユーロ	3.88%
ユーロMTN	EDF	09/2012	03/2023	2,000	ユーロ	2.75%
ユーロMTN	EDF	09/2009	09/2024	2,500	ユーロ	4.63%

ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2025	750	ユーロ	4.00%
社債	EDF	01/2017	01/2027	107,900	日本円	1.09%
ユーロMTN	EDF	03/2012	03/2027	1,000	ユーロ	4.13%
社債	EDF	09/2018	09/2028	1,800	米ドル	4.50%
ユーロMTN	EDF	04/2010	04/2030	1,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	10/2018	10/2030	1,000	ユーロ	2.00%
ユーロMTN	EDF	07/2001	07/2031	650	英ポンド	5.88%
ユーロMTN	EDF	02/2003	02/2033	850	ユーロ	5.63%
ユーロMTN	EDF	06/2009	06/2034	1,500	英ポンド	6.13%
ユーロMTN	EDF	10/2016	10/2036	750	ユーロ	1.88%
社債	EDF	09/2018	09/2038	650	米ドル	4.88%
社債	EDF	01/2009	01/2039	1,750	米ドル	6.95%
社債	EDF	01/2010	01/2040	850	米ドル	5.60%
ユーロMTN	EDF	11/2010	11/2040	750	ユーロ	4.50%
ユーロMTN	EDF	10/2011	10/2041	1,250	英ポンド	5.50%
社債	EDF	01/2014	01/2044	1,000	米ドル	4.88%
社債	EDF	10/2015	10/2045	1,500	米ドル	4.75%
社債	EDF	10/2015	10/2045	1,150	米ドル	4.95%
社債	EDF	09/2018	09/2048	1,300	米ドル	5.00%
ユーロMTN	EDF	12/2019	12/2049	1,250	ユーロ	2.00%
ユーロMTN	EDF	09/2010	09/2050	1,000	英ポンド	5.13%
ユーロMTN	EDF	10/2016	10/2056	2,164	米ドル	4.99%
ユーロMTN	EDF	11/2019	12/2069	2,000	米ドル	4.50%
社債	EDF	01/2014	01/2114	700	米ドル	6.00%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

* 資金受領日。

2021年12月31日現在、当グループの主要なグリーン・ボンド（注記20.3.1を参照）は以下の通りである。

借入の種類 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
社債（グリーン・ボンド）	EDF	10/2015	10/2025	1,250	米ドル	3.63%
ユーロMTN（グリーン・ボンド）	EDF	10/2016	10/2026	1,750	ユーロ	1.00%
ユーロMTN（グリーン・ボンド）	EDF	11/2021	11/2033	1,850	ユーロ	1.00%

2021年11月23日に、当グループは、2033年11月29日満期、固定クーポン1%の優先債発行により17.5億ユーロを調達した。

2020年9月8日に、EDFは、新株式への転換および／または既発行株式との交換可能なグリーン・ボンド（OCEANes Vertes）の募集を行った。この発行の主な特徴は以下の通りである。

借入の種類 (単位：百万通貨単位)	企業	発行日 月/年	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
OCEANes Vertesグリーン・ボンド	EDF	09/2020	09/2024	2,400	ユーロ	0%

これらの債券の保有者は、それらをEDFの新株式に転換および／または既存のEDF株式と交換する権利を有する。

転換および／または交換比率は、発行条件に記載された希薄化防止および配当保護を含む標準的な調整を条件として、債券1口当たり1株と設定されていた。当該転換／交換比率は、EDF株主に対する2020年度の配当金分配に関し2021年6月7日から債券1口当たりEDF株式1.018株に引き上げられ、2021年度の中間配当支払に関し2021年12月2日から債券1口当たりEDF株式1.042株に引き上げられた。

当該債券は、一定の状況を条件として、当社の選択により満期日前に償還される可能性がある。

既に転換、交換、償還または買戻しおよび消却された場合を除き、当該債券は満期到来時に額面金額にて償還される。

18.3.3 満期別、通貨別および金利別の借入金および金融負債

18.3.3.1 借入金および金融負債の満期

(単位：百万ユーロ)	金融機関				リース 負債	未払利息	合計
	債券	からの 借入金	その他の 金融負債				
1年未満	2,845	512	10,270		654	790	15,071
1年から5年	11,039	1,877	335		2,071	122	15,444
5年超	35,358	1,301	387		1,612	233	38,891
借入金およびその他の金融負債 2021年12月31日現在	49,242	3,690	10,992		4,337	1,145	69,406

割引前リース負債の期日は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
割引前約定キャッシュ・フロー	4,899	722	2,217	1,960	4,883

18.3.3.2 借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳

借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳には、IFRS第9号に基づいてヘッジとして分類されたデリバティブ（外貨建債務および在外子会社への純投資）の影響が含まれている。

2021年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在					
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造		
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)	
ユーロ	38,003	55%	11,119	49,122	71%	
米ドル	18,128	26%	(12,910)	5,218	7%	
英ポンド	10,018	14%	2,410	12,428	18%	
その他	3,257	5%	(619)	2,638	4%	
借入金およびその他の金融負債	69,406	100%	-	69,406	100%	

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在					
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造		
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)	
ユーロ	36,241	55%	11,798	48,039	73%	
米ドル	16,735	26%	(10,958)	5,777	9%	
英ポンド	9,996	15%	537	10,533	16%	
その他	2,619	4%	(1,377)	1,242	2%	
借入金およびその他の金融負債	65,591	100%	-	65,591	100%	

18.3.3.3 借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳

借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳には、IFRS第9号に基づいてヘッジとして分類されたデリバティブの影響が含まれている。

LIBOR USDを指標とする変動金利借入金で、銀行間取引金利の指標改革への「切替」未了のものは（注記1.2.1を参照）、デリバティブ影響前で合計224百万ユーロ、デリバティブ影響後で17百万ユーロである。

2021年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
固定金利	64,335	93%	(15,434)	48,901	70%
変動金利	5,071	7%	15,434	20,505	30%
借入金およびその他の金融負債	69,406	100%	-	69,406	100%

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在				
	当初の負債構造		ヘッジ手段の影響	ヘッジ後の負債構造	
	金額	債務の割合(%)	金額	金額	債務の割合(%)
固定金利	60,667	92%	(15,217)	45,450	69%
変動金利	4,924	8%	15,217	20,141	31%
借入金およびその他の金融負債	65,591	100%	-	65,591	100%

EDFグループの固定金利借入金の大部分は、スワップにより変動金利に変換されている。

18.3.4 早期償還条項

グループ外からのEDF Renewablesへのプロジェクト・ファイナンス貸付は、一般に、早期償還条項を含んでいる。この条項は、主に、関係するプロジェクト会社が最低の借入償還余裕率（DSCR）を維持できない場合に適用される。通常、早期償還条項は、この比率が1を下回った時に有効となる。

その他のグループ企業においては、融資その他のコミットメント契約の一部の条項はグループの格付に言及しているが、制限条項としては分類されていない。

合計1,150百万ユーロの4本の借入には、借手の格付が特定水準を下回った場合に借手と貸手が連絡を取ることを求めるランデヴー条項が含まれている。これにより借入条件の再交渉の可能性が生まれる。

2021年度には、グループ企業が貸付に関連する契約条項に違反したことによる早期償還はなかった。

18.4 未使用与信枠

2019年度にEDFは、BBVA、Crédit Agricole GroupおよびSociété Générale CIBと、それぞれ1件が300百万ユーロの更新可能な与信枠3件に署名した。

これら3件の与信枠は、当グループの3つのサステナビリティKPI、即ち、直接二酸化炭素排出量、EDFのフランスの住宅顧客によるオンライン消費モニターツールの利用（積極的にエネルギー消費に関わるフランスの住宅顧客獲得におけるEDFの成功の指標として）、および保有軽車両の電化に、そのコストが連動する調整メカニズムを組み込んでいる。

2020年10月30日に、EDFとStandard Chartered Bankは200百万ユーロの更新可能な与信枠に署名した。この与信枠のコストは、EDFグループの3つのサステナビリティKPI、即ちEDFの直接二酸化炭素排出量、保有軽車両の電化、フランスの住宅顧客によるオンライン消費モニターツールの利用に連動する（注記20.3.3を参照）。

2021年12月23日に、EDFは、当初満期3年、15億ユーロの新たなリボルビング与信枠のシンジケート組成を発表した。この与信枠のコストは、特に社会的責任に重点を置いた当グループの4つのESG KPIに連動する。

欧州および北米の取引銀行9行が参加するこの新たな与信枠は、EDFの資金調達戦略における持続可能な資金調達手段の中心的な役割を再確認するものである。

2021年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額13,039百万ユーロ（2020年12月31日現在11,110百万ユーロ）の未使用の与信枠があり、このうち9,348百万ユーロがESG基準に連動する。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
確認与信枠	13,039	1,719	10,899	421	11,110

18.5 金融商品の公正価値

会計原則および会計処理方法

金融商品は、公正価値で計上される。公正価値は、測定日現在における主要な市場または最も有利な市場の秩序ある取引において資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格に相当する。各レベルの評価方法は、通常、以下の通りである。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重要な調整を加えたものを含む。

貸借対照表に計上されている金融資産および負債のレベル別の配分は以下の通りである。

2021年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
持分証券	1,889	1,889	3	1,413	473
負債証券	42,954	42,954	2,607	40,225	122
ヘッジ・デリバティブ	9,910	9,910	153	9,757	-
トレーディング・デリバティブ	20,061	20,061	249	19,349	463
現金同等物	741	741	34	707	-
公正価値で評価される金融資産	75,555	75,555	3,046	71,451	1,058
NLF向け債権	15,986	15,986	-	15,986	-
その他の貸付金および金融債権	4,746	4,746	-	4,746	-
償却原価で計上される金融資産	20,732	20,732	-	20,732	-
ヘッジ・デリバティブ	10,124	10,124	4	10,120	-
トレーディング・デリバティブ	22,027	22,027	322	21,216	489
公正価値で評価される金融負債	32,151	32,151	326	31,336	489
借入金およびその他の金融負債	69,406	78,114	-	78,114	-
償却原価で計上される金融負債	69,406	78,114	-	78,114	-

レベル3の負債証券および持分証券は、主に、取得原価で計上される非連結投資である。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	公正価値	レベル1 無調整の 相場価格	レベル2 観察可能な データ	レベル3 観察不能な データ
持分証券	1,563	1,563	24	1,121	418
負債証券	42,802	42,802	2,423	40,337	42
ヘッジ・デリバティブ	5,439	5,439	59	5,372	8
トレーディング・デリバティブ	5,038	5,038	289	4,057	692
現金同等物	438	438	343	95	-
公正価値で評価される金融資産	55,280	55,280	3,138	50,982	1,160
NLF向け債権	13,034	13,034	-	13,034	-
その他の貸付金および金融債権	3,271	3,271	-	3,271	-
償却原価で計上される金融資産	16,305	16,305	-	16,305	-
ヘッジ・デリバティブ	2,792	2,792	1	2,791	-
トレーディング・デリバティブ	5,125	5,125	290	4,645	190
公正価値で評価される金融負債	7,917	7,917	291	7,436	190
借入金およびその他の金融負債	65,591	75,680	-	75,680	-
償却原価で計上される金融負債	65,591	75,680	-	75,680	-

レベル3の負債証券および持分証券は、主に、取得原価で計上される非連結投資である。

18.6 市場リスクおよび相手先リスク

世界的なエネルギー産業における事業者として、EDFグループは、金融市場リスク、エネルギー市場リスクおよび相手先リスクにさらされている。これらのリスクはすべて財務諸表にボラティリティを生じさせる可能性がある。

これらのリスクに関するより詳細な説明およびIFRS第7号が要求する感応度分析については、2021年度一括登録書類のセクション5.1.5「財務情報－市場リスクの管理とコントロール」（訳者注：原文の書類のセクションである）を参照。

金融市場リスク

当グループがさらされている主な金融市場リスクは、流動性リスク、外国為替リスク、金利リスクおよび株式リスクである。

当グループの流動性リスク管理の目的は、最も有利なコストで資金を求め、常に確実に利用可能にすることである。

外国為替リスクは当グループの事業および地域の分散に関係するもので、為替レートの変動に対するエクスポージャーから生じる。これらの変動によって、当グループの換算差額、貸借対照表項目、金融費用、自己資本および純利益が影響を受ける可能性がある。

金利リスクは、当グループが投資した資産の価額、引当金によって填補される負債または金融費用に影響を与える可能性のある金利変動リスクに対するエクスポージャーから生じる。

当グループは、特に、長期原子力コミットメントの財源確保のために保有する専用資産ポートフォリオ、外部の年金基金、またこれらより少ない程度で、現金資産および直接保有投資を通じて、株式リスクにさらされている。

エネルギー市場リスク

EDFグループは、発電および供給業務を通じて、主に欧州の、非規制エネルギー市場で活動している。これにより当グループは、財務諸表に重要な影響を与える可能性のある、エネルギー（電力、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出枠市場に係る価格変動にさらされている。

相手先リスク

相手先リスクは、契約相手方がデフォルトを起こして約定債務を履行できない場合にEDFグループがその事業および市場取引についてこうむる損失総額と定義される。

相手先リスクのもう一つの構成要素である顧客リスクに関して、期日未到来および期日経過債権の明細が注記13.3.1に示されている。

18.7 デリバティブおよびヘッジ会計

会計原則および会計処理方法

当グループは、金利、外国為替、エネルギーおよびコモディティのリスクをヘッジするために、スワップおよび先物契約等のデリバティブを使用している。

IFRS第9号に準拠して、デリバティブが一定の適格基準を満たす場合、ヘッジ会計を適用できる。「自己使用」に分類される一部のデリバティブはIFRS第9号の適用範囲から除外される。

IFRS第9号の適用対象外のデリバティブ：「自己使用」契約

エネルギーまたはコモディティの現物引渡しを伴う先物購入および販売契約は、当グループの通常の営業活動の一環として締結された（「自己使用」）と認められる場合、IFRS第9号の適用対象外と判断される。次の条件のすべてに合致すれば、この要件を満たしたことになる。

- ・ 当該契約ではすべて現物引渡しが生ずる。
- ・ 当該契約による購入または販売数量が当グループの営業上の必要量に一致する。
- ・ 契約が基準に定義された売建オプションとは考えられない。電力の販売契約という個別のケースにおいては、契約は、確定先物販売と同等であるか、発電容量の販売と考えられる。

当グループは、電力の購入および販売コミットメントを量的に均衡させる目的で行う相対取引は、総合電力事業者としての通常の業務の一部であり、従ってIFRS第9号の適用対象外であると考えている。

デリバティブの測定および認識

デリバティブは、当初、相場価格および外部の情報源から得られる市場データに基づき、公正価値で計上される。相場価格が入手できない場合、当グループは、直近の比較可能な取引を参照するか、かかる取引が存在しない場合には、店頭登録等の

観察可能なデータから直接導かれる情報を優先するが、市場参加者によって認められた内部モデルに基づき評価を行うことができる。

IFRS第13号を適用して、デリバティブの公正価値には、デリバティブ資産に係る相手先の信用リスクおよびデリバティブ負債に係る自己の信用リスクを含める。

ヘッジに分類されるデリバティブ

EDFグループは、外国為替および金利のリスクならびに一部のコモディティ契約に係わるリスクをヘッジするために、デリバティブを使用している。

当グループは、ヘッジ会計の対象となる取引を識別するに当たり、特に開始時からの正式な文書の存在およびヘッジ有効性の要件の遵守に関して、IFRS第9号が定義する適格要件を採用している。

ヘッジ関係は、上記の適格要件を満たさなくなった場合に終了する。これには、ヘッジ手段の消滅、売却、終了もしくは行使が行われた場合、または当初定められたリスク管理目的に適合しなくなった場合が含まれる。

当グループの外部デリバティブおよび当グループの同様の外部取引とマッチングされた内部デリバティブのみが、ヘッジ会計に適格となる。

当グループは、ヘッジに以下の分類を使用している。

- ・ 公正価値ヘッジ
- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジ
- ・ 在外純投資ヘッジ

ヘッジの分類

公正価値ヘッジ

これは、貸借対照表に計上されている資産もしくは負債の公正価値の変動、または資産の購入・売却に関する確定契約の公正価値変動のエクスポージャーに対するヘッジである。ヘッジ対象の公正価値変動額のうち当該項目のヘッジ対象要素に起因するものは純損益に計上され、対応するヘッジ手段の公正価値変動額により相殺される。ヘッジの非有効部分だけが、純損益に影響する。

一定の借入金および金融負債ならびに一定のコモディティ契約は、公正価値ヘッジの対象とされる。その場合、その貸借対照表価額は、ヘッジ対象リスク（外国為替、金利および価格リスク）に起因する公正価値変動額について調整される。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

これは、資産もしくは負債または発生可能性がかなり高い予定取引に関連したキャッシュ・フロー変動のエクスポージャーに対するヘッジである。ヘッジ対象取引により生ずるキャッシュ・フローの変動は、ヘッジ手段の価額の変動により相殺される。

ヘッジ商品の公正価値変動累計額のうちの有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、純損益に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクルされるかまたは、非金融資産取得価額の修正として処理される。

在外純投資ヘッジ

これは、当グループと機能通貨が異なる事業体への純投資に関わる外国為替リスクのエクスポージャーに対するヘッジである。ヘッジ商品の公正価値変動累計額のうち有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、純損益に計上される。

このリスクは、EDFグループ・レベルで、同通貨の債務と対応させるか、またはデリバティブを使用することによりヘッジされる。

トレーディング・デリバティブ

トレーディング・デリバティブには以下のものが含まれる。

- ・ 会計目的のヘッジに適切でない経済的ヘッジのために契約したデリバティブ。これらの商品の価値の変動は、純損益に報告される。デリバティブが譲渡可能負債商品および購入社債の経済的ヘッジに使用される場合、それらは「その他の金融収益および費用」に含まれる。デリバティブが発電と供給事業の経済的ヘッジに使用される場合、それらは「トレーディング業務以外のエネルギーおよびコモディティ・デリバティブの公正価値の純変動額」に含まれる（注記6を参照）。
- ・ トレーディング業務において使用されるデリバティブ。これらの商品の公正価値の変動は、売上高に含まれる（注記5.1を参照）。

18.7.1 ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブの内訳

貸借対照表で報告されているヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブの公正価値の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	9,910	5,439
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(10,124)	(2,792)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		(214)	2,647
トレーディング・デリバティブの正の公正価値	18.1.1	20,061	5,038
トレーディング・デリバティブの負の公正価値	18.3.1	(22,027)	(5,125)
トレーディング・デリバティブの公正価値		(1,966)	(87)

ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブのヘッジ対象リスクの種類別の公正価値は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブー金利リスク	18.7.2	3,613	3,149
ヘッジ・デリバティブー外国為替リスク	18.7.3	407	(733)
ヘッジ・デリバティブーコモディティ・リスク	18.7.4	(4,234)	231
ヘッジ・デリバティブの公正価値		(214)	2,647
トレーディング・デリバティブー金利リスク	18.7.2	(27)	(25)
トレーディング・デリバティブー外国為替リスク	18.7.3	(45)	4
トレーディング・デリバティブーコモディティ・リスク	18.7.4	(1,894)	(66)
トレーディング・デリバティブの公正価値		(1,966)	(87)

ヘッジ・デリバティブのヘッジ目的および種類別の公正価値は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
借入金および負債の公正価値ヘッジ		3,148	3,724
借入金および負債のキャッシュ・フロー・ヘッジ		614	(1,738)
小計	19.2	3,762	1,986
コモディティ契約の公正価値ヘッジ		(492)	6
コモディティ契約のキャッシュ・フロー・ヘッジ		(3,564)	170
小計		(4,056)	176
在外純投資ヘッジ		94	280
専用資産の公正価値ヘッジ		(14)	205
ヘッジ・デリバティブの公正価値		(214)	2,647

18.7.2 金利デリバティブ

当グループは、借入金および金融負債、資産（流動性の高い資産および専用資産）の価額、ならびに将来の金融費用に影響を与える可能性のある金利変動のリスクにさらされている。

当グループは、固定金利債務の公正価値の変動に対するエクスポージャーをヘッジしており、その多くは変動金利に変換されている。このヘッジに使用されたデリバティブは、固定／変動金利スワップおよびクロス・カレンシー・スワップであり、公正価値の変動は、ヘッジ対象債務の価額の変動と対称的に純損益に計上される。

当グループはまた、キャッシュ・フロー・ヘッジに変動/固定金利スワップを使用することにより、将来の金利変動に対して変動金利債務をヘッジしている。

ヘッジ関係において使用されている、またはトレーディング・デリバティブとして指定されている金利デリバティブの詳細は以下の通りである。

	2021年12月31日現在想定元本				2020年12月 31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1－5年	5年超	合計	合計	2021年 12月31日現在	2020年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)							
固定金利支払／変動金利受取	47	1,317	4,540	5,904	5,923	264	(144)
変動金利支払／固定金利受取	1,659	5,682	13,648	20,989	20,678	2,976	4,143
変動金利／変動金利	-	1,021	1,413	2,434	2,308	69	3
固定金利／固定金利	60	638	8,668	9,366	9,598	304	(853)
金利スワップ	1,766	8,658	28,269	38,693	38,507	3,613	3,149
金利デリバティブヘッジ目的	1,766	8,658	28,269	38,693	38,507	3,613	3,149
金利取引	-	-	518	518	515	-	8
金利スワップ	398	328	280	1,006	1,124	(27)	(33)
金利デリバティブトレーディング目的	398	328	798	1,524	1,639	(27)	(25)

金利／為替のクロス・カレンシー・スワップの公正価値は、金利の影響のみからなる。

クロス・カレンシー・スワップの想定元本は、本注記および通貨デリバティブの注記（注記18.7.3）の両方に含まれている。

18.7.3 通貨デリバティブ

当グループは、事業の多様化、商品およびサービスの外貨建供給契約、ならびに地理的な所在地により、為替レート変動のリスクにさらされている。これらの変動は、自己資本、貸借対照表科目、金融費用、自己資本および純利益で認識される当グループの換算差額に影響を与える可能性がある。

ヘッジ対象項目にはいくつかの種類がある。

- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジにクロス・カレンシー・スワップが使用された外貨建負債。
- ・ 外貨建てで契約した金融資産。
- ・ 当グループが関連する外国為替リスクをヘッジする、コモディティおよび燃料の購入。
- ・ 外貨建ての子会社への純投資。

ヘッジ関係において使用されているか、またはトレーディング・デリバティブとして指定されている通貨デリバティブの詳細は以下の通りである。クロス・カレンシー・スワップの想定元本は、本注記および金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記18.7.2を参照）の両方に含まれている。

2021年12月31日現在：

	2021年12月31日現在受取想定元本				2021年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	2021年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)									
為替予約取引	3,251	652	-	3,903	3,273	629	-	3,902	-
スワップ	23,421	6,506	17,195	47,122	23,362	6,311	16,921	46,594	406
オプション	553	119	-	672	556	113	-	669	1
通貨デリバティブヘッジ目的	27,225	7,277	17,195	51,697	27,191	7,053	16,921	51,165	407
先渡取引	7,003	7,872	-	14,875	6,982	7,772	-	14,754	84
スワップ	24,729	4,018	263	29,010	24,810	4,048	257	29,115	(128)
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-	-
通貨デリバティブトレーディング目的	31,732	11,890	263	43,885	31,792	11,820	257	43,869	(44)

2020年12月31日現在：

	2020年12月31日現在受取想定元本				2020年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1－5年	5年超	合計	1年未満	1－5年	5年超	合計	2020年 12月31日現在
(単位：百万ユーロ)									
為替予約取引	1,480	91	-	1,571	1,473	91	-	1,564	(1)
スワップ	20,394	6,891	16,368	43,653	20,090	6,933	17,152	44,175	(745)
オプション	355	-	-	355	326	-	-	326	13
通貨デリバティブヘッジ目的	22,229	6,982	16,368	45,579	21,889	7,024	17,152	46,065	(733)
先渡取引	3,389	6,490	-	9,879	3,380	6,491	-	9,871	4
スワップ	14,576	5,180	275	20,031	14,606	5,162	255	20,023	-
オプション	10	-	-	10	11	-	-	11	-
通貨デリバティブトレーディング目的	17,975	11,670	275	29,920	17,997	11,653	255	29,905	4

本注記中のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利デリバティブの注記（注記18.7.2）にも含まれている。

18.7.4 コモディティ・デリバティブ

当グループは、エネルギー（電気、ガス、石炭、石油製品）卸売市場および二酸化炭素排出権割当市場における価格変動にさらされており、これらは財務諸表に重要な影響を与える可能性がある。

当グループは、基本的にキャッシュ・フロー・ヘッジを通じて、先物、先渡、オプションおよびスワップを使用して、電力、ガスおよび石炭の予定販売および購入をヘッジしている。

ヘッジに使用されたコモディティ・デリバティブの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2021年12月31日現在					2020年12月31日現在	
		想定元本純額					想定元本 純額	公正価値
		1年未満	1－5年	5年超	合計	公正価値		
電力	TWh	(22)	(9)	-	(31)	(3,808)	(25)	35
ガス	百万サーム	738	205	-	943	(925)	2,131	102
石油製品	千バレル	4,763	9,334	-	14,097	166	9,610	18
二酸化炭素	千トン	3,147	4,077	-	7,224	333	7,925	76
石炭	百万トン	-	-	-	-	-	(1)	-
コモディティ・デリバティブヘッジ目的						(4,234)		231

2021年12月31日現在のヘッジに使用されたコモディティ・デリバティブの負の公正価値（42億ユーロ）は、主に2021年度のコモディティ価格の特に年度末における上昇に起因して、電力ヘッジ手段およびこれより程度は少ないがガス・ヘッジ手段について契約上の行使価格／市場価格のスプレッドが拡大したことによる。

これらの要因によって、2021年度と2020年度の公正価値の差額も生じており、基本的にフランス発電と供給セグメント、英国セグメントおよびイタリア・セグメントで実施されたヘッジに関連している。

トレーディング目的で使用されたコモディティ・デリバティブの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
		想定元本純額	公正価値	想定元本純額	公正価値
電力	TWh	(111)	(1,719)	(174)	(380)
ガス	百万サーム	47,423	630	(6,803)	310
石油製品	千バレル	6,812	17	24,301	58
二酸化炭素	千トン	(7,880)	(628)	3,355	(55)
石炭および運賃	百万トン	-	(48)	1	(7)
その他のコミットメント		-	(146)	-	8
コモディティ・デリバティブ ブートレーディング目的			(1,894)		(66)

これらの商品は主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれる契約を含む。

18.7.5 ヘッジ・デリバティブが包括利益に与える影響

自己資本（EDF持分）および純損益に計上されたヘッジ・デリバティブの公正価値の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度			2020年度		
	自己資本に 計上された 公正価値の 変動総額(1)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - 非有効部分	自己資本に 計上された 公正価値の 変動総額(1)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - リサイクル(2)	利益に振替ら れた公正価値 の変動総額 - 非有効部分
金利ヘッジ	(98)	-	-	(24)	-	-
為替ヘッジ	2,684	720	(38)	(850)	51	13
在外純投資ヘッジ	(1,078)	(405)	-	661	-	-
コモディティ・ヘッジ	(7,356)	(2,198)	(2)	644	430	(14)
ヘッジ・デリバティブ(3)	(5,848)	(1,883)	(40)	431	481	(1)

(1) +/()：自己資本（EDF持分）の増加/(減少)。

(2) +/()：純利益（EDF持分）の増加/(減少)。

(3) 関連会社および共同支配企業を除く。

2021年度における自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の公正価値の変動総額は、リサイクルを含めて（3,965）百万ユーロ（2020年度は(50)百万ユーロ）である。

2021年度のこの変動は、在外純投資ヘッジの公正価値の変動総額(673)百万ユーロ（2020年度661百万ユーロ）および金利、為替およびコモディティ・ヘッジの変動総額(3,292)百万ユーロ（2020年度(711)百万ユーロ、連結包括利益計算書を参照）による。

2021年度にコモディティ・ヘッジに関連して減価償却費および償却費控除前営業利益に振り替えられた金額は(2,198)百万ユーロであり、以下のものから構成される。

- ・ 主に英国およびフランスー発電と供給セグメントに関する電力ヘッジ契約(1,242)百万ユーロ
- ・ フランスー発電と供給および英国セグメントに関するガス・ヘッジ契約(938)百万ユーロ
- ・ その他のヘッジ契約(18)百万ユーロ

18.7.6 金融資産および負債の相殺

会計原則および会計処理方法

企業が、法的に強制力のある相殺権を現在有しており、かつ純額で決済するかまたは資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図を有している場合、金融資産および金融負債は相殺されなければならない。

2021年12月31日現在

IAS第32号による相殺後残高	一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号		金融商品の 純額	金融担保の 公正 価値	純額
				IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額			
デリバティブの公正価値 －資産	29,971	3,948	70,140	(44,117)	26,023	(1,645)	(8,309)	16,069
デリバティブの公正価値 －負債	(32,151)	(5,316)	(70,952)	44,117	(26,835)	1,645	5,996	(19,194)

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表 計上額	相殺対象 外残高	認識総額 (相殺前)	IAS第32号による相殺後残高		一般的な相殺契約の対象金額 (IAS第32号による相殺対象外)		
				IAS第32号		金融商品の 純額	金融担保の 公正 価値	純額
				IAS第32号 による 相殺総額	IAS第32号 による 相殺後の 認識純額			
デリバティブの公正価値 －資産	10,477	2,956	11,091	(3,570)	7,521	(1,672)	(2,797)	3,052
デリバティブの公正価値 －負債	(7,917)	(2,927)	(8,560)	3,570	(4,990)	1,672	568	(2,750)

注記19. 財務指標

財務指標は会計基準に定義されておらず、当グループの財務諸表上には直接表示されていない。主な財務指標は以下の通りである。

19.1 非経常項目を除く純利益

非経常項目を除く純利益は、非経常項目を除く純利益に対する当グループの持分（EDFの純利益）、エネルギーおよびコモディティ・デリバティブ（トレーディング業務を除く）の公正価値の純変動、ならびに負債性および資本性金融商品の公正価値の純変動（税引後）に対応する。

以下の表は、EDFの純利益から非経常項目を除く純利益への経過を示している。

2021年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度			
		総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					5,113
負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動(1)	8.3	(2,804)	776	3	(2,025)
エネルギーおよびコモディティ・デリバティブの純変動（トレーディング業務を除く）	6	215	(66)	-	149
減損(2)		872	(177)	(87)	608
－固定資産の減損	10.8.1および10.8.2	653	(177)	(87)	389
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損	12.3	219	-	-	219
その他の項目		1,054	(152)	(30)	872
－その他の営業収益および営業費用	7	1,123	(220)	(30)	873
－イタリアの税務上の資産再評価		-	(103)	-	(103)
－英国の法人所得税率の引上げ	9.2	-	359	-	359
－米国の繰延税金資産の認識	9.2	-	(191)	-	(191)
－その他		(69)	3	-	(66)
純利益－非経常的項目を除く					4,717

(1) 専用資産の公正価値ヘッジならびに関連会社および共同支配企業に対する投資に含まれる負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動を含む。

(2) 2021年度の減損はダンジェネス発電所の資産に関する(445)百万ユーロを含む。

2021年12月31日現在の非経常項目を除く純利益は4,717百万ユーロであり、2020年度と比較して2,748百万ユーロ減少した。

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	注記	2020年度			
		総額	法人所得税	非支配持分	EDFの純利益
純利益					650
負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動*	8.3	(1,248)	377	(2)	(873)
エネルギーおよびコモディティ・デリバティブの純変動（トレーディング業務を除く）	6	175	(51)	-	124
減損		1,111	(156)	(111)	844
－固定資産の減損	10.8.1および10.8.2	799	(156)	(102)	541
－関連会社および共同支配企業に対する投資の減損	12.3	195	-	(6)	189
－EdisonのE&P事業の減損(IFRS第5号の適用)	3.2.2	117	-	(3)	114
その他の項目		809	414	1	1,224
－その他の営業収益および営業費用	7	487	(153)	1	335
－税務訴訟	9.2	-	537	-	537
－英国の法人所得税率の変更	9.2	-	121	-	121
－フランスの火力発電所の加速償却	10.3	250	(80)	-	170
－その他		72	(11)	-	61
純利益－非経常的項目を除く					1,969

* 専用資産の公正価値ヘッジならびに関連会社および共同支配企業に対する投資に含まれる負債商品および資本性金融商品の公正価値の変動を含む。

19.2 純負債額

純負債額は、借入金および金融負債の合計から、現金および現金同等物ならびに流動性の高い資産を控除したものから成る。流動性の高い資産は、ファンドまたは利付証券からなる、当初の満期3か月超で、容易に換金でき、流動性重視の方針に従って運用されている金融資産である。

純負債額は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	18.3.2	69,406	65,591
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	18.7.1	(3,762)	(1,986)
現金および現金同等物	18.2	(9,919)	(6,270)
負債証券および持分証券—流動性の高い資産	18.1.2	(12,737)	(15,028)
売却目的保有資産の純負債額	3.2.1	-	(17)
純負債額		42,988	42,290

当グループの純負債額は、2021年12月31日現在42,988百万ユーロ（2020年12月31日現在42,290百万ユーロ）である。2021年12月31日現在の減価償却費および償却費控除前営業利益に対する純負債額の比率は2.39である。

注記20．持続可能な開発および気候変動対策

導入と背景

2020年5月における存在意義（raison d'être）「電力および革新的ソリューションおよびサービスをもってネット・ゼロ・エネルギーの未来を築き、地球を救い幸福と経済発展をもたらすことに資する」の採択を受け、CAP2030戦略に沿って、当グループは企業の社会的責任(CSR)コミットメントの基本設計概念を改定した。16のCSRコミットメントは、4つの重要な課題、即ちカーボンニュートラルと気候、地球資源の保護、幸福と連帯、および責任ある開発を中心に定義された。このCSRグリッドは、コミットメント・フェーズにあるすべてのプロジェクトに対し、それらが確実に当グループの存在意義に沿ったものとなるよう適用される。

当グループの財務諸表は、以下の面、即ち投資・売却戦略および持続可能な資金調達戦略の実施、特に適用される法令および規制に基づいて環境問題に明確に対応して発生した支出、ならびに当グループの資産および負債に関し使用された評価方法を通じて、気候変動および持続可能な開発に関する事項を反映している。

規制については、2021年12月10日に欧州連合が、環境目標達成への貢献度に基づく経済活動の分類を意図した2020年6月18日付欧州規則2020-852第8条を補足する委任法令を採択した。この「タクソノミ規制」は、特に持続可能投資への資本流入を奨励することにより、2050年までのカーボンニュートラル達成に貢献する持続可能な資金調達の出現を促進する欧州戦略の一環である。同規則は2021年12月31日から適用され、EDFグループと同様に非財務報告義務の対象となるグループに対し、3つの新指標、即ち欧州タクソノミに適合しており、その結果タクソノミに沿った経済活動に係る売上、資本的支出および営業支出の比率を公表することを求めている。2021年12月31日現在で適用される法律は、当グループの主たる業務である原子力発電および天然ガス関連業務のいずれも対象としていない。数か月の議論を経て、原子力およびガス業務に特化した委任法令案は、協議期間に向けて2021年12月31日に欧州連合の27加盟国に送付され、同期間は2022年1月21日に終了した。最終の委任法令は2022年2月2日に公表され、4か月以内に欧州議会にて可否の決議が行われなければならない。

これら3つの指標を設定するための当グループの作業の結果は、当グループの2021年度一括登録書類のセクション3.8.3「タクソノミに係る詳細」の非財務成績報告書に記載されている（訳者注：原文の書類のセクションである）。

20.1 規制上の費用

温室効果ガス排出権、再生可能エネルギー証書および省エネ証書に関する規制上の枠組みおよび会計原則は、それぞれ注記5.4.3、10.2および17.2に記載されている。

20.1.1 温室効果ガス排出権

EU域内排出量取引制度（EU-ETS）

欧州連合域内排出量取引制度（SEQE-EUまたはEU-ETS）は、気候変動への対策を講じ、温室効果ガス排出量を削減する目的で存在する。

この制度は、全EU加盟国で適用され、排出量の年間上限を設定している。企業（EDFを含む）は排出割当量を受け取るかまたは購入し、その翌年度に、販売商品（電力、熱、鉄、紙など）の生産からの直接的な温室効果ガス排出など、経過した年度のスコープ1排出量に対応する数量の温室効果ガス排出権を欧州委員会に提出する。不足がある場合には罰金が科される（割当量により填補されない二酸化炭素1トン当たり110ユーロ、および翌年度にこれらの数量を割当量により填補する義務）。

欧州の総排出量を削減するために、当該上限は段階的に引き下げられている。

取引期間の第四期（2021-2030年）に係るEU-ETSの法的枠組みは、2030年の気候およびエネルギーの枠組みで定められた排出量削減目標と2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成するために厳格化された（EU全体で1990年の水準に対し40%の排出量削減という全般的な目標を設定）¹。主な措置の一つは、割当量の削減を年間43百万トン（2010年度の割当量に対し2.2%減）に加速させることであった。

1 現在のEU-ETS割当量の軌道は、Fit for 55パッケージを適用して行われる予定の変更をまだ含んでいない。

欧州委員会はまた、2030年までに二酸化炭素排出量を（1990年の水準と比較して）55%以上削減するとの増強された目標に欧州連合を近づけることを意図して、2021年7月14日に「Fit for 55」と題する提案パッケージを提示した。排出枠制度は、12か月から18か月続くと見込まれる欧州機関における交渉過程を経て、変更される可能性が高い。

EDFグループ内でこの欧州規則の適用に関係する企業は、EDF、Edison、Dalkia、PEIおよびLuminusである。当グループは現在排出枠の無償割当を受けていない。

2021年12月31日現在の排出量は17百万トン（2020年度19百万トンで、EDF Energyを含む）であった。

実際の温室効果ガス排出権は、2021年12月31日現在380百万ユーロ（2020年12月31日現在260百万ユーロで、EDF Energyを含む）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2021年度に当グループは、EU-ETSの下で、2020年度に発生した排出に関して16百万トンを提出した（2020年度は、EDF Energyを含み、2019年度に発生した排出に関して21百万トンを提出した）。

英国排出量取引制度（英国ETS）

英国のEU離脱が実行された現在、英国は欧州の制度（EU-ETS）に加盟しておらず、独自の制度（英国ETS—排出量引制度）を設定している。入札制度を採用している英国ETSは、EU-ETSと同じ部門を対象とし、概ね同様の規則で運営されており、会計処理も比較可能である。

2021年度のEDF Energyの排出量は2百万トン（2020年度は3百万トン）であった。実際の温室効果ガス排出権の影響額は2021年12月31日現在で36百万ユーロ（2020年12月31日現在83百万ユーロ）であり、貸借対照表の引当金に含まれている。

2021年度にEDF Energyは、英国ETSの下で、2020年度に発生した排出に関して3百万トンを提出した（2020年度は、2019年度に発生した排出に関して5百万トンを提出した）。

20.1.2 再生可能エネルギー証書（グリーン証書）

再生可能エネルギー源から生産された再生可能エネルギーの利用を促進するために、各EU加盟国は再生可能なエネルギー源から生産された電力の消費について国の目標を自ら設定した。発電源証明書は、電力網を通過する電力の再生可能エネルギー源を証明するものである。これらは再生可能エネルギー発電所の運営者によって売却され、再生可能エネルギー源の電力を利用したい顧客によって購入される。

国がその目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この証書に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスが採用する方法）。
- ・ 顧客への販売水準に応じて再生可能エネルギー証書の一定量を提出する義務を導入する（英国、イタリアおよびベルギーで実施している）。

再生可能エネルギー証書の仕組みは、以下に適用できる。

- ・ 義務対象外発電業者。当該義務が販売に適用される場合（EDF Renewables）。
- ・ 義務対象発電業者。当該義務が発電に適用される場合。
- ・ 電力販売も行う発電業者。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（EDF Energy、Edisonおよび Luminus）。

2021年12月31日現在、再生可能エネルギー証書の同日現在の提出義務に関し、基本的にEDF Energy（英国）およびLuminus（ベルギー）によって1,156百万ユーロの引当金が認識された。これらの義務の大部分は無形資産に計上された購入済み証書により填補されている。

英国は現在はEU加盟国ではないが、この制度には引き続き関係している。

20.1.3 省エネ証書

当グループは、すべての子会社において、欧州連合の指令および国内法を適用して国の法律が進める様々な施策によるエネルギー消費管理プロセスに従事している。

フランスでは、2005年7月13日付法律により、一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷気、家庭用燃料油および自動車用燃料）に省エネ義務を課す、省エネ証書制度が導入された。関係期間末において義務対象参加者は、義務付けられた省エネに対応する省エネ証書の提示が求められ、提示しない場合には制裁措置が適用される。これらの証書は、直接的または間接的に実施される省エネ操業の見返りとして獲得されるかまたは他の義務対象もしくは「適格な」経済的参加者から購入される。

当初2018-2020年の期間で計画されていたフランスの省エネ証書制度の第四期は、1年延長された（エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付法律2019-1147）（注記5.4.3を参照）。この第四期（2018-2021年）は2021年12月31日に終了した。省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）に関する政令2021-712は、2021年6月5日付官報にて公布された。

第四期において省エネ目標は大幅に引き上げられたが、EDFグループはその義務を、当局による第四期省エネ証書勘定の確定時までには達成した上で、更に第五期（2022年1月1日から2025年12月31日）を予め在庫をもって開始できる軌道にある。EDFグループには、この義務を履行するために3つの供給源が利用可能である。それは、消費者のエネルギー効率業務の支援（例えば、2021年度には222,000件の改修プロジェクトが完了した）、国が承認した省エネ・プログラムへの資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

英国では、例えば、EDF Energyが、特にPowershiftの柔軟性プラットフォームを通じ、企業のエネルギー、炭素およびコストの節約を可能とすることで企業のソリューションの探索および開発を支援している。

20.2 資産および負債の評価

20.2.1 環境問題を含む偶発事象および損失に対する引当金

原子力発電関連引当金は、核サイクル終了費用（使用済燃料および放射性廃棄物管理）引当金、発電所廃炉引当金および炉心核燃料引当金から構成されている。債務は各国の法規制ならびに関係する技術および業界のシナリオに応じて大きく変動する可能性がある。これらの引当金の詳細は注記15および17に記載されている。

環境計画関連引当金には温室効果ガス排出権、再生可能エネルギー証書および省エネ証書に対する引当金が含まれている。2021年度において、これらの引当金は2021年12月31日現在で合計1,572百万ユーロであった（2020年12月31日現在1,192百万ユーロ、注記17.2を参照）。

Ausimont SpA工業団地に関する紛争等、環境訴訟に関連する偶発債務も存在する。これらの負債は注記17.3に記載されている。

20.2.2 資産の評価

気候問題は、長期資産の評価に当たり、減損テストを通じて考慮される。当グループが事業を行う国において電力価格に使用される長期シナリオは、特にパリ気候協定で設定された、欧州の脱炭素目標の軌道と整合している（注記10.8を参照）。

当グループは、火力（ガス火力、石炭火力、石油火力）発電所の管理・運営を、主にフランスおよびイタリア、これより程度は少ないがブラジルおよびベルギー、ならびに現在は極めて限定的であるが英国（2021年度のウエスト・バートンB売却以来、注記3.1を参照）で行っている。2021年12月31日現在の関係資産の正味帳簿価額は50億ユーロであり、このうちフランスの資産は41億ユーロ、イタリアの資産は8億ユーロである。

フランス本土では、EDFの火力発電所群（CCGT、CTおよび石炭、正味帳簿価額19億ユーロ）による発電量が、2021年度のEDFの総発電量の約2.59%を占める。これらの発電所は、準ベースロードおよびピーク期間に稼働し、年間を通じて利用度が変動し、需給バランスに緊張がある場合におけるシステムの安全性に重要な役割を果たしている。

複数年エネルギー計画を適用した石炭火力発電の終了に伴い、ルアーブルの石炭火力発電所（0.6GW）は2021年4月1日に閉鎖され（注記10.3を参照）、コルドメ発電所は遅くとも2026年度に操業を停止する予定である。

EDFは、天然ガスCCGT発電所（ブレノ、マルティエグ、ブシャン）を現代化し、二酸化炭素、窒素酸化物および二酸化硫黄の大気排出を削減する予定である。特にブシャン発電所は、平均で約360g/kWhの二酸化炭素を排出している。

島部地域では、発電は主に石油火力発電所（正味帳簿価額22億ユーロ）およびこれより程度は少ないが水力発電所や再生可能エネルギー発電所により行われている。複数年エネルギー計画により要求される場合には、EDFは液体バイオマスを燃料とする新発電所の稼働ないし既存発電所のバイオ液体燃料への転換を行う予定である。

イタリアでは、Edisonの火力発電所はCCG発電所から成る。ガスに基づく発電の開発およびその再生可能エネルギー発電との統合を支援する「エネルギーおよび気候に関する国家計画」に従って、Edisonは2019年度に最初の新世代CCG発電所（780MW）の建設をマルゲラ・レヴァンテ用地で開始した。続いて2020年度には、プレゼンツァーノ（カンパニア州）にて、同じ技術を使用し環境への影響が少ない（二酸化炭素排出量は全国平均より40%低く、窒素酸化物排出量は70%削減される）未開発地プロジェクト（760MW）の工事を開始した。この2つの施設は、それぞれ2022年度および2023年度に運転開始する予定である。

20.3 持続可能な資金調達

20.3.1 グリーン・ボンド

2013年度以降、当グループは、再生可能エネルギー開発を支える目的で、87億ユーロ相当の6本のグリーン・ボンドを発行した。当グループは上記事業に年間約25億ユーロを投資している。

子会社であるEDF Renewablesによる新たな風力および太陽光発電プロジェクト建設への資金提供を主な目的とした2本のグリーン・ボンド発行（2013年11月に14億ユーロ、2015年10月に12.5億米ドル）の後、当グループは、フランス本土の水力発電資産の改修および近代化への投資にも資金提供するようにグリーン・ボンドの枠組みを拡大した。

この新たな枠組みは、最初に2016年10月の17.5億ユーロの発行に適用され、次いで2017年1月の2つのトランシェによる260億円の発行に適用された。当グループは、2020年度初頭にグリーン・ボンドの枠組みの範囲を更に拡大し、国外の水力発電資産、エネルギー効率プロジェクトおよび生物多様性保全プロジェクトにも利用可能とした。

2020年9月8日に、EDFは、2024年満期、額面価額約24億ユーロの当社の新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる無担保優先グリーン・ボンド（OCEANes Vertes）の画期的な募集を行った。

2021年11月23日に、当グループは、2033年満期、総額17.5億ユーロ、固定クーポン1%の優先グリーン・ボンドの発行を開始した。

グリーン・ボンドは当グループの借入金に含まれている（注記18.3.2を参照）。EDFのグリーン・ボンド発行による調達資金の配分は、法定監査人の一人により認証される。一括登録書類のセクション6.7を参照のこと（訳者注：原文の書類のセクションである）。

20.3.2 ソーシャルボンド（ソーシャル・ハイブリッド債）

2021年5月26日にEDFは、額面総額12.5億ユーロ、当初クーポン2.625%でEDFのオプションによる最初の償還日を2028年6月1日とするユーロ建て永久ソーシャル・ハイブリッド債の発行を開始した。

調達資金は、EDFグループのソーシャルボンドの枠組みにおいて定義する適格プロジェクトの資金に充当される。これらのプロジェクトには、欧州（英国を含む）における発電・配電資産の開発・保守に貢献する中小企業と契約した資本的支出が含まれる。資金提供の対象となるには、中小企業は、(1)従業員数250名未満、(2)年間売上高500万ユーロ未満ないし貸借対照表合計額43百万ユーロ未満、(3)グループに対する所有比率25%以下、の3つの基準を満たさなければならない。基準(3)によって、EDFの定義はEUの定義より制限されている。

国際資本市場協会（ICMA）が公表したソーシャルボンド原則へのソーシャルボンドの枠組みの準拠性は、2021年5月公表のセカンド・パーティ・オピニオンでS&P Globalにより認証された。EDFのソーシャルボンド・プログラムは、地域の責任ある発展および産業部門の責任ある発展に関する当グループのCSR目標と整合している。

これらの投資に係る暫定的影響報告書は、2021年11月10日にEDFグループのウェブサイト上で公表された。

EDFのソーシャルボンドにより調達された資金の配分は、法定監査人の1つにより監査を受けている（2021年度一括登録書類のセクション6.8を参照（訳者注：原文の書類のセクションである））。

これらの永久ソーシャル・ハイブリッド債は自己資本に計上されている（注記14.4を参照）。

20.3.3 ESG基準に連動する与信枠

EDFグループは、企業の社会的責任（CSR）に力強く取り組んでおり、非財務実績と財務戦略の間のより緊密な関係を提唱している。

当グループの持続可能な開発のパフォーマンスに連動する与信枠は、コスト調整メカニズムを組み込んでいる。

EDFは、20行超の銀行との40億ユーロの「グリーン」シンジケート与信枠を有しており、それは3つのKPI（直接二酸化炭素排出量、フランスの住宅顧客によるオンライン消費モニターツールの利用、EDFの軽車両の電化）に係る当グループのパフォーマンスに連動するマージン調整メカニズムを組み込んでいる。

2021年12月にEDFはまた、銀行9行と当初満期3年の15億ユーロの新たな「ソーシャル」与信枠に署名した（注記18.4を参照）。そのコストは、すべての利害関係者、即ち従業員、顧客、供給業者および当グループが事業を営む地域社会の利益となるEDFの公正かつ包括的移行原則に焦点を当てた4つのKPIに連動する予定である。

2021年度末において、当グループはまた、ESG基準に連動する15件の更新可能な二者間与信枠、総額38.4億ユーロに署名した。これは、一定のKPIに係る当グループのパフォーマンスまたは非金融格付機関による格付に基づくコスト調整メカニズムを組み込んでいる。

2021年12月31日現在、未使用のESG連動の更新可能与信枠（シンジケート与信枠を含む）は、総額93億ユーロ超ないしEDFグループの未使用与信枠全体の72%である（注記18.4を参照）。

選定されたKPIは、EDFグループの主要な環境コミットメント、主に2030年度までの温室効果ガス（二酸化炭素）排出量の50%削減、2050年度までのカーボンニュートラル達成のためのフランスと英国の石炭火力発電所の閉鎖、および2030年度までのEDFグループ全体の車両電化の完了、を反映している。消費モニターツールへの注目は、ニーズに適したエネルギー・ソリューションを顧客に提供するという当グループの目標を反映している。

20.4 脱炭素投資

2021年度において、当グループはその総事業投資プログラムを継続した。投資額は183億ユーロであり、無形資産および有形固定資産への総投資176億ユーロ（注記4および10.7を参照）ならびに総金融投資7億ユーロを含んでいた。

2021年度において、当グループの投資の94%近くはネットゼロの軌道に乗り（2020年度94%）、このうち50%が原子力部門に関する投資であった（2020年度51%）。2021年12月31日現在の当グループの投資の40%は、欧州の持続可能タクソノミに従っている（2020年12月31日現在は2020年3月のTEG（テクニカル専門家グループ）報告書に基づく方法を適用して43%）。これは特に、電力網、再生可能エネルギー生産（水力発電、太陽光発電、風力発電）、ならびに一定のエネルギー・サービスへの投資を含んでいた（当グループの2021年度一括登録書類のセクション3.8.3「タクソノミに係る詳細」の非財務成績報告書に記載されている（訳者注：原文の書類のセクションである））。

EDFはまた、新事業への投資を通じてエネルギー移行の一当事者となっている。イノベーション&パルス・プログラム部門（DIPP）が、EDFグループの新たな成長手段を引き出し、開発するために2021年度に設立された。同部門は、革新に特化した新興企業およびベンチャーキャピタル・ファンドへの投資（EDF Pulse Venturesプログラム）、ならびに社内起業プロジェクトの開発（EDF Pulse Incubationプログラム）により、その目的を追求している。これらのプログラムは既に様々な形で存在し、例えば大型輸送業界のニーズに対応して水電解により製造される低炭素水素を製造・販売するHynamicsの2019年度における設立など、この10年間で当グループにより子会社数社が設立された。

当グループの存在意義（raison d'être）はまた、フランスの長期原子力費用の資金確保のために保有する専用資産ポートフォリオ（2021年12月31日現在375億ユーロ）に適用される管理方針、ならびに3つの点（国連の責任投資原則の遵守、人権に関する主要な国際条約の尊重および責任投資に関する年次報告）に焦点を当てた責任投資家憲章の導入にも表れている。この憲章は、直接管理される資産と、委任管理契約の下で専門会社により管理される資産の両方に適用される。

20.5 環境および気候保護のための費用

当グループは、例えば以下の行動を通じて、環境問題に取り組むコミットメントを継続している。

20.5.1 研究開発（R&D）

2050年度までのカーボンニュートラルの目標および、電力がフランス経済の脱炭素化のための主要な手段である事実を考慮すると、研究開発は、電力、気候、デジタルおよび社会の移行において極めて重要な役割を有する。

2021年度に、EDFグループの研究開発予算総額は661百万ユーロであり、EDFの研究開発予算の99%がネットゼロ目標の達成およびエネルギー・システムの移行に充てられている。

研究開発予算は、特にエネルギー効率、化石燃料に基づくエネルギーの代替としての電力利用、再生可能エネルギーとそれらの電力網への統合、エネルギーの貯蔵と生産、無炭化水素とその経済脱炭素化への応用、持続可能な都市、気候変動の地域的影響、ならびにその他の、生物多様性、水質およびあらゆる形態の汚染の緩和等の環境問題の研究に向けられている。

電力貯蔵、エネルギー性能診断方法の向上、都市の冷暖房ネットワーク技術の改善、生態学的移行に関連する研究を共有するためのプラットフォーム、および原子力発電所の安全性向上に関する研究は、特に欧州連合からの公的助成金によって支えられている。

研究開発費に関する会計原則および会計処理方法は注記10.2に記載されている。

20.5.2 環境および気候保護のためのその他の費用

会計原則および会計処理方法

環境および気候保護のためのその他の費用とは、当グループの業務に起因するかその可能性がある破壊の防止、削減または修復のために発生する識別可能な費用である。これらの費用は、以下のように処理される。

- ・ 将来の破壊の防止もしくは削減、または資源保護のために生じたものである場合には資産計上される（例えば、回遊魚の移動を容易にする構築物、排水処理設備等のための費用）。
- ・ 年度末現在で存在する債務に対応する費用であって、当該費用により報告日現在で資源の流出が発生する可能性が高いか確実である場合には、環境負債および環境リスク引当金の増加として計上される。

- ・ 環境問題、環境管理、環境税、廃水・廃ガスおよび非放射性廃棄物の処理、または、投資に関係しない調査を担当する部署の営業費用である場合には費用計上される。

当グループのすべての機能、従業員、業務およびプロジェクトは、環境に責任を負える企業であるというEDFの目的を達成するために動員される。関連する取り組みの一部は以下の通りである。

生物多様性への取り組み

EDFグループは、2006年度から生物多様性への取り組みに注力しており、現在その生物多様性目標は、*Entreprises engagées pour la nature*（自然保護に取り組む企業）および「Act4nature international」の2つのイニシアチブを通じて行われた正式なコミットメントに反映されている。これらの自発的コミットメントには、生物多様性の主要な圧力ポイント（IPCCの生物多様性版に相当するIPBESにより識別された）への寄与の削減、生物多様性に好ましい空間や条件の再現、知識の更なる向上と共有、生物多様性ガバナンスの強化、ならびに従業員の意識向上等を目的とした約20の行動が含まれる。

これらのコミットメントに加えて、当グループは2013年度から2021年度の間に、（EDF Hydroおよびその水力発電業務を通じて）フランス本土の生態学的に敏感な場所（水および水域環境に関する国内法の目的で「リスト2」の場所）において、魚道および魚梯を設置し川の堰を撤去して魚の回遊を促進するために55件超の業務を実施した。

従業員および車両電化への取り組み

当グループは、その環境および気候に関する目標に沿って、従業員の意識を高め、環境および持続可能な開発の問題について従業員を教育するよう努めている。2021年度には、環境管理、基準および規制ならびに環境分析のコースから構成される「環境および持続可能な開発」研修を、3,593名のEDF SAの従業員に対し24,683時間の研修時間にて提供した。

加えて、社内研修後にボランティア従業員が直接またはオンラインで主導した「気候大学」共同ワークショップのグループ・レベルでの展開により、22,000名の従業員が気候混乱の問題についてより深く認識できるようになった。

フランスのグループとして初めてEV100イニシアチブに署名したEDFは、2030年度までの保有軽車両の完全電化をコミットした。2021年度末までに、軽車両数は全世界で45,000台近くなり（特に欧州）、17.3%超が既に電化済みであった（電気自動車7,750台超、2020年度末から2,100台超の増加）。EV100イニシアチブへの参加は、車両供給業者からの競争力ある申し出やEDFグループ子会社が販売する充電サービス提供にアクセス可能となることから、当グループ従業員のエネルギー消費管理や二酸化炭素排出量削減の奨励にもなる。

2021年度について、車両電化の指標は、保有車両につきそれぞれEDF SAの利益分配基準の20%およびEnedisの利益分配基準の10%を占める。

注記21. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2021年12月31日現在の当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与および受取）を示している。コミットメントの金額は割引前の契約価額に相当する。

21.1 コミットメント（付与）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（付与）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

（単位：百万ユーロ）	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	21.1.1	54,268	42,235
投資コミットメント（付与）	21.1.2	16,996	16,494
資金供与コミットメント（付与）	21.1.3	5,837	5,536
コミットメント（付与）合計		77,101	64,265

ほぼすべての場合、これらは双務契約であり、関連する第三者が、営業、投資、財務活動に関連して当グループに資産またはサービスの供給を行う契約義務を負っている。

21.1.1 業務コミットメント（付与）

当グループが付与した業務コミットメントは以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
燃料およびエネルギー購入コミットメント*	37,908	24,715
業務契約履行コミットメント（付与）	16,047	17,151
借手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	313	369
業務コミットメント（付与）合計	54,268	42,235

* ガス購入および関連サービスを除く。

21.1.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、当グループは、電力、ガス、その他エネルギーおよびコモディティ、ならびに核燃料を最長で20年間購入する長期契約を締結している。

当グループはまた、一定数の発電業者との間で、発電所の資金拠出により長期購入契約を締結している。

2021年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は、以下のように到来する。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在					2020年12月 31日現在
	期限					合計
	合計	1年未満	1－5年	5－10年	10年超	
電力購入および関連サービス(1)	24,557	4,495	6,871	4,882	8,309	10,574
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	346	82	159	105	-	308
核燃料購入	13,005	1,585	5,620	4,337	1,463	13,833
燃料およびエネルギー購入コミットメント	37,908	6,162	12,650	9,324	9,772	24,715

(1) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2021年12月31日現在487百万ユーロ（2020年12月31日現在533百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記21.1.1.1.4を参照）。

21.1.1.1.1 電力購入および関連サービス

2021年12月31日現在の電力購入コミットメントは主にEDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、これらのコミットメントの多くはバガスおよび石炭を使用して発電された電力を購入するコミットメントを行っている島部エネルギー・システム（SEI）向けである。

当年度中の変動は、特に（英国沖のソフィア洋上風力発電所の運転開始後に発電予定の再生可能エネルギー向け）RWEとの15年電力購入契約に署名後の電力価格の上昇および関連する数量の増加によってEDF Energyの購入コミットメントが120億ユーロ増加したことに主に起因する。EDFおよびLuminusの購入義務の20億ユーロの増加は、当年度中を通じた数量の増加および契約価格の上昇によるものである。

上記の義務に加え、また、2000年2月10日付法律第10条に基づいて、フランス本土でEDFは、発電会社の要請により、また、一定の技術的特徴への準拠を条件として、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所および小型水力発電所、太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務を負っている。この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2021年度の合計は54TWh（2020年度は59TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2020年度は7TWh）、風力発電に係るもの25TWh（2020年度は31TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2020年度は11TWh）および水力発電に係るもの4TWh（2020年度は4TWh）が含まれている。

21.1.1.1.2 その他エネルギーおよびコモディティ購入

その他エネルギーおよびコモディティ購入コミットメントは、主としてDalkiaが事業の過程で使用するバイオマス燃料購入に関係している。

21.1.1.1.3 核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFグループの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

21.1.1.1.4 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは主にEdisonおよびEDFによって引き受けられている。2021年12月31日現在の両社に関する数量は以下の通りである。

(単位：10億立方メートル)	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
Edison	137	13	48	76	124
EDF	23	2	7	14	26

ガス購入契約

Edisonは、ロシア、リビア、アルジェリア、アゼルバイジャンおよびカタールからの年間総供給量134億立方メートルを上限とする天然ガス輸入契約を締結している。これらの契約の残存期間は、1年から23年の多様な期間となっている。

アルジェリアとの契約は2019年度に更新され、2027年度までの年間10億立法メートルとされた。ロシアとのガスに関する長期契約は2019年度に終了し、Edisonは、2020年度、2021年度について、次いで2022年度について10億立法メートルの新規契約に署名した。

EDFは、2020年5月から20年間に係る年間0.7百万トンのLNG供給（天然ガス年間10億立法メートル）に関する米国からのLNG輸入契約を締結している。

2020年度にEDFは、ノルウェーからの30億立方メートルに関する5年間の新規契約に署名した。

一部の契約には、実際に当該量のガスの引渡しを受けたか否かにかかわらず、毎年ガスの下限量の支払を購入者に約束する「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。

ガス関連サービス契約

Terminale GNL Adriaticoとの間の契約では、Edisonはまた、2034年までそのターミナルの再ガス化能力の約80%の便益を受ける。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFは、每期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年までそのターミナルの再ガス化能力の約61%の便益を受ける。この契約については、不利な契約に係る引当金が計上されている。

その他のコミットメントおよびリスク

Edisonは、米国からのLNG供給契約（年間1百万トン）に署名している。この契約による引渡しは2023年度にしか開始されない。

21.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2021年12月31日現在、これらのコミットメントの期限は以下のように到来する。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
業務保証（付与）	8,693	3,019	2,270	3,404	9,185
業務購入コミットメント(1)	7,173	4,069	2,433	671	7,720
その他の業務コミットメント	181	46	73	62	246
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	16,047	7,134	4,776	4,137	17,151

(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。

(2) 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2021年12月31日現在1,928百万ユーロ（2020年12月31日現在1,714百万ユーロ）を含む。

事業の過程で、当グループは、通常、銀行を仲介として、契約履行保証を行っている。

業務保証は、2021年12月31日現在、主に、EDF Renewablesがその開発プロジェクトに関連して付与した保証と、EdisonおよびEDFが付与した保証から成っている。

これらの保証の変動は、基本的に、受託者の方法とIAS第19号に基づく場合の英国の年金債務の額における差を填補する当グループの保証が2021年12月31日に署名され、2022年1月から適用された新契約へと繋がった再交渉を受けて終了したことによる。これはまた、開発中のEDF Renewableの新プロジェクト（特に米国）ならびにEdisonおよびFramatomeの事業活動の過程における新たな保証の取決めにも起因する。

21.1.1.2.1 業務保証（付与）

業務保証（付与）の内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
EDF Renewables	3,024	2,447
Edison	1,882	1,657
EDF	1,228	2,496
Framatome	1,087	573
EDF Energy	571	1,055
その他の企業	901	957
合計	8,693	9,185

21.1.1.2.2 業務購入コミットメント

業務購入コミットメントの内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
EDF	3,360	3,524
Framatome	1,399	1,659
Enedis	794	845
EDF Renewables	544	391
EDF Energy	381	591
その他の企業	695	710
合計	7,173	7,720

21.1.1.3 借手としてのリース・コミットメント

2021年12月31日現在、借手としてのリース・コミットメントの内訳は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在
	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
借手としてのリース・コミットメント	313	55	146	112	369

残存しているオフバランスシート・リース・コミットメントは、以下の通りである。

- ・ IFRS第16号を適用して認識を免除されるリース。関連する金額は、2021年12月31日現在、合計204百万ユーロである（2020年12月31日現在191百万ユーロ）。
- ・ 当グループにまだ利用可能となっていない資産のリース（主に建設中の不動産およびLNGタンカー）。使用权資産およびリース負債は、当該リース資産が利用可能となった時点で、貸借対照表に認識される。関連する金額は、2021年12月31日現在、合計109百万ユーロである（2020年12月31日現在178百万ユーロ）。

21.1.2 投資コミットメント（付与）

2021年12月31日現在の投資コミットメントの詳細は、以下の通りである。

2021年12月31日現在	2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	期限				合計
	合計	1年未満	1－5年	5年超	
有形および無形資産購入関連コミットメント	15,905	8,566	6,921	418	15,625
金融資産購入関連コミットメント	929	84	734	111	716
投資に関連するその他のコミットメント	162	128	34	-	153
投資コミットメント（付与）合計*	16,996	8,778	7,689	529	16,494

* 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2021年12月31日現在194百万ユーロ（2020年12月31日現在212百万ユーロ）を含む。

21.1.2.1 有形および無形固定資産購入関連コミットメント

有形および無形固定資産購入関連コミットメントは以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
EDF	4,109	4,284
EDF Energy	6,346	5,966
Enedis	2,568	2,461
EDF Renewables	1,431	1,369
Framatome	520	462
その他の企業	931	1,083
合計	15,905	15,625

有形および無形固定資産購入に関連して付与されたコミットメントの増加は、EDF Energy（主にユーロに対する英ポンドの大幅な上昇による）、Enedis（電気設備の購入コミットメントの増加と、リンキー・メーターの一般展開が現在は終了したことによるコミットメント減少の組み合わせ）、ならびにEDF Renewables（米国、英国およびフランスの新規プロジェクトの開発が、特に米国の太陽光発電所および風力発電所の進捗および運転開始により相殺された）により付与されたコミットメントの増加によるものである。Edisonにより付与されたコミットメントの減少は、プレゼンツァーノおよびマルゲラ・レヴァンテの2か所の新世代CCGT発電所建設の進捗に関係している。

21.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

評価できない主な株式購入コミットメントはLuminusに関係している。

Luminusは、2015年10月26日に修正株主協定に署名しており、そこでは、同社の少数株主が保有する投資について、EDFの支配下にある一定の条件下で、その株式のIPOを通じた売却または当グループによるその株式の市場価格での購入に帰結しうる流動性条項を定めている。この流動性条項は、2018年7月1日から2025年12月31日まで、随時有効である。

EDF Investissements Groupe (EIG) への投資について、C3 (EDFの完全子会社)とNBI (Natixisグループの子会社であるNatixis Belgique Investissement) は、EIGに対する両社の投資に関する契約を、2018年12月19日に修正した。

C3は、現在、NBIが保有するEIG持分を固定価格で購入するコール・オプションを有しており、これは2026年5月まで随時行使可能である。一方、NBIは自らのEIG持分を固定価格の現金ですべてEDFに売却できるプット・オプションを有しており、これは一定の条件下で2024年2月から2025年5月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第32号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3のコール・オプションはデリバティブとして扱われ、その正味価額が、トレーディング・デリバティブの正または負の公正価値に含められている。2021年12月31日現在、これらのトレーディング・デリバティブの公正価値は重要ではなかった。

金融資産購入関連コミットメントの増加は、特に投資ファンド「Fonds France Nucléaire」をEDFが国と折半で引き受けたことを反映している。このファンドは、2023年度までの投資目標を総額200百万ユーロとしており、EDFと国がそれぞれ50百万ユーロを拠出した。

「Fonds France Nucléaire」の目的は、国の復興計画「フランス再興」の一環として、原子力産業における中小企業や中堅企業の成長を支援するための投資を行うことであり、同計画を通じてフランス政府は、産業施設の近代化および技能強化から研究開発まで、原子力産業の様々な側面に対して470百万ユーロの資金を提供している。

Framatomeは2021年11月8日に、Rolls-Royce Civil Nuclear Instrumentation & Control (I&C)の取得を完了した（注記3.1を参照）。

21.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2021年12月31日現在の投資に関係するその他のコミットメント（付与）は、主に、ブラジルのテレスピレス川の水力発電ダムを担当する会社であるCESに対する51%投資に関連してEDF Norte Fluminenseによって付与された保証から構成されている。

21.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2021年12月31日現在の当グループによる資金供与コミットメント（付与）は、以下のものから成る。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
不動産担保権	3,986	1,739	474	1,773	4,179
借入金関連保証	1,265	30	668	567	949
その他資金供与コミットメント	586	478	31	77	408
資金供与コミットメント(付与)合計*	5,837	2,247	1,173	2,417	5,536

* 被支配企業から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2021年12月31日現在1,597百万ユーロ（2020年12月31日現在1,156百万ユーロ）を含む。これらの共同支配企業への資金供与コミットメントは主にEDF Renewablesに関連している。

担保権および保証として提供された資産は、主として、EDF Renewablesに関する、有形資産の担保権または抵当権、および有形固定資産を所有する連結子会社への投資を表す株式に関係する。

借入金関連保証は、基本的にEDF Renewablesがそのプロジェクト・ファイナンスのために提供する保証である。

21.2 コミットメント（受取）

以下の表は、評価されている当グループのオフバランスシート・コミットメント（受取）を示している。その他のコミットメントの詳細については、別途注記に記載している。

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	21.2.1	9,065	8,108
投資コミットメント（受取）	21.2.2	609	132
資金供与コミットメント（受取）	21.2.3	18	31
コミットメント（受取）合計(2)		9,692	8,271

(1) エネルギーおよび関連サービスの供給に関連するコミットメントは除外している（注記21.2.1.4を参照）。

(2) 注記18.4に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

21.2.1 業務コミットメント（受取）

2021年12月31日現在の当グループの業務コミットメント（受取）の内訳は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
貸手としてのオペレーティング・リース・コミットメント	661	116	309	236	711

業務販売コミットメント	6,360	1,704	3,372	1,284	5,903
業務保証（受取）	1,991	1,112	274	605	1,444
その他の業務コミットメント（受取）	53	25	16	12	50
業務コミットメント（受取）	9,065	2,957	3,971	2,137	8,108

21.2.1.1 賃手としてのオペレーティング・リース・コミットメント

2021年度において、当グループは賃手としてのオペレーティング・リース・コミットメントから661百万ユーロの利益を得ている。これらのコミットメントは主に独立系発電所プロジェクト（IPP）および不動産リースに関連している。

21.2.1.2 業務販売コミットメント

業務販売コミットメント（受取）は、エネルギー引渡しを除き、基本的に、Framatomeで出来高基準により計上される契約を通じて行われる確定注文（建設およびエンジニアリング契約）およびEDF Renewables（運営サービス、保守サービス、ならびに、仕組資産の開発および売却契約）に関連している。

21.2.1.3 業務保証（受取）

業務保証（受取）は、主にFramatomeに関連しており、特にARENH引渡しに関連して供給業者から保証を受ける、EDFの原子力発電所への供給および技術支援契約に関連している。

21.2.1.4 電力供給コミットメント

EDFグループは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ 新電力市場組織に関するフランスの「NOME」法の実施により、EDFは、2025年12月31日まで「従来型の」原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2020年1月1日以後、毎年150TWhを上限とする電力を対象としている（注記23を参照）。

21.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	609	416	193	-	132

投資および／または売却コミットメント（受取）の増加は、買戻契約に基づくEDF保有株式の譲渡に関して受け取った保証に起因する。

21.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在				2020年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	18	2	16	-	31

注記22. 関連当事者

会計原則および会計処理方法

関連当事者には、フランス政府、政府が持分の過半数を所有する会社およびその会社の一定の子会社、ならびにEDFグループが共同支配するか、または重要な影響を与える会社が含まれる。これにはまた、当グループの経営および統治機関の構成員が含まれる。

関連当事者との取引の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	関連会社 および共同支配企業		共同支配事業		フランス政府 または国有企業*		グループ合計	
	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2021年 12月31日	2020年 12月31日	2021年 12月31日	2020年 12月31日
	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
売上高	797	355	-	-	2,501	2,082	3,298	2,437
エネルギー購入	4,196	3,885	2	1	2,441	2,114	6,639	6,000
対外購入	16	13	7	7	343	348	366	368
金融資産	160	179	-	-	-	-	160	179
その他の資産	844	495	-	-	630	593	1,474	1,088
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,367	1,114	1	1	623	600	1,991	1,715

* 税金および社会保障負債ならびにCSPE債権を除く。

22.1 連結範囲に含まれる企業との取引

主要な関連会社（CTE（RTE所有会社）およびTaishan）との間の取引については注記12に記載している。

その他の関連会社、共同支配企業および当グループとの間の共同支配の取決めにおけるパートナー企業との取引は、主に売上高およびエネルギー購入から構成されている。

22.2 フランス政府および国有企業との関係

22.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2021年12月31日現在EDFの資本の83.88%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFグループは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）または議会による監査、およびフランス財務監督局（*Inspection Générale des Finances*）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みの設定を目的としたものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

22.2.2 ENGIEとの関係

EnedisとGRDFは、フランスのエネルギー法第L.111-71条に定める共通サービス機能を共同で担っている。ガス配送および配電セクターにおけるその任務は、発電所の建設、現場のプロジェクト管理、ネットワーク運営および保守に関連する作業、ならびに計測業務である。このサービスは、それ自体が法人格を持つものではない。

EnedisとGRDFは、このサービス機能における彼らの関係、権限、結果として生じた費用の分担を定めた契約により拘束されている。当該契約は無期限であり、18か月前の通知を条件にいつでも解約でき、その場合には当事者は通知期間中に契約を再交渉することを引き受ける。当該契約は定期的に更新される。

EnedisとGRDFは、この契約の終了を目的として両社の混合業務を数年間にわたり段階的に再編してきた。

- ・ 2014年度に各社は、自社メーターの読取りおよび自社メーターパネルの作業実施に責任を負うこととなった。
- ・ 2018年度には一定の支援業務（車両運搬具および機械、訴訟および保険、研修および採用、事務用購買）を分離し、混合企業2社を創設した。1社は、雇用契約、調査および医療/社会保険に関する事項を扱い、もう1社は、ITおよび通信オペレータ会社である。

2021年7月、2020年度に開始した作業の完了に伴いガバナンス委員会は、残存する混合企業4社、即ちITおよび通信事業者、人事および医療／社会問題サービス、国家会計ユニット、ならびに「サーバル」事業物流ユニットを現代化するプロジェクトの開始を決定した。この決定を受けて、関係するすべての従業員が参加して同プロジェクトの詳細な調査が開始され、従業員との協議が開始された。

コルシカ島のアジャクシオ市およびバステリア市におけるLPG配送および供給の共通サービスに関して、ENGIEは2020年10月にEDFに対し、コルシカ島におけるLPG業務を終了することを検討している旨を通知した。

フランスの2022年度財政法第96条は、国に対し、LPG配給網の電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を、公式命令で定める最長20年の期間にわたり負担することを認めている。

この措置は、現在のところEDFに影響を与えない。最終的には、LPG配給事業の終了と電力利用への転換の見通しから配電網強化のための投資が必要となる。

22.2.3 公的企業との関係

EDFグループの公的企業との間の関係は、主として、IHAREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：Orano Miningの契約

- ・ フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）との間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記15.1.1.1に記載されている。

22.3 経営者報酬

当グループの主要な経営および統治責任者は会長兼最高経営責任者、執行委員会委員（2021年度中継続して、または期中に執行委員会に参加した場合にはその任命日以降）、および取締役である。従業員を代表する取締役は職務に対する報酬を受け取っていない。

EDFおよび被支配会社によって当グループの主要な経営および統治責任者に対して支払われた2021年度の報酬総額は12.3百万ユーロ（2020年度11.9百万ユーロ）であった。この金額は、短期給付（基本給、業績連動報酬、利益分配および現物給付）、該当する場合には特別IEG雇用後給付および対応する雇用者拠出分に加えて取締役報酬をカバーしている。

EDFの主要な経営および統治責任者は、契約による交渉によらない限り、特別年金制度、就任時賞与または退職金受給権の給付を受けていない。

注記23. 後発事象

例外的な規制措置およびフランスにおける原子力発電の見通し

例外的な規制措置

フランスは、電力市場価格の高騰に鑑み、2022年2月1日付の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを、2021年8月1日付施行の料金に比べ最大4%（税込み）に制限する「上限料金」を導入した。この上限料金は2022年度財政法（2021年12月30日付法律2021-1900）第2条に基づいている。

- ・ 第29条に基づいて、2022年2月1日から、すべての顧客（規制料金または市場価格契約に係る住宅および事業顧客）に対してTICFE税（またはCSPE）の引下げが適用される。ただし、法定最低水準（住宅および小規模事業顧客について1ユーロ/MWh）は維持されなければならない。この引下げは、2023年1月31日までのエネルギー引渡量に適用される。新たなTICFE料金は政令で定められている。
- ・ 第181条に基づいて、TICFEの引下げにもかかわらず、CREが、2021年12月31日付施行の料金に比べ4%（税込み）超の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを提案する場合には、フランス政府は、エネルギー法の免除として、当該提案に異議を唱え、経済およびエネルギー担当大臣の共同決定により規制販売料金および地方配電会社への販売料金をより低い水準に設定できる。これが起きた場合、当該法律は、2022年度のEDFの逸失利益を12か月間に平準化して填補する目的で、2023年度の規制販売料金の事後的キャッチアップ調整を規定している。同条はまた、規制料金による提供について地方配電会社が、市場価格による提供について電力供給業者が負担した損失を補償するメカニズムも導入している。

2022年1月13日にフランス政府はまた、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための更なる例外的措置についても発表した。その具体的な実施の詳細は未発表であるが、主な措置の一つは、2022年4月1日から12月31日までの期間にわたり20TWhの追加量を46.2ユーロ/MWhで2022年度向けARENH制度に帰属させることである。2022年1月に発表されたこの措置は、当グループに2つの影響を与える。i) この20TWhのARENH量を他の供給業者への引渡しのために購入する必要があり、これは現在の市場価格を前提として極めて大きなマイナスの価格効果を伴う。ii) 2022年度の規制販売料金算定に使用される「コストスタッキング」方式の市場価格部分に関するARENH部分の増加は、規制料金および市場価格契約の両方の顧客に対する販売価格の引下げを誘発することになる。

この追加措置はまた、フランス本土および非相互接続地域の規制料金に引き続き適格な非住宅顧客向け規制料金の4%（税込み）の引上げ制限の延長にも関連している。

2022年1月13日付プレスリリースにおいて、当グループは、フランス政府が発表した2022年度の電力料金上昇を抑えるための措置を確認した。当グループは、現段階で財務的影響を正確に算定することはできないと表明した。プレスリリース日現在で当グループが入手可能な情報に基づき、これらの措置が実施されなかった場合と比較して、これらの措置がEDFの2022年度のEBITDAに与える影響は、2021年12月31日現在の市場価格に基づき約84億ユーロ、2022年1月12日現在の市場価格に基づき約77

億ユーロと見積もられた。EDFは、EBITDAへの最終的な影響は実施期間中の市場価格に依存する旨、およびこの見積りの調整につき可及的速やかに、かつ定期的に情報を公開する旨を表明した。一方でEDFは、2022年度の純金融債務／EBITDAガイダンスを撤回した。

当グループはまた、貸借対照表構造を強化するための適切な措置および当グループの利益を守るためのあらゆる手段を検討する予定であることも表明した。

2022年1月18日付決定においてCREは、2022年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.4%（税抜き44.5%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.9%（税抜き44.7%）の引上げを提案した。この引上げ案は、主にエネルギー市場の大幅な価格上昇に起因する。2022年1月28日付政令2022-84で確認されたTICFEの最大引下げ幅を考慮した場合には、この提案は、住宅顧客向け「青色」料金の20%引上げ（税込み）および非住宅顧客向け「青色」料金の20.9%引上げ（税込み）であった。上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は2022年1月28日付料金命令を通じて住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み4%（税抜き24.3%）、非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み4%（税抜き23.6%）に設定し、同命令は2022年1月30日付官報に公布され2022年2月1日から施行された。

CREは、フランス本土の住宅顧客向け新「青色」料金の結果、平均価格（税抜き）はCREの料金提案に基づけば57.2ユーロ/MWhであったが、2022年1月28日付料金命令を適用して31.2ユーロ/MWhになると言明した。2022年度財政法第181条に準拠して、当該差額は2023年度のキャッチアップ調整により填補され、市場価格契約の住宅顧客向け供給業者および地方配電会社は2022年2月1日から補償を受ける権利を有する。CREはまた、2022年度のARENH追加量の影響も後日評価すると表明した。これは、2023年度に予定されているキャッチアップ調整および財政法第181条に規定する供給業者補償を減少させるものであった。

英国政府もまた、2022年度において、英国の消費者に対するエネルギー価格危機の影響を抑えるために様々な措置を講じている。2022年2月3日に英国のエネルギー規制当局であるOFGEMは、2022年4月から続く6か月間に適用される標準変動料金（SVT）につき新たなエネルギー価格上限を発表した。発表された54%の引上げは、標準的消費者プロファイルに関して平均で年間+693英ポンドのコストに相当すると見積られる。英国政府は、この家計負担を軽減するために、i)2022年4月から家計の80%につき地方税150英ポンドの払戻し、ii)2022年10月に供給業者が適用し、その後2023年から5年間にわたり消費者が40英ポンドの分割で支払うエネルギー費用200英ポンドの減額、という措置を並行して発表した。その間の関連費用は国が賄う。

フランスにおける原子力発電の見通し

2022年1月13日にEDFは、EDFのフランスの原子炉5基の停止期間延長を受けて、2022年度のフランスの原子力発電量予測を330-360TWhから300-330TWhに更新した。シヴォー原子力発電所の原子炉1号機の10年検査の一環として計画された予防保守点検中に、安全注入系（SIS）回路の配管の接合部近くに数か所の欠陥が発見された。その後、シヴォー2号機、ショー1号機およびショー2号機の原子炉について予防点検が実施された。その結果、シヴォー2号機およびショー2号機の原子炉で同様の欠陥が発見された。ショー1号機原子炉の点検および専門家による評価は現在進行中であり、完全な評価が完了するまで継続される。パンリー原子力発電所の原子炉1号機の10年検査中に実施された予防保守点検でも、SIS回路に同様の欠陥が発見された。

点検の実施ならびに技術的解決策の検証および実施に起因して、EDFは、シヴォー1号機、シヴォー2号機、ショー1号機、ショー2号機およびパンリー1号機の原子炉の保守停止期間を延長した。原子力発電所全体に対する管理プログラムは、初期分析からの経験を入手の都度織り込みながら現在開発を続けている。

フランスの原子力発電所に対する管理プログラムの一環として、2022年2月7日にEDFは、2022年度の原子力発電量予測を300-330TWhから295-315TWhに改定し、現在340-370TWhとしている2023年度のフランスの原子力発電量予測も可及的速やかに更新すると表明した。

2022年2月11日にEDFは、2023年度のフランスの原子力発電量予測を340-370TWhから300-330TWhに更新した。この予測は、以下を考慮している。

- ・ 10年検査6件を含む44件の保守および検査のための原子炉停止に加えて、2022年度に開始され2023年度まで続く2件の計画停止を伴う重い産業プログラム。
- ・ 応力腐食現象の影響を受ける可能性のある配管に係る管理・修理プログラムの継続（現在進行中）。

上述の規制上の措置およびフランスの原子力発電量に関する新たな予測は、2022年度以後の当グループの財務諸表に重要な影響を与えるが、2021年12月31日現在の財務諸表には影響を与えない（特にフランスー発電と供給に係る注記10.8を参照）。

GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約の締結

EDFとGEは、2022年2月10日に、EDFがGE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約に署名したことを発表した。提案されているこの取引により、GE Steam Powerの原子力蒸気タービン技術およびサービスに関する専門知識と、EDFの原子力部門への取り組み強化を合わせることで、EDFグループ内に業界をリードするグローバルな蒸気タービン機器およびサービスのプロバイダーが誕生することになる。現在、GE Steam Powerの原子力蒸気タービンは、EDFのフランス国内の全原子力発電所を含む、世界の原子力発電所の半数に設置されている。

当該取引案には、GE Steam Powerの現在稼働中の蒸気タービンで世界最大出力の「アラベル」タービンを含む新設の原子力発電所向け従来型島設備や、既存の原子力発電所向け保守およびアップグレードが含まれる。また、当該取引には、EPRおよびEPR 2（欧州加圧水型原子炉）やSMR（小型モジュール型原子炉）など、将来の原子力発電所向けの蒸気タービン技術も含まれる予定である。

GEは、サービスに特化した蒸気動力事業を保持し、米州地域の100GW超の原子力タービン島にクラス最高のサービスを提供し続け、また、カナダ初の商用グリッドスケールSMRを配備する原子炉島の主導的なライフサイクル・プロバイダーであるGE Hitachi Nuclear Energyも保持する。GEは、引き続き原子力部門に注力し、今日のエネルギー移行において重要な役割を果たす次世代技術への投資を継続する。

当該取引案の対象範囲に含まれる原子力事業およびチームは、約15か国に拠点を置き、ベルフォールやラ・クールヌープ等のGE Steam Power製造拠点を含むフランスに従業員の70%近くが配置されている。

当該取引案の財務的詳細は開示されなかった。当該取引案は、従業員代表との協議および、規制上の審査を含む通常の取引完了条件を満たす必要がある。当該取引は2023年度上半期に完了する見込みである。

行動計画の立ち上げ

2022年1月13日に発表した通り、EDFは2022年2月17日の取締役会において行動計画を提示した。この計画は、2022年度初頭の事象を踏まえて、EDFの貸借対照表構造を強化するために策定されている。この計画は、原子力と再生可能エネルギーのバランスの取れた組み合わせに基づき、エネルギー効率の高いサービスを開発し、更なるイノベーションを顧客にもたらすという当グループの戦略の継続を目指している。

この戦略の資金調達のために、EDFは以下を計画している。

- ・ 市場の状況に応じ、優先引受権を維持して、可及的速やかに取締役会に増資の議案を提出する。この増資により約510百万株の新株が発行され、発行プレミアムを含む総額は約25億ユーロとなる予定である。
 - ・ 2022年度および2023年度の配当について株式による配当オプション（株式による支払）を提案する。
- EDFの筆頭株主であるフランス政府は、これら2点に係る自らの立場を取締役に通知しており、これについては別情報にて取り扱われる予定である。
- ・ 2022年度から2023年度、2024年度にかけて、総額約30億ユーロの売却を完了する。

注記24. 法定監査人の報酬

以下の表は2021年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

(単位：千ユーロ)	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額（税抜）	%	金額（税抜）	%
監査一個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー				
EDF	2,840	27.9	2,942	15.9
被支配企業(1)	5,033	49.4	14,276	77.3
小計	7,873	77.2	17,218	93.2
非監査サービス(2)				
EDF	832	8.2	520	2.8
被支配企業(1)	1,493	14.6	735	4.0
小計	2,325	22.8	1,255	6.8

合計	10,198	100	18,473	100

- (1) 連結損益計算書に監査人報酬が含まれている完全連結子会社および共同支配企業。
- (2) 法令により要求されるサービスおよび当グループの依頼に応じて提供されるサービス。非監査サービスは主に、(i)財務会計情報の証明またはフランス商法第L.225-102-1条に基づき要求される福祉、環境および社会的情報に係る独立報告書、(ii)企業売却に関連するサービス、(iii)現地の法令により認められた税務サービス、(iv)会計および財務情報の生成に関係しない業務プロセスのレビューおよび情報システムのコンサルティング・サービスに対応する。

2020年度の法定監査人報酬

以下の表は2020年度中に法定監査人およびそのネットワークが実施した業務に対する報酬を示している。

(単位：千ユーロ)	デロイト・ネットワーク		KPMGネットワーク	
	金額（税抜）	%	金額（税抜）	%
監査一個別および連結財務諸表の法定監査、証明、レビュー				
EDF	2,794	24.6	2,945	16.2
被支配企業(1)	4,560 ⁽³⁾	40.1	13,503	74.2
小計	7,354	64.7	16,448	90.4
非監査サービス(2)				
EDF	561	4.9	953	5.2
被支配企業(1)	3,448	30.4	804	4.4
小計	4,009	35.3	1,757	9.6
合計	11,363	100	18,205	100

- (1) 連結損益計算書に監査人報酬が含まれている完全連結子会社および共同支配企業。
- (2) 法令により要求されるサービスおよび当グループの依頼に応じて提供されるサービス。非監査サービスは主に、(i)財務会計情報の証明またはフランス商法第L.225-102-1条に基づき要求される福祉、環境および社会的情報に係る独立報告書、(ii)企業売却に関連するサービス、(iii)現地の法令により認められた税務サービス、(iv)会計および財務情報の生成に関係しない業務プロセスのレビューおよび情報システムのコンサルティング・サービスに対応する。
- (3) 減少は当グループ全体としての監査人報酬の水準に影響しない監査法人間の移転および当グループ内の重要なフランス企業の法定監査人の交代に起因する。同企業は、現在、当グループの法定監査人と他の監査法人によって監査されている。

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

注：表中の大部分の数値は百万ユーロ単位で表示されている。その結果、表示された概数により、合計または変動値が若干合わない場合がある。

損益計算書

	注記	2021年度			2020年度		
		百万ユーロ	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	百万ユーロ	億円
売上高*	4		53,001	73,014		44,315	61,048
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			1,439	1,982		1,360	1,874
営業補助金	5		5,554	7,651		8,148	11,225
引当金および減損の戻入額	6		3,649	5,027		2,823	3,889
その他の営業収益および費用振替額	7		1,100	1,515		846	1,165
I 営業収益合計			64,743	89,190		57,492	79,201
購入およびその他の対外費用	8		43,528	59,964		36,213	49,887
購入燃料使用分		4,422			3,269		
エネルギー購入		21,752			16,783		
サービスおよびその他購入品使用分		17,354			16,161		
法人所得税以外の税金	9		2,254	3,105		2,694	3,711
人件費	10		6,407	8,826		6,439	8,870
減価償却費、償却費および引当金繰入額	11		7,507	10,342		7,514	10,351
減価償却費および償却費	11.1	4,363			4,538		
引当金繰入額および減損	11.2	3,144			2,976		
その他の営業費用	12		2,480	3,416		2,738	3,772
II 営業費用合計			62,176	85,654		55,598	76,592
営業利益（I－II）			2,567	3,536		1,894	2,609
III 共同事業取引			-	-		-	-
IV 金融損益	13		(1,465)	(2,018)		(2,503)	(3,448)
法人所得税および臨時損益計上前損益（I－II＋III＋IV）			1,102	1,518		(609)	(839)
V 臨時損益	14		1,765	2,431		425	585
VI 法人所得税	15		(1,410)	(1,942)		406	559
損益（I－II＋III＋IV＋V＋VI）			1,457	2,007		222	306

* 2021年度の輸出製品売上高：15,045百万ユーロ、2021年度の輸出サービス売上高：392百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2021年12月31日現在				2020年12月31日現在	
		総額	償却、減価償却および減損	純額		純額	
		百万ユーロ	百万ユーロ	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
無形資産	16-17	3,066	1,834	1,232	1,697	1,103	1,519
EDF所有有形固定資産	16-17	94,675	63,714	30,961	42,652	30,782	42,405
委譲運営有形固定資産	16-17	16,029	9,343	6,686	9,211	6,623	9,124
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16-17	22,242	89	22,153	30,518	21,556	29,696
投資および関連債権		60,974	709	60,265	83,021	59,345	81,754
投資有価証券		25,403	258	25,145	34,640	24,393	33,604
貸付金その他の金融資産		23,829	146	23,683	32,626	16,282	22,430
金融資産	18	110,206	1,113	109,093	150,287	100,020	137,788
Ⅰ 固定資産合計		246,218	76,093	170,125	234,364	160,084	220,532
棚卸資産および仕掛品	19	11,242	289	10,953	15,089	10,541	14,521
発注に係る前渡金	20	719	3	716	986	719	990
営業債権およびその他の債権	20	24,198	382	23,816	32,809	22,113	30,463
市場性のある有価証券	21	10,605	20	10,585	14,582	13,061	17,993
現金性金融商品	20	2,529	-	2,529	3,484	1,814	2,499
現金および現金同等物	20-22	8,397	-	8,397	11,568	5,364	7,389
前払費用	20	1,015	-	1,015	1,398	987	1,360
Ⅱ 流動資産合計		58,705	694	58,011	79,916	54,599	75,216
繰延費用 (Ⅲ)		226	-	226	311	242	333
社債償還プレミアム (Ⅳ)		684	321	363	500	318	438
未実現為替差損 (Ⅴ)	23	1,324	-	1,324	1,824	872	1,201
資産合計 (Ⅰ + Ⅱ + Ⅲ + Ⅳ + Ⅴ)		307,157	77,108	230,049	316,916	216,115	297,720

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		1,619	2,230	1,550	2,135
資本剰余金		17,952	24,731	16,506	22,739
再評価差額		688	948	678	934
準備金					
法定準備金		155	214	155	214
その他の準備金		2,977	4,101	2,977	4,101
繰越損益		8,734	12,032	9,121	12,565
当期利益または損失		1,457	2,007	222	306
中間配当		(947)	(1,305)	-	-
投資補助金		167	230	160	220
税務規制引当金		5,777	7,958	5,786	7,971
自己資本合計	24	38,579	53,146	37,155	51,185
追加的自己資本	25	12,857	17,712	11,473	15,805
特別委譲負債	26	2,320	3,196	2,282	3,144
Ⅰ 自己資本および委譲勘定合計		53,756	74,054	50,910	70,134
リスク引当金	27	2,904	4,001	3,140	4,326
原子力発電関連引当金（核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料）	28	46,442	63,978	44,822	61,747
非原子力施設廃止引当金	29	770	1,061	772	1,064
従業員給付引当金	30	11,867	16,348	11,616	16,002
その他の費用引当金	31	1,424	1,962	1,526	2,102
費用引当金		60,503	83,349	58,736	80,915
Ⅱ 引当金合計		63,407	87,349	61,876	85,240
金融負債	33	57,498	79,209	52,855	72,813
前受金および中間払前受金	32	7,499	10,331	7,188	9,902
営業、投資およびその他の負債	32	40,315	55,538	34,673	47,766
現金性金融商品	32	4,239	5,840	5,075	6,991
繰延収益	32	3,075	4,236	3,202	4,411
Ⅲ 負債合計	32	112,626	155,154	102,993	141,883
未実現為替差益（Ⅳ）	34	260	358	336	463
自己資本および負債合計（Ⅰ＋Ⅱ＋Ⅲ＋Ⅳ）		230,049	316,916	216,115	297,720

キャッシュ・フロー計算書

注記	2021年度		2020年度	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：				
税引前利益／（損失）	2,867	3,950	(184)	(253)
償却費、減価償却費および引当金繰入額	6,414	8,836	8,071	11,119
資産譲渡（益）／損	(683)	(941)	(524)	(722)
金融収益および費用	(1,401)	(1,930)	(780)	(1,075)
運転資本の変動 ⁽¹⁾	3,128	4,309	719	990
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	10,325	14,224	7,302	10,059
金融費用の純支払額（受取配当金を含む） ⁽²⁾	1,154	1,590	841	1,159
法人所得税の支払額	(1,954)	(2,692)	(776)	(1,069)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）(A)	9,525	13,122	7,367	10,149
投資活動：				
有形固定資産および無形資産への投資	(5,726)	(7,888)	(5,848)	(8,056)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	11	15	15	21
金融資産の変動 ⁽³⁾	(5,438)	(7,491)	(4,424)	(6,095)
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）(B)	(11,153)	(15,364)	(10,257)	(14,130)
財務活動：				
新株式へ転換および/または既発行株式と交換できるグリーン・ボンド（OCEANES VERTES）の発行 ⁽⁴⁾	-	-	2,569	3,539
借入債務および引受契約の発行 ⁽⁵⁾	7,952	10,955	9,928	13,677
借入債務の返済および引受契約による支払 ⁽⁵⁾	(5,918)	(8,153)	(11,815)	(16,276)
支払配当金	24	(84)	-	-
永久劣後債の発行および償還（費用控除後） ⁽⁶⁾	2.2.1	1,240	2,081	2,867
委譲運営資産に対する受取拠出金		5	7	10
投資補助金		14	9	12
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）(C)	3,209	4,421	2,779	3,828
現金および現金同等物の純増加／（減少）額 (A)+(B)+(C)	1,581	2,178	(111)	(153)
現金および現金同等物の期首残高⁽⁸⁾	22	(256)	(80)	(110)
為替変動の影響		(80)	(102)	(141)
現金および現金同等物に係る金融収益		35	38	52
その他 ⁽⁷⁾		281	(1)	(1)
現金および現金同等物の期末残高⁽⁸⁾	22	1,561	(256)	(353)

(1) 2021年度の運転資本の変動は、主にEDFのCSPE補償超過額2,268百万ユーロによるものであり、この結果2021年12月31日現在でCSPE負債294百万ユーロが認識された（注記32(4)を参照）。

(2) この項目の変動は、主に、2021年度の受取配当水準が2020年度に比して上昇したこと（注記13を参照）および専用資産に含まれた投資からの収益によるものである。

(3) 金融資産の変動は、主に、子会社貸付金の増加（注記18を参照）および市場性のある有価証券ポートフォリオの価値低下（注記21を参照）によるものである。

(4) 2020年12月31日現在の財務諸表を参照。

(5) 2021年度に、EDFは買戻契約の下で2,790百万ユーロの債券を譲渡し、これに対応する(1,916)百万ユーロの返済を行った。これらの取引は、借入債務の発行および返済を報告する科目に表示されている。これらの買戻取引以外に、2021年度の「借入債務および引受契約の発行」ならびに「借入債務の返済および引受契約による支払」における変動は3,047百万ユーロの増加であり、特に、2033年11月29日満期の優先グリーン・ボンド1,850百万ユーロの発行（注記2.2.2を参照）および、取引銀行とのデリバティブに係るEDFのマージンコールからの収益458百万ユーロによるものである。

(6) 発行価額1,250百万ユーロ（注記2.2.1を参照）、および発行プレミアム(10)百万ユーロ。

(7) 2021年12月31日現在のその他の項目は281百万ユーロであり、従来は貸借対照表上で全体の正味ポジションを報告するために貸方残高と相殺されていたデリバティブのマージンコールに関する借方残高を、2021年1月1日現在で組み替えたことに関連している（注記32を参照）。キャッシュ・フロー計算書上、デリバティブのマージンコールに関する残高は、財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）に表示されている（上記の脚注(5)を参照）。

(8) 「現金および現金同等物の期首残高」および「現金および現金同等物の期末残高」には投資ファンドおよび満期までの期間が3か月を超える譲渡性負債商品は含まれていない。現金および現金同等物の変動の詳細については注記22を参照。

[次へ](#)

財務諸表に対する注記

フランス電力(Électricité de France SA、EDF)はEDFグループの親会社であり、フランス法に準拠し、フランス(ワグラム通り22-30、パリ75008)において登記された、発電ならびに電力およびガスの供給を行うフランスの株式会社(société anonyme)である。EDFの事業にはまた、コルシカおよびフランス海外県に所在する島部エネルギー・システム(SEI)のすべての事業活動も含まれる。

EDF SAの2021年12月31日現在の財務諸表は取締役会の責任において作成され、2022年2月17日開催の取締役会において取締役によって承認された。当財務諸表は、2022年5月12日開催予定の株主総会による承認後、最終的に確定する予定である。

注記1. 会計原則および方法

1.1 会計基準

EDFの財務諸表は、フランスの現行のプランコンタブルジェネラル(Plan Comptable Général)に関してANC(Autorité des normes comptables、会計基準局)が発行した2014年6月5日付規則2014-03により定義された会計原則および方法に従って作成されている。これらの財務諸表はまた、2020年5月18日にANCにより公表され直近では2021年7月9日に更新された「2020年1月1日以後に作成された財務諸表およびポジションにおいてCovid-19事象の影響を考慮に入れるための推奨事項および見解」ならびに、退職給付に係る債務の測定および認識規則に関する2013年11月7日付ANC勧告2013-02の更新にも準拠している。

適用された会計処理および評価の方法は、2020年12月31日終了年度に係る財務諸表において使用したものと同一であり、以下2点の進展を織り込んでいる。

金利指標改革

この改革は2021年1月1日から適用されている。EDFが使用している関係する主な金利は、Eonia、Libor USDおよびLibor GBPである。

当該改革による実効金利の変更は将来に向かって適用され、純損益への重要な影響はなく、関連する金融商品に係るヘッジ関係は継続される。

この改革は2021年度のEDFの純利益に大きな影響を与えず、その影響は主に業務上のものである(契約の再交渉、フォールバック条項、情報システムのアップグレード)。

EDFのエクスポージャーは本質的に、その長期固定金利借入のポジションに起因して(注記33.1を参照)、固定金利債務を変動金利に変換するために使用される金利デリバティブに集中している。これらの商品について、担保契約の基準金利曲線が変更され、EoniaからEsterに置き換えられた。その結果、22百万ユーロの受取補償金が金融損益に認識された。

グループ内の現金管理、キャッシュ・プーリングおよび流動性投資契約は2021年度に改定され、EoniaはEsterに、Libor GBPはSoniaに置き換えられた。

EDFはまた、2021年11月にISDAフォールバック・プロトコルを適用し、2022年1月1日から関係するすべてのデリバティブについてLibor GBPをSoniaに置き換えた。

Libor USDについては、Libor USDの公表終了日、すなわち2023年6月30日までに移行作業が行われる。

退職金債務

2021年11月5日の会議においてANCの委員会は、退職金および類似給付に係る債務の測定および認識規則に係る2013年11月7日付勧告2013-02を更新し、確定給付制度の下で稼得した権利の配分に関する選択肢を導入した。

その結果、EDFは、退職慰労金債務に関する給付の帰属方法について軽微な調整を行った。選択した方法に基づいて、現在、稼得した権利は、定年退職年齢に達する前の期間にわたり定額法で配分される。この方法の変更が当年度の引当金に与える影響は限定的である(注記24の脚注(2)を参照)。

1.2 経営者による判断および見積り

当財務諸表の作成に際しては、資産および負債の評価、当期に計上された収益および費用の決定に当たり、判断、最善の見積りおよび仮定を使用し、期末に存在する有利および不利な偶発事象を考慮することが要求される。EDFの将来の財務諸表上の数値は、これらの仮定または経済状況の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

金融およびエネルギー市場のボラティリティを特徴とする状況において、見積りを行うために使用したパラメータは、EDFの資産の超長期サイクルに適合するマクロ経済の前提に基づいている。

EDFが見積りおよび判断を使用した主要な取引は以下の通りである。

1.2.1 フランスの原子力発電所の減価償却期間

フランスの原子力発電所の減価償却期間に関する特定のケースでは、EDFの産業戦略は、40年を超える期間にわたり、安全性および効率性に関して最適な状態で、操業を続けることである。

従ってEDFは、数年間にわたり稼働期間の延長に向けて準備を進めてきており、2015年1月に取締役会により原則的に承認された業界のグラン・カレナージュ・プログラムに基づき、必要な投資を行っている。

2016年度に、技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて充足されたことから、900MWシリーズの発電所（2020年度上半期に両原子炉とも永久に閉鎖されたフェッセンハイムを除く）の減価償却期間が40年から50年に延長された。

2021年2月23日、原子力安全局（Autorité de Sûreté Nucléaire：ASN）は、EDFの900MW原子炉の第4回定期検査後の稼働継続条件に係る決議を公表した。ASNは「EDFが計画した措置とASNが規定した措置を組み合わせることで、これらの原子炉の第4回定期検査後さらに10年間の稼働継続の見通しが立つ」と判断した。この決議をもって、類似の設計モデルを持つ全ての900MW原子炉に共通する施設の調査および変更に関連する、当該検査の「一般」フェーズが終了した。

2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン1号機の後、ビュジェ2号機、ビュジェ4号機およびトリカスタン2号機が稼働年数40年の節目に達し、2021年度中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した。2021年12月31日現在、他の3件の10年検査が進行中であった（ダンピエール1号機、ビュジェ5号機およびグラヴリーヌ1号機）。ダンピエール1号機の第4回10年検査は2022年2月5日に終了した。

その他のシリーズ（1,300MWおよび1,450MW）は比較的新しく、その減価償却期間は2020年12月31日まで40年のままであった。

2021年度に1,300MWシリーズの発電所の減価償却期間を延長するための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が充足されたため、EDFは、すべての1,300MWシリーズの発電所について2021年1月1日付で対応する見積りの変更を行った（注記2.1.1「フランスにおける1,300MW PWRシリーズの減価償却期間の50年への延長」を参照）。

1,450MWシリーズ（ショーおよびシヴォーの原子炉4基）はこれより更に新しく、延長の条件がまだ充足されていないため、現在その減価償却期間は40年のまま変更されていない。

これらの減価償却期間は、直近の10年検査後の電力網との結合組替日を考慮に入れている。

1.2.2 原子力引当金

核サイクル終了引当金ならびに廃炉および炉心核燃料引当金の測定は、技術的なプロセス、コスト、インフレ率、長期割引率、稼働中の発電所の減価償却期間および支出スケジュールに関する仮定の影響を受ける。

そのため、最終的にEDFが負担するコストの最善の見積額を引き当てることを確保するために、決算日毎にこれらのパラメータの再見積りを行っている。

EDFは、2021年12月31日現在で使用された仮定を適切かつ妥当なものと考えている。しかしながら、将来これらの仮定に変更がある場合には、EDFの財務諸表に重要な影響を及ぼす可能性がある（注記28を参照）。

原子力引当金に関する主要な仮定および感応度分析が注記28.5に記載されている。

引当金の算定には、関連する事業に関し適切に、ある程度リスクおよび未知の事項が織り込まれる。費用の評価にも、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 特に安全、危機管理および環境保護、ならびに長期原子力費用の資金調達に関する規制の変更。
- ・ 行政上の許可を得るために必要な規制上の廃炉の手続および時期の変更。
- ・ 長寿命放射性廃棄物の将来の貯蔵方法、およびフランスの放射性廃棄物管理庁ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 使用済燃料管理の契約条件の変更。
- ・ 割引率および／またはインフレ率等の一定の財務的パラメータの変動。
- ・ 原子力施設の減価償却期間（稼働中の原子力発電所に関する廃炉引当金の算定は、関連する資産の減価償却期間、即ち900MWおよび1,300MWシリーズの発電所については50年、1,450MWシリーズの発電所については40年を基礎とする）。

1.2.3 年金ならびにその他長期および雇用後給付債務

年金ならびにその他長期および雇用後給付債務の価額は、使用されたすべての数理計算上の仮定、特に割引率、インフレ率および昇給率に関する仮定の影響を受ける数理計算上の評価に基づいている。

2021年12月31日現在のこれらの雇用後および長期給付の計算に使用された数理計算上の主要な仮定は注記30.4に記載されている。これらの仮定は毎年更新される。EDFは、2021年12月31日現在で使用された数理計算上の仮定は適切かつ十分な裏付けがあると考えているが、将来これらの仮定に変更がある場合には債務の金額およびEDFの純利益に重要な影響を及ぼす可能性がある。

1.2.4 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3に記載した通り、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、報告日現在で、消費統計モデルおよび販売価格の見積りを基に計算される。期末日現在の未請求の売上部分の決定は、これらの統計や見積りを行うに当たり使用される仮定の影響を受ける。

1.3 売上高

売上高は、原則として、エネルギーの販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）およびサービスの販売による収益から成る。EDFのエネルギー売上高は、子会社Enedisから購入し最終消費者に再請求する、エネルギー配送網による引渡サービスを含む。

売上高は、商品が引渡された時点、またはサービスが完了した時点で計上される。

期末日現在EDFの顧客に引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、EDFのバランス調整責任を負う企業の施設による使用量からフランスのエネルギー規制委員会 (Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)) に提示された統計的手法によって測定された損失控除後の請求量を差し引いた量を基にして計算される。当該請求量は、前月に請求されたエネルギーを参照して決定された平均価格を用いて評価される。

貸借対照表日現在で未完了のサービスに係る収益および製品の売上高は決算日現在の進捗度に基づいて評価される。

EDFグループの商事会社であるEDF Tradingに対するエネルギー売上は、契約で定められた金額で計上される。

発電容量メカニズム

電力市場の新組織に関するフランスの2010年12月7日付法律2010-1488により、フランスでは2017年1月1日から電力供給確保の保証に貢献する義務が導入された。

従って、発電容量メカニズムは、フランスにおいて、ピーク期間中の確実な電力供給を確保する目的で設定された。

発電施設事業者および電力平均分配の管理者は、発電容量についてRTEの認証を受け、所定の引渡年度に係る安定供給の予測水準を確約しなければならない。この見返りとして、彼らは発電容量証書を受け取る。一方、電力供給業者および電力網損失を補うための電力購入者（義務対象参加者）は、ピーク期間中における自社の顧客による消費と同等の発電容量証書を有していなければならない。供給業者は発電容量メカニズムのコストを、販売価格を通じて最終顧客に転嫁する。

当該システムは、参加者間の発電容量売買の登録により完成される。発電容量入札は年に数回開催される。

EDFは、発電施設事業者および電力供給業者として、当該システムの両面に関連している。

この取引は、以下のように計上される。

- ・ 証書の売却は、競売または店頭市場における売却時に収益に認識される。
- ・ 規制販売料金および提示市場価格により最終顧客に転嫁される発電容量メカニズムのコストは、電力の引渡時に売上収益に認識される。さらに、ARENHシステムに係る発電容量保証の譲渡条件はフランスのエネルギール規制委員会（CRE）により定められたため、ARENH価格は当初の設定以来変更されていないものの、当該価格には発電容量メカニズムが発効した2017年1月1日以来、発電容量価額が含まれていると考えられている。
- ・ 証書の在庫は、証書価値（すなわち、RTEによる認証のコスト）または市場における購入価額のいずれかにより計上される。
- ・ 証書在庫の減少は、加重平均単価により評価される。認識時期は、参加者により異なる。
 - ・ 施設事業者：競売による売却時。
 - ・ 義務対象参加者：5か月のピーク期間にわたり定額法により配分される。
- ・ 義務対象参加者は、発電容量証書の在庫が不足した場合に、義務の解消に要する費用の最善の見積額相当の引当金を計上する。
- ・ 決算日現在で、発電容量証書の在庫の実現可能価額が正味帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

1.4 無形資産

1.4.1 研究開発費

研究費は発生した期において費用として認識される。

フランスのプランコンタブルジェネラル第211-5条に規定する資産計上要件を充足する開発費は、無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

1.4.2 その他の無形資産

その他の無形資産は主にソフトウェアおよび貯蔵容量留保コストにより構成されている。

SaaS（サービスとしてのソフトウェア）に関して支払われるロイヤリティは、通常、サービスの提供時に費用計上される。SaaS契約に係る費用が無形資産計上に適格となるには、固定期間の当該ソフトウェアへのアクセスに加え、ユーザーに支配権を付与しなければならない。

研究開発費以外の無形資産は、内部創設か購入かに関わらず、その耐用年数にわたり定額法で償却される。

1.5 有形固定資産

EDFの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、以下の2つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ EDF所有有形固定資産（基本的に原子力発電施設）
- ・ 委譲運営有形固定資産

1.5.1 当初測定

有形固定資産は、取得原価または製造原価で計上される。

- ・ 内部で建造された施設の原価には、すべての労務費および材料費ならびに当該資産の建設に起因するその他すべての製造費用が含まれる。
- ・ 有形固定資産の取得原価には、廃炉費用の当初見積額も含まれる。これらの資産は廃炉義務に対して計上された引当金の見合いとして計上される。有形固定資産は、操業開始日に、対応する引当金と同様の方法で測定され、計上される（注記1.15を参照）。
- ・ 原子力発電施設の廃炉費用には、炉心核燃料費用も含まれる（注記1.15を参照）。

発電所の廃炉費用の一部がパートナーによって負担される場合には、予想される補填額が未収収益として資産に認識される。引当金と未収収益との間の差額は有形固定資産に計上され、その後のパートナーによる支払額は未収収益から控除される。

EDFは、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受ける法律上および規制上の義務の結果発生する安全対策費用を資産計上している。

発電施設の戦略上重要な安全部品は有形固定資産として扱われ、施設の残存耐用年数にわたって減価償却される。

発電資産による操業継続に必要である主要な点検中に実施される作業の費用は資産計上され、点検と次の点検の間の経過期間に対応する期間にわたり償却される。

資産の一部分の耐用年数が資産全体の耐用年数と異なる場合、当該部分は資産の構成部分として識別され、特定の期間にわたって減価償却される。

資産の資金調達に起因する、建設期間中に発生した借入コストは、費用として認識される。

1.5.2 減価償却

有形固定資産の各項目は、耐用年数にわたり、定額法で減価償却される。耐用年数とは、当社がその資産の使用から将来の経済的便益の享受を期待できる期間と定義される。

主要な施設の見積耐用年数は以下の年数となっている。

・水力発電ダム	75年
・水力発電所において使用される電気機械設備	50年
・化石燃料火力発電所（主にCCGTコンバインドサイクル・ガスタービン発電所）	25～45年
・原子力発電所	40～50年
・配電設備（電線、変電所）	20～45年

1.5.3 委譲契約

EDFは、以下の2種類の委譲の運営者となっている。

- ・委譲者が地方当局（市町村または複数の市町村の共同）である公共配電委譲
- ・委譲者がフランス政府である水力発電委譲

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラルに具体的な規定がないことから、1975年の委譲運営業者向け会計処理指針に基づいている。

1.5.3.1 公共配電委譲

EDFは、コルシカとフランスの海外県にある島部公共配電網の委譲運営者であり、公的機関により承認された、標準的な委譲規定に基づく委譲契約に従っている。2018年度以後に署名された委譲契約は、2017年度に全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）およびフランス都市との間で協議された委譲モデルに従っており、その他の委譲は1992年度にFNCCRで署名された（2007年度に更新された）委譲モデルに従っている。

委譲資産は、当初の資金源を問わず、貸借対照表の委譲運営有形固定資産として、取得原価または委譲者から提供された場合には移管日現在の見積価額により報告されている。委譲者から無償で提供された資産については、相殺する負債が認識される。

1.5.3.2 水力発電委譲

水力発電委譲は政令により承認された標準規則に従っている。

1999年より前の委譲に係る水力発電委譲資産は、水力発電設備（ダム、配管、タービン等）のみから成るが、それ以後の委譲では、水力発電設備および交換機（交流発電機等）も含まれている。

これらの委譲に使用する資産は、「委譲運営有形固定資産」の科目に取得原価で計上されている。

減価償却は耐用年数にわたり計算されるが、その期間は、通常、委譲期間と同一である。ただし、電気機械設備については50年の期間にわたり減価償却される。

委譲運営資産については、追加減価償却を貸借対照表の負債に計上している（注記1.14.2を参照）。

2012年より前に満了した委譲の大部分は、当初期間75年に係るものであり、30～50年の期間で更新された。ただし、フランス政府は、満了した委譲29件の更新を行っていない。これらの委譲はその満了以来、法律に定義する「継続延長」状態にあり、委譲の満了日において新たな委譲が設定されていない場合には、当面の運営の継続性を確保するため、「当該委譲は、新たな委譲が行われるまでの間、既存の条件にて延長される」（フランスのエネルギー法第L.521-16条第3段）。

これらの状況において委譲が運営される場合には、2019年度以降の「継続延長」利益に基づく報酬が支払われることとなっている。この報酬は、フランスのエネルギー法第R.523-5条に定義する委譲の標準利益の40%（法人所得税控除後）に相当する。

1.6 長期資産の減損

EDFは各期末日に、資産の価値が著しく損なわれた可能性を示す兆候があるか否かを評価する。かかる兆候がある場合には、以下の通り減損テストを行う。

- EDFは、長期資産の減損を測定するに当たり、かかる資産（必要に応じて資産グループにまとめられる）の帳簿価額と、かかる資産の回収可能価額（通常、割引将来正味キャッシュ・フロー法を用いて決定される）とを比較する。この回収可能価額が貸借対照表計上額を下回る場合に、差額相当額が「減価償却費および減損」として評価減される。
- 使用される割引率は、関連する各資産または資産グループの加重平均資本コスト（WACC）に基づいている。
- 将来キャッシュ・フローは、評価日現在で入手可能な最善の情報に基づいて算定される。
 - 最初の数年間のキャッシュ・フローは、中期計画（MTP）に対応する。MTP対象期間にわたり、エネルギーおよびコモディティ価格は、ヘッジを考慮に入れ、入手可能な先渡価格に基づいて決定される。
 - MTP対象期間を超える期間のキャッシュ・フローは、各国および各エネルギーについての長期の仮定を基礎として、年次で更新されるシナリオ作成手続内で見積られる。中長期の電力価格は、需給バランスを基礎的なモデルとし、一連の仮定、例えば、経済成長、コモディティ（石油、ガス、石炭）および二酸化炭素価格、電力需要、相互接続、ならびにエネルギー構成の推移（再生可能エネルギーの上昇、原子力発電容量の導入等）を組み込んで、分析的に構成される。EDFは、各仮定対象について、特に外部の分析を参照する。例えば、電力価格の主要な要素であるコモディティおよび二酸化炭素については、EDFは自社のシナリオと、AIE、IHS、Wood MackenzieまたはAurora等の組織が作成したシナリオとを、個々の分析自体が異なるマクロ経済環境に対応した円錐状のシナリオを提示していることを念頭に比較する。
- 発電資産の評価には、発電容量の市場メカニズムによる収益もまた考慮される。

これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。

- 割引率の変動
- エネルギーおよびコモディティの市場価格の変動、ならびに料率規制の変更
- 需要およびEDFのマーケット・シェア、ならびに顧客ポートフォリオの解約率の変動
- 施設の耐用年数または該当する場合には委譲契約期間
- 中期計画期間以降について使用した成長率および該当する場合には考慮に入れた最終価値

1.7 金融資産

1.7.1 投資

投資は、取得原価で計上されている。

投資の売却損益はFIFO（先入先出）法に基づき評価される。

投資の取得に係る譲渡税、報酬および手数料ならびに法務費用は資産の取得原価に含まれる。

その他の株式に関連するこの種の費用は費用に含まれる。取得費用の税務規制償却費は減価償却超過額勘定に計上される。

投資の帳簿価額がその使用価値を上回る場合には、その差額と同額の減損が計上される。

EDFグループの連結会社に対する投資については、使用価値は主に当グループの財務諸表に連結された当該会社の自己資本価値を参照して決定される。また、関連ある場合には、当グループが実施した減損テスト中に収集された情報等、他の要因も考慮される。

1.7.2 投資有価証券

EDFは、核サイクル終了業務の資金を調達するための金融資産により構成される投資有価証券を保有しており、これに対しては引当金が計上されている。これらの資産は、その特定の目的を考慮して、他の金融資産および投資と分別して管理されており、債券、株式、合同運用型投資ファンドおよび「専用」ファンドから構成されている。

その他の投資にはまた、当社の資本持分の取得を認める負債商品に関連する義務を遂行するために取得した自己株式、投資サービス会社との間の流動性契約に基づき取得した自己株式、または、対外成長取引もしくは減資により取得した自己株式も含まれる。

株式は取得原価で計上されている。譲渡税、専門家報酬、手数料、法務費用および購入費用は、その他の投資について選択可能な会計処理方法により、すべて費用計上される。

投資有価証券（株式および債券）は取得原価で計上される。特定の有価証券の評価額がその取得原価を下回る場合には、他の有価証券に係る未実現利益により相殺されることなく、その未実現評価損の全額について引当金が設定される。上場有価証券の評価額は、株式市場における株価を考慮して個々に評価される。非上場有価証券の評価額もまた個々に評価されるが、その際、主に参照するのは当該会社の成長見込みおよびその株価である。

1.7.3 その他の金融資産

グループの事業の一環として、EDFは外貨建の短期貸付金を子会社に供与している。

外国為替リスクに対するエクスポージャーを低減するために、EDFはこれらの貸付資金を、主に外貨建およびユーロ建の短期コマーシャル・ペーパーの発行に併せて、為替ヘッジ・デリバティブを使用して調達している。資産計上された債権は額面価額で計上され、評価額がその帳簿価額を下回る場合には、減損が認識される。

1.8 棚卸資産および仕掛品

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接材料費（ヘッジの影響を含む。）、労務費および製造間接費の配賦額が含まれる。

消費された棚卸資産は通常、加重平均単位原価法により評価される。温室効果ガス排出権および省エネ証書の消費については、FIFO（先入先出）法により評価している。

棚卸資産は、取得原価または正味実現可能価額のいずれか低い方の額をもって計上される。

1.8.1 核燃料および原材料

棚卸資産勘定には以下が含まれている。

- ・ 燃料生産過程にあるあらゆる形態の核物質。
- ・ 貯蔵中または原子炉内の燃料要素。

核燃料および原材料ならびに仕掛品の評価額は、材料費、労務費および下請けサービス（例：フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工原価に基づいて決定される。

2007年3月21日付省令に定義された「積載燃料」の概念を適用して、原子炉内にある未照射の燃料在庫の原価は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための費用を含む。対応する金額は該当する引当金に計上される。

核燃料の消費量は、構成要素（天然ウラン、フッ素化、濃縮、燃料集合体生産）ごとに、燃料が原子炉に積載された時点の予想生産量に対する割合により決定される。その量は項目ごとに、棚卸資産の加重平均原価によって評価される。棚卸資産は、中性子測定に基づく予測使用量と実地棚卸を考慮して、定期的に修正される。

1.8.2 その他の事業用棚卸資産

その他の事業用棚卸資産は以下のものから成る。

- ・ 化石燃料発電所の操業に必要な化石燃料。
- ・ 事業用資材および設備。例えば、保守プログラムに基づき供給される予備部品（資産計上された戦略的安全予備部品を除く）。
- ・ 発電サイクルのために取得した温室効果ガス排出権および省エネ証書（注記1.19.1および1.19.2を参照）。
- ・ ガス在庫。直接および間接購入費用（特に輸送費用）を含む加重平均原価で評価されている。
- ・ 発電容量メカニズム（フランスの発電容量保証）に基づき発行される証書（注記3.5を参照）。

予備部品の減損は、当該部品の回転率に依存する。

1.9 受取債権および市場性のある有価証券

1.9.1 営業債権

営業債権は、当初は額面価額で表示される。

営業債権はまた、供給済のエネルギーの未請求債権価額を含む。

債権の種類に応じて評価された回収可能性を基にして、債権の評価額が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または信用損失実績に基づく引当マトリクスを参照して評価される。これらの債権の引渡部分の不払いリスクはEDFでなくEnedisが負担する。

1.9.2 市場性のある有価証券

市場性のある有価証券は、当初は取得原価で資産に計上され、年度末に取得原価または現在価値のいずれか低い方で再表示される。

上場有価証券の現在価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の帳簿価額はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値となる。

未実現損失がある場合は、未計上の未実現利益と相殺することなく、未実現損失の全額に対して引当金が計上される。

市場性のある有価証券の売却損益はFIFO（先入先出）法を用いて評価される。

1.10 社債発行費および償還プレミアム

社債償還プレミアムおよびあらゆる発行プレミアムは、プランコンタブルジェネラルの第212-10条により認められたオプションを適用して、償還パターンに関わりなく、当該社債の期間に従って均等償却される（定額法）。

2020年9月のOCEANE債発行の特定のケースにおいて、EDFは、プランコンタブルジェネラルの第212-10条により認められる通り、発行プレミアムの認識に2取引方式を適用し、償却に利息法を適用することを決定した。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含められた手数料および対外費用は、定額法により関連する商品の期間に配分される。

1.11 未実現為替差損益

外貨建債権債務は、年度末の為替レートでユーロに換算される。この結果生じる換算差額は、「未実現為替差益」および「未実現為替差損」として貸借対照表に計上される。為替リスクをヘッジしていない外貨建借入債務に係るすべての未実現為替差損に対しては引当金が計上される。未実現差益は損益計算書には認識されない。

先物金融商品およびヘッジ取引に関する2015年7月2日付ANC規則2015-05に準拠して、ヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益は、貸借対照表の再評価差額勘定に計上され、ヘッジ対象について計上された未実現為替差損益と相殺される。ヘッジ手段であるデリバティブに係る実現損益は、ヘッジ対象に係る損益と対称的に損益計算書に認識される。

営業債権および債務に係る為替差損益は営業収益および費用に計上されている。

1.12 税務規制引当金

この科目は主に税務目的で記録された減価償却超過額を含み、以下の項目に関係している。

- ・ 発電および送配電施設に係る通常の減価償却額
- ・ 社内開発ソフトウェアに係る臨時減価償却額
- ・ 当社の新規投資に係る取得費用の償却額

1.13 追加的自己資本

EDFが発行したユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、1994年7月のフランス専門会計士団体（Ordre des Experts Comptables）意見書28に準拠して、その特定の性質を勘案して計上される。

その結果、これらは、その償還をEDFが単独で管理できることから、追加的自己資本に分類されている。

発行費および発行プレミアムは損益計算書を通じて比例的に償却される。

これらの債券に係る支払利息は、金融損益に計上される。

1.14 特別委譲負債

これらの負債は、主に、島部エネルギー・システム（SEI）についての公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

1.14.1 公共配電特別委譲負債－SEI

これらの負債は、フランスにおける公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のものから構成される。

- ・ 委譲当局の既存資産に対する権利（すべての委譲資産を取り戻す権利）。施設の現物評価額（委譲運営資産の帳簿価額）から運営者の供与資金の未償却分を控除した金額から成る。
- ・ 委譲当局の取替予定資産に対する権利（取替予定資産に関連する運営者の義務）。これらの非金融負債は以下のものから構成される。
 - ・ 資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された減価償却費。
 - ・ 取替引当金（委譲終了前に取替が必要となる資産のみに関する）。これは、当該資産と同じ発電容量および機能への取替価額と取得価額との差額に基づいて、当該資産の耐用年数にわたり引当計上される。取替価額は、公式の公表物からの指標に基づいて各年度末現在で調整され、調整による影響額は関連資産の残存耐用年数にわたり配分される。この引当金は費用引当金に含まれている。

資産が取り替えられると、資産のうち委譲当局が資金供与したとみなされる部分について計上された償却費および該当資産について計上された取替引当金は消去され、既存資産に対する権利に振り替えられる。引当超過があれば、損益に計上される。

このように、委譲中に委譲者の取替予定資産に対する権利は資産の取替により振り替えられ、委譲者の資金流出を伴うことなく既存資産に対する委譲者の権利となる。

1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下のものから構成されている。

- ・ 無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金。
- ・ 1959年1月1日の前日までおよび1977年1月1日の前日までに操業開始した固定資産に対して実施したフランス法に準拠した再評価に起因する差額。
- ・ 委譲終了時に無償で返還されるが耐用年数が委譲期間より長い設備について計上された、工業用の減価償却に対する追加減価償却額。

2009年1月1日における水力発電委譲の会計処理の変更後は、1959年の再評価差額は関連資産の除却時に自己資本に振り替えられる。

1976年度の再評価によって生じた再評価差額純額は、関連資産の残存耐用年数にわたり損益に計上される。

無償で提供された資産の評価額および受け取った拠出金は、当該資産の耐用年数にわたり損益計算書に振り替えられる。

1.15 従業員給付引当金以外の引当金

EDFは、当グループが過去の事象から生じた現在の債務（法的または推定的）を負っており、当該債務を決済するために資源の流出が必要となる可能性が高く、かつ当該債務の金額を信頼性をもって見積ることが可能である場合に、引当金を計上する。

引当対象となった費用の全額または一部の払戻しが見込まれる場合には、その金額はEDFが払戻しを受けることがほぼ確実である場合に限り債権として認識される。

引当金は、債務を決済するために必要な費用についてのEDFによる予想額に基づいて決定される。見積額は、情報システムからの経営データ、EDFが採用した仮定、また、必要に応じて、類似の取引ないし業務の経験、独立した専門家による報告または請負業者による見積りに基づき算出される。決算日ごとに、各種仮定の見直しが行われる。

1.15.1 原子力発電関連引当金

稼働中の原子力発電所廃炉引当金は、固定資産に関連している。

各決算日に生ずる、時間の経過を反映する割引の影響は、金融費用に含まれる。

割引率の変更、支出スケジュールの変更または費用の見積りの変更に起因する引当金の変動は以下のように計上される。

- ・ 引当金が、当初から貸借対照表資産によってカバーされていた場合には、その正味帳簿価額を上限に、対応する資産の増加または減少として計上される。
- ・ それ以外の場合にはすべて損益計算書に計上される。

原子力発電関連引当金は、主に以下に対して設定される。

- ・ 核サイクル終了費用。フランス特有の義務および最終的な拠出に従って、使用済燃料管理、廃棄物除去および調整（関連ある場合）、ならびに放射性廃棄物長期管理のための引当金が計上されている。
- ・ 発電所の廃炉費用。
- ・ 原子炉が閉鎖された際の原子炉内の燃料に関連する費用（炉心核燃料引当金）。これらは、最終的な原子炉の閉鎖時に完全には照射されず、技術的および規制制約から再利用できない原子炉内の燃料在庫の原価、その燃料処理ならびにこれらから生じた廃棄物の除去および貯蔵の費用に相当する。

債務は各国の法規制ならびに関係する技術および業界のシナリオに応じて大きく変動する可能性がある。

原子力発電関連引当金の算定原則に関する詳細な情報は、注記28に記載されている。

1.15.2 その他の引当金

これらの引当金は主に以下に関係する。

- ・ エネルギー売買複数年契約に関連する損失。
 - ・ エネルギー購入契約に関連する損失は、契約条件に基づく取得原価と予想市場価格を比較して測定される。
 - ・ エネルギー販売契約に関連する損失は、契約条件に基づく見積収益と供給すべきエネルギーの原価を比較して測定される。
 - ・ ガス関連サービス契約に関連する損失は、契約の履行費用とその結果である経済的便益（市場および売上の仮定に基づく）を比較して測定される。
- ・ 未実現為替差損
- ・ 子会社および関連会社に関するリスク
- ・ 税務リスク
- ・ 訴訟

- ・ 化石燃料火力発電所および水力発電所の廃止費用
- ・ 公共配電委譲運営施設の資産取替費用
- ・ 環境計画に関する引当金（注記1.19を参照）

非常に稀な状況では、情報開示によって当社が著しい損害を受けることとなり得る場合、引当金が対象とする特定の訴訟について財務諸表注記で言及しないことが認められる。

1.16 従業員給付

フランスの電力およびガス産業（IEG）の会社に関する法規に準拠して、EDFの従業員は、雇用後給付（年金制度、退職金など）およびその他の長期給付（例えば、長期勤続報奨）を受ける権利を有する。

1.16.1 従業員給付の計算および認識

EDFは、従業員に付与される雇用後給付を引当金として認識している。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値を昇給予想やその国特有の経済情勢を考慮して決定するものである。

雇用後給付債務は、主に以下の方法および仮定を用いて評価される。

- ・ 適用される規則に基づき決定された退職年齢および年金満額受給権を得るための要件。
- ・ 従業員の年功を参考とする退職時の給与水準、予想昇進効果に基づく退職時の予測給与水準および年金水準の見込み動向。
- ・ 従業員の離職率および死亡率に関するデータに基づき決定された予測年金受給者数。
- ・ 該当する場合には、IEG部門の従業員について、従業員とその配偶者の平均寿命および婚姻率の両方を考慮した寡婦／寡夫年金。
- ・ 債務の期間に応じた割引率。当該割引率は、従業員に対するEDFのコミットメントと同様の期間を有する優良非金融社債の市場利回りまたは国債の利率を参照して年度末日現在で決定される。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務から差し引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

その他の長期給付については、数理計算上の損益およびすべての過去勤務費用は、回廊規則が適用されることなく、すべて引当金に直接計上される。

従業員給付債務に関連して期中に計上された費用の純額は、以下のものを含む。

- ・ 当期勤務費用。期中に稼得した受給権の上乗せに対応する。
- ・ 純利息費用。債務に係る利息から制度資産に係る運用収益を控除した純額に対応する。
- ・ 長期給付に関連する数理計算上の損益に対応する収益または費用、および雇用後給付に係る数理計算上の損益の償却額。
- ・ 過去勤務費用。給付制度の変更／終了または新制度の導入に関連した収益または費用を含む。

1.16.2 雇用後給付債務

2005年1月1日から効力を生じたIEG産業制度の財政改革以降、CNIEG（Caisse Nationale des IEG、当該産業の特別年金機関）は、IEG特別年金制度のみならず、当該産業のための業務上の事故、傷病および死亡保険も運営している。

CNIEGは、2004年8月9日付法律によって創設された、私法の管理下にある社会保障機関である。当該機関は、法律上の事業体として位置付けられ、フランス政府の監督下にあり、フランスの予算、社会保障およびエネルギー担当大臣との共同の監督下で運営されている。

当該法律によって導入された資金協定に基づき、EDFは、IEG制度がその傘下になっているフランスの標準給付制度（CNAV、AGIRC-ARRCO）またはガスおよび電力輸送および配送サービスに係るCTA（Contribution Tarifaire d'Acheminement）課税による資金供与のない給付金制度を填補するための年金引当金を設定している。

この積立方法の結果、IEG年金制度に転嫁されないフランスの標準年金制度の変更（従業員に有利か不利かを問わない）により、EDFが債務に対して計上している引当金の額に変動が生じる可能性が高い。

これにより年金引当金の対象給付は以下を含む。

- ・ 非規制業務または競争の激しい業務に従事する従業員の特別給付
- ・ 従業員が規制業務（島部公共配電）について2005年1月1日以降に稼得した特別給付（同日より前に稼得した給付はCTA課税を財源としている）

退職した従業員の年金の運営および支払に対してEDFが支払うCNIEGの管理費用も含まれている。

年金に加え、IEGの元従業員（現在就業していない）に対し、以下に記載するその他の給付が付与されている。

- ・ 現物給付（エネルギー）：IEG国家法第28条により、上述の従業員および在職中の従業員は、優遇価格による電力またはガスの供給という現物給付受給権が与えられている。EDFおよびEngieの従業員に対するエネルギー供給債務は、退職後の期間中に受益者またはその被扶養者に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、単位原価を基に評価されている（主に限界生産コスト、配送コストおよび税金に依存する）。これには、Engieとの間のエネルギー交換契約に基づく受取額も含まれている。
- ・ 退職慰労金：これらは、老齢年金を受け取ることになっている従業員、または、その従業員が退職前に死亡した場合には、その被扶養者に対し、退職時に支払われる。これらの債務は、ほぼ全額、保険により補償される。
- ・ 忌引手当：これは、休職中または障害がある従業員の死亡時に、その際に発生する費用への資金援助を目的として支払われる（国家法第26条第5項）。この手当は、死亡者の主たる被扶養者に支払われる（限度額までの3か月分の年金に相当する法定補償）か、葬式費用を支払った第三者に対して支払われる（発生費用と同額の裁量補償）。
- ・ 退職前特別有給休暇：法定の老齢年金受給権を既に持ち、退職日時点で55歳以上の従業員には、雇用期間中の最後の12か月の間に、18日間の特別有給休暇を取得する権利がある。
- ・ その他の給付には、学費補助、定年前退職の時間貯蓄およびIEG制度の適用を受けない企業への出向者に対する年金が含まれる。

1.16.3 その他長期給付債務

これらの給付は在職中の従業員に対するものであり、以下が含まれる。

- ・ 就労不能、傷病、業務上の事故または業務に関連した疾患による年金。一般的な国による同等の制度と同様に、IEG内の従業員は、業務上の事故および業務に関連した疾患に際して財政的な援助を受ける権利、ならびに傷病および就労不能による年金および給付を受ける権利がある。この債務は、現在の受給者に対して支払うべき将来給付の現在価値の予測として測定されており、復帰の可能性も考慮している。
- ・ 長期勤続報奨。
- ・ アスベストとの接触があった従業員に対する特別給付。

1.17 デリバティブ

EDFは、外国為替リスクおよび金利リスクの影響を最小化する目的で、デリバティブを利用している。

これらのデリバティブは、店頭市場で取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等の金利および通貨デリバティブから構成されている。

先渡金融商品およびヘッジ取引に関するANC規則2015-05の2017年1月1日付の適用により、外国為替最適化ポートフォリオに係る未実現利益およびヘッジ手段として分類された通貨デリバティブに係る未実現損益が、貸借対照表上、当該新規則により新設された再評価差額勘定に認識された。当該勘定はヘッジ対象について計上された未実現為替差損益と相殺される。

ヘッジ手段であるデリバティブは、対応する資産または負債の為替差損益または金利収益を修正する。為替リスクが完全にヘッジされている場合、引当金は計上されない。一部のみがヘッジされている場合には、未実現損失のヘッジされていない部分の全額につき、引当金が計上される。

その他の商品については、ヘッジ関係が存在しない場合、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は契約の想定元本の価額でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.18 コモディティ契約

コモディティに関する先渡金融商品は、ヘッジ目的で売買される。これらの取引の損益は、2017年1月1日から適用された先渡金融商品およびヘッジ取引に関するANC規則2015-05に準拠して、ヘッジ対象と対称的に、売上高またはエネルギー購入費用に計上される。

年度末現在のポートフォリオに含まれる商品は、契約に基づき引き渡すべきまたは受け取るべき数量でオフバランスシート・コミットメントに含まれている。

1.19 環境

1.19.1 温室効果ガス排出権

EU指令2003/87/ECは、欧州連合についての温室効果ガス排出枠取引制度を定めた。

この制度は、全EU加盟国で適用され、排出量の年間上限を設定している。企業（EDFを含む）は排出割当量を受け取るかまたは購入し、その翌年度に、販売商品（電力、熱、鉄、紙など）の生産からの直接的な温室効果ガス排出など、経過した年度のスコープ1排出量に対応する数量の温室効果ガス排出権を欧州委員会に提出する。不足がある場合には罰金が科される（割当量により填補されない二酸化炭素1トン当たり10ユーロ、および翌年度にこれらの数量を割当量により填補する義務）。

欧州の総排出量を削減するために、当該上限は段階的に引き下げられている。

取引期間の第四期（2021-2030年）に係るEU-ETSの法的枠組みは、2030年の気候およびエネルギーの枠組みで定められた排出量削減目標と2015年に採択されたパリ気候協定に対するEUの貢献を達成するために厳格化された（EU全体で1990年の水準に対し40%の排出量削減という全般的な目標を設定）⁽¹⁾。主な措置の一つは、割当量の削減を年間43百万トン（2010年度の割当量に対し2.2%減）に加速させることであった。

(1) 現在のEU-ETS割当量の軌道は、Fit for 55パッケージを適用して行われる予定の変更をまだ含んでいない。

欧州委員会はまた、2030年までに二酸化炭素排出量を（1990年の水準と比較して）55%以上削減するとの増強された目標に欧州連合を近づけることを意図して、2021年7月14日に「Fit for 55」と題する提案パッケージを提示した。排出枠制度は、12か月から18か月続くと見込まれる欧州機関における交渉過程を経て、変更される可能性が高い。

EDFは、ANC規則2014-03の第615-1条から615-22条に組み込まれた、2012年10月4日付ANC規則2012-03に規定する温室効果ガス排出権に関する会計処理方法を適用している。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。

温室効果ガス排出に係る規制上の要求に従うために保有する排出権（「生産」モデル）は、取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法が適用される。排出権コストを含む発電コストが対応する電力の現在価値を上回る場合には、評価損が計上される。年度末には「純額表示」の原則が以下の通り適用されている。

- ・ 温室効果ガスの排出量がポートフォリオの保有排出権の量を下回る場合には、資産が棚卸資産の原材料に認識される。これは、将来排出する温室効果ガスの填補に利用可能な排出権に対応する。
- ・ 逆の状況では、税金負債が計上される。これは、既排出分を填補するために必要な排出権に相当し、提出前の受渡しが可能な先物購入については契約上の取得価格により、残量は市場価格により評価される。

純額表示の原則は、ポートフォリオの保有排出権が、将来の排出量の相殺に使用される排出権となることを前提としている。しかし、島部と本土の事業活動間には権利の移転がないことから、EDFの権利の代替可能性には制約があり、資産と負債の両方が計上される場合がある。

1.19.2 省エネ証書

フランスでは、2005年7月13日付法律により、省エネ証書制度が導入された。一定水準以上の売上高を有するエネルギー供給業者（電力、ガス、暖気、冷気、家庭用燃料油および自動車用燃料）は、当初3年間の省エネ義務を負うこととなった。

この義務を履行するために、EDFが利用できる3つの手段は、消費者のエネルギー効率的作業の支援、省庁公認の省エネ証書制度への資金提供、および適格参加者からの証書購入である。

EDFは、プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第616-1条から616-25条に準拠して、省エネ証書の会計処理を行っている。

EDFは、省エネに係る規制上の要件を充足するために省エネ証書を保有している。このためEDFは、ANC規則2014-03に定義された「省エネ」モデルを適用している。

取得済または取得予定の証書は、生産コストまたは取得原価で棚卸資産に計上され、FIFO（先入先出）法により評価される。

年度末には、純額のポジションのみが財務諸表に表示される。

- ・ 達成した省エネが省エネ義務を上回る場合には、資産が（棚卸資産の仕掛品およびその他に）認識される。この棚卸資産は、将来の省エネ義務を充足する購入済、取得済ないし取得予定の証書に対応する。これは、省エネ義務を生むエネルギー販売が完了した場合に、その時点で消費される。または、
- ・ 達成した省エネが省エネ義務を下回る場合には、負債（その他の費用引当金）が認識される。この負債は、完了したエネルギー販売に係る義務を充足するために今後取るべき対策の費用に対応する。これは後日、当社が省エネ証書を取得できるような省エネ支出を行うか、証書を購入することにより消滅する。

注記2．重要な事象および取引

2.1 原子力開発

2.1.1 フランスにおける1,300MW PWRシリーズの減価償却期間の50年への延長

EDFは、フランスにおける1,300MW PWR発電所の減価償却期間を産業戦略に沿ったものにするための技術上、経済上およびガバナンス上の条件が2021年にすべて充足されたと考えている。

既に完了した調査研究、特に部品の取替と制御機器の経年劣化に関する調査研究によって、EDFは1,300MW発電所の技術的能力に関し少なくとも50年の稼働について十分な確信を得た。このことは、国際的なベンチマークによっても支持されている。

EDFはまた、ASNとの間で、1,300MWシリーズの第4回10年検査（グラン・カレナージュ・プログラムに含まれたプロジェクト）の内容に関する課題について進展させた。これらの検査では、900MWシリーズの第4回定期検査と同様に、かつ同シリーズから得た教訓を取り入れた、特に安全性に重点を置くことを意図した作業方法を採用する。2019年12月に、1,300MWシリーズ原子炉の第4回10年検査に関する再審査オリエンテーション・ファイルへの回答においてASNは、当該検査につきEDFが選択したテーマおよび行ったコミットメントに対し全般的な承認を与えた。

特に、2021年2月に発表された、900MW原子炉の第4回定期検査後10年間の稼働継続の一般的な側面についてのASNの承認と、900MWシリーズの発電所で初の第4回10年検査の産業的成功（2019年12月のパイロット原子炉トリカスタン1号機の後、ビュジェ2号機およびビュジェ4号機が稼働年数40年に達し、2021年度上半期中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働し、2021年度下半期にはトリカスタン2号機がこれに続いた）は、1,300MWシリーズの検査内容が適切であり、十分に管理されているというEDFの確信を強化するものである。

従って、1,300MWシリーズPWR発電所は、その第4回10年検査が終了した時点で、EPRの安全性水準に近い安全性水準に達することとなる。

また、1,300MWシリーズ発電所の稼働年数を40年超に延長することにより、長期的な低価格シナリオや広範な感応度シナリオにおいても高い収益性がもたらされる。

最後に、1,300MWシリーズ発電所を50年稼働することは、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法（2035年までにフランスの発電量に占める原子力の割合を50%にするという目標を設定）、およびフランスの複数年エネルギー計画（Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)）に関する2020年4月21日付採択政令とも整合する。フランス政府の要請を受けて、フランスの国営電力網事業者であるRTEはエネルギーの未来に関する調査研究「Futurs énergétiques 2050」を実施し、フランスで2050年までにカーボンニュートラルを達成するための電力構成シナリオを検証した。2021年6月に発表された関連の進捗報告書および2021年10月25日に発表された主要結果では、脱炭素発電容量の必要性が極めて高いことが指摘されている。2035年以後の期間に関連するすべてのシナリオについて、当該調査研究では、EDFの既存の原子力発電所が50年を超えて稼働を継続し、稼働年数50年から60年の間に閉鎖されるという仮定を含んでいる。

これらの要因をすべて考慮して、EDFは、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間に関する現時点での最善の見積りは50年であると考えている。この会計上の見積りは、ASNが将来行う稼働継続を認める決定を予定するものではない。これらは現在適用され、かつ法律で要求されている通り、各10年検査後に各ユニットに個別に与えられる。

以上から、EDFは、1,300MWのすべての発電所について、2021年1月1日付で見積りを変更した。

この会計上の見積りの変更は将来に向かって適用され、EDFの2021年12月31日現在の財政状態に以下の影響を与える。

- 2021年1月1日現在で、主に支払スケジュールにおける時期の違いにより、原子力発電関連引当金は、専用資産により填補される848百万ユーロを含め、合計1,016百万ユーロ減少した（注記28を参照）。この引当金の戻入は、主に資産の正味帳簿価額に配分され（1,031百万ユーロ、注記17を参照）、残額は純損益に配分される（(15)百万ユーロ）。この大部分は課税対象であり、税金支払額184百万ユーロが生じた。
- 2021年度において：

- ・ 減価償却期間の10年延長と、原子力発電関連引当金の減少に伴う1月1日現在の資産価額の減少の結果、減価償却費が減価償却期間40年の場合よりも減少し、当期について494百万ユーロと見積られた（営業引当金繰入額の減少562百万ユーロ（注記11.1の脚注(1)を参照）および臨時項目に認識された税務上の償却超過額(68)百万ユーロ）。
- ・ 2021年1月1日現在の原子力引当金の減少により、時の経過による割引の戻入に係る費用が33百万ユーロ減少した。
- ・ 共同運営の発電所に係る受取拠出金の純損益振替額が23百万ユーロ減少した。
- ・ 炉心核燃料引当金の減少が、関連する税務訴訟引当金の戻入により、臨時損益に57百万ユーロの影響を与えた。

合計では、2021年度の様々な影響により、税引前利益は546百万ユーロ増加し、純利益は221百万ユーロ増加した。

2.1.2 フラマンヴィル3 EPR

2020年度の進展

2020年度におけるフラマンヴィル・プロジェクトの主要な進展は以下の通りであった。

ホット機能試験の第2フェーズが2019年9月21日に開始され、2020年2月に完了した。ホット機能試験はシミュレーションされた正常操業条件下における発電所の性能を点検するものである。

Covid-19パンデミックに関連して、マンシュ地域で感染クラスターが識別された後、フラマンヴィル用地における作業は、3月中旬から安全、危機管理および環境監視作業のみに制限された。当該用地における通常業務は、2020年5月4日から段階的に再開され、2020年7月にほぼ正常水準に戻った。

開放型原子炉容器の機能試験は、2020年5月21日から6月25日までの間に無事に完了した。

EPRの部分的な試運転を認可するASNの2020年10月8日付決定を受けて、最初の燃料集合体は10月26日に現地に到着し、原子炉建屋のプール内に保管されている。

並行して、品質上の欠陥ないしEDFが定める破断防止要件への準拠性違反があった主要二次回路の非溶け込み接合部の改善作業が継続され、ASNによる最初の承認公表後、2020年8月に数か所の接合部が修理された。EDFはまた、主要二次回路に関する修理の範囲に、蒸気発生器への給水回路上の接合部を含めることを決定した。これらの接合部の修理手順に関する適格性認定は、2021年度下半期中の作業実施を目標に開始された。現段階では、修理は二次回路の接合部100か所に関係していた。フランスの最初の全国規模のロックダウンがフラマンヴィル・プロジェクトに与えた影響に関し、2020年度にレビューが実施された。その結果、2019年10月に公表された燃料装荷日ないし建設費用に変更はなかったが、当該プロジェクトの日程・費用には余裕が残されていないことが示された。ただし、目標の達成は、多くの要因、特にEDFが提案した主要二次回路接合部の修理方法、具体的には溶け込み接合部の修理に係る溶接ロボットの適格性に関するASNの検証に依存する。

これらの修理作業は、遠隔操作ロボットを含む全工程の承認についてASNが最終決定を下すまで開始できず、2021年度第1四半期まで延期された。当該プロジェクトのこのフェーズは、EPRの予定通りの完了に係るクリティカル・パスの1つとなっている。

2021年度の進展

初装荷に必要な燃料集合体は当年度上半期中に継続的に到着し、初期炉心全体が現在フラマンヴィルEPR原子炉建屋プールに保管されている。

遠隔操作ロボットを使用した主要二次回路溶け込み接合部の修理工程は、予想日より数週間遅れて2021年3月19日にASNの承認を受け、破断防止原則に準拠していなかった8か所の接合部の作業が開始された。2021年度に8か所すべてが修理され、応力除去熱処理の対象とされた。VVP（蒸気排出配管回路）溶け込み接合部の修理に関する応力除去熱処理の適格性認定の実証はASNの妥当性確認を受け、2021年度後半に使用認可が下りた。更に4か所のARE（蒸気発生器給水回路）溶け込み接合部も修理を要し、修理工程の適格性認定が現在ASNにて行われている。この工程はVVP溶け込み接合部の修理に使用された工程を適応させたものである。

品質上の欠陥があった主要二次回路の非溶け込み接合部について（これは、VVP接合部45か所およびARE接合部32か所に関連する）、ASNは2021年4月に、第3バッチの6か所の接合部の修理を承認した。現在までに承認された3バッチのうち、12か所の接合部の品質改善が完了している。ASNは4月に、関連する規制上のチェックを承認し、これは現在進行中である。

主要二次回路の合計100か所の（溶け込みおよび非溶け込み）接合部がVVPおよびAREの配管の修理に関係している。これらの接合部の大部分に係る修理の最終段階は、最終検証前の最適化された応力除去熱処理である。これらの接合部の修理は引き続きプロジェクトのクリティカル・パスにおける重要課題の1つである。

2021年3月2日に、EDFはASNに対し、主要一次回路に3つのノズルを取り付ける際に（これらのノズルは当該一次回路に補助回路を接続する）2006年度の設計基準の適用が不完全であったことについて重要事象を申告した。ASNの要請を受けて、当グループのエンジニアリング・チームが3つのシナリオを検証した。2021年6月21日にASNに対し、EDFが選択した解決策は「格納容器カラー」の設置であることを言明するとともに、当該解決策に対するASNの見解が示されて、2021年度末までにすべての設計および調達活動の着手が可能となることを要請するファイルが送付された。2021年10月8日付書簡にてASNは、この解決策に原則として異論がない旨を示した。ただし、格納容器カラーの設計ファイルは、フランスの放射線防護・原子力安全研究所（IRSN）（Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire）の審査を受ける予定である。

また、オルキルト（フィンランド）のEPRで加圧弁の腐食が観察された後、EDFは機器の点検を実施し、フラマンヴィルEPRの弁にも腐食の痕跡を発見した。これに伴い、パイロット制御弁の一部の部品に使用される材料が変更された。最適な材料を選択するために、いくつかの腐食応力試験が実施された。当該部品は現在生産中であり、2022年度上半期中に現場に取り付けられる予定である。ASNは技術上の選択について定期的に報告を受けており、この戦略に異論を唱えなかった。また、ASNとIRSNは加圧弁の動作および信頼性に関する検証も継続している。EDFはIRSNの直近の問い合わせに対し、弁の設計に係る検証を2022年度上半期末までに完了できるよう回答する予定である。

作業の進捗に伴い、新たな技術上の問題が浮上し、完成費用増額および日程遅延のリスクが高まる可能性がある。起動に向けた作業および準備の進捗状況を考慮して、2022年1月12日に、EDFはフラマンヴィル3プロジェクトの日程を調整した。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第2四半期に延期され、見積完成費用は124億ユーロから127億ユーロ（2015年のユーロ、中間利息を除く）に改定された。

原子炉容器に燃料を装荷し全体的な起動テストを実施する前に、主に以下の複数の作業が残されている。

- ・ 主要二次回路の接合部の修理の完了
- ・ 原子炉への燃料装荷前の、据付に関する新たな一連の適格性確認テストの実施
- ・ 台山原子炉1号機にて直面した技術上の問題から得た経験の織り込み
- ・ 据付作業の完了および稼働に必要なすべての書類の提出

2022年1月に発表された通り、関連する燃料集合体の検査の結果、一部の集合体部品に機械的摩耗が認められた。同種の摩耗は、フランスの原子力発電所の複数の原子炉でも既に観察されている。今後のフラマンヴィル3の運転開始に向けて、ASNとの間で解決策が検討される予定である。

2.1.3 グラン・カレナージュ

2014年度以来、EDFは、原子炉の安全性を高め、40年を超えて原子力発電所の稼働年数を延長することを目的としたグラン・カレナージュ・プログラムを実施している。2014年度から2025年度の期間に係る当該プログラムの費用の最新の見積りは、2020年10月29日現在のものであり、現在のユーロで494億ユーロであった。

この費用見積額は主に、2021年2月23日公表のASNの決定をもって終了したプロセスである900MW原子炉の第4回定期検査に基づいて実施すべき追加作業に係る一次情報を反映していた。要求された作業は、安全水準向上のための調査、改良作業および当初計画外の追加設備を含む。当該見積額は、前年度の経験に基づいて修正後の10年検査および部分検査の計画保守停止期間、ならびに2020年度から2022年度の期間に係るCovid-19パンデミックの2020年度の見積りによる影響も考慮に入れていた。グラン・カレナージュ・プログラムの費用見積額は定期的に更新されており、現在の見積額は502億ユーロ（現在のユーロによる）である。この数値は、今後実施される作業、調査および管理、ならびに一部の費用の再評価を考慮に入れている。業界の取組みは2025年度後も続き、その結果、投資費用は同日後も引き続き高水準に留まると見込まれる。

2021年度のグラン・カレナージュ・プログラムの主な事象および業界の経過目標は以下の通りである。

- ・ 2021年2月23日にASNは、900MW原子炉の第4回定期検査後10年間の稼働継続の一般的な側面について、EDFが実施および推奨した措置すべてがこれを実行可能にしたことを考慮して、意見を公表した。2019年度後半のトリカスタン1号機の後、2021年度にビュジェ2号機、ビュジェ4号機およびトリカスタン2号機が稼働年数40年の節目に達し、2021年度中に第4回10年検査が問題なく完了した後に再稼働した。2021年12月31日現在、他の3件の第4回10年検査が進行中であった（ダンピエール1号機、ビュジェ5号機およびグラヴリース1号機）。
- ・ 主要ユニット変圧器の予防取替プログラムが継続した。主要ユニット変圧器の合計174台のうち150台、即ち当該プログラムの86%が取り替えられた。
- ・ 900MWシリーズのユニット合計32基のうち27基の蒸気発生器が取り替えられた。
- ・ 現在56台の非常用ディーゼル発電機はすべて稼働している。56台目（パリュエル1号機）は2021年2月に運転開始した。

2.1.4 EDFによるインドの原子力事業者NPCILへのジャイタプール用地におけるEPR 6 基建設の提案

2021年4月22日に、EDFはNPCILに対し、インドのマハラシュトラ州ジャイタプール用地におけるEPR原子炉6基の建設に向けて工学調査および機器を供給する旨の拘束力あるフランスの技術・商業提案を提出した。EDF、そのパートナーおよびフランスの原子力業界にとって、この大きな経過目標は、拘束力ある基本契約への収斂を目的とする議論のための基礎を提供した（2021年4月23日付プレスリリースを参照）。

2.1.5 EDFとAREVAの間の和解契約

2021年6月29日に、EDFとAREVAは、2021年12月31日までにAREVAがEDFに563百万ユーロを支払う旨の和解契約に至った。

この和解、ならびに2021年6月29日および30日の2件の仲裁判断の執行により、2017年度のFramatome取得契約および当該取得前の事業上の関係に関連するEDFとAREVAの間のすべての紛争が終結した。

当該契約の署名の結果、合計563百万ユーロが受け取られ、臨時利益501百万ユーロ（注記14を参照）が認識され、Framatomeに対する保有株式の価値調整(29)百万ユーロが行われ、残額33百万ユーロは負債における第三者のための回収額に含められた。

2.2 資金調達取引

2.2.1 ソーシャル・ハイブリッド債の発行

2021年5月26日にEDFは、額面総額12.5億ユーロ、当初クーポン2.625%でEDFのオプションによる最初の償還日を2028年6月1日とするユーロ建て永久ソーシャル・ハイブリッド債の発行を開始した。

EDFは、7年後（すなわち2028年度）に予定されている最初の金利再設定日前およびその後は毎クーポン支払日前の60日間であればいつでも、このソーシャル・ハイブリッド債を現金で償還できる。

これらの発行は、追加的自己資本に計上されている（注記25を参照）。

調達資金は、欧州および英国のEDFグループの発電ないし配電資産の開発ないし保守に貢献する中小企業からの発注に係るEDFグループが行う資本的支出を含む適格プロジェクトの資金に充当される（詳細についてはEDFのソーシャルボンドの枠組み1を参照）。このソーシャル・ハイブリッド債の発行は、ICMA（国際資本市場協会）のソーシャルボンド原則およびサステナビリティ・ボンド・ガイドラインに準拠し、地域の責任ある発展と産業部門の拡大に関するEDFのコミットメントおよびCSR（企業の社会的責任）戦略に合致するものである。

決済は2021年6月1日に行われ、このソーシャル・ハイブリッド債は、同日付けで、ユーロネクスト・パリの組織化された市場での売買が認められた。

EDFのソーシャルボンド発行による調達資金の配分は、法定監査人の一人により認証される。2021年度一括登録書類のセクション6.8を参照のこと（訳者注：原文の書類のセクションである）。

2.2.2 優先グリーン・ボンドの発行

2021年11月23日に、EDFは、2033年11月29日満期、額面総額17.5億ユーロ、固定クーポン1%のユーロ建て優先グリーン・ボンドの発行を開始した（注記33の脚注(1)を参照）。

当該ボンドによる純収入相当額は、EDFのグリーン・ボンドの枠組み⁽¹⁾に定義する新規または既存の適格プロジェクトの資金調達および／または再資金調達に直接的または間接的に配分される。

(1) この枠組みおよびVigeo Eirisによるその独立のレビューは、当社ウェブサイト（www.edf.fr）の「Finance Durable」にて入手可能である。

決済は2021年11月29日に行われ、当該ボンドは、同日付けで、ユーロネクスト・パリの組織化された市場での売買が認められた。

この発行は、2021年12月6日に開始された追加発行により補完された。これは額面総額100百万ユーロ、クーポンおよび満期は2021年11月23日の初回発行と同一で、発行日の40日後に初回発行と代替可能となった（注記33の脚注(1)を参照）。

2.2.3 社会指標に連動する新たなシンジケート与信枠の銀行9行との署名

2021年12月24日に、EDFは社会的責任に特に重点を置いた当グループの4つのESG KPIにそのコストが連動する、当初満期3年、15億ユーロの新たなリボルビング与信枠のシンジケート組成を発表した。

欧州および北米の総合銀行9行が参加するこの新たな与信枠は、EDFの資金調達戦略における持続可能な資金調達手段の中心的な役割を再確認するものである。Bank of AmericaおよびNatixisはESGコーディネーターを務め、Crédit Agricole Corporate & Investment Bankは書類作成エージェントおよびファシリティ・エージェント、Société Généraleはシンジケーション・エージェントを務めた。Bank of America、BNP Paribas、Crédit Agricole Corporate & Investment Bank、Natixis、Société GénéraleおよびWells Fargoはリード・アレンジャーおよびブックランナーも務めた。

EDFは、2021年度末現在93億ユーロのESG連動与信枠（全与信枠の75%超）および今後数年内に100%を達成するとの意欲をもって、責任ある資金調達へのコミットメントを継続している。EDFの存在意義（*raison d'être*）に沿ったこのアプローチを通じてEDFは、革新的な資金調達解決策への取り組みを強化し、当グループのCSRコミットメントを織り込むことができる。

当該シンジケートと信枠に使用される指標は、EDFのすべての利害関係者の利益となる公正かつ包括的移行原則の4つの分野に関連している。

- ・ 従業員：当グループは、2026年度までに経営委員会の33%を女性とすることを自己目標としている。
- ・ 顧客：EDFは、デジタル・エネルギー効率化解決策により、顧客が消費量をより良く把握してエネルギー料金を削減できるよう支援している。
- ・ 供給業者：Excell計画に沿って、EDFは、フランスの国家復興計画「フランス再興」の一環として、原子力部門の中小企業の再配置および支援を促進する行動計画を実施している。
- ・ コミュニティ：当グループは事業を展開しているすべての地域において、コミュニティや地域との継続的な対話に取り組んでいる。この目的のため、新規プロジェクトについては「赤道原則」に従い、プロジェクトのライフサイクルを通じて地域コミュニティを巻き込んだ対話および協議プロセスを組織化している。

この新たなESG連動と信枠は、特に当グループが2013年度以来100億ユーロ相当を発行し、ベンチマーク発行者としての地位を確立しているグリーン・ボンドおよび現在のソーシャルボンド市場においてEDFが数年来開発してきた、持続可能な資金調達手段の分野を補完するものである。

2.3 新型コロナウイルス感染症 (Covid-19) パンデミックの影響

2020年度にCovid-19パンデミックによって引き起こされた経済的混乱により、2020年度においてEDFの活動の多く、特に原子力発電、作業現場およびサービスが著しい影響を受けた。

2020年6月30日に終了した上半期、次いで2020年12月31日終了年度に関し、EDFの財務諸表に対するパンデミックの影響額について信頼性のある見積りを作成するために、特定の報告書ならびに2020年度中間財務諸表（注記2.1を参照）および2020年度年次財務諸表（注記2.1を参照）に記載された評価原則に基づいて、EDFの企業において詳細な分析が実施された。

Covid-19パンデミックがEDFの営業利益に与えた影響は、原子力発電量の減少、需要の減少および営業債権の減損の認識を反映して、2020年12月31日現在で(862)百万ユーロと見積られた。

2021年度中もCovid-19パンデミックの影響が続いているものの、2021年12月31日現在の営業利益に対する影響はさほど重要ではなく、分散されており、追跡は容易ではない。

営業債権の減損

2020年12月31日現在の営業債権に係る信用損失を見積もる目的で実施した分析の結果、2020年度についてパンデミックによる営業債権の減損の増加は85百万ユーロとなった。これは2020年12月31日現在の財務諸表に対する注記2.1.2に記載された原則に基づいて計算された。

このリスク分析は、当年度中に観察された回収水準を考慮して2021年12月31日現在で更新され、その結果、営業債権の減損について合計34百万ユーロが戻し入れられた（注記11.2の脚注(2)を参照）。

注記3．フランスにおける規制の変更

2021年度における主な規制の変更は以下の通りである。2022年度の変更は注記41に記載されている。

3.1 フランスの規制電力販売料金（「青色」料金）

フランスのエネルギー法第L.337-4条に従い、規制電力販売料金は、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'ÉnergieまたはCRE）の提案に従って、エネルギーおよび経済担当大臣により設定される。

フランスの国務院は、その2018年5月18日および10月3日付決定において、規制電力販売料金の原則は、当該料金が消費者に対し市場価格より安定した電力価格を保証するという一般的経済的利益の目的に資する場合には、欧州連合法に適合しているとの判決を下した。

域内電力市場の共通規則に関する2019年6月5日付欧州指令（EU）2019/944に準拠して、フランスの2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は規制販売料金の継続を認め、同料金は、従業員10人未満かつ年間の売上高、収益ないし貸借対照表合計額が2百万ユーロ未満であることを条件に、住宅顧客ないし事業顧客向けに引受電力水準36kVAまで確保されている。

料金改定

フランスのエネルギー法第L.337-4条に準拠して、フランスのエネルギー規制委員会（Commission de Régulation de l'Énergie）は、規制電力販売料金に係る理由付き提案書を経済およびエネルギー担当大臣に提出する責任を負っている。3か月以内に異議がなければ、当該提案は承認されたものと見なされる。

2021年1月14日付決定において、CREは、2021年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み1.61%（税抜き1.93%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み2.61%（税抜き3.23%）の引上げを提案した。この引上案は、エネルギー供給および発電容量保証のコスト上昇、2019年度および2020年度の規制販売料金に係る費用収益間の差額をカバーする「キャッチアップ」調整、特にCovid-19パンデミックに関連した、2021年度に係る未回収債権予測に関する販売コストの変動、ならびに、引き続き規制料金に適格である非住宅顧客に関する販売コストの調整を特に考慮に入れている。このCREの提案は、2021年1月31日付官報に公告された2021年1月28日付の料金決定において確認され、2021年2月1日付で適用されている。

2021年7月8日付決定において、2021年8月1日からのTURPE料金の改定を考慮し、エネルギー法を適用して、CREは、住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.48%（税抜き1.08%）の引上げおよび非住宅顧客向け「青色」料金の税込み0.38%（税抜き0.84%）の引上げを提案した。CREは、この改定を2021年8月1日付で適用することを提案した。

この料金引上げ案は、2021年8月1日からのTURPE送配電網使用料金の引上げ（税込み規制販売料金に対し+0.33%）、送配電網管理者向け顧客代行管理サービスに対し供給業者が受け取る報酬（販売費から控除）の引上げ（税込み規制販売料金に対し-0.07%）ならびに、CREが既に発表した通り2019年度にカバーされなかった金額に対する「キャッチアップ」調整の2年内全額回収を意図した新たな更新（税込み規制販売料金に対し+0.21%）に起因する。

このため、期間ごとの比較可能性は、下表に記載する2020年8月1日以後に導入された料金改定により影響を受けている。

CRE提案日	住宅顧客向け「青色」 料金の引上げ (税込み／税抜き)	非住宅顧客向け「青 色」料金の引上げ (税込み／税抜き)	料金決定日	適用日
02/07/2020	1.54% / 1.82%	1.58% / 1.81%	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1.61% / 1.93%	2.61% / 3.23%	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0.48% / 1.08%	0.38% / 0.84%	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4 % / 24.3%	4 % / 23.6%	28/01/2022	01/02/2022

「TURPE」送配電網使用料金

第2のTURPE 5配電料金

2020年5月20日付決定によりCREは、中電圧および低電圧電力網に係る第2のTURPE 5料金の2020年8月1日付の+2.75%の引上げを採択した。この引上げの内訳はインフレ+0.92%、収益費用調整勘定（CRCP⁽¹⁾）均衡+1.85%および国務院の2018年3月9日付決定の適用-0.02%である。

(1) 料金の基礎となる予測値と実績値の主な差異を測定し相殺するメカニズムである。

送電費用については、2020年5月14日にCREは、高電圧電力網に係るTURPE 5料金を、2020年8月1日から-1.08%引き下げる決定を採択した。その内訳はインフレ+0.92%およびのCRCP均衡に係る-2%であった。

TURPE 6の配電料金

CREは、エネルギー高等評議会（Conseil supérieur de l'énergie）による承認後、TURPE 6の送電（高電圧）およびTURPE 6の配電（中電圧-低電圧）に係る2021年1月21日付の2つの決定を公表した（フランスの2021年4月23日付官報0096にて公布）。これらの料金は2021年8月1日から約4年間適用される。

配電費用については、2021年1月21日付料金決定2021-13において、CREは、資産に係るマージン2.5%および追加の規制資本利益率2.3%を設定した。2021年8月1日付の料金引上げは平均+0.91%であり、平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体では年間+1.39%である。

送電費用については、2021年1月21日付料金決定2021-12において、CREは、RTEの規制資産基盤に対する利益率について名目税引前加重平均資本コスト（WACC）を4.6%に設定した。2021年8月1日付の料金引上げは平均+1.09%であり、平均年間インフレ率を1.07%と仮定すると、料金期間全体では年間+1.57%である。

3.2 供給業者手数料

CREの2018年1月18日付決定を適用して、エネルギー供給業者は、単一契約顧客の代行管理サービスについて配電網管理者から報酬を受け取る。

手数料の原則は、単一契約の市場価格を提示して販売を行うすべての供給業者について同一である。規制電力料金のみは、わずかに低い手数料（2019年8月1日までは引渡ポイント当たり6.80ユーロに対し、4.50ユーロ）が提示され、この差額は2022年8月1日までに段階的にゼロまで低減する。

過去の顧客管理費用（2018年1月1日の前日まで）に関する報酬について、CREの当該決定は、TURPEを通じて考慮され得る上限と考える金額を設定していた。

ただし、2017年12月30日付法律2017-1839は、供給業者が過去の顧客管理サービスに対し電力網管理者から報酬を受け取る可能性を排除することを意図した措置を導入した。

3.3 電力平準化基金

中電圧および低電圧電力網に係るTURPE料金はすべての電力網事業者で同一である。これは効率的な電力網事業者に相当することを条件に、Enedisが負担する費用の予測を基礎とし、さらにEnedis電力網の接続消費者数、その消費量および申請された電力水準に係る予測を基礎として決定される。

この料金は一部のサービス地域の特定ニーズを常にカバーできるとは限らないため、電力網運営状況の格差を補うために電力平準化基金（Fonds de péréquation de l'électricitéまたはFPE）が存在する。フランスのエネルギー法は、公共電力網運営に起因する配電コストを公共配電網事業者間で分担することを求めている。平準化メカニズムには、定額に基づくものと、電力網事業者の決算分析に基づいてCREが設定するものの2つがある。定率配分メカニズムの算定方法は、政令および省令において定められている。EDFでは、これは島部エネルギー・システム（SEI）に関連する。

2021年7月28日にCREは、電力平準化基金からSEIへの最終的な配分額を、決算分析に基づき2021年度について195.3百万ユーロと設定する決定を公表した。

3.4 公共エネルギー費用の補償（CSPE）

メカニズム

公共電力サービス費用に関する補償メカニズム（compensation des charges de service public de l'énergie）は、2015年12月30日付官報に公布されたフランスの2015年度改正財政法により導入された改革の成果であった。その法制上および規制上の枠組みの下で、公共エネルギー・サービス費用（電力およびガス）は2016年以後、フランスの財政法に含まれる2つの国家予算項目を通じて補償されることとなった。補償は当初、特別「エネルギー移行」項目および「公共エネルギー・サービス」項目の2つの国家予算項目から行われていたが、2021年1月1日から、公共エネルギー・サービス費用はすべて、一般予算を通じて補償されることとなった。

2021年度の費用の補償に当たり、フランスの当初の2021年度財政法は、91億ユーロの「公共エネルギー・サービス」項目を一般予算に組み入れた。予算の対象は、再生可能エネルギーおよびバイオガスの支援契約（購入義務および追加報酬）に基づいて発生する追加コスト、ガスおよび電力供給業者が負担する連帯費用、再生可能エネルギーを除く発電の支援に伴うコスト（基本的に熱電併給）、ならびにフランス本土の電力網に接続していない地域に国の標準料金を適用することによるコストである。

電力の最終消費に係る内国税からの税収は、公共電力サービス拠出金（CSPE）に名称変更され、一般予算に直接含められる。CSPE税は、電力販売価格に対する追加徴収金の形で電力の最終消費者から直接徴収され（供給業者により徴収され）るか、または自社利用目的で電力を生産する発電事業者から直接徴収される。

CSPE税の水準は、2016年度において、通常料率がMWh当たり22.5ユーロ、8種の軽減料率が電力集約度、業種、および設備からの炭素漏れリスク（電力構成に起因して温室効果ガス排出がより高い国へ移転する産業のリスク）の規準に応じてMWh当たり12ユーロから0.5ユーロに設定された。これらの料率は2021年度も変更されていない。

EDFの公共サービス費用

EDFへの補償対象費用の2021年度の額は5,472百万ユーロである。国の一般予算からの2021年度の受取額は合計8,085百万ユーロであった。

この超過補償は、主に2020年度から2021年度にかけての市場価格の変動に起因する。2021年度の市場価格の上昇により補償対象の再生可能電力支援費用が大幅に減少した一方で、国からの補償受取額（2020年度の特に低かった市場価格を基に2021年度の財政法で決定）は極めて高額であった。

その結果、2021年12月31日現在で、EDFは国に対する営業負債294百万ユーロを認識した（これに対し2020年12月31日現在は1,974百万ユーロの債権）。

また、2021年度中にEDFは、旧CSPEメカニズムに基づき2016年度に受領した超過額の返済として255百万ユーロを負担した。

最後に、公共電力サービス費用の補償に関する2016年2月18日付政令2016-158に従い、2021年7月22日にCREは、EDFの公共サービス費用の2022年度予測（7,620百万ユーロ）、2021年度の改訂費用予測（7,142百万ユーロ）および2020年度に計上された実績費用（8,034百万ユーロ）を明記した2021年7月15日付決定2021-230を公表した。

3.5 発電容量メカニズム

フランスの発電容量メカニズムは、2017年1月1日付で発効した。これは、フランスのエネルギー法により、フランスにおける電力供給確保の保証に貢献する目的で導入された。

発電容量メカニズムのレビュー条項の結果、2021年度にRTEは、当該メカニズムの最初の数年間の運用および実績に係る報告書を公表した。この報告書に基づき、RTEは2021年11月29日に規則の改定案をCREに提出し、その意見を求めた。2021年12月16日付決定2021-370において、CREは、これらの提案ならびに、2023引渡年度および2024引渡年度に関する一定のパラメータ（相互接続による貢献、極端な気温ベクトルおよび安全係数）の変更につき賛同意見を表明した。CREは、当該改定案により、すべての参加者にとって発電容量メカニズムが簡素化され、発電容量市場参加者の可視性が向上するものと判断した。当該新規則は、環境移行省の2021年12月21日付決定により承認された。同規則では、2023引渡年度および2024引渡年度に係る発電容量保証の売買開始日を2022年3月1日と定めている。

2023引渡年度および2024引渡年度に係るEPEX Spot主催の入札は、2022年3月から開催される予定である。

2022年度には他の協議フェーズが予定されている。これは、2025引渡年度以後の発電容量メカニズムに対する構造的変更に関連し、欧州委員会の承認を必要とする。

2020年度の売買期間においては、2020年度以降の年度向けの発電容量価格について、2020年6月の入札から大幅な上昇が記録された。これは主に、Covid-19危機下において、市場参加者がピーク期間中の発電所の供給力低下を予想したことによるものである。2021年度においては、2021年度から2022年度にかけての冬期の電力価格および電力システム不安が下支えとなって、価格は全般的に高値を維持した。

2017年度から2021年度の引渡しに向けて引渡年度前に行われた発電容量入札の結果、平均市場価格は以下の通りであった。

引渡年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
価格（ユーロ/kW）	10.0	9.3	17.4	19.5	31.2

2022年度の引渡しに向けて2020年度に入札が開始され、その後10回の入札が開催され、そのうち6回は2021年度に行われた。これらの発電容量入札による価格は、以下の通りであった（時系列で表示）。

- ・ 2020年度：4月16.6ユーロ/kW、6月38.9ユーロ/kW、10月18.1ユーロ/kW、12月18.2ユーロ/kW
- ・ 2021年度：3月28.3ユーロ/kW、4月28.2ユーロ/kW、6月28.8ユーロ/kW、9月29.9ユーロ/kW、10月31.5ユーロ/kW、12月23.9ユーロ/kW。

3.6 省エネ証書

フランスの省エネ証書制度の第四期（2018-2021年）：

当初2018年から2020年の期間で計画されていたフランスの省エネ証書制度の第四期は、1年延長された（エネルギーおよび気候に関する2019年11月8日付法律2019-1147）。この期は、省エネ義務水準を大幅に引き上げ（「標準」義務1,600TWhcおよびエネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務533TWhc）、省エネ証書に関する不正対抗措置に係る新たな章（統制および制裁の数および有効性を増す）を追加した。

当該期間の終了時において提出済証書に不足がある場合には、義務対象参加者は不足分についてMWhc当たり15ユーロの制裁金を支払う必要がある。

これらの義務を充足するために、EDFは、省エネ証書の獲得数を増やすべく、2019年度前半にフランスで導入された「coups de pouce」の実施（断熱材に対する補助金、石油暖房からヒートポンプへの取替に対する財務的支援、ヒートポンプ利用者への省エネ補助金の50%追加、ヒートポンプ保守契約への特別な提案等）を活用して、あらゆる取組みを行っている。

当該制度の第四期（2018-2021年）には省エネ義務が大幅に引き上げられたが、EDFは省エネ目標を達成し、第五期（2022-2025年）の開始に向けて証書を在庫を有している。

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）：

フランスの省エネ証書制度の第五期（2022-2025年）に関する政令2021-712が、2021年6月5日付官報にて公布された。この政令は、当該制度の有効性を高め（例えば、特例措置を大幅に削減し、計算を実際の省エネに近づける）、非常に脆弱な世帯向けの財政支援を増強し（エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務の引上げ、非常に脆弱な世帯に対する範囲制限、この分類のペナルティをMWhあたり20ユーロに引上げ）、脱炭素エネルギーの開発を奨励している。

- ・ この期に係る全体の義務は、17.2%増加して2,500TWhである（エネルギー貧困状況にある世帯に利することを意図した義務は+37%増の730TWh、「標準」義務は+11%増の1,770TWh）。
- ・ 省エネ証書係数（販売エネルギー1MWh当たりの生産すべきMWh）は、電力につき10.2%減少し、ガスにつき51.8%増加している。
- ・ 電力およびガスについて、省エネ証書を要しない閾値を、現在の400GWh/年から、2022年度は300GWh/年、2023年度は200GWh/年、2024年度以降は100GWh/年と段階的に引き下げる。

3.7 ARENH

2011年に創設された既存の原子力発電への規制接続のためのARENH制度は、代替供給業者に対し、基本契約に署名後、フランスのエネルギー法の規定に基づいて決定された設定量につき規制価格にてEDFから電力を購入し最終顧客に供給することを認めている。この制度は、電力網事業者がエネルギー損失を補うためにも利用可能である。

CREの提案を受けてエネルギーおよび経済担当大臣が決定したARENH価格は、2012年1月以後、MWhあたり42ユーロに固定されている。これは電力引渡しを含み、2017年度以後、関連する発電容量保証を組み込んでいる。

最終顧客の需要を賄うためにARENH制度に申請する供給業者に対し当該制度の下で販売可能な限度量の合計は、年間100TWhに設定されている（注記41を参照）。

2021年11月8日付決定2021-339において、エネルギー法の求めに従いCREは、2022年度について定められた限度量合計を申請が超えた場合のARENH取引量の配分方法を設定した。また、現在の電力市場の異例の危機に鑑み、供給業者が申請したARENH取引量の承認に関し、チェックの強化と特別規則を導入した。

CREは、EDFが支配する子会社の超過申請はすべて削減される（これは電力網事業者には適用されない）旨、ならびにEDFが支配する子会社は、ARENH制度および供給条件、特に代替供給業者に係る削減率を複製した契約を親会社と締結可能である旨を明記した。

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法は、新たな措置を導入した。同法は、ARENH販売の当初100TWhの上限を、2020年1月1日から150TWhに引き上げた。これによりフランス政府は、ARENH引渡し限度量合計を省令により100TWh超に引き上げ、移行期中のARENH価格を省令により改訂することが可能となった（注記41を参照）。

2022年度の引渡しに係る2021年11月の期間中のARENH申請は、合計160.36TWh（EDF子会社および電力網事業者からの申請を除く）であった。CREは一部の申請を縮小して（合計-0.03TWh）、CREが有効と認めた申請量を合計160.33TWhとし、各供給業者の申請を削減した。このほかに、ARENH制度を複製した契約を通じておよび電力網の電力損失を補填するためにEDFが子会社に対し販売した量があった（26.4TWh）。

2020年度にはまた、Covid-19パンデミックに関連してARENH制度に関連する訴訟が一部のエネルギー供給業者から提起された。詳細については注記37に記載されている。

2019年1月25日に公表された複数年エネルギー計画（PPE）案において発表された通り、2020年1月にフランス政府は、既存の原子力施設の経済的規制ならびにその建設および運営原則の改革計画を推し進める基礎的な判断材料に係る貢献の要請を開始した。提案された新たな規制は、ARENH制度を置き換える予定である。当該業界の他の多くの参加者と同様に、EDFグループは、2020年3月17日に終了したこの協議に参加した。

その後、フランスの環境連帯移行大臣および経済財政大臣は、既存の原子力施設について可能性ある政府の将来の規制下で原子力事業者が負担する費用の査定を実施し、原子力活動に対する公正な報酬を決定するようCREに委託した。2021年度には、これらの潜在的な新たな規制の条件に関して重要な進展はなかった。

損益計算書

注記４．売上高

売上高の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
エネルギー売上高*	50,390	41,692
電力	42,906	37,456
ガス	7,484	4,236
サービスおよびその他の売上高	2,611	2,623
売上高	53,001	44,315

* 電力およびガス売上高中の引渡コストに相当する部分を含む。

2021年度における電力売上高の変動は、主に以下によるものである。

- ・ 以下のものからなる有利な影響
 - ・ 原子力発電量の25.3TWhの増加。この影響の大部分は、2020年度において発電量の大幅な調整をもたらしたCovid-19パンデミックに関連する。
 - ・ 2021年度の天候が2020年度より寒冷であったこと。
- ・ 顧客ポートフォリオの変動により部分的に軽減された。

売上高の増加はまた、市場での販売および規制料金販売に係る有利な価格の影響にも起因する。規制料金に関する価格の影響は、2020年2月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+3.0%および非住宅顧客向け「青色」料金+3.1%）、2020年8月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.82%および非住宅顧客向け「青色」料金+1.81%）、2021年2月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.93%および非住宅顧客向け「青色」料金+3.23%）、ならびに2021年8月1日から（住宅顧客向け「青色」料金+1.08%および非住宅顧客向け「青色」料金+0.84%）の規制料金の指針に起因している。

ガス売上高の増加は、主に2021年度における市場価格の大幅な上昇を背景としたEDF Tradingへの売上高に関連している。

注記５．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
営業補助金	5,554	8,148

CSPE

営業補助金は、主に、公共エネルギー費用の補償（CSPE）としてEDFが受け取ったか受け取る予定の補助金から構成され、財務諸表上、2021年度に5,472百万ユーロ（2020年度に8,081百万ユーロ）の利益として認識された。2021年度における補償対象費用の大幅な減少は、主に再生可能エネルギー源からの電力を支援するための費用に関連しており、2020年度から2021年度にかけて観察された市場価格の上昇に起因する。

フェッセンハイム原子力発電所の閉鎖

EDFが2019年9月30日に環境連帯移行大臣およびASNに提出したフェッセンハイム原子力発電所の両原子炉の運転停止および永久閉鎖宣言に関する申請書に準拠して、EDFは1号機原子炉を2020年2月22日に、2号機原子炉を2020年6月30日に閉鎖した。

2019年9月27日に、フランス政府およびEDFはフェッセンハイムの早期閉鎖について政府がEDFに補償する旨の合意協定に署名した。これは2015年8月17日付法律「グリーン成長のためのエネルギー移行法」による原子力発電量の上限設定に起因して決定された。

この協定の条件に基づいて支払われる補償は、以下のものから構成されている。

- ・ 発電所閉鎖後に発生した費用に対する当初補償金（運転終了費用、INB税、解体費用および従業員配置転換費用）の閉鎖後最長4年間にわたる分割支払額。2020年12月14日に370百万ユーロが受け取られた。
この補償は、関連する費用が発生するにつれて、または発生した時に収益として損益に認識される。
- ・ 2041年度までの将来の発電により生み出されたものと見込まれる逸失利益に相当する、その後の支払い。フェッセンハイムの過去の出力数値を基礎とし、原子力電力販売価格、特に観察された市場価格に基づいて「事後に」計算される。
現段階では、当該収益を財務諸表上で認識する理由はない。

電力網からの切断以降、フェッセンハイム発電所は約5年間継続する運転後フェーズに入った。当該期間中、1号機および2号機は引き続き「燃料装荷なしの炉心」および「燃料なしの原子炉」として運転され維持される。これは、一連の技術上および管理上の作業を必要とする。2021年10月18日に、フェッセンハイム1号機からラアグのOrano用地に最後の2つの使用済燃料パッケージが発送され、重要な経過目標が達成された。

2020年度の2基の閉鎖に伴うすべての運転後費用および収益は、その他の営業収益および営業費用に計上される。2021年12月31日現在、それらは主に以下を含んでいる。

- ・ 費用126百万ユーロ（現場作業員の給与および社会保障費57百万ユーロ、商品およびサービス購入54百万ユーロ、所得税以外の税金、主に給与税、エネルギー税および地方税15百万ユーロ）。
- ・ 協定に定義する閉鎖後発生費用の補償額57百万ユーロ。これは上述の方法に基づき損益計算書上、営業補助金として認識されている。

注記6．引当金および減損の戻入額

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度	2020年度
リスク引当金の戻入(1)	27	628	387
年金および類似債務	30	748	795
使用済燃料管理	28	1,282	744
放射性廃棄物長期管理	28	227	246
原子力発電所の廃炉	28	186	181
炉心核燃料	28	-	99
火力および水力発電所の廃炉		46	30
その他費用引当金		202	88
費用引当金の戻入		2,691	2,183
減損の戻入(2)		330	253
引当金および減損の戻入額合計		3,649	2,823

(1) 2021年12月31日現在の引当金の戻入は主に、エネルギー供給および販売契約に関係している。

(2) 2021年度は、Covid-19パンデミックに関連した売上債権の減損の戻入34百万ユーロを含む。この減損は当初、パンデミックによる危機の間に計上された（注記11.2の脚注(2)および注記2.3を参照）。

注記 7. その他の営業収益および費用振替額

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
その他の営業収益*	1,024	745
費用振替額	76	101
その他の営業収益および費用振替額	1,100	846

* この変動は主に、第4四半期の市場価格上昇による追加報酬メカニズムの反転（再生可能エネルギー生産者に利益をもたらした）を反映した2021年度における利益241百万ユーロに起因する。

注記 8. 購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
購入燃料使用分(1)	4,422	3,269
エネルギー購入(2)	21,752	16,783
サービスおよびその他購入品使用分(3)	17,354	16,161
購入およびその他の対外費用	43,528	36,213

(1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（主に核燃料および核分裂性物質、比較的低い割合のガス、さらに極めて低い割合の石炭および石油）および核燃料サイクルに関連するサービスの購入に関連するコストを含んでいる。購入燃料使用分は、CCG（コンバインド・サイクル・ガス）施設による2021年度の発電量が2020年度をわずかに下回ったため、主にEDF Tradingの価格効果を反映してガス購入が増加したことにより増加した。

この項目はまた、温室効果ガス排出権の使用分（注記1.19.1を参照）を含む。

- 2021年12月31日現在、排出量は6百万トン（2020年12月31日現在は5百万トン）であった。

- 2021年度にEDFは、2020年度中に発生した排出に関して5百万トンを提出した（2020年度は、2019年度中に発生した排出に関して6百万トンを提出した）。

(2) エネルギー購入の増加は主に、市場での電力およびガス購入の増加によるものであり、主に風力発電に関する電力購入義務の減少により部分的に相殺された。

(3) サービス購入は子会社であるEnedisが請求する配送網接続料を含んでいる。引渡しを除くと、サービス購入は2020年度から2021年度にかけて919百万ユーロ増加し、2021年度はフラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する臨時費用548百万ユーロ（2020年度は383百万ユーロ）を含む（注記16の脚注(4)を参照）。

注記 9. 法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
給与・賃金に対する税金	172	169
エネルギー関連の税金	1,180	1,242
地域経済拠出金*	313	500
資産税*	288	469
その他税金*	301	314
法人所得税以外の税金	2,254	2,694

* 法人所得税以外の税金の減少は、主に国の経済復興計画の一環として政府により導入されたフランスの発電税の引下げに起因する。

注記10. 人件費

(単位：百万ユーロ)

	2021年度	2020年度
給与・賃金	3,720	3,694
社会保障費	2,687	2,745
人件費	6,407	6,439

2021年度の人件費は、フラマンヴィル3 EPRの主要な二次回路の接合部の修理作業に関連する追加費用39百万ユーロ（2020年度26百万ユーロ）を含む（注記16の脚注(4)を参照）。

	2021年度			2020年度
	管理職	その他	合 計	合 計
IEG従業員	27,220	30,476	57,696	58,237
その他	2,047	2,292	4,339	4,225
平均従業員数	29,267	32,768	62,035	62,462

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている。

注記11. 営業取引に係る減価償却費、償却費および引当金繰入額

11.1 減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)

	2021年度	2020年度
無形資産償却費	332	296
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有(1)	3,687	3,925
－委譲運営(2)	318	292
固定資産減価償却費および償却費合計	4,337	4,513
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延費用	26	25
減価償却費および償却費合計	4,363	4,538

(1) 1,300MWシリーズPWR発電所の減価償却期間の10年延長および原子力引当金の減少に関連した1月1日現在の資産価額の減少に起因して、減価償却期間が40年に据え置かれた場合と比較して、減価償却費は見積で562百万ユーロ減少した（注記2.1.1を参照）。

石炭火力発電所の減価償却費は、i)ルアーブル発電所の2021年3月31日付閉鎖による減少および、ii)特にエココンバスト・プロジェクトの中止を受けた2021年7月1日からのコルドメ発電所の減価償却スケジュールの変更による増加、の複合的効果により78百万ユーロ減少した。

(2) この減価償却費は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関連している。

11.2 引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	注記	2021年度	2020年度
リスク引当金(1)	27	159	720
年金および類似債務	30	915	798
使用済燃料管理	28	1,185	625
放射性廃棄物長期管理	28	126	107
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料	28	262	133
火力および水力発電所の廃止		21	-
その他費用引当金		245	210
費用引当金		2,754	1,873
減損(2)		231	383
引当金および減損合計		3,144	2,976

(1) 2021年12月31日現在、増加は主に、2020年度と同様に、エネルギー供給および販売契約に関係している。

(2) 2020年12月31日現在の減損はCovid-19パンデミックに関連した営業債権の減損85百万ユーロを含み、当該減損のうち34百万ユーロは2021年12月31日現在で戻し入れられた（注記6の脚注(2)および注記2.3を参照）。

注記12. その他の営業費用

その他の営業費用は、2021年度に2,480百万ユーロ（2020年度に2,738百万ユーロ）であり、特に、回収不能債権に係る損失、ソフトウェアに係るロイヤリティ、当年度中の省エネ証書利用ないし消費に関するコスト、撤去または廃棄済資産の正味帳簿価額、および再生可能エネルギー源からの発電事業者を支払われる追加報酬を含んでいる。

その他の営業費用の増加は特に、省エネ証書に関するコストの減少、および2021年度第4四半期の市場価格上昇に起因した再生可能エネルギー源からの発電事業者を支払われる追加報酬の増加によるものである。

この追加報酬は、フランスのグリーン成長のためのエネルギー移行法により導入された。これは、エネルギーを市場で直接販売する生産者に対して、その販売収益と参照価額との差額を補償することにより合理的な報酬を保証することを目的とした支援メカニズムである。このメカニズムは、購入義務システムを補完する。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
投資による収益(1)	1,957	1,782
その他の有価証券および固定資産関連受取債権による収益(2)	905	638
受取利息および類似収益ならびに支払利息および類似費用	(1,264)	(1,408)
－ヘッジ後の長期金融負債に係る費用	(1,635)	(1,717)
－その他	371	309
為替差損益	(196)	(232)
市場性のある有価証券売却損益	(239)	(106)
引当金の増減および費用振替額	(2,628)	(3,177)
－従業員給付に係る割引費用	(292)	(395)
－原子力引当金に係る割引費用(3)	(2,090)	(2,558)
－投資有価証券に係る引当金(4)	(104)	(49)
－引当金、減損の戻入額および費用振替額	282	535
金融損益	(1,465)	(2,503)

(1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。

- EDF Holding SAS (EDF Tradingの持株会社) (2021年度603百万ユーロ、2020年度443百万ユーロ)。
- C3 (EDF Investissementsグループの持株会社) (2021年度183百万ユーロ、2020年度149百万ユーロ)。
- Enedis (2021年度540百万ユーロ、2020年度508百万ユーロ)。
- EDEV (2021年度87百万ユーロ、2020年度72百万ユーロ)。
- EDF Nam Theun Holding (2021年度36百万ユーロ、2020年度22百万ユーロ)。
- EDF PEI (2021年度88百万ユーロ、2020年度94百万ユーロ)。
- EDF Immo (2021年度63百万ユーロ、2020年度72百万ユーロ)。
- Framatome (2021年度37百万ユーロ、2020年度47百万ユーロ)。
- CTE (2021年度130百万ユーロ、2020年度184百万ユーロ)。

(2) 2020年12月31日現在、この項目はCSPE金融債権の負担コストに関する6百万ユーロの収益を含んでいた。CSPE債権は、2020年度に国から全額返済された。

(3) 2021年度における原子力引当金の割引費用の減少は、実質割引率が2020年度の20ベシス・ポイント低下に対し2021年度は10ベシス・ポイントの低下であったこと、また1,300MWシリーズ原子力発電所の減価償却期間の50年への延長の影響(注記2.1.1を参照)によるものである。

(4) この変動は主に、2021年度における債券市場の動向が2020年度ほど有利でなかったことによるものである(注記18.1の脚注(4)を参照)。

注記14. 臨時損益

2021年12月31日現在、臨時損益は差引1,765百万ユーロであった。その主要項目は以下の通りであった。

- ・ 運用ポートフォリオ管理の過程で実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益1,070百万ユーロ。
- ・ 2021年6月29日にAREVAとEDFが署名した契約に基づく和解補償金に対応する利益501百万ユーロ(注記2.1.5を参照)。
- ・ 次に説明する通り、2020年12月31日現在でEDFは、国務院の2020年12月11日付決定を受けて、特定の長期負債の税務上の損金算入可能性に関し、(538)百万ユーロの税務訴訟引当金を計上した。2021年6月17日、ヴェルサイユ行政裁判所は当社に不利な判決を下し、当社に有利であった第一審判決を取り消した。この判決の執行により、EDFは2014年度および2015年度について2021年6月に85百万ユーロを、2008年度から2010年度について2021年7月に374百万ユーロを支払った。この結果、引当金のうち459百万ユーロが取り崩され(注記31の脚注(1)を参照)、対応する費用が税金費用として認識された。2021年度におけるこれらの支払およびリスク再評価の後、当該引当金は2021年12月31日現在69百万ユーロである。これは2012-2013事業年度および2016-2021事業年度に関係している。当社は、当該決定に対して、国務院に上訴している。
- ・ 係属中の訴訟手続関連費用に対する引当金の増加。

- ・ 税務上の減価償却超過額の純戻入額30百万ユーロ。

2020年12月31日現在、臨時損益は425百万ユーロであった。その主要項目は以下の通りであった。

- ・ 運用ポートフォリオ管理の過程で実施された、専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益780百万ユーロ。
- ・ 税務上の減価償却超過額の純戻入額175百万ユーロ。
- ・ 国務院の2020年12月11日付決定を受けた税務訴訟引当金の認識(538)百万ユーロ。2008年度から2017年度の期間について、EDFは、特に特定の長期負債の損金算入可能性に関する修正勧告の通知を受けた。2019年度の財務諸表に記載した通り、この反復的な再査定は各年に適用され、2019年12月31日現在では、法人所得税における約556百万ユーロの累積的財務リスクに相当した。2017年度に下された2件および2019年度に下された1件の判決において、モントルイユ行政裁判所は、これらの負債の損金算入可能性を認め、当社の取った立場の正当性を追認した。当該大臣は当該2件の判決に対して控訴した。2020年1月にヴェルサイユ行政裁判所は、2008年度についてEDFの立場を支持したが、当該大臣は控訴した。2020年12月11日付決定において、国務院はヴェルサイユ裁判所の決定を覆し、同裁判所に当該訴訟を差し戻した。

注記15. 法人所得税

15.1 納税グループ

1988年1月1日以降、EDFおよび一定の子会社は、フランスの税制で規定される連結納税制度（フランス税法第223条Aから223条U）の適用を受けるグループを組成している。2021年度の連結納税グループは、Enedis、EDF International、EDF RenewablesおよびDalkiaを含む285の子会社から構成されている。

15.2 未払法人所得税

フランス税法第223条Aに基づき、EDFは唯一、連結納税グループの代表として、法人所得税および追加の関連する負担の支払義務を負っている。

納税グループの構成企業間の連結納税契約では、その契約が中立的効果を持つものでなければならないと定められている。この原則を適用して、各子会社は、個々に課税されるとしたら支払わなければならないであろう税金に相当する、グループの法人所得税に対する負担金を連結会社に支払う。

EDFと納税グループに含まれる子会社との間の連結納税契約では、税務上の欠損金の利用に関する標準規則に従って、EDFは、損失計上子会社に課税所得が生じた場合には、計上した損失から生まれた節税分を、その会社に払い戻さなければならないと定めている。

連結納税グループの代表会社であるEDFは、2021年度に1,410百万ユーロの法人所得税費用（2020年度の406百万ユーロの未収法人所得税の後）を計上した。

この費用の内訳は以下の通りである。

- ・ 2021年度の課税所得に係る税金費用741百万ユーロ。フランスの1,300MWシリーズPWR原子力発電所の減価償却期間の50年への延長に起因する税金費用325百万ユーロを含む（注記2.1.1を参照）。
- ・ 臨時損益に係る税金費用867百万ユーロ。注記14に記載した税務訴訟に係る459百万ユーロを含む。
- ・ 連結納税から生じた調整に対応する未収税金198百万ユーロ。

15.3 繰延税金

繰延税金は、EDFの親会社の財務諸表上では認識されていない。繰延税金は、各項目の会計上の価額と税務上の価額との差額により生じる。これらは一般に、期間差異により生じる。

- ・ 繰延税金資産は、将来の年度において損金に算入される費用、または将来の課税所得を減額する繰越欠損金を表している。
- ・ 繰延税金負債は、将来の会計上の費用で先に税務上損金に算入されたもの、または、会計上の収益で将来の年度に益金となり将来の課税所得を増加させるものを表している。

EDFは、連結納税グループの代表会社として、グループ・レベルで発生した欠損金を繰延税金残高に含めている。

繰延税金の課税標準の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日 現在	2020年12月31日 現在	変動
1. 繰延税金資産が生じる期間差異			
－引当金の損金不算入額(1)	(15,469)	(16,589)	1,120
－金融商品および未実現為替差益	(5,656)	(4,717)	(939)
－その他	(457)	(529)	72
標準税率を適用される繰延税金資産合計	(21,582)	(21,835)	253
2. 繰延税金負債が生じる期間差異			
－金融商品および未実現為替差損	2,450	2,224	226
－その他	2,723	2,678	45
標準税率を適用される繰延税金負債合計	5,173	4,902	271
－未課税資産譲渡益	-	-	-
－15%課税の損失引当金繰入額	(11)	(25)	14
軽減税率を適用される繰延税金負債合計	(11)	(25)	14
繰延税金の課税標準	(16,420)	(16,958)	538
標準税率による将来の税金資産（純額）(2)	4,237	4,510	(273)
軽減税率による将来の税金負債（純額）	2	4	(2)

- (1) 主として従業員雇用後給付および、係属中の税務訴訟において暫定的に損金算入可能性について異議が唱えられている費用の将来の損金算入可能性に起因する未実現の節税額に関係している。
- (2) 長期の期間差異については25.82%の法人所得税率を適用している。

貸借対照表

注記16. 無形および有形固定資産の総額

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在総額	増加	減少	2021年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	2,384	449	65	2,768
その他	285	14	1	298
無形資産	2,669	463	66	3,066
土地	119	2	1	120
建物	11,995	305	72	12,228
原子力発電所	63,437	3,934	1,473	65,898
電力網以外の機械および設備	13,407	263	199	13,471
EDF所有電力網	1,125	32	2	1,155
その他	1,738	145	80	1,803
EDF所有有形固定資産(1)	91,821	4,681	1,827	94,675
土地	48	-	-	48
建物	10,786	97	86	10,797
電力網以外の機械および設備	1,813	79	26	1,866
委譲電力網	3,153	175	31	3,297
その他	20	1	-	21
委譲運営有形固定資産(2)	15,820	352	143	16,029
有形固定資産	17,431	5,140	4,781	17,790
無形資産	1,189	651	470	1,370
発注に係る前渡金および未成業務支出金	3,020	62	-	3,082
建設中の資産(3)	21,640	5,853	5,251	22,242
無形および有形固定資産合計(4)	131,950	11,349	7,287	136,012

- (1) 2021年12月31日現在のEDF所有有形固定資産は、非常用ディーゼル発電機56基の影響1,913百万ユーロ（ASNの承認を受けた日程表に沿って2019年度に運転開始した発電機35基に係る1,224百万ユーロ、2020年度に運転開始した発電機20基に係る645百万ユーロ、および2021年度に運転開始した最後の1基に係る44百万ユーロ）を含む。
- (2) 委譲運営有形固定資産は、島部エネルギー・システムの公共配電委譲および水力発電委譲に関係する。
- (3) 当年度の投資は、主に、グラン・カレナージュ・プログラムに基づく既存発電所の装置（主要部品、特に蒸気発生器の取替、ならびに10年検査および定期検査に関連する作業）ならびにEPR発電所の建設（フラマンヴィル3）に関係している。2021年12月31日現在の進行中の無形資産は、EPR 2プロジェクトに関する調査707百万ユーロ（2020年12月31日現在538百万ユーロ）および小型モジュール型原子炉（SMR）プロジェクト69百万ユーロを含む。
- (4) 2021年12月31日現在の財務諸表におけるフラマンヴィル3プロジェクトの資産計上価額は、12,164百万ユーロである（＊）（建設中の有形固定資産11,860百万ユーロおよび稼働中の資産304百万ユーロ）。これには、建設費用の他、予備部品在庫および関連プロジェクト（特に初回総合検査および北部地域開発）の資産計上額合計529百万ユーロならびに、フラマンヴィル・プロジェクトに関連した開業前費用およびその他の有形資産781百万ユーロが含まれるため、取得原価ベースの建設費用は合計10,854百万ユーロである。2021年12月31日現在、稼働中の資産について認識された減価償却費および償却費の累計額は98百万ユーロである。

また2022年1月12日にEDFは、フラマンヴィル3プロジェクトの日程調整および見積完成費用の124億ユーロから127億ユーロへの増額（2015年のユーロ、中間利息を除く）を発表した。

フランス監査院(Cour des Comptes)は、ERP技術に関する2020年7月の報告書において、同院の計算によると、EDFが2019年10月9日付プレスリリースにて公表した建設費用124億ユーロ（2015年のユーロ）に加えて、フランスGAAPでは費用として扱われる利息費用42億ユーロを含む67億ユーロ（2015年のユーロ）にのぼる可能性がある追加コストがかかる旨を発表した。上述のとおり、2021年12月31日現在、その他の資産計上されたプロジェクト・コストは13億ユーロである。フラマンヴィル3EPRの主要な二次回路の接合部の修理に関して発生した追加費用は資産の製造原価に算入できない異常原価である。これらは2021年度に、サービスおよびその他購入品使用分548百万ユーロ（注記8の脚注(3)を参照）

および人件費39百万ユーロ（注記10を参照）から構成される587百万ユーロで費用に計上された。2022年1月12日に発表された再調整により生じた追加費用は、その他の営業収益および営業費用に計上される。

（＊）親会社の財務諸表では中間利息の資産計上は行われない。

フランスの新原子炉：EPR 2プロジェクト

EPR 2プロジェクトは、第3世代原子炉の安全目標を満たす新たな加圧水型原子炉に関連しており、EPR原子炉および現在稼働中の原子炉から得た設計、建設および運転開始の経験を織り込むことを目指している。

2019年7月16日に、ASNはEPR 2に関するEDFの主要設計オプションの安全水準は満足できるものであったとの見解を公表した。ASNは「全般的な安全目標、安全の基本要件および主要設計オプションは全体として満足できるものであった」と表明した。

EPR 2はまた、出力（現在の原子炉の最大出力である1,450MWに対し1,650MW）、発電量、供給力、操作性に関して優れた運転性能を提供することが見込まれる。

環境連帯移行省が2019年1月25日に公表したPPE案は、政府が原子力業界とともに、新原子力発電のコスト、他の低炭素発電方法との関連で見たその長所および短所、可能性ある資金調達モデル、新原子炉プロジェクトおよび公開協議に関するプロジェクト管理様式、ならびに潜在的な新原子力発電所により生み出される廃棄物の管理に関する事項の諸問題を検証するための作業プログラムを2021年半ばまでに実施する旨、ならびにこの情報に基づき、またエネルギー状況の展開に依存して、政府は原子力施設向け更新プログラム開始の適合性に関する決定を下す予定である旨を明記した。

EPR 2に関する決定を待つ間に、EDFは2020年12月16日の取締役会により、費用予算約10億ユーロをもって2022年度末まで当該プロジェクトを継続する権限を与えられた。

2021年度にEDFは、フランスの当局と協力して政府監督下の作業プログラムに貢献する取組みを完了した。それは、最初EPR建設からのフィードバックの正式な提供、および（フランス内外の先行するEPRプロジェクトからのフィードバックを織り込んだ調整済EPRモデルを使用して）3対の原子炉を建設する業界プログラムに対するフランスの原子力部門の対応力を明らかにすることであった。

実施された分析は、必要性の根拠、原子力部門の参加者を動員するための行動計画、予想費用の見積り、当該プログラムの続率と資金調達に関する可能な選択肢の分析（ならびに規制および法的枠組みの変更に関するその帰結）、立地の識別、新原子力発電所が産出する廃棄物の管理に関する問題の検討、ならびに欧州委員会との連携や公開協議等の取るべき行動を対象とされていた。

フランスのエネルギー・気候総局DGECは2021年夏にこのプログラムの監査を行い、スケジュールおよび費用の見積りに用いた方法の妥当性を確認した。

フランス大統領は2021年11月の演説において、フランスが原子力プログラムを再開しフランス国土に新原子炉を建設することを宣言した。フランス東部のペルフォールを訪問中であった2022年2月10日に、大統領は2035年までにEPR 2原子炉6基を建設し、2050年までのEPR 2原子炉8基の増設に向けた調査を開始するプログラムへの着手を発表した。投資決定はまだ行われておらず、当該プログラムは適切な規制および資金調達の取決めを必要とする。

NUWARD、フランスの小型モジュール型原子炉（SMR）プロジェクト

小型モジュール型原子炉（SMR）については、2021年度において、170MWユニット2基を備えた340MW加圧水型発電所であるNUWARD™の開発が継続された。このクラスの発電所は、最も古い化石燃料火力発電所を今後数十年間に広範囲で置き換えることへの貢献を目的に、主に輸出市場向けに設計されている。これらの輸出版売は、2030年度までに着工予定のフランスのモデル発電所によって支えられる。

NUWARDの開発、工業生産およびマーケティングはEDFが監督し、CEA、Naval GroupおよびTechnicAtomeからエンジニアリングの支援を受ける。輸出目的であることに鑑み、この開発を対象に、1件以上の国際パートナー、特に欧州パートナーとの協力の実行可能性について調査が行われている。

国の復興計画である「フランス再興」の一環としてフランス政府から供与された公的資金50百万ユーロの恩恵を受けて、現在、概念設計フェーズが進行中である。

注記17. 無形および有形固定資産に関する減価償却費、償却費および減損

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在 累計額	増加	減少	2021年 12月31日現在 累計額
ソフトウェア	1,426	318	64	1,680
その他	140	14	-	154
無形資産	1,566	332	64	1,834
土地および建物	7,858	285	68	8,075
原子力発電所*	42,158	3,470	1,489	44,139
電力網以外の機械および設備	9,308	577	195	9,690
EDF所有電力網	563	32	2	593
その他	1,152	139	74	1,217
EDF所有有形固定資産	61,039	4,503	1,828	63,714
土地および建物	6,754	152	84	6,822
電力網以外の機械および設備	1,104	37	23	1,118
委譲電力網	1,328	89	25	1,392
その他	11	-	-	11
委譲運営有形固定資産	9,197	278	132	9,343
建設中の有形資産	84	22	17	89
減価償却費、償却費および減損合計	71,886	5,135	2,041	74,980

* 2021年度の原子力発電所の減価償却費の増加は、2021年1月1日付で1,300MWシリーズPWR発電所の減価償却期間を50年に延長した結果、原子力引当金が減少し（注記28を参照）、資産の裏付けがある引当金の場合には、対応する調整が関連資産の減価償却費に計上されることから、当該延長の影響を受けている（1,031百万ユーロの影響、注記2.1.1を参照）。

フランスの原子力発電所の減価償却期間

注記1.2.1に記載した通り、フランスの現在稼働中の原子力発電所（900MWの原子炉32基、1,300MWの原子炉20基、1,450MWの原子炉4基）の減価償却期間は、900MWシリーズ（2016年1月1日以後）および1,300MWシリーズ（2021年1月1日以後）については50年、減価償却期間の延長条件を満たしていないN4シリーズ発電所については40年となっている。

2020年4月21日付政令2020-456により採択された2019年-2028年を対象とするフランスの複数年エネルギー計画（Programmation Pluriannuelle de l'ÉnergieまたはPPE）に基づき、2020年度上半期のフェッセンハイムの原子炉2基の閉鎖（同発電所の運営権の終了に係る2020年2月18日付政令2020-129に従ったもの）に加え、2035年までに原子炉12基を閉鎖する予定である。従って、2基の900MW原子炉については、第5回10年検査に先立って2027年および2028年に閉鎖される予定である（特に電力価格および安全供給に関する一定の条件が満たされた場合には、さらに2基の原子炉もまた、2025年-2026年に早期閉鎖される可能性がある）。当該2基の原子炉の選択に当たって優先度が高い事項は、経済的および社会的影響が最小限に抑えられ、電力網に与える影響が最も低く、かつ用地全体の閉鎖を伴わない閉鎖とされる予定である。フランス政府の要請により、これらの基準に基づいて、2020年1月20日にEDFは、ブレイエ、ビュジェ、シノン、クリュアス、ダンピエール、グラヴリーヌおよびトリカスタン用地における原子炉2基ずつの閉鎖の可能性を検証することを提案した。PPEはまた、原子炉の早期閉鎖は、その実施の3年前に確認される予定であることを規定している。そのため、上記の減価償却期間にかかわらず、2020年4月のPPE採択により、2020年度以後、900MW原子炉2基の早期閉鎖に関するさまざまなシナリオを参照して、原子力引当金の再見積りが行われた。その結果として、原子力引当金（主に、支払期間が数年間短縮されたことによる廃炉引当金）が29百万ユーロ増加した。加速減価償却期間もこれらのシナリオに基づいて見積もられ、減価償却費が増加したが、EDFの財務諸表に重要な影響は与えなかった。

フランスの石炭火力発電所の減価償却期間

2019年11月8日付エネルギーおよび気候法を考慮して、ルアーブルおよびコルドメ石炭発電所の減価償却期間の終了時期は2019年6月1日に変更されており、ルアーブルの閉鎖を2021年4月1日とする一方で、コルドメは、エココンバスト・プロジェクトの一部としてのバイオマスへの転換を考慮して、2026年まで操業を継続することとされた。

ルアーブル発電所は2021年3月31日付で永久閉鎖された。

2021年7月8日に、EDFは、クラスB「廃棄物」である木材を石炭の代替燃料として開発するエココンバスト・プロジェクトについて、プロジェクト・コストが最終製品の有利な価格を保証できなかったことおよび産業パートナーが最近撤退したことなど、プロジェクト継続の条件が充足されなかったため、終了を決定したことを発表した。

EDFは、2015年度にエココンバスト・プロジェクトを開始した。2018年度後半から当該プロジェクトは、コルドメ発電所をこの代替燃料の使用に適応させることおよび敷地内にペレット生産の専用施設を作ることから成っていた。EDFは、技術面および環境面の実行可能性調査を実施し成功させた。

当該プロジェクトの経済性は、その極めて革新的な性質およびこの種の製品の経験がないことに加え、最近のコモディティ価格の高騰により不利となった。また、EDFがペレット生産施設からの排水処理について協議していたパートナーが当該プロジェクトからの撤退を決定した。コルドメ発電所は2022-2024年度の間は石炭以外の代替燃料による発電ができないことから、このことは、工業用の運転開始日を2024年度まで延期せざるを得ないことを意味した。

コルドメは、コルドメ発電所に対し年間最大750時間までのフル稼働による使用を認めるエネルギーおよび気候法に準拠して、RTEが定義する電力システムの要件を満たすために、2024年度まで、さらに恐らくは2026年度まで、操業を継続する予定である。その結果、減価償却期間の終了時期は現在のところ2026年度で据え置き、2021年度下半期から、予想される新たな運営方法を考慮して減価償却スケジュールが加速された。エココンバスト・プロジェクトに係る投資支出は、2021年6月30日現在で全額償却された。

17.1 資産に係る減損テスト

フランスの発電所群（原子力、火力および水力発電所）を形成する異なる発電施設は、その技術的な最大発電容量とは関係なく、統合的に管理され相互依存関係にあることから、EDFは、これらの発電所全体を単一のCGUと考えている。

このCGUの価値はEDFの財務諸表にとって極めて重要であり、また2016年1月1日の「黄色」および「緑色」規制料金の廃止以後は市場価格へのエクスポージャーが重要であることから、価値の下落の兆候がない場合にも、減損テストが実施される。

発電所の回収可能価額は、注記1.6に記載した通常の方法に基づき、当該資産の耐用年数にわたり2021年12月31日現在5.1%（2020年12月31日現在5.2%）の税引後WACCを用いて将来キャッシュ・フローを割引くことにより見積られている。原子力資産については、発電所を少なくとも50年間稼働させることが当社の戦略であるため、EDFのベンチマーク・モデルでは、現在稼働中の発電所の耐用年数を50年と仮定している。これは、フランスの複数年エネルギー計画に含まれた900MW原子炉2基の早期閉鎖案を考慮している。

減損テストは、2022年1月に設定されたフラマンヴィル3—注記2.1.2を参照（計画耐用年数60年）に関する直近の予測を織り込んでおり、当該予測では、プロジェクトの進捗と運転開始の準備を反映して日程が調整された。燃料装荷日は2022年度後半から2023年度第2四半期に延期され、見積完成費用は2015年のユーロで124億ユーロから127億ユーロ（中間利息を除く）に増額された。

2021年12月31日現在、この減損テストでは、短期、中期および長期の価格上昇シナリオの有利な影響の一方で、テストに使用された他の仮定の変動は中程度または軽微な影響であったことから、回収可能価額は、2020年12月31日現在から明らかに増加したことが示された。

当該テストの感応度の側面は、2022年度につきARENH制度に20TWhの追加量を46.2ユーロ/MWhの価格で帰属させる旨のフランス政府の決定に関する当グループの2022年1月13日付発表、2022年度のフランスの原子力発電量予測の下方修正に関する同1月13日付および2月7日付発表、ならびに2023年度のフランスの原子力発電量予測の改定に関する同2月11日付発表（注記41を参照）による影響を織り込んで更新された。これらの要因により、当該テストで算定される余裕は大幅に減少するが、引き続き著しく大きな正の値となっている。

テストの主要な仮定は引き続き、原子力資産の耐用年数、長期の市場価格シナリオ、割引率、コストおよび投資の変更、ならびに発電容量収益に関係する。これらの各仮定について感応度分析が行われており、その結果は帳簿価額と回収可能価額との間のプラスの差額の存在に疑義を呈するものではなかった。

注記18. 金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在 累計額	2020年12月31日現在 累計額
投資(1)	60,923	60,006
投資に関連する債権	51	51
投資有価証券(2)	25,201	24,347
その他の投資	202	199
子会社貸付金その他の金融資産(3)	23,829	16,422
金融資産合計、総額	110,206	101,025
投資および関連債権の減損	(709)	(712)
投資有価証券の減損(4)	(404)	(293)
減損合計	(1,113)	(1,005)
金融資産合計、純額	109,093	100,020

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- 以下を含む、EDF Investによる新規投資：

- ・ C71 (フランスの公共主導ネットワークに設置された光ファイバーの所有会社) の資本引受 (374百万ユーロ)
- ・ 92 France (フランスの不動産所有会社) の資本引受 (94百万ユーロ)。
- ・ C82 (フランスの不動産所有会社) の資本引受 (44百万ユーロ)。
- ・ C84 (ドイツの不動産所有会社) の資本引受 (41百万ユーロ)。

- 以下を含む増資引受：

- ・ C77 (欧州の不動産所有会社) の増資引受 (171百万ユーロ)。
- ・ C79 (フランスの不動産所有会社) の増資引受 (99百万ユーロ)。
- ・ EDF Pulse Holdingの増資引受 (75百万ユーロ)。
- ・ C72 (Energy Assets Group(EAG)所有会社) の増資引受 (74百万ユーロ)。

また、2021年12月31日現在、Framatomeに対する投資の価値は、署名済みの価格調整契約に従って14百万ユーロ減額され、2020年12月31日現在の2,028百万ユーロに対し、2021年12月31日現在は2,014百万ユーロであった。

(2) 投資有価証券の変動は、主に期中の専用資産の取得および売却に対応するものであり、これにより2021度に正味売却益1,070百万ユーロが発生した(注記14を参照)。これらの利益は専用資産ポートフォリオに再投資されている。

(3) 2021年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計23,782百万ユーロであり、EDF Internationalに対する13,048百万ユーロ、EDF Tradingに対する2,943百万ユーロ、EDF Renewablesに対する2,881百万ユーロ、Enedisに対する1,997百万ユーロ、Dalkiaに対する1,788百万ユーロおよびPEIに対する568百万ユーロを含む。

(4) この項目の変動は、主に、2020年度ほど有利でなかった2021年度の債券市場の展開の結果、当年度中に投資有価証券およびその他の投資の減損を認識したことによる(注記13の脚注(4)を参照)。

18.2 子会社および資本金の50%以上に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2021年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2020年度 自己資本	2020年度 純利益	2021年度 受取 配当金	2020年度 売上高
I 子会社							
－持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,387	93	87	nm
EDF International	25,930	-	100	16,958	(1,084)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1,105	137	88	762
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,748	603	603	-
Société C3	11,196	-	100	11,527	192	183	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,482	66	63	-
EDF Group Support Services	nm	-	100	1	1	1	165
CTE*	2,705	-	50.1	5,289	359	130	-
C45	99	4	100	87	(2)	11	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	427	21	36	-
C73	143	1	100	126	(9)	6	-
C74	123	45	100	105	(9)	3	-
C71	374	-	100	-	nm	-	-
C77	171	-	100	nm	nm	4	-
C79	110	nm	100	11	nm	3	-
その他の会社	2,835	230	100	2,209	58	129	-
－工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	9	-	-	5
Dalkia	967	140	99.9	421	(30)	-	2,109
Enedis	2,700	-	100	5,615	676	540	14,494
Framatome	2,014	-	75.5	2,600	101	37	2,066
Edvance	12	-	80	41	20	10	603
その他の国々							
Emosson	14	14	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	93	3	-	13
Forces Motrices du Chatelôt	nm	-	50	8	nm	nm	3
－その他の企業(GIE EIFER)	130	125	-	-	-	-	-
合計 I	60,729	559				1,934	

nm: 重要性なし(500,000ユーロ未満)。

* CTEはRTEの100%所有会社である。

18.3 子会社および資本金の50%未満に対する投資

(単位：百万ユーロ)	所有持分の 帳簿価額 総額	2021年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2020年度 自己資本	2020年度 純利益	2021年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	60,729	559	-	-	-	1,934
II 投資						
II.1 EDFが10%から50%の持分を 保有する会社						
ー工業および商業会社						
フランス						
Trimet France	130	94	35	296	34	10
Dalkia Investissements	63	56	50.0	16	1	nm
合計 II.1	193	150				10
II.2 EDFが10%未満の持分を 保有する会社						
その他の会社	-	-	-	-	-	-
その他の国々						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	121	5	nm
合計 II.2	1	-				-
合計 II	194	150	-	-	-	10
子会社および投資合計、総額	60,923	709	-	-	-	1,944
子会社および投資合計、純額	60,214		-	-	-	

nm: 重要性なし(500,000ユーロ未満)。

18.4 投資有価証券ポートフォリオ

(単位：百万ユーロ)	期首現在			期末現在		
	帳簿価額 総額	帳簿価額 純額	公正価値	帳簿価額 総額	帳簿価額 純額	公正価値
投資有価証券価額	24,347	24,195	27,148	25,201	24,944	29,741

2021年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオの純額は、専用資産24,944百万ユーロから構成されている。

18.5 自己株式の変動

2021年5月6日の株主総会において、当社の自己資本を構成する株式総数の10%を上限に、期間18か月間の株式買戻プログラムが承認された。このプログラムは2021年度に流動性契約を通じて値付け目的で実施された。

(単位：百万ユーロ)	2020年12月31日現在			2021年度中 の変動	2021年12月31日現在		
	総額	減損	純額		総額	減損	純額
自己株式	10	-	10	2	14	(2)	12

2021年12月31日現在、「投資有価証券」には合計1,174,554株の自己株式が、純額12百万ユーロで含まれている。

18.6 貸付金および投資に関連する債権

(単位：百万ユーロ)	流動性			2021年 12月31日現在 総額	2020年 12月31日現在 総額
	1年未満(1)	1－5年(2)	5年超		
投資に関連する債権	2	-	49	51	51
子会社貸付金およびその他の金融資産 (3)	9,262	12,647	1,920	23,829	16,422
貸付金および投資に関連する債権	9,264	12,647	1,969	23,880	16,473

- (1) EDF Internationalに対する31.1億ユーロ、EDF Tradingに対する29.4億ユーロおよびEDF Renewablesに対する18.8億ユーロの貸付金を含み、与信枠の引出の期日に対応する。
- (2) EDF Internationalに対する99.4億ユーロおよびEDF Renewablesに対する10億ユーロの貸付金を含み、与信枠の引出の期日に対応する。
- (3) この変動は、主に2021年度の子会社貸付金、EDF Tradingに対する29億ユーロ、EDF Internationalに対する22億ユーロ、Enedisに対する11億ユーロおよびEDF Renewablesに対する8億ユーロによるものである。

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在			2020年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,471	(39)	8,432	8,322	(33)	8,289
その他の原材料	126	-	126	265	(32)	233
その他の貯蔵品	2,000	(250)	1,750	1,963	(236)	1,727
仕掛品その他の棚卸資産*	645	-	645	292	-	292
棚卸資産合計	11,242	(289)	10,953	10,842	(301)	10,541

* 仕掛品その他の棚卸資産の増加は主に2021年12月31日現在の省エネ証書在庫に起因する。

注記20. その他の流動資産ならびに現金および現金同等物

(単位：百万ユーロ)	流動性			2021年 12月31日現在 総額	2020年 12月31日現在 総額
	1年未満	1－5年	5年超		
発注に係る前渡金	353	134	232	719	723
－営業債権：					
請求額	2,532	-	-	2,532	2,389
未請求受取債権(1)	16,816	-	-	16,816	13,684
－その他の受取債権(2)	4,566	64	220	4,850	6,515
営業受取債権	23,914	64	220	24,198	22,588
現金性金融商品(3)	892	823	814	2,529	1,814
現金および現金同等物(4)	8,397	-	-	8,397	5,364
前払費用	305	224	486	1,015	987
流動資産合計	33,861	1,245	1,752	36,858	31,476

- (1) この増加は主に、価格上昇を背景としたEDF Tradingに係る債権および供給済であるが未請求のエネルギー債権に係っている。
- (2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権3,464百万ユーロを含んでいる。2020年度のその他の受取債権には公共エネルギー・サービス費用の補償(CSPE)に関する債権1,974百万ユーロが含まれていたが、これに対し2021年度においては294百万ユーロの債務であった(注記32の脚注(4)を参照)。
- (3) 為替商品に係る未実現利益、および取引銀行とのデリバティブに係るEDFのマージンコールに関するすべての借方残高(2021年12月31日現在36百万ユーロ)。2020年12月31日現在では、当該借方残高に相当するものはなく、貸借対照表上の負債に2,345百万ユーロの正味貸方残高が報告されていた(注記32の脚注(5)を参照のこと)。
- (4) 現金および現金同等物の変動は主に、償還額控除後の発行済譲渡性負債商品2,822百万ユーロおよび買戻契約に基づく銀行数行への債券の譲渡による874百万ユーロを含み、金融負債を通じて認識された(注記33の脚注(2)を参照)。

注記21. 市場性のある有価証券

(単位：百万ユーロ)	2021年12月 31日現在	2020年12月 31日現在	変動
投資ファンド	2,598	2,443	155
ユーロ建または他の通貨建短期譲渡性負債商品(1)	50	1,738	(1,688)
保証として受け取った株式(2)	408	-	408
債券(1)	7,500	8,830	(1,330)
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	49	54	(5)
総額合計	10,605	13,065	(2,460)
引当金	(20)	(4)	(16)
純額合計	10,585	13,061	(2,476)

- (1) 譲渡性負債商品および債券の減少は、信用リスクを低減し、流動性の高い資産(通知預金、投資ファンド)を増加させることを目指した取組みによるものである。
- (2) これは、金融負債を通じて認識された、取引銀行から保証として受け取った債券408百万ユーロからなる(注記33の脚注(3)を参照)。

注記22. キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の変動

(単位：百万ユーロ)	2021年 12月31日現在	2020年 12月31日現在	変動
市場性のある有価証券	10,605	13,065	(2,460)
現金および現金同等物	8,433 ⁽¹⁾	5,364	3,069
貸借対照表資産小計	19,038	18,429	609
ユーロ建投資ファンド	(2,598)	(2,443)	(155)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	(50)	(937)	887
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	-	(801)	801
保証として受け取った株式	(408)	-	(408)
債券	(7,500)	(8,830)	1,330
自己株式	-	-	-
未収利息	(49)	(54)	5
キャッシュ・フロー計算書上の金融資産に含まれる市場性のある有価証券	(10,605)	(13,065)	2,460
貸借対照表の「その他の営業債権」に含まれる子会社に対する貸付金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	-	-	-
貸借対照表の「その他の営業負債」に含まれる子会社からの借入金（キャッシュ・プーリング契約に基づく）	(6,872)	(5,620)	(1,252)
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の期末残高*	1,561	(256)	1,817
為替変動の影響の消去			80
現金および現金同等物に係る純金融収益ならびにその他の項目の消去			(316)
キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物の純増減*			1,581

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

(1) 2021年12月31日現在のデリバティブに係るマージンコールに関するすべての借方残高に相当する36百万ユーロを含む（注記20の脚注(3)を参照）。

2018年度以後、キャッシュ・フロー計算書上、すべての子会社のキャッシュ・ポジションは、自立基準を参照して分類されている。

会社が非自立型と判断されるのは、それが持株会社であるか、その売上高の大部分がEDFグループ企業との間で生み出されているか、または雇用者の立場を持たない場合である。

非自立型として分類された主要な子会社は、C2、C3、EDF HoldingおよびEDF Internationalであり、自立型として分類された主要な子会社は、Enedis、PEI、SofiloおよびGGFである。

キャッシュ・フロー計算書上、自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、「現金および現金同等物」からの控除として表示されている。非自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、運転資本の変動の要素に含まれている。

注記23. 未実現為替差損

2021年12月31日現在の未実現為替差損は1,324百万ユーロであり、主に、以下を反映している。

- ・ 外貨建債権および債務ならびに通貨ヘッジ手段に係る為替の変動（基本的に米ドルおよび英ポンドにおける）に起因する2021年12月31日現在1,043百万ユーロの未実現損失（2020年12月31日現在576百万ユーロ）。
- ・ 子会社であるEDF Internationalとのヘッジ手段の決済に係る実現損益の2021年12月31日現在の残額281百万ユーロ（2020年12月31日現在296百万ユーロ）。プランコンタブルジェネラルに準拠し、第628-11条に規定する対称性の原則を適用して、純損益（2019年度311百万ユーロ、2020年度ないし2021年度にはこれに相当するものがなかった）は未実現為替差損に計上され、ヘッジ対象の残存期間にわたり当該ヘッジ対象に係る損益の会計処理と対称的に費用に振り替えられる。これに従い、15百万ユーロの費用が2021年度の金融損益に認識された（2020年度15百万ユーロ）。

注記24. 自己資本の変動

(単位：百万ユーロ)	資本金	剰余金	繰越損益 および 中間配当	当期 純利益	投資 補助金	税務規制 引当金	自己資本 合計
2019年12月31日現在	1,552	20,334	7,547	1,593	159	5,935	37,120
2019年度の純利益の配分	-	5	1,588	(1,593)	-	-	-
2020年度の純利益	-	-	-	222	-	-	222
配当金の分配	-	-	-	-	-	-	-
中間配当	-	-	-	-	-	-	-
自己株式の消却(1)	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
その他の変動	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
2020年12月31日現在	1,550	20,316	9,121	222	160	5,786	37,155
2020年度の純利益の配分	-	-	222	(222)	-	-	-
2021年度の純利益	-	-	-	1,457	-	-	1,457
2021年6月7日の増資	29	587	-	-	-	-	616
配当金の分配	-	-	(651)	-	-	-	(651)
2021年12月2日の増資	40	859	-	-	-	-	899
2021年度の中間配当	-	-	(947)	-	-	-	(947)
その他の変動(2)	-	10	42	-	7	(9)	50
2021年12月31日現在	1,619	21,772	7,787	1,457	167	5,777	38,579

- (1) 自己資本の調整によって自己株式3,697,507株を消却するという2020年7月29日のEDFの取締役会による決定に従ったもの。関連する金額は(38)百万ユーロである。
- (2) 「その他の変動」は、退職慰労金債務に関する給付の帰属方法の変更に起因する雇用後給付引当金の過年度調整42百万ユーロを含む（注記1.1を参照）。

24.1 資本金

2021年12月31日現在のEDFの資本金は1,619,338,374ユーロであり、額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式3,238,676,748株から成っている。資本金のうち83.88%はフランス政府、14.77%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.32%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.03%はEDFが自己株式として所有している。

2021年6月、2020年度に係る配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、57,908,528株の新株発行を受けて資本金が29百万ユーロ増加し、発行プレミアム587百万ユーロを計上した。

2021年12月、2021年度に係る中間配当の一部を株式による配当の形態で支払ったことにより、80,844,641株の新株発行を受けて資本金が40百万ユーロ増加し、発行プレミアム859百万ユーロを計上した。

フランスのエネルギー法第L.111-67条に基づいて、フランス政府は常にEDFの資本の70%超を保有していなければならない。

24.2 配当

2021年5月6日の株主総会において、2020年度について1株当たり0.21ユーロの普通配当分配が決議され、現金または株式（株式による配当オプション）による支払のオプションが株主に提供された。

当社定款の第24条を適用して、期末日現在で少なくとも2年間継続して株式を保有し、配当分配日現在も保有していた株主は、配当の10%を特別配当として受け取る。各株主について、特別配当の受領権を有する株式の数は、当社資本の0.5%を超えることはできない。特別配当は1株当たり0.231ユーロである。

フランス政府は、2020年度について、株式による配当を選択した。

2020年度について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は36百万ユーロである。

2021年11月4日に、EDFの取締役会は2021年度について1株当たり0.30ユーロの中間配当を、2021年12月2日に新株（株式による配当オプション）または現金で支払うことを決議した。中間配当の総額は947百万ユーロであった。

フランス政府は、この2021年度中間配当について、株式による配当を選択した。

この2021年度の中間配当について株式による配当を選択しなかった株主に支払われた現金による配当の額は48百万ユーロである。

24.3 新株式へ転換および／または既発行株式と交換できる社債（OCEANE債）

2020年9月8日に、EDFは、新株式へ転換および／または既発行株式と交換できるグリーン・ボンド（OCEANEs VERTES）の募集を、額面価額2,400百万ユーロおよび発行価額2,569百万ユーロにて行った（2020年12月31日現在の財務諸表に対する注記2.4.1を参照）。2021年12月31日現在、当該社債の転換または交換オプションを行使した引受人はなかったため、この取引は自己資本に影響を与えていない。

注記25. 追加的自己資本

2021年12月31日現在、追加的自己資本は純額12,857百万ユーロであり、以下のものから構成されている。

- ・ 2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ4,579百万ユーロおよび3,206百万ユーロの永久劣後債（償還額控除後）。
- ・ 2018年9月にEDFが発行した1,250百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2019年11月にEDFが発行した497百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2020年9月にEDFが発行した2,084百万ユーロの永久劣後債。
- ・ 2021年6月にEDFが発行した1,241百万ユーロの永久劣後債（額面1,250百万ユーロ、9百万ユーロの償還プレミアム控除後）（注記2.2.1を参照）。

この純額には、為替変動の影響、償還プレミアムおよび関連する償却額が含まれている。

永久劣後債の持参人に対する支払額は、2021年12月31日現在578百万ユーロである（2020年12月31日現在512百万ユーロ）。この費用は「ヘッジ後の長期金融負債に係る費用」に計上されている（注記13を参照）。

永久劣後債

(単位：百万通貨単位)

発行日（月/年）	名目金額（償還額控除後）	通貨	償還オプション	利率
01/2013	1,250	ユーロ	12年	5.38%
01/2013	1,250	英ポンド	13年	6.00%
01/2013	2,098	米ドル	10年	5.25%
01/2014	1,500	米ドル	10年	5.63%
01/2014	1,000	ユーロ	12年	5.00%
01/2014	750	英ポンド	15年	5.88%
09/2018	1,250	ユーロ	6年	4.00%
11/2019	500	ユーロ	8年	3.00%
09/2020	850	ユーロ	6.5年	2.88%
09/2020	1,250	ユーロ	10年	3.38%
06/2021	1,250	ユーロ	7年	2.63%

注記26. 特別委譲負債

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
資産の現物評価額	107	106
再評価差額	758	790
追加減価償却額	377	324
水力発電委譲資産に対する権利	1,242	1,220
資産の現物評価額	2,008	1,918
運営者による供与資金の未償却分	(1,306)	(1,219)
委譲者による供与資金の償却	370	354
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	6	9
公共配電委譲資産に対する権利*	1,078	1,062
特別委譲負債合計	2,320	2,282

* 公共配電委譲資産に対する権利は、島部エネルギー・システム (SEI) の公共配電委譲に関係している。

注記27. リスク引当金

(単位：百万ユーロ)	2020年12月 31日現在	増加		減少			2021年12月 31日現在
		営業(3)	金融	使用(3)	戻入(3)	金融	
未実現為替差損引当金(1)	512	-	267	-	-	(34)	745
不利な契約に係る引当金(2)	2,233	122	-	(163)	(352)	-	1,840
その他リスク引当金	395	37	-	(72)	(41)	-	319
リスク引当金	3,140	159	267	(235)	(393)	(34)	2,904

(1) 2021年12月31日現在の未実現為替差損引当金は745百万ユーロであり、主に、ハイブリッド債（533百万ユーロ）およびヘッジ後のその他の借入債務（205百万ユーロ）に関係している。2021年度中のこれらの引当金からの戻入額は主にハイブリッド債（264百万ユーロ）に関係する。

(2) 不利な契約に係る引当金の正味取崩額は393百万ユーロであり、主に長期LNG購入契約に関係する。

(3) 注記6および11.2を参照。

注記28. 原子力発電関連引当金－核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料引当金

当該引当金は、主に放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに関連する原子力費用の財源確保に関する施行規定を受け、EDFにより原子力発電所について設定されている。

注記1.15.1に記載した会計原則に準拠して、以下のことが行われている。

- ・ EDFは運営する核施設に関連するすべての債務を補償する引当金を計上している。
- ・ EDFはまた長期債務の財源確保のための専用資産のポートフォリオを保有している（注記38を参照）。

引当金の算定には、関連する事業に依存して、ある程度のリスクおよび未知の事項を織り込む。費用の評価にはまた、注記1.2.2に記載した不確定要素が伴う。

核サイクル終了引当金、廃炉および炉心核燃料引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(2)	2021年 12月31日現在
		営業(3)	金融(1)	使用(3)	戻入(3)		
使用済燃料管理引当金	11,322	1,185	505	(806)	(476)	89	11,819
- 営業サイクルに無関係な金額	1,297	366	89	(15)	-	(11)	1,726

-2006年6月28日付法律の範囲 外の金額*	1,076	42	54	(36)	-	-	1,136
放射性廃棄物長期管理引当金	13,300	126	854	(224)	(3)	180	14,233
核サイクル終了引当金	24,622	1,311	1,359	(1,030)	(479)	269	26,052
2006年6月28日付法律の範囲 内の核サイクル終了引当金*	23,546	1,269	1,305	(994)	(479)	269	24,916
2006年6月28日付法律の範囲 外の核サイクル終了引当金*	1,076	42	54	(36)	-	-	1,136
原子力発電所廃炉引当金	17,489	262	649	(186)	-	(484)	17,730
炉心核燃料引当金	2,711	-	83	-	-	(134)	2,660
廃炉および炉心核燃料引当金	20,200	262	732	(186)	-	(618)	20,390
原子力発電関連引当金	44,822	1,573	2,091	(1,216)	(479)	(349)	46,442
2006年6月28日付法律の範囲 内の核サイクル終了引当金*	43,746	1,531	2,037	(1,180)	(479)	(349)	45,306
2006年6月28日付法律の範囲 外の核サイクル終了引当金*	1,076	42	54	(36)	-	-	1,136

* 放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である（以下を参照）。

- (1) 割引の影響は、時の経過による割引の戻入れ1,474百万ユーロ、および、関連資産がない引当金について損益計算書に認識された2021年度の実質割引率の変更による影響（617百万ユーロ）（時の経過による割引の戻入れ）から構成されている。
- (2) 2021年度の原子力発電関連引当金の変動は、主に1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長に起因しており、その影響額は2021年1月1日現在(1,016)百万ユーロ（注記2.1.1を参照）であった。その内訳は、廃炉引当金(916)百万ユーロ、炉心核燃料引当金(214)百万ユーロおよび放射性廃棄物長期管理引当金114百万ユーロであった。
原子力発電関連引当金への影響は、主に支払予定時期の差異（引当金の割引の影響）に起因し、また特定年度に中間貯蔵または最終貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映した軽微な見積改定も含まれる。これは、廃棄物発送の流れを円滑化するための工業的解決策を必要とする。
原子力発電関連引当金の減少(1,016)百万ユーロは、以下の通り表示されている。
- 資産の裏付けがある引当金の変動について「その他の変動」に(1,031)百万ユーロ。
- 純損益を通じて調整される引当金について「増加—営業」に15百万ユーロ。
「その他の変動」はまた、資産の裏付けがある引当金に関する2021年12月31日現在の実質割引率の変更による影響495百万ユーロを含む。
- (3) 注記6およびII.2を参照。

EDF以外の施設について

- EDF、COGEMA（現Orano Recyclage）およびフランス原子力エネルギー庁（Commissariat à l'Énergie Atomique—CEA）は、2004年12月に、マルクーのUP1再処理施設の最終閉鎖、廃炉および廃棄物の回収・再調整に関する管理および資金調達をCEAに移転する契約に署名した。その見返りとして、EDFは未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をCEAに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。
- EDF、AREVAおよびAREVA NC（現Orano Recyclage）は、2008年12月および2010年7月に、ラアグ施設の解体および廃棄物の回収・調整に対する拠出金に関するEDFの契約上の義務をAREVA NCに移転するための法律上および財務上の条件を定義する2本の契約に署名した。当該契約を適用して、EDFは未払運営費用のEDF負担分全額を賄う一度限りの拠出金をOrano Recyclageに支払ったが、引き続き最終廃棄物の所有者であり、輸送および貯蔵コストのみを負担する。

28.1 使用済燃料管理引当金

燃料サイクルに関して、EDFがフランス政府の合意の下に現在採用している戦略は、使用済燃料を処理し、分離されたプルトニウムをMOX燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）の形で再利用し、再処理ウランを再利用することである。

EDFの要請に応じてOrano Recyclageにより処理される量（年間約1,100トン）は、MOX燃料の装荷を許可された原子炉内の再利用可能なプルトニウムの量に基づいて決定される。

従って、使用済燃料管理引当金はOrano Recyclageが提供する予定の以下のサービスを対象としている。

- ・ EDFの発電所からの使用済燃料の除去、受入および一時貯蔵
- ・ 処理（再利用可能な物質の調整および貯蔵を含む）

これらの引当金に算入される処理費用は、既存施設において再利用可能な使用済燃料（原子炉内にある未照射部分を含む）のみに関連する。

費用は期末日現在の予測物的フローを基礎とし、2008年から2040年の期間についての枠組み契約に関し実施条件を定めたOrano Recyclageとの契約を参照して測定される。これらのうち直近の契約は2016年2月5日に署名され、2016年から2023年の期間を対象とする。これらの契約は、年に一度更新される物価指数を含む。

現在、Orano Recyclageとの間で、特に現行の2016年から2023年の期間に係る変更に関して交渉が進められている。2021年12月31日現在で、EDFはOranoとの協議の進捗を考慮して、当該契約下で発生する費用につき最善の見積りを使用した。特に新たな核分裂生成物濃縮装置に関する変更を考慮し、様々なOranoプロジェクトに係るEDFの処理費用の増加を賄うことを目的として、267百万ユーロの追加引当金が認識された。

2018年度において取締役会は、（新産業計画の利用可能性を待って2013年度に一時停止されていた）再処理ウランの再利用の再開を承認した。初回の燃料集合体の装荷は2023年に予定され、技術的適応および原子力安全当局からの必要な認可を条件とする。その目標は、再利用を一部の900MWユニットで開始し、その後、一部の1,300MWユニットで開始することである。対応する契約は、2018年度第2四半期中に各供給業者との間で署名された。

1,300MWシリーズ発電所の50年の耐用年数（2021年6月30日現在の財務諸表上に関連ユニットの減価償却期間の40年から50年への延長により反映された）は、濃縮再処理ウラン燃料の1,300MW原子炉への装荷を可能にする工業的適応を必然的に伴い、合わせて、ウラン再利用の再開に向けた重要な産業上の経過目標、特に2021年度下半期におけるTENEX残留廃棄物ガラス固化工場の運転開始の達成は、ウラン再利用の再開に関するすべての産業上、規制上および経済上の条件が現時点で充足されていることを確認するものである。その結果、会計上の観点から、再処理後のウラン貯蔵に関連する引当金の一部である、関連ユニットの耐用年数50年に基づく476百万ユーロが戻し入れられた。

さらに、使用済燃料の一時貯蔵は、核サイクル終了にとって重要な問題である。EDFの発電所から出る使用済燃料のためのOranoのラアグ中間貯蔵施設に係る使用量予測では、ラアグのプールは2030年度までに飽和状態となる可能性が示唆されている。そのため、EDFの監督下で集中型燃料貯蔵プールを建設し、使用済燃料の長期貯蔵容量を拡大する予定である（下記を参照）。新プールの稼働開始は2034年度を予定しており、EDFが運営することとなる。また、貯蔵需要に対応するために、以下の対策が講じられる予定である。

集中型貯蔵プール建設までの期間について、2019年度にOranoとEDFは、過渡的な解決策の研究をASNと協力して開始した。望ましい解決策は、Oranoのラアグ用地にある既存のプールの高密度化である（この計画に対し2020年12月31日現在で関連引当金168百万ユーロが計上された）。補足的な解決策は、MOX燃料（プルトニウムとウランの混合酸化物）および再処理ウランのための乾式貯蔵施設の利用である。

OranoのMelox工場における生産上の問題が短中期的な再処理ペースに影響を与え、再利用水準が低下したことで中期的に所要貯蔵量が増加している。

その結果、2021年度の引当金は、高密度化・乾式貯蔵のいずれも行わない状況とは対照的に約3,100トンの予測貯蔵容量を基礎とし、両方の工業的解決策を考慮して、362百万ユーロ増加した。

使用済燃料管理引当金はまた、第4世代の原子炉が利用可能となるまで、既存または建設中の工業用施設で現状は再利用できない使用済燃料、すなわち、処理から回収されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、および、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料の長期貯蔵を対象としている。この引当金に関連して専用資産が保有されているが、これは2006年の法律が定義する営業サイクルとは関連しない（注記38を参照）。この引当金は（原子力運営者になる予定の）EDFが管理する、ラアグの水中集中型貯蔵施設の建設を含むシナリオに基づいて設定されている。このプロジェクトは放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間の国家計画（PNGMDR）についての公開討議中に提示され、2021年11月22日に開始されたフランスの公開討議委員会（CNDP）が組織する特定の公開協議に供されている。この協議は、マンシュ県および提起された議題をより良い形でカバーできるよう協議実務を強化する時間を取る目的で、2022年2月3日に中断された。当該手続は、2022年6月20日から7月8日まで継続される予定である。

28.2 放射性廃棄物長期管理引当金

これらの引当金は、以下の将来の費用に関係している。

- ・ 使用済燃料処理から生じる一連の放射性廃棄物の一時貯蔵、除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の直接貯蔵（必要に応じて）：具体的には、濃縮加工から抽出されたプルトニウム燃料（MOX）またはウラン燃料、ならびに、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスから回収された燃料に係るもの。
- ・ 廃炉および一部の業務廃棄物から生じた放射性廃棄物の特性評価、処理、調整および一時貯蔵、ならびにこの放射性廃棄物の除去および最終貯蔵。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、運営および維持、閉鎖ならびに監視のための費用のEDF負担分。

引当金が関係する廃棄物の量は、既存の廃棄物および、特にラアグにおける発電所の廃炉または使用済燃料の処理によって生じた調整予定のすべての廃棄物の両方を含む（照射済その他を問わず、12月31日現在で原子炉内にあるすべての燃料に基づく）。この量は、ANDRAが引き受けた国内廃棄物一覧に関して公表されたデータを踏まえて、定期的に見直される。

放射性廃棄物長期管理引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	関係する貯蔵センター	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
	超低レベル廃棄物：		
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	CIRES-モルヴィリエ(ANDRA)	3,093	2,856
	低中レベル廃棄物：		
	CSA-スレーヌ(ANDRA)		
長寿命低レベル廃棄物	調査中のプロジェクト：	394	365
	スレーヌ(ANDRA)		
長寿命中高レベル廃棄物	地層貯蔵センター	10,746	10,079
	(Cigéoプロジェクト)		
放射性廃棄物長期管理引当金		14,233	13,300

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物は、稼働中または廃炉プロセスにある原子力施設から生じる。

- ・ 超低レベル廃棄物は、主に原子力発電所の廃炉により生じ、一般に金属（大規模な部品、導管、支持構造物等）またはがれき（コンクリート、アース等）の形態をとる。この種の廃棄物は、2003年度に稼働開始しANDRAが管理するモルヴィリエの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。
- ・ 低中レベル廃棄物（グローブ、フィルター、樹脂、資材等）は、1992年度に稼働開始しANDRAが管理するスレーヌの貯蔵センターの地表面に貯蔵されている。

短寿命廃棄物（超低レベルおよび低中レベル）の除去、処理および貯蔵の費用は、以下に基づいて査定される。

- ・ 既存の貯蔵センターの運営については運送者およびANDRAとの現在の契約
- ・ 子会社であるCyclife Franceが運営する工場（マルクルのCentraco用地、1999年度稼働開始）における、ANDRAセンターでの貯蔵前に溶解可能な一部の廃棄物の処理費用。
- ・ 蒸気発生器などの主要部品の一時貯蔵、切断および調整のための集中型施設の見積費用。
- ・ 制御棒クラスタ案内管の長期貯蔵前の一時貯蔵および切断のための予備計画。

2019年度に、過去の廃棄物除去の時系列分析と将来の量に関するより優れた特性評価を適用して、在庫の仮定が更新され、引当金が206百万ユーロ増加した（損益計算書に132百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

2020年度に費用分担に関する仮定は、超低レベル廃棄物および低中レベル廃棄物の固定貯蔵費用に関係する3つの産出業者間の長期配分を反映して再評価された。この費用分担更新業務のすべての影響によって、引当金は179百万ユーロ増加した（損益計算書に50百万ユーロの不利な影響を与え、変動額の残額は固定資産に対する調整を通じて認識された）。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、超低レベルおよび低中レベル廃棄物に関する引当金は、廃棄物の処理、調整および一時貯蔵も対象としている。これらの業務の多くは、以前は原子力発電所廃炉引当金ならびに廃棄物除去および調整引当金に含まれていた（2020年12月31日現在979百万ユーロが組み替えられた）。

2021年度には、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を反映するため引当金の基礎となる技術上の仮定を変更し（廃炉廃棄物の産生時期が変更された結果、特定年度に貯蔵に送られる廃炉廃棄物が増加し、廃棄物発送の流れを円滑化するための工業的解決策を必要とする）、加えて、廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオを、貯蔵量削減のための事前処理の導入により最適化した。これは引当金に重要な影響を与えなかった。

最後に、2020年2月に、超低レベル廃棄物については、放射性物質および廃棄物の管理に関する2019-2020年度の期間のフランスの国家計画（PNGMDR）についての公開討議を受けて、環境連帯移行省およびASNの結論は、処理後の超低レベル金属廃棄物の再利用を認める規制変更の可能性を拓いた。すなわち「政府は、対象を定めた特例の新しい可能性を導入するために、超低レベル廃棄物管理に適用される規制の枠組みを変えて、溶融と汚染除去後にケース・バイ・ケースで、超低レベル原子力金属廃棄物の再利用を認める予定である。」とした。新規則（環境移行担当大臣による政令）は、2022年2月15日付官報にて公布された。こうした動きの中でEDFは、フランスおよび他国における解体作業から生じる超低レベル放射性金属廃棄物を処理および再利用するための切断・溶融施設の建設に向けた調査を継続している。このプロジェクトはテクノセンターと呼ばれ、EDFがOranoと共同で主導し、2031年度の稼働開始を目標としている。

長寿命低レベル廃棄物

EDFが所有する長寿命低レベル廃棄物は、基本的に以前のUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）の進行中の廃炉による黒鉛廃棄物からなる。

この廃棄物は長寿命であるが、長寿命中高レベル廃棄物と比較して低レベルであることから、2006年6月28日付のフランスの法律に基づき、特定の地下貯蔵が要求される。

最初の地質調査を受けて、2015年7月にANDRAは、フランスのスレーヌ地方（オーブ県）に所在する用地における長寿命低レベル廃棄物貯蔵センターの提案に関する報告書を提出した。この報告書はASNにその意見を求めて提出された。不確実性が残るのは、長寿命低レベル廃棄物貯蔵施設のベースライン・インベントリに含まれる廃棄物をすべて受け入れるための当該用地の収容能力である。この貯蔵センターの実現可能性および廃棄物管理の追加的解決策に関する調査の両方に関連して、放射性物質および廃棄物の管理に関する2016-2018年度の期間の国家計画（PNGMDR）の下で更なる調査が計画された。2016-2018年度の期間にわたる作業終了後の2020年8月6日に公表されたこの廃棄物管理に関するASNの意見、および第5回PNGMDRの現在の精緻化フェーズにおいてPNGMDRの長が提案した方向性から、ANDRAはいくつかの参照管理シナリオを明示し、また補完概念の必要性ならびに長寿命低レベル廃棄物の貯蔵のために選定された技術上および安全上のオプションを記載したファイル（要約予備計画またはAvant Projet Sommaire—APSに相当する）作成の必要性を明らかにするための対象期間は、2023年と設定された。

長寿命中高レベル廃棄物

長寿命中高レベル廃棄物は、基本的に使用済燃料の処理によって生じ、これより少ないが、原子力発電所の廃炉による廃棄物からも生じる（原子炉内にあった金属部品）。

2006年6月28日付のフランスの法律では、この種類の廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

長寿命中高レベル廃棄物に対して設定された引当金は、放射性廃棄物長期管理引当金のうち最大の構成項目である。

2015年6月までは、将来費用の総額および支出スケジュールは、産業廃棄物地層処分が導入されるという仮定に基づいていた。これは、国の監督の下に設置された、関連行政、ANDRAおよび廃棄物産出業者（EDF、Orano、CEA）を代表するメンバーを含む作業部会が、2005年度上半期に出した結論を受けたものである。EDFは、この作業部会から提供された情報に対して合理的なアプローチを適用し、すべての産出業者からの廃棄物の貯蔵に関するベンチマーク費用を、2003年の経済状況下で141億ユーロと算出した（2011年の在庫に基づき、2011年の経済状況下で208億ユーロ）。

2012年に、ANDRAは、Cigéo地層処分プロジェクトの予備的構想調査を実施した。

これに基づきANDRAが算出した諸数値は、2006年6月28日付法律に準拠して、フランス気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）が2014年12月末に開始した廃棄物産出業者との協議手続に付された。2015年4月に、EDFおよび他の産出業者は、ANDRAの報告書に対するコメント、および技術的最適化とその影響の評価に隔たりがあることから、目標とするCigéo貯蔵費用に関する共同の見積りをDGECに提出した。これらの情報はすべて、ASNの意見とともに、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出された報告書に含められた。

2016年1月15日に、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省は、Cigéo貯蔵プロジェクトの目標費用を、2011年12月31日現在の経済状況下で、250億ユーロと設定する省令を公布した。定義された当該費用は、ASNの設定した安全基準に準拠して、ANDRAが原子力施設事業者との密接な協力のもとに達成すべき目標に相当する。

当該省令を適用して、Cigéoプロジェクト費用は、定期的に、少なくとも同プロジェクト進展の重要な節目（施設の設置許可、運転開始、パイロット操業フェーズの終了、安全性審査）において、ASNの意見に従って更新されることとされた。

2016年4月に、ANDRAはASNに安全性オプション報告書（DOS）を送付した。2016年7月11日付法律は可逆性概念を明確化した。

2018年1月11日に、ASNは、DOSに対する意見を公表した。ASNは、Cigéoプロジェクトが当該段階において全体として十分な技術的成熟に達しているものと判断した。この意見には、Cigéoにおける瀝青廃棄物の貯蔵に関して当該提案に対する代替案の検証要請が含まれていた。現在の瀝青廃棄物の管理に関する報告書を作成する目的で2018年9月にDGECにより任命された専門家集団は、2019年9月に、多様な選択肢が実施可能である（貯蔵ないし中和化）と結論付けたが、最も適切な選択肢を識別するためには研究を継続することが重要であることを強調した。

DGECの要請により組織された外部専門家集団による詳細設計レビューに関しては、2020年度末にその結論が報告された。当該集団は、ANDRAの提案に全体として賛同意見を公表しているが、詳細設計調査の最終化およびセンター設置の認可申請について一定数の勧告を行い、この件についてEDF、OranoおよびCEAのより緊密な関与を求めた。

ANDRAの作成したスケジュールの下で、Cigéo（基本的原子力施設に分類される）の開発申請は、以前は2021年度に行われる予定であったが、現在は2022年度に行われる予定である。認可の付与もこれにより同期間遅れて、現在は2025年度と見込まれている。ただし、産出業者は現在、依然として2031年に最初の廃棄物パッケージを受け入れるとの仮説に基づいて取り組んでいる。

2020年8月に、ANDRAは、Cigéo貯蔵センターの公益事業を正式に認める公益事業宣言（déclaration d'utilité publique、DUP）を求める申請書を提出した。これは政府機関により検討され、2021年9月15日から10月23日まで公開調査に付され、調査委員は2021年12月20日に無条件の賛同意見を公表した。自動的に計画文書についての適合性を付与するDUP法令の公表は2022年度前半と見込まれる。

最後に、2020年12月30日付官報にて公布されたフランスの2021年度財政法は、このプロジェクトの（標準税制の代わりに貯蔵税に基づく）税務上の変更を含んでいた。関連する施策は今後定義され、Cigéoプロジェクトのコスト増加を防ぐために政府によって管理される予定である。

加えて、2020年12月31日から、原子力費用の財源確保に関する2007年3月21日付改正省令に付随する規定業務の原子力費用の最新の公式明細との一貫性を確保するための、長寿命中高レベル廃棄物に関する引当金は、ICEDA貯蔵施設（Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés）の長寿命中レベル廃棄物の調整および一時貯蔵も対象としている。これらの原子力費用は、以前は廃棄物除去および調整引当金の対象とされていた。

ビュジェ発電所に建設されたこの施設は、ASNによる2020年7月28日の運転開始承認後の2020年9月に、最初の廃棄物パッケージを受け入れた。2021年7月19日、ICEDA施設における長寿命中レベル廃棄物パッケージの調整を承認し統治するASNの決定が正式に受理された。2021年度末には、付与された認可および運転開始スケジュールに従って、最初の廃棄物パッケージが密封された。

28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する基本的な原子力施設（installations nucléaires de base、INB）の廃炉に関して技術的および財務的に全責任を負っている。最終的な閉鎖と廃炉手続は、フランスの環境法第L.593-20条から第L.593-25条および第R.593-65条からR.593-74条に規定された法規制により管理されている。これは各INBの以下の業務を含む。

- ・ 最終的な閉鎖宣言。これは計画閉鎖日より少なくとも2年前に行う。
- ・ 2015年8月17日付エネルギー移行法以降、操業フェーズ中に行われる最終的なINBの閉鎖は、重要性の程度がより低い顕著な変更（単に、運営者による大臣とASNへの宣言を要求する）として、廃炉とは別に考慮される。
- ・ 運営者が作成して原子力安全性担当大臣に送付される解体計画。当局の検討と公式な調査を経て、当局が解体作業を開始することを定める法令が制定される。
- ・ ASNの承認を求めて提出される主要段階の進捗レビュー。実施予定の解体作業独自の安全性の記録を含む。
- ・ ASNへの申告またはASNによる承認を要する作業の場合は、運営者が導入した重要な変更に関する内部統制プロセス。
- ・ 最後に、これらの業務が完了した時点での当該施設の分類解除。これによって基本的な原子力施設を管理する法制の対象から除外する。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、最終的な閉鎖から解体までの経過期間を、経済的に許容可能な条件下で、かつ、公共健康法第L.1333-1条（放射線防護）および環境法第L.110-1条第2項（環境保護）に規定する原則に則り、可能な限り短縮することを求めるフランスの環境法に準拠している。意図された最終目標は産業利用であり、用地は元の状態に原状回復され、産業施設向けに再利用される。

進行中の解体作業は主に、現在稼働中の原子力発電所より前に建設され操業していた「第1世代」発電所として知られる発電所、ならびにスーパーフェニックス発電所および放射性物質工場に関連している。これらの作業は、4つの異なる技術、すなわち、重水炉（プレニリス）、ナトリウム冷却高速中性子炉（クレイ・マルヴィルのスーパーフェニックス）、天然ウラン黒鉛減速ガス冷却（UNGG）炉（シノン、サン・ローランおよびビュジェ）、ならびに加圧水型原子炉（ショーのPWR）を対象としている。それぞれがEDFにおいて初めて行う作業であり、ショーのPWRを除き、国際的にも経験が極めて乏しいか全くない原子炉技術に関連している。従ってこれらは、既にフィードバックが存在する技術に比べてリスクが高い新たな方法および技術の開発を必要とする。ショーのPWRの廃炉には過去の経験（基本的に米国のものであり限定的）が活かせるが、この発電所は洞窟に位置するという特異性を有しており、このことが作業を特有なものにし、そのまま転用することが可能ではない経験を生み出しており、固有の課題を伴っている。

永久に閉鎖された発電所における進行中の廃炉作業（特にショーのPWRから得られる経験）、フェッセンハイムの900MW原子炉2基の要約予備計画に向けて行われた研究、およびフェッセンハイムの解体準備作業に基づいて、2021年度末には、現在稼働中の原子力発電所（「第2世代」発電所）の将来の廃炉費用に関する詳細な参考見積りを確立することが可能となった。しかし現在のところ、EDFも他の事業者も、現在のPWR発電所と同等規模の廃炉プログラムを開始したことはなく、従って、当該見積額は、特に規模の効果に関連する好機とリスクの両方を含んでいる。

フェッセンハイムにおいては、2基の加圧水型原子炉が、法律に準拠して技術的な耐用年数到来前に、それぞれ2020年2月22日および2020年6月30日に永久に閉鎖された。連結予備計画(Avant-Projet Consolidé—APC)は、要約予備計画(Avant-Projet Sommaire—APS)のより詳細な研究報告とリスク軽減とともに、2018年度後半に最終化された。解体計画は、このINBの永久閉鎖宣言とともに、2019年9月にASNに送付された。2019年度および2020年度に行われた研究は解体計画の作成に重点を置いたもので、2020年12月2日にASNに送付された。提出日後に、ASNは書類を3年から5年の期間をかけて検証する予定である。2021年度においては、フェッセンハイムの廃炉準備として行われた作業および研究の目的に沿って、特に、1号機の完全な燃料除去、2022年度に行われる一次回路の汚染除去の準備、最初の業務廃棄物のICEDA施設への発送、および蒸気発生器最上部の処理のための子会社Cyclife Swedenへの発送が行われた。

廃炉引当金は上記の将来廃炉費用を対象としている。ただし、放射性廃棄物長期管理引当金の対象となる廃棄物の除去および貯蔵の費用は対象外である。

原子力発電所廃炉引当金の変動の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在	増加		減少		その他の 変動(2)	2021年 12月31日 現在
		営業	金融(1)	使用	戻入		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	12,775	-	396	(7)	-	(484)	12,680
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	4,714	262	253	(179)	-	-	5,050

原子力発電所廃炉引当金合計	17,489	262	649	(186)	-	(484)	17,730

- (1) 時の経過による割引の戻入れおよび、関連資産がない引当金に関する正味割引率の変更による影響。
- (2) 現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金におけるその他の変動は特に、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間の延長の影響を含み（注記2.1.1を参照）、2021年12月31日現在の実質割引率の変更の影響により部分的に相殺されている。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1,300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR加圧水型原子炉発電所）

2013年度までは、引当金は1991年にフランス通産省が実施した調査に基づいて見積られていた。その調査では、1979年にPEON委員会が設定した仮定が確認され、MW当たりユーロ金額で廃炉の見積ベンチマーク費用が定められた。これらの見積りは、2009年度から、ダンピエール（900MWユニット4基）の代表的用地においてEDFにより実施された廃炉費用の詳細な調査により確認され、その調査結果は、コンサルタントのLa Guardiaが、米国のMaine Yankee原子炉に主に基づき実施した調査と相互比較することにより、事後的に裏付けられた。

2014年度にEDFは、国内外の最近の展開および経験に照らして以前の計算が現在も有効であることを確認する目的で、ダンピエール調査の見直しを行った。この見直しについて、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、最善の見積りおよびフランス内外の経験を織り込むため、ダンピエール調査による費用を基礎とした。この見積りの変更は、2014年12月31日現在の引当金の水準に重要な影響を与えなかった。

2014年6月から2015年7月にかけて、EDFの現在稼働中の原子力発電所の解体費用の監査が、フランスの気象エネルギー総局（Direction Générale de l'Énergie et du ClimatまたはDGEC）の要請により、専門コンサルティング会社によって実施された。2016年1月15日に、DGECは監査報告書の要約を公表した。そこでは、原子炉の廃炉費用の見積りが、相対的に限られた過去の経験、技術改変の見込み、および支払時期の遠さから要求の厳しい課題であるとしながらも、全体として、当該監査は、EDFの現在稼働中の原子力発電所の廃炉費用の見積りを追認すると述べられている。DGECはまた、この監査を受けて、EDFに対し多くの勧告を行った。

2016年にEDFは、監査上の勧告および第1世代の原子炉の解体作業から得た過去の経験（特にショーA）を織り込んで、廃炉に関する見積りを改訂した。

この見積りを改訂するために、エンジニアリング、建設作業、操業および現在稼働中の原子炉の将来の廃炉に関連する廃棄物処理のためのすべての費用を特定して、詳細な分析アプローチが使用された。ここから発電所廃炉のための詳細な予定表に基づく数字が算定された。これらのコストおよび効果は設備の規模および構造に固有のものであるため、採用されたアプローチによって、最初の900MWユニットのベースライン費用に適用された転位係数に基づき各シリーズについて見積られた各シリーズ最初のユニットに固有のコスト、およびそのシリーズ効果と相互効果の査定を、より徹底的に掘り下げる事が可能となった。

当該見積りの算定に使用された主なシリーズ効果および相互効果の性質は、以下に説明する通りである。

シリーズ効果（同種初の用地のための作業が以後の同一シリーズの用地に与える効果）には、主に2種類ある。

- ・ 第一に、同一技術を使用する発電所では、調査の多くは、その都度繰り返す必要がない。
- ・ 第二に、同一技術を使用する発電所では、ある用地と他の用地で、ロボットや工具の大部分を再利用できる。

相互効果（稼働中または廃炉中を問わず同一用地内のユニット間の効果）には、いくつかの異なるタイプがある。

- ・ その一部は、同一用地の共通の建屋および施設を数基の原子炉が共有する場合に、当該建屋および施設を2度解体する必要はないという事実に関連する。
- ・ 一部のコストは、同一用地の2基または4基の原子炉が解体される場合に全く増加しない。これは通常、調査コスト、共用機材および用地の安全な作業条件を維持するコストである。

相互効果によって、同一用地の2基一組の原子炉の解体に係るコストは、異なる2か所の用地にある独立の原子炉2基の解体の場合を下回る。フランスでは他国と異なり、単一基のみの原子炉はなく、用地内に2基または4基、一例では6基の原子炉がある。

シリーズ効果および相互効果は、これらの効果を見積りし、解体費用をそれぞれ10%および6%削減する。これらの効果は、シリーズによって異なる。すなわち、一つのシリーズにより多くのユニットがある場合（シリーズ効果）および一つの用地により多くのユニットがある場合（相互効果）に大きく、900MWシリーズではその組み合わせの効果（シリーズ効果および相互効果）は16%を上回る。

特に、シリーズ効果および相互効果は、フランスの発電所と他国の原子力発電所との間で、原子炉1基当たりの平均解体費用を単純比較することが適切でない理由を説明するものである。

これに対して、その見積りは単に、生産性および学習効果の変化を限界的に反映するのみである。DGECにより命令された、現在稼働中の発電所の廃炉費用に関する外部監査では、このアプローチが保守的な見積り方法をもたらすと判断された。

保守的な観点から、当該見積りには、以下のリスクおよび不確実性の評価も織り込まれている。

- ・ 「基本的な」一連の費用に関連する不確実性、シリーズ効果、相互効果、転位係数および発電所費用の算入。
- ・ （識別可能で定量化可能だが、偶発的な）完了リスクに相当するリスクの算入。フェッセンハイム・プロジェクトのリスクに関し、現在進行中の研究に基づいて2021年度に初期登録表が作成され、フェッセンハイム用地の特異性のない同種初の900MW原子炉1基について、これらのリスクの詳細な評価が継続されている。結果が公表されるまで、リスクおよび機会の財務的な影響は一定率の増加を通じて反映されている。

上記のリスクおよび不確実性の評価方法によって、発電所全体としてのマージンは約15.7%（最初の900MW発電所は19.5%）となる。

2016年度の全面改訂以来、この費用見積りは年次で見直しされている。当該見直しの結果、この見積りに重要な年次修正は生じていない。

2021年度において、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間延長の影響を考慮し、特定年度に中間貯蔵に送られる廃炉廃棄物の増加を反映して、廃炉廃棄物発送作業の手順が変更された。

また、フェッセンハイムの廃炉準備で実施された予備調査および解体前フェーズの初期に得た経験を受けて、最初の900MWユニットの廃炉に関する参考費用も更新された。この更新は、貯蔵量削減のための事前処理を含めた廃炉廃棄物の貯蔵前管理に関する産業シナリオの最適化も織り込んでいる。これらの要素の全PWR発電所への外挿による現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金への影響は限定的であり、同引当金は貸借対照表の資産への調整を通じて149百万ユーロ増加する。

EDFは、直接的な比較を歪める可能性がある多数の要因（例えば、費用見積りの対象範囲または国や規制の状況による違い）の識別と特性化に留意しつつ、国際的な相互比較を通して、この分析を確認している。

異なるタイプの費用見積りに基づき、最初の2基の900MW発電所（フェッセンハイム）の廃炉完了のためのベンチマーク費用は(2021年のユーロで)約8億ユーロであり、全PWR発電所についての平均費用3.6億ユーロに対して、最初の900MW発電所1基当たりの平均は、上記のシリーズおよび相互効果を含めて4億ユーロである。

永久に閉鎖された原子力発電所

閉鎖された原子炉の廃炉は、それぞれ明確な仕様の4つの異なる技術に対応する準備操作を含む。4つの異なる技術とは、洞窟内に位置するショーAのPWR原子炉、ビュジェ、サン・ローランおよびシノンのUNGG炉（天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉）、ブレンニリスの重水炉、クレイ・マルヴィルのナトリウム冷却高速中性子炉、ならびにフェッセンハイムの同種初の第2世代PWR原子炉である。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、蓄積された業界の経験、予見不能な規制上の展開、および直近の入手可能な数値を考慮に入れている。これらは2015年度から毎年見直されている。2015年度に、UNGG発電所に関する業界の廃炉戦略が全面改訂された。従来選択していた戦略は、4基の原子炉についてケーソン（UNGG炉建屋）を「水中」解体し、現在ANDRAの検討対象となっているセンターに直接黒鉛を貯蔵することを含むシナリオに基づいていた（注記28.2「長寿命低レベル廃棄物」を参照）。いくつかの新たな技術的展開により、ケーソンの「空中」解体という代替的な解決策が、工業的な作業管理を改善し、一見したところ、安全性、放射線防護および環境的影響の観点でより好ましいことが示された。従って当社は、6基のケーソンすべてのベンチマーク戦略として、新たな「空中」解体シナリオを選択した。選択したシナリオは統合フェーズを含むもので、このフェーズは他の5基の作業開始に先立つ最初のケーソン解体から得た経験を基礎としている。このシナリオの

下では、廃炉フェーズが最終的に従来の計画よりも長期化することから、それにより生じる操業費用に起因する費用は増加すると見積もられる。

永久に閉鎖された発電所、特にUNGG発電所に関する業界の廃炉シナリオの更新により、2015年12月31日現在で引当金は590百万ユーロ増加した。

2016年度の永久に閉鎖された発電所の廃炉引当金の見直しの結果、特定装置（シノンの放射性物質工場）に関する125百万ユーロの増加1件を除き、重要な修正はなかった。2017年度および2018年度において、この年次見直しの結果、重要な修正は生じなかった。

2015年度のUNGG発電所の廃炉についての改訂後の業界のシナリオは2016年3月29日にASN委員に提示された。2018年度にASNは、UNGG戦略報告書に関する主な質疑および結論を公表した。すべての原子炉の「空中」解体、工業的実証の有用性、および同種初の原子炉（シノンA2）の解体予定表に関しては合意に達したが、他の5基の原子炉の解体予定表に関しては議論が続けられた。EDFが提案した予定表は（最初の原子炉の解体後）、他の5基をほぼ同時に解体する前に、経験に基づく重要な修正を考慮している。2019年2月12日にEDFは、当グループが選択した予定表の正当性を示す全ての情報をASN委員会に提示した。その後、ASNは、解体作業の規制上の認可申請および当該申請に含めるべき解体予定表の提出期限を設定する決定案を公表し、同案は2019年7月から11月の間、公開協議に付された。当該決定案において、ASNは、求められる作業が複雑であり、EDFが提案したリスク管理戦略（工業的実証、最初の原子炉の重要な経験）に正当性があることを認めた。ただしASNは、同種初の原子炉の後の原子炉5基に係る作業を若干前倒しして2055年以前に開始することを要請した。

当該ASNの決定案を考慮して、原子力引当金は、2019年度に合計108百万ユーロ積み増しされた。このうち77百万ユーロは永久に閉鎖された原子力発電所に関する廃炉引当金、31百万ユーロは放射性廃棄物長期管理引当金（長寿命低レベル廃棄物、超低レベルおよび低中レベル廃棄物）であった。

UNGG原子炉の解体に関するASNの決定は2020年3月17日に公表され、2019年の決定案の原則に矛盾しなかった。この結果、UNGG発電所廃炉のための原子力引当金は2020年度において特定の再見積対象とされず、業界および技術に関するシナリオの最善の見積りを反映している。

2020年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、フランスの第一次ロックダウン期間中の作業停止を受けたクリティカル・パスの遅れとショーAの容器内部の分割作業の停止に関連する予見不能な重要な事象によって、45百万ユーロ増加した。土木工事の汚染除去費用もまた更新されて、永久に閉鎖される発電所の全範囲の引当金が43百万ユーロ増加した。

2021年度に、永久に閉鎖された発電所の廃炉費用見積りの年次レビューの結果、引当金は、ショーAの産業廃炉戦略の改定を受けて、77百万ユーロ増加した。当該戦略は完全連続廃炉シナリオに移行し、設備解体の終了から最終的な解体・汚染除去作業の開始までの洞窟流水監視期間を、水質上不要として削除している。また、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵所（スーパーフェニックス原子炉からの燃料貯蔵を主たる業務とするEDF運営施設）の廃止費用見積りが、2020年度から2021年度に実施された要約予備計画の研究に基づいて更新され、その結果、引当金が61百万ユーロ増加した。

最後に、環境法第594-4条に基づく権限に従って、2020年6月に、DGECはEDFの永久に閉鎖される原子力施設の解体作業（UNGG施設および長寿命低レベル廃棄物の管理、スーパーフェニックスならびにブレンニリス）の外部監査を委託し、専門会社の共同体が実施した。この監査は2020年12月から2021年7月まで行われ、監査報告書は2021年11月に環境移行省のウェブサイトに掲載された。その結論は（2021年度第1四半期に結論を公表したASNの複合プロジェクト管理の検査期間中の所見を追認し）、「解体プロジェクトの遂行に構造的に焦点を当てた組織」、「年次の見積り・改定手続は堅牢であり使用した仮定と元データについて良好なトレーサビリティを提供」および「残り少ない技術的課題を克服する長期の工業的アプローチ」を強調している。最後に同報告書は、重要でない修正（2021年度の引当金に考慮された）を除くと「当該引当金は基本シナリオないしプロジェクトと整合しており、監査対象範囲の費用の全範囲を網羅し」、EDFの費用および引当金規模の検証を通じて「適切な規模」であると明記している。

2021年12月31日現在の年度末の経済状況に基づいて見積られた総額（未使用額）とその金額の現在価値を原子炉技術タイプ別に示すと、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
加圧水型原子炉-PWR-ショーA	288	259
加圧水型原子炉-PWR-フェッセンハイム*	829	707
天然ウラン黒鉛減速ガス冷却炉-UNGG-ビュ ジェ、サン・ローラン、シノン	5,478	3,136
重水炉-ブレンニリス	323	284
ナトリウム冷却高速中性子炉-クレイ・マル ヴィルのスーパーフェニックス	534	479

* 一時貯蔵および蒸気発生器の処理を除く。

永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金はまた、クレイ・マルヴィルのAPEC燃料貯蔵工場やトリカスタンの操業中の熱基盤（BCOT）などの関連施設の解体費用を填補する。

PWR技術の廃炉費用と比べて、その他の原子炉の廃炉完了時の費用（既払費用および未払費用の両方）は、個々の特性に応じて程度は異なるが、相対的に高額となっている。

- ・ ブレンニリスの費用は約2倍である（完了費用は原子炉1基当たり約8.8億ユーロ）。これは、小型で、炉心がコンクリートに包まれているため近づくのが困難であり、燃料プールがないため遠隔管理による切断が複雑で、ジルコニウム合金（火気厳禁）の存在により切断作業に時間がかかり、より入念な監視が必要であることに起因する。
- ・ UNGGの費用は約2倍である（完了費用は原子炉6基につき約66億ユーロ）。これは、その規模からPWRの20倍の資材の撤去が必要であり、近づくのが困難で、個別の遠隔管理機器の開発などの特別な対応を要する黒鉛を含むためである。
- ・ クレイ・マルヴィルの費用は約4倍である（完了費用は原子炉1基当たり約18億ユーロ）。これは、除去に慎重を要するナトリウムの処理、および特に原子炉（容器が1,300MW PWRの容器の20倍の大きさ）をはじめとする施設の規模に起因する。

廃炉作業には以下の進展があった。

- ・ ショーA：原子炉は1991年度に閉鎖され、解体命令発表後の2007年度に原子力施設の解体が始まった。解体の最終段階は2016年度に始まり、原子炉容器内部の切断、調整および除去、その後の容器自体の解体を含む。これらの業務は2024年度に完了する予定である。新たな完全連続廃炉シナリオでは、当該発電所は（従来予想の2047年度ではなく）2035年度後半に分類解除される予定である。
- ・ UNGG炉：1973年度から1994年度の間に6基の原子炉が閉鎖され、2008年度から2010年度の間に解体命令を受けた（シノンA1およびA2を除く）。これらすべての原子炉の燃料除去と回路の排水は完了し、「原子炉ケーソン」周辺の従来型原子力建物の解体業務が進行中である。2020年のASNの決定を受けて、2022年度にこれらすべての原子炉についての解体許可申請を提出し、「空中」戦略に従った解体業務の継続を認める新たな命令を受ける予定である。最初のUNGG原子炉ケーソン-シノンA2-の上部を開くのは2033年度の予定であり、容器内部と黒鉛ブロックの最初の採取は2040年度に開始されて14年間続く予定である。並行してその他のUNGG用地では、その用地を（2035年度までに）安全な貯蔵条件を満たすようにする作業の最終段階にある。安全な貯蔵条件を満たす状態とは、地表の80%が廃棄され、解体を待つ原子炉ケーソンが安全であることを意味する。これにより、このシリーズ最初の原子炉について十分な進展が可能となり、経験を得て、その他の5基の業務の安全性を確保できる。最初のUNGGの廃炉後にケーソンを開くのは2055年度以後の予定である。
- ・ クレイ・マルヴィル：この発電所は1998年度に閉鎖され、2006年度に解体命令を受けた。その後の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室の解体、回路の排水、すべての回路で冷却に使用されたナトリウムの処理と除去、原子炉容器の充填、容器の蓋の開口と摘出と切断、および、炉心容器の蓋（数百トンの重さがある）の解体の開始は完了している。次の段階は容器内部の解体（2026年度に完了予定）、原子炉建屋の電気機械の解体、その後の汚染除去である（解体は2038年度に終了予定）。
- ・ ブレンニリス：この発電所は1985年度に閉鎖され、2011年度に「原子炉群」の全周辺装置の解体を認める一部解体命令を受け取った。以下の主要な段階、すなわち、燃料の除去、機械室、燃料建屋、付属建屋、熱交換機の解体、および、廃液処理工程が完了している。次の段階は、EDFによる原子炉群の解体を可能にする解体命令を2022年度に受け取ることを目指した、完全な解体許可申請の調査である（これらの業務の終了は、現在のところ、2040年度と予想される）。公開調査は予定通り2021年11月15日に開始され、7週間にわたって行われる予定である。調査委員は2022年2月中旬に意見を公表する見込みである。

28.4 炉心核燃料引当金

この引当金は、原子炉の閉鎖時における一部照射済燃料の廃棄から生ずる将来の費用を補填するものである。この引当金は、以下のように測定される。

- ・ 原子炉の最終的な閉鎖時点で完全に燃焼しておらず、技術的および規制上の制約によって再利用できない原子炉内の残存燃料に係る損失のコスト（「初期段階」費用）。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト（「最終段階」費用）。これらの費用は、使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理引当金と同様に評価されている。

これらの回避不能コストは原子炉の閉鎖および解体原価の一部を構成する。そのため、操業開始日からその全額に対して引当金が設定され、引当金に見合う資産が認識されている。2020年12月11日付決定において、フランスの国務院は炉心核燃料解体引当金の即時認識の影響額に関する税務上の損金算入可能性に異議を唱えた（「初期段階」炉心核燃料費用）（注記14を参照）。

フェッセンハイム発電所の最終閉鎖後の2020年度に、フェッセンハイムの原子炉2基に関連する炉心核燃料引当金99百万ユーロが戻し入れられて、閉鎖時の原子炉内の未照射燃料在庫が同額減額され、同時に、使用済燃料管理引当金および放射性廃棄物長期管理引当金がこの燃料の処理とその結果生じる廃棄物の貯蔵費用について認識された。

2021年度においては、1,300MWシリーズ発電所の減価償却期間を2021年1月1日付で延長したことの影響（注記2.1.1を参照）を除くと、炉心核燃料引当金にはほとんど変動がなかった。

28.5 割引率、インフレ率および感応度分析

28.5.1 割引率およびインフレ率の計算

2020年12月31日から、割引率の決定に使用された方法は以下のように変更された。

割引率は金利曲線を基礎とする。この曲線は、流動的な対象期間についての年度末の市場データ（OAT債の0年から20年の曲線）に基づいて描いたソブリン利回り曲線を含み、補間曲線を使用して、超長期金利UFR（最終的フォワード・レート）—50年より後にUFRに近づく利回り—にAからBBBの格付の社債のスプレッド曲線を加えた率に収束する。原子力債務を充足するための支払予定に基づき、この方法で各フローの該当する満期まで描いた金利曲線から、割引率を適用して、単一の同等の割引率が推定される。その後、この単一の割引率を債務に係る費用の予想支出スケジュールに適用して引当金を決定する。

UFRは市場の対象期間を超える支出を含む超長期の保険負債について欧州保険・企業年金監督局（EIOPA）によって定義された。2021年度について計算されたUFRは3.46%である。これは、フランスの当局の決定に準拠して、計算方法の中で使用される。これにより、原子力費用の資金確保に関する2007年3月21日付省令を改正する2020年7月1日付省令（下記を参照）において、割引率の規制上限の計算式が変更されており、現在は、TEC30年物の金利の48か月算術平均に代えてUFRを参照する。UFRは、原子力引当金には、その超長期の期限の観点から、より適切であると考えられる。2021年12月31日現在のソブリン利回り曲線は、0年から20年の間の支出は-0.6%から0.6%の範囲（2020年12月31日現在-0.6%から0.2%）、20年から50年の間の支出は0.6%から3.1%の範囲（2020年12月31日現在0.2%から3.2%）、そして、50年より後の支出は3.46%（2020年12月31日現在3.51%）に収束する率を示している。

この割引率の計算方法の変更は、市場の対象期間をはるかに超える超長期の支出を特徴とする原子力引当金に係る貨幣の時間価値の最善の評価を提供する。この評価の大部分は、以下によって達成される。

- ・ 観察された年度末の流動的な対象期間を有する市場データに基づく金利曲線の使用。これは、非流動的な対象期間にわたり、サイクルの影響を受けない超長期金利、すなわち、原子力引当金に関連するすべての満期の利回りデータに収束する。
- ・ 外部団体が提示し、現在はフランスの当局が規制上限の計算式の決定に採用する超長期金利（計算されたUFR）の使用。これにより、遠い将来にわたる支払対象期間と一貫する利回り変動の長期動向を考慮する。
- ・ スプレッドを参照する社債に格付機関がAからBBBに格付けた社債を含める。これは、特に長期では、AAの格付の社債はほとんど存在しない一方で、大部分の「投資適格」社債はBBBの格付の社債であり、その大部分の満期は長いため、安定的なスプレッド曲線を描く目的である。

インフレの仮定は、インフレ連動の市場商品と経済見通しを参照して描かれた、UFR（２％）の基礎となるインフレの仮定と長期的に一貫するインフレ曲線に基づいている。その結果、インフレの仮定は、特にブレイク・イーブン・インフレ率を反映して2020年12月31日現在から50ベース・ポイント上昇し、2021年12月31日現在1.7%である。

この結果、算定された割引率は、2021年12月31日現在3.7%であり、インフレ率を1.7%と仮定している（2020年12月31日現在3.3%（主にソブリン利回り曲線に関係）および1.2%）。即ち、実質割引率は2021年12月31日現在2.0%（2020年12月31日現在2.1%）である。

28.5.2 割引率の規制上の制限

割引率は２つの規制上の制限に従わなければならない。原子力費用の資金確保に関する2020年７月１日付政令（当初の2007年２月23日付政令を環境法の一環として体系化し更新）および原子力費用の資金確保に関する2020年７月１日付省令（当初の2007年３月21日付省令の改正）に基づいて、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 実質値、即ちインフレ控除後で表示される規制上限。この値は、欧州保険・企業年金監督機構（EIOPA）が発表する該当日現在に適用される最終的フォワード・レート（UFR）の算定に使用された実質長期金利に関する予想を表す四捨五入前の値に150ベース・ポイントを加算した値に相当する。この上限は2024年から適用される。2024年までは、当該上限は2.3%と上記計算値の加重平均である。2.3%の率に適用される加重は、2020年50%、2021年25%、2022年12.5%および2023年6.25%に設定されている。
- ・ 負債を填補する資産（専用資産）の予測収益率。

2020年７月１日付で発効した命令を適用し、UFRを参照して計算された上限割引率は、2021年12月31日現在2.80%（2020年12月31日現在2.66%）である。

上記に記載した方法により算定した2021年12月31日現在の財務諸表に使用された実質割引率は2.0%である。

28.5.3 マクロ経済に関する仮定に対する感応度分析

コスト、インフレ率、長期割引率および支出スケジュールに関する仮定に対する感応度は、年度末の経済状況に基づいて見積られた総額とその金額の現在価値との比較により見積ることができる。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

2021年12月31日現在

2020年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値	年度末の経済状況に基づく費用	引当金の現在価値
使用済燃料管理	16,121	10,683	18,998	10,246
営業サイクルに関連しない金額	3,282	1,726	2,727	1,297
放射性廃棄物長期管理	36,779	14,233	35,580	13,300
核サイクル終了費用	52,900	24,916	54,578	23,546
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	20,479	12,680	19,693	12,775
閉鎖された原子力発電所の廃炉	7,718	5,050	7,400	4,714
炉心核燃料	4,349	2,660	4,258	2,711
廃炉および炉心核燃料費用	32,546	20,390	31,351	20,200
2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金*		45,306		43,746

* 放射性物質および放射性廃棄物の長期管理に関する2006年6月28日付法律ならびに原子力費用の財源確保に関する施行規定の適用範囲。この法律の範囲外の引当金は、EDF以外の施設に関する核サイクル終了引当金である。

原子力費用の支払累計額（年度末の経済状況に基づく総額）の分布は以下の通りである。

2006年6月28日付法律の範囲内の原子力発電関連引当金

2021年度

(単位：百万ユーロ)	年度末の経済状況に基づく費用		
	10年内の支払予定	10年後以降の支払予定*	合計
使用済燃料管理	7,846	8,275	16,121
営業サイクルに関連しない金額	540	2,742	3,282
放射性廃棄物長期管理	5,116	31,663	36,779
核サイクル終了費用	12,962	39,938	52,900
現在稼働中の原子力発電所の廃炉	347	20,132	20,479
閉鎖された原子力発電所の廃炉	2,903	4,815	7,718
炉心核燃料	262	4,087	4,349
廃炉および炉心核燃料費用	3,512	29,034	32,546

* 20年および50年の対象期間にわたり、支払累計額（年度末の経済状況に基づく）のそれぞれ20%および41%は放射性廃棄物長期管理引当金に関係し、それぞれ32%および96%は廃炉引当金に係る予定である。

このアプローチは、割引率の変化が割引後の価値に与える影響を見積ることにより補足される。

以下の表は、EDFの核サイクル終了、原子力発電所の廃炉および炉心核燃料のための引当金の主要な要素についての詳細を報告している。

(単位：百万ユーロ)	現在価値による 引当金の金額	割引率に対する感応度			
	2021年 12月31日現在	貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
		+0.10%	-0.10%	+0.10%	-0.10%
核サイクル終了費用：					
－使用済燃料管理	11,819	(120)	124	102	(107)
－放射性廃棄物長期管理	14,233	(472)	504	385	(413)
廃炉および炉心核燃料：					
－現在稼働中の原子力発電所の廃炉	12,680	(291)	299	-	-
－閉鎖された原子力発電所の廃炉	5,050	(88)	91	88	(91)
－炉心核燃料	2,660	(54)	55	-	-
合計	46,442	(1,025)	1,073	575	(611)
専用資産で填補される金額	34,276	(917)	963	515	(548)

注記29. その他の施設廃止引当金

その他の施設廃止引当金は主に化石燃料火力発電所に関係している。

化石燃料発電所の廃止費用は、過去の稼働について計上された費用および稼働中の発電所に関する最新の見積りを参考に測定された見積将来費用に基づき、定期的に更新される調査を使用して計算される。

2021年12月31日現在で計上された引当金は入手された最新の費用見積りを反映しており、発電所用地の原状復帰費用を含んでいる。

注記30. 従業員給付引当金

従業員給付引当金の増減は以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動(6)	2021年 12月31日現在
		営業 (1)(4)	金融(3)	営業 (2)(4)	金融(5)		
雇用後給付引当金	10,561	825	283	(667)	(166)	(42)	10,794
長期給付引当金	1,055	90	9	(81)	-	-	1,073
従業員給付引当金	11,616	915	292	(748)	(166)	(42)	11,867

(1) 過去勤務費用581百万ユーロ、数理計算上の損失の償却326百万ユーロおよび権利未確定給付8百万ユーロを含む。

(2) 雇用主の拠出額(724)百万ユーロおよび数理計算上の利益(24)百万ユーロを含む。

(3) 注記13を参照。

(4) 注記6および11.2を参照。

(5) 制度資産の期待運用収益である。

(6) 「その他の変動」は、退職慰労金債務に関する給付の帰属方法の変更に起因する雇用後給付引当金の過年度調整(42)百万ユーロからなる（注記1.1を参照）。

引当金の変動の詳細：

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	制度資産 控除後債務	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2020年12月31日現在残高	32,418	(13,203)	19,214	(19)	(7,579)	11,616
2021年度純費用	873	(166)	707	8	302	1,017
その他の変動*	(42)	-	(42)	-	-	(42)
未認識数理計算上の損益の変動	149	(228)	(79)	-	79	-
制度への拠出	-	-	-	-	-	-
給付支払額	(1,173)	449	(724)	-	-	(724)
2021年12月31日現在残高	32,225	(13,148)	19,076	(11)	(7,198)	11,867

* 注記30の脚注(6)を参照。

2021年度に発生した債務に係る数理計算上の損益は149百万ユーロであり、仮定の改定による影響626百万ユーロおよび実績調整による利益(477)百万ユーロを含む。

雇用後および長期従業員給付費用：

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
当期勤務費用(1)	581	485
利息費用（割引の影響）(2)	292	395
制度資産の期待運用収益	(166)	(212)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	221	185
数理計算上の損益の変動－長期給付	81	94
制度縮小または清算の影響	-	-
過去勤務費用－権利確定済給付	-	-
過去勤務費用－権利未確定給付	8	10
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,017	957
うち：		
営業費用(3)	891	774
金融費用	126	183

- (1) 2020年度と比較した当期勤務費用の増加は、基本的に、割引率の低下（-0.4%）に起因する2021年1月1日現在の債務に係る数理計算上の仮定の変更の影響によるものである。
- (2) 利息費用（割引の影響）292百万ユーロは、2020年1月1日（1.3%）から2021年1月1日（0.9%）までの間の割引率の低下の結果、2020年12月31日現在と比較して103百万ユーロ少ない。
- (3) 2021年度のこの金額は営業引当金の増加915百万ユーロから数理計算上の損益の戻入(24百万ユーロ)を控除したものに相当する。

30.1 雇用後給付引当金

これらの引当金の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加		減少		その他の 変動*	2021年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融		
雇用後給付引当金	10,561	825	283	(667)	(166)	(42)	10,794
内訳：							
年金	7,162	456	214	(509)	(161)	-	7,162
CNIEG費用	459	11	4	(14)	-	-	460
現物給付（エネルギー）	2,173	251	49	(118)	-	-	2,355
退職慰労金	71	41	5	(3)	(5)	(42)	66
その他の給付	697	66	11	(23)	-	-	751

* 注記30の脚注(6)を参照。

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2021年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,152	(13,148)	(11)	(7,198)	10,794
内訳：					
年金	23,779	(12,606)	-	(4,011)	7,162
CNIEG費用	501	-	-	(41)	460
現物給付（エネルギー）	5,067	-	-	(2,712)	2,355
退職慰労金	602	(527)	-	(8)	66
その他の給付	1,203	(15)	(11)	(426)	751

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	未認識過去 勤務費用	未認識数理 計算上の損益	貸借対照表 上の引当金
2020年12月31日現在の雇用後給付引当金	31,363	(13,203)	(19)	(7,579)	10,561

内訳：

年金	23,757	(12,656)	-	(3,939)	7,162
CNIEG費用	488	-	-	(29)	459
現物給付（エネルギー）	5,340	-	-	(3,167)	2,173
退職慰労金	630	(532)	(5)	(22)	71
その他の給付	1,148	(15)	(14)	(422)	697

30.2 在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金

在職中の従業員に付与されるその他の長期給付に係る債務の金額は貸借対照表上の対応する引当金と同額である。詳細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日現在	増加		減少	2021年 12月31日現在
		営業費用	金融費用	営業戻入	
在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金	1,055	90	9	(81)	1,073
内訳：					
業務上の事故または疾病に係る年金	900	78	8	(72)	914
長期勤続報奨	135	9	1	(7)	138
その他	20	3	-	(2)	21

30.3 制度資産

2021年12月31日現在、資産／負債モデルに基づき管理されている制度資産は13,148百万ユーロ（2020年12月31日現在13,203百万ユーロ）であり、退職慰労金および特別年金制度の特定給付の填補に関係している。

制度資産の価額は、当年度中において、主に金融市場、特に債券市場の有利な状況が減退したことにより減少した。

この契約に基づく投資の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
制度資産合計	13,148	13,203
特別年金給付向け資産	12,606	12,656
内訳（％）：		
株式	32%	33%
債券および貨幣性商品	67%	67%
不動産資産	1%	-
退職慰労金向け資産	527	532
内訳（％）：		
株式	33%	37%
債券および貨幣性商品	67%	63%
その他の給付向け資産	15	15

30.4 数理計算上の仮定

IEG制度のもとでの雇用後給付および長期従業員給付引当金に使用される主な数理計算上の仮定は、以下の通りである。

- ・ 割引率は2021年12月31日現在1.30%（2020年12月31日現在0.90%）である。
- ・ インフレ率は2021年12月31日現在1.70%（2020年12月31日現在1.20%）と見積られている。
- ・ 平均雇用残存期間は19.3年である。
- ・ 従業員離職率に重要性はない。
- ・ 「職員向け料率」（EDFの従業員向けの特別なエネルギー料金）にはこの料率に基づく税金の変動が含まれている。
- ・ 特別年金制度に基づく過去の特定給付向けの制度資産の期待運用収益率は2021年度1.29%（2020年度1.77%）である。
- ・ 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2021年度1.06%（2020年度1.40%）である。

従業員給付債務に使用される割引率は、当該債務に起因する将来の支払に対応する満期までの適切な期間に基づいて、優良社債の利回りを適用して決定されている。より長期の期間に係る計算については、2017年度以来、当該期間の社債が規模縮小したことから、より広い範囲から選定された社債のデータも、優良社債との比較可能性に係る調整後で考慮に入れている。割引率の上昇は、基本的に、2021年度中に観察されたリスクフリー・レートの上昇に関係している。

使用された経済および市場のパラメータの変動を受けて、EDFは、2021年12月31日現在の名目割引率を1.30%に設定している（2020年12月31日現在0.90%）。

インフレの仮定は、経済見通しとインフレ連動の市場商品から描かれたインフレ曲線に基づいている。

経済および市場のパラメータの変動の結果、ユーロ圏諸国に関するベンチマークとしてEDFグループ内で使用された仮定上の平均インフレ率は、2021年12月31日現在1.7%である（2020年12月31日現在1.2%）。

債務は、年齢グループおよび従業員区分別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、予測される全職歴についてインフレ率を含め2.8%である。

債務の算定に使用される賃金法は、2015年-2018年の期間にわたり観察された昇給（非反復的影響を調整後）を参照しており、これは近年観察された昇給と同程度である。

債務の計算に使用される生命表は、INSEE2013-2070世代生命表（フランス統計局作成）に基づいており、一般的なフランスの母集団とIEG制度対象の母集団の間の死亡率の差異について補正している。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2020年	増加		減少		その他	2021年
	12月31日現在	営業	臨時	使用	戻入		12月31日現在
以下に対する引当金：							
－人件費	69	24	-	(55)	(2)	-	36
－委譲運営資産の取替	270	10	-	-	-	1	281
－その他の費用	1,187	237	360 ⁽²⁾	(663) ⁽¹⁾	(14)	-	1,107
その他の費用引当金	1,526	271	360	(718)	(16)	1	1,424

(1) 2020年12月11日付の裁判所の決定を取り消す2021年6月17日付決定を受けて税務訴訟引当金から取り崩された459百万ユーロを含む（注記14を参照）。

(2) 2021年12月31日現在の臨時項目の増加は、係属中の訴訟手続に関係する。

注記32. 負債

EDFは、明瞭性向上の目的で、すべての取引銀行とのデリバティブに係るマージンコール・ポジションについて貸借対照表上の表示を変更した。この変更は、2021年度に将来に向かって適用される。従前のように貸借対照表上で正味ポジションを報告することに代えて、当社は現在、EDFの各取引銀行との借方残高および貸方残高を反映した別個のポジションを表示している。2021年12月31日現在、「現金性金融商品」科目には、デリバティブに係るマージンコールに関する貸方残高2,691百万ユーロが含まれている（下表脚注(4)を参照）。デリバティブに係るマージンコールに関する借方残高は、36百万ユーロの額で貸借対照表上の資産の「現金性金融商品」に含まれている（注記20の脚注(3)を参照）。

(単位：百万ユーロ)	期限			2021年 12月31日 現在総額	2020年 12月31日 現在総額
	1年未満	1－5年	5年超		
負債					
社債	2,826	10,983	33,763	47,572	47,346
金融機関からの借入債務	149	844	398	1,391	1,340
その他の借入債務	6,804	6	2	6,812	3,118
その他の金融負債					
－消費財に係る前受金	-	5	21	26	26
－その他	1,696	1	-	1,697	1,025
金融負債（注記33を参照）	11,475	11,839	34,184	57,498	52,855
前受金および未成業務受入金(1)	7,499	-	-	7,499	7,188
営業債務および関連勘定(2)	10,946	-	50	10,996	7,970
税金および社会保障費負債(3)	8,630	-	-	8,630	8,110
固定資産関連負債および関連勘定	2,070	-	-	2,070	1,938
その他の負債(4)	17,945	674	-	18,619	16,655
営業、投資およびその他の負債	39,591	674	50	40,315	34,673
現金性金融商品(5)	3,306	266	667	4,239	5,075
繰延収益(6)	507	1,024	1,544	3,075	3,202
負債合計	62,378	13,803	36,445	112,626	102,993

(1) 前受金および未成業務受入金は、EDFの住宅顧客および事業顧客による自動振替の月次支払額、2021年12月31日現在7,071百万ユーロ（2020年12月31日現在6,782百万ユーロ）を含む。

(2) 2021年度の増加は主に、価格上昇を背景としたEDF Tradingへの負債に関係している。

(3) 2021年12月31日現在、この項目は、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが徴収するCSPE1,457百万ユーロ（2020年12月31日現在1,448百万ユーロ）を含んでいる。

(4) 主に子会社との間の当座勘定、引受およびキャッシュ・プーリング契約の金額。2021年12月31日現在のその他の負債は、CSPE補償に関連する負債294百万ユーロも含んでいる。これに対し2020年12月31日現在は1,974百万ユーロの債権であった（注記20の脚注(2)を参照）。

(5) 現金性金融商品は、特に、為替商品に係る未実現損失および取引銀行とのデリバティブに係るEDFのマージンコールに関するすべての貸方残高（2021年12月31日現在2,691百万ユーロ、これに対し2020年12月31日現在は正味貸方残高2,345百万ユーロ）を含んでいる。

(6) 2021年12月31日現在の繰延収益は、原子力発電所資金調達計画および関連する長期契約に基づいてEDFに支払われたパートナー前渡金1,746百万ユーロ（2020年度1,713百万ユーロ）から成る。長期契約に係る繰延収益にはまた、Exeltiumコンソーシアムとの契約に基づき2010年度にEDFに支払われた前渡金が含まれている。この前渡金は、契約期間にわたり定額法により段階的に損益計算書に振り替えられている。

繰延収益はまた2020年12月14日に受け取ったフェッセンハイム補償協定にもとづく最初の支払額を含み、これは費用が発生するにつれて、または発生した時に損益計算書に振り替えられる（注記5を参照）。

注記33. 金融負債

(単位：百万ユーロ)	2020年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整 (実現およ び未実現)	その他	2021年 12月31日 現在
社債（ユーロ建）	3,232	-	-	-	-	3,232
社債（ユーロ建以外）	10,292	-	-	736	-	11,028
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建）(1)	19,733	1,850	(3,400)	-	-	18,183
ユーロ中期ノート（EMTN）（ユーロ建以外）	14,089	-	-	1,040	-	15,129
社債	47,346	1,850	(3,400)	1,776	-	47,572
長期借入金（ユーロ建）	1,340	400	(349)	-	-	1,391
金融機関からの借入債務	1,340	400	(349)	-	-	1,391
譲渡性負債商品（ユーロ建）	2,071	2,391	-	-	-	4,462
譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	214	368	-	63	-	645
契約上の金融借入債務	833	2,788	(1,905)	(11)	-	1,705
その他の借入債務(2)	3,118	5,547	(1,905)	52	-	6,812
借入債務合計	51,804	7,797	(5,654)	1,828	-	55,775
消費財に係る前受金	26	-	-	-	-	26
その他の前受金(3)	110	19	(19)	-	675	785
銀行当座借越	35	-	-	-	56	91
繰延銀行借方勘定	8	-	-	-	-	8
未払利息	872	-	-	-	(59)	813
その他の金融負債合計	1,025	19	(19)	-	672	1,697
金融負債合計	52,855	7,816	(5,673)	1,828	672	57,498

(1) EDFは、2021年11月23日に17.5億ユーロの優先グリーン・ボンドを発行し、さらにこれを補完して2021年12月6日に100百万ユーロの追加発行を行った（注記2.2.2を参照）。

(2) その他の借入債務の変動は主に、譲渡性負債商品の発行による2,822百万ユーロ（償還額控除後）および買戻契約に基づく銀行数行への債券の譲渡による874百万ユーロからなり、対応する影響は現金および現金同等物に認識された（注記20の脚注(4)を参照）。

(3) 主に、取引銀行から保証として受け取った債券408百万ユーロ（対応する影響額は市場性のある有価証券に認識された）（注記21の脚注(2)を参照）および、2014年度の債券発行に関してEDFが2022年1月22日に行使した償還オプションに関連する267百万ユーロを含む。この結果、EDFは償還が確実であると判断し、267百万ユーロを「その他の自己資本」から「金融負債」に組み替えた。

33.1 ヘッジ手段前後の通貨別借入債務の内訳

(単位： 百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造				ヘッジ手段の影響		ヘッジ後の負債構造			
	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外	ユーロ	ユーロ 以外 構成比 (%)	債務 構成比 (%)
合計I. ユーロ		28,973		52		21,583		50,556	100	91
CHF	550	532	2	1	(550)	(532)	-	-	-	-
GBP	7,385	8,789	33	16	(3,000)	(3,570)	4,385	5,219	100	9
HKD	2,416	274	1	-	(2,416)	(274)	-	-	-	-
JPY	137,000	1,051	4	2	(137,000)	(1,051)	-	-	-	-
NOK	1,000	100	-	-	(1,000)	(100)	-	-	-	-
USD	18,185	16,056	60	29	(18,185)	(16,056)	-	-	-	-
合計II ユーロ 以外		26,802	100	48		(21,583)		5,219	100	9
合計I+II		55,775		100		-		55,775		100

オフバランスシート・コミットメントに含まれるヘッジ手段の想定元本（注記35.1を参照）は貸借対照表上の借入債務には影響しない。

33.2 ヘッジ前後の金利種類別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造			ヘッジ手段 の影響	ヘッジ後の貸借対照表の負債構造		
	合計	2021年12月 31日現在 (%)	2020年12月 31日現在 (%)		合計	2021年12月 31日現在 (%)	2020年12月 31日現在 ⁽¹⁾ (%)
長期借入債務およびEMTN	48,570			(16,170)	32,400		
短期借入債務	6,812			-	6,812		
固定金利での借入債務	55,382	99	99	(16,170)	39,212	70	68
長期借入債務およびEMTN	393			16,170	16,563		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	393	1	1	16,170	16,563	30	32
合計	55,775	100	100	-	55,775	100	100

(1) 2020年度の数値は、考慮されていないデリバティブに関する補正を含む。

注記34. 未実現為替差益

2021年12月31日現在の未実現為替差益は260百万ユーロ（2020年12月31日現在336百万ユーロ）であり、このうち128百万ユーロはクロス・カレンシー・スワップによって完全にヘッジされた英ポンド建債に関係し、53百万ユーロはクロス・カレンシー・スワップによって完全にヘッジされた米ドル建債に関係する。

その他の情報

注記35. 金融商品

35.1 通貨および金利デリバティブに関連するオフバランスシート・コミットメント

EDFは金融商品を利用して、為替リスクおよび金利リスクの影響を制限している。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	受 取 想定元本	付 与 想定元本	受 取 想定元本	付 与 想定元本
1－金利取引				
短期金利スワップ				
EUR	-	-	-	-
長期金利スワップ				
EUR	9,323	9,323	10,385	10,385
USD	3,576	3,576	3,300	3,300
GBP	4,481	4,481	3,854	3,854
小計	17,380	17,380	17,539	17,539
2－外国為替取引				
先渡取引および外国為替オプション				
EUR	40,593	33,057	32,688	24,353
CAD	136	374	435	574
USD	23,312	24,617	16,671	20,643
GBP	9,354	14,199	6,138	8,903
CHF	142	404	192	361
ILS	440	554	354	405
PLN	213	253	137	177
JPY	123	741	79	835
CNY	1,075	797	102	102
MXN	105	105	102	101
その他の通貨	921	1,016	637	740
長期通貨スワップ				
EUR	3,821	35,196	4,247	33,880
JPY	1,051	61	1,083	63
USD	17,118	1,812	15,807	1,709
GBP	17,505	2,334	15,120	2,557
CHF	532	-	509	-
ILS	90	90	86	86
PLN	12	21	14	14
NOK	100	-	96	-
MXN	-	-	-	10
HKD	274	-	254	-
小計	116,917	115,631	94,751	95,513
3－証券化スワップ	-	-	62	62
4－市場証券取引	-	-	-	-
ストック・オプション売買				
金融オフバランスシート・コミットメント合計	134,297	133,011	112,352	113,114
5－コモディティ・スワップ				
石油製品（千バレル）	7,168	7,168	6,218	6,218

上表中の数値は契約の想定元本の額であり、当初からユーロ建てであるかまたは2021年12月31日現在の為替レート（ヘッジとして分類されているかどうかにかかわらず）を用いてユーロに換算されている。

35.2 金融商品取引の純利益への影響

(単位：百万ユーロ)	2021年度	2020年度
ヘッジとして分類されていない商品		
金利商品*	130	141
為替商品	511	(274)
ヘッジとして分類されている商品		
金利商品	739	710
為替商品	(82)	(118)

* スワップに係る金利を含む。

35.3 デリバティブ金融商品の公正価値

通貨および金利スワップの公正価値は、年度末の市場為替レートおよび金利を使用して、契約の残存期間にわたり割り引いた将来キャッシュ・フローによって計算されている（市場価額は経過利息を含む）。

オフバランスシート・コミットメントに想定元本の額で表示されたデリバティブの帳簿価額は、経過利息、調整金の支払い、支払または受取プレミアムおよび換算調整を含み、EDFの勘定に既に計上されている。結果として計上された帳簿価額とこれらの商品の市場価額との差額は未実現損益である。

EDFによって計算された、2021年12月31日現在のオフバランスシート・コミットメントに想定元本の額で表示されたデリバティブ金融商品の市場の公正価値は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	帳簿価額	公正価値
金利ヘッジ		
－金利スワップ	145	2,120
外国為替ヘッジ		
－為替予約取引、通貨スワップおよび外国為替オプション	54	177
－クロス・カレンシー・スワップ	1,007	2,203
コモディティ・ヘッジ		
－石油製品	-	98
合計	1,206	4,598

注記36. その他のオフバランスシート・コミットメントおよび取引

2021年12月31日現在、営業、資金供与および投資に関するオフバランスシート・コミットメント（電力供給コミットメントおよびパートナーシップ契約を除く。）の内訳は以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2021年	2020年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日 現在	12月31日 現在
オフバランスシート・コミットメント(付与)	19,038	18,298	10,061	8,332	55,729	53,255
営業コミットメント	11,578	13,785	9,566	6,921	41,850	36,784
－燃料およびエネルギー購入コミットメント	7,711	10,598	8,369	6,758	33,436	27,083
－その他の営業コミットメント	3,867	3,187	1,197	163	8,414	9,701
投資コミットメント	2,890	3,192	385	36	6,503	6,626
資金供与コミットメント	4,570	1,321	110	1,375	7,376	9,845
オフバランスシート・コミットメント(受取)	2,498	11,680	331	648	15,157	13,330
営業コミットメント	1,193	873	331	248	2,645	2,848
投資コミットメント	5	68	-	-	73	-
資金供与コミットメント	1,300	10,739	-	400	12,439	10,482

36.1 コミットメント（付与）

ほぼすべての場合、コミットメント（付与）は双務コミットメントであり、関連する第三者が、営業、投資、財務取引に関連する資産またはサービスをEDFに供給する義務を負っている。

36.1.1 燃料およびエネルギー購入コミットメント

通常の発電および供給業務の過程で、EDFは電力、その他のエネルギーおよびコモディティならびに核燃料の最長20年間にわたる長期購入契約を締結している。

2021年12月31日現在、燃料およびエネルギー購入コミットメントの期限は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	期 限				2021年	2020年
	1年未満	1年-5年	5年-10年	10年超	12月31日現在	12月31日現在
電力購入および関連サービス	6,002	4,090	3,697	5,003	18,792	12,078
核燃料購入	1,709	6,508	4,672	1,755	14,644	15,005
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	7,711	10,598	8,369	6,758	33,436	27,083

電力購入および関連サービス

電力購入コミットメントは主に以下に関係している。

- ・ バガスおよび石炭から発電された電力およびEDFの子会社であるEDF Production Électricité Insulaireの発電所により発電された電力購入コミットメントを付与している島部エネルギー・システム（SEI）。
- ・ ヘッジ契約。これらは、EDF Tradingとの間の契約に定められた量と価格での先物購入である。

上記に報告した義務に加えて、2000年2月10日付法第10条に基づいて、フランス本土で、EDFは、発電会社の要求により、また、一定の技術的特徴に準拠して、熱電併給発電所および再生可能エネルギーの発電ユニット（風力発電所、小型水力発電所および太陽光発電等）が発電する電力を購入する義務がある。

この義務から生じる追加のコストは、CREによる妥当性確認後、CSPEによって相殺される。これらの購入義務の2021年度の合計は54TWh（2020年度は59TWh）で、これには、熱電併給に係るもの7TWh（2020年度は7TWh）、風力発電に係るもの25TWh（2020年度は31TWh）、太陽光発電に係るもの11TWh（2020年度は11TWh）および水力発電に係るもの4TWh（2020年度は4TWh）が含まれている。

核燃料購入

核燃料購入コミットメントは、ウランならびにフッ素化、濃縮および燃料集合体生産サービスに対するEDFの需要を賄うことを目的とする原子力発電所のための供給契約により生じている。

2021年度における核燃料購入コミットメントの減少は、主に既存契約の実行によるものであり、コモディティ価格の調整により部分的に相殺された。

36.1.2 その他の営業コミットメント

これらの大部分は、契約に関連した発注書への署名時にEDFが引き受けた現在進行中の取引または契約に関連するコミットメント、関連する保証ならびに主として建物、器具および車両の解約不能なオペレーティング・リース契約に基づくリースの賃借人としてのコミットメントである。関連する賃借料については、契約に定められた間隔毎に再交渉が行われる。

当該コミットメントの減少は主に、従来EDFが提供していた英国の年金コミットメントに対する保証を、現在はEDF Energyが付与している事実によるものである。

36.1.3 投資コミットメント

投資コミットメントの大部分は、有形固定資産の購入に関するコミットメントである。

36.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFが行った子会社に対する資金供与コミットメントである。当該コミットメントの減少は主に、EDF International（ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの資金供与に関する2,160百万ユーロの減少）に関連している。

36.2 コミットメント（受取）

36.2.1 営業コミットメント

これらのコミットメントは主に以下のものから構成される。

- ・ 賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメント（受取）。
- ・ 業務保証（受取）。
- ・ 業務販売コミットメント。基本的にヒンクリー・ポイントCプロジェクト向けエンジニアリング・サービスに関連している。
- ・ Edvanceに関する従業員出向コミットメント。

36.2.2 資金供与コミットメント

これらのコミットメントは、EDFが利用できる様々な銀行の与信枠の総額に対応するものである。

36.3 その他のコミットメント

36.3.1 電力供給コミットメント

EDFは、事業の過程で、以下の長期電力供給契約を締結している。

- ・ 多数の欧州の電力事業者との間の長期契約。これは、フランスの原子力発電施設の特定の発電所または決められた発電所の集合体を対象としており、設置された発電能力3.5GWに相当するものである。
- ・ フランスの電力市場組織に関するフランスの「NOME」法の実施により、EDFは、2025年12月31日まで既存の原子力発電所が発電した電力の一部を他の供給業者に販売するコミットメントを負っている。これは、2020年1月1日以後、毎年150TWhの上限量に関係している。

36.3.2 ガス購入および関連サービス

ガス購入コミットメントは、EDFによってその拡大するガス供給事業に関連して付与されている。

供給および引渡しのためのガス購入は、大部分が長期契約およびEDF Tradingからの購入予約により実施されている。

Dunkerque LNGのメタン・ターミナルとの契約に基づき、EDFはまた、毎期約150百万ユーロの割増価格の支払を対価として、2037年までそのターミナルの再ガス化能力の約61%の便益を受ける。この契約については、不利な契約に係る引当金が計上されている。

注記37. 偶発債務

偶発債務は、

- ・ 過去の事象から生じる潜在的な債務であって、企業が必ずしも支配できない1つもしくは複数の不確実な将来の事象によってのみ存在（ないし不存在）が確認されるか、または
- ・ 過去の事象から生じる現在の債務であって、経済的便益を表す資源の流出が当該債務の消滅に必要となる可能性が高くなくもしくは当該債務の金額を信頼性をもって測定できないことから財務諸表上に認識されないものである。

2021年12月31日現在の主な偶発債務は以下の通りである。

税務調査

2012年度から2019年度の期間について、フランスの税務当局は当社に対し、企業付加価値税（Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises）に関する一定の反復的な税務再査定を通知し、長期引当金の損金算入可能性に疑義を唱えた。

ARENH争議—不可抗力事由

Covid-19パンデミックによる危機下において、一部の供給業者が、EDFと締結したARENH基本契約に含まれる不可抗力条項を理由に、危機期間中の顧客ポートフォリオの電力消費量減少に相当するARENH引渡しの全部または一部を一時停止する緊急命令を求める申請を2020年度にパリ商事裁判所長に提出した。

2020年5月20日、26日および27日に、略式手続の後、パリ商事裁判所は、代替供給業者4社（Total Energies、Gazel、AlpiqおよびVattenfall）が提出したARENH契約一時停止申請に対し、仮判決を下した。緊急申請裁判官は、不可抗力事由が成立するとの判決を下し、申請者のうち3社（TotalEnergies、GazelおよびAlpiq）について引渡しの一時停止を命じた。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年7月28日、パリ控訴裁判所は、商事裁判所のこれらの決定を支持した。2020年9月24日、EDFは破産院に上訴を提起した。TotalEnergiesは現在進行中の手続において残存する唯一の当事者である。

一方、EDFはその権利を保護するための予防措置として、2020年6月2日に、エネルギー供給業社であるAlpiq、GazelおよびTotalEnergiesに対し、ARENH契約の終了を通知した。2020年7月1日付命令により、パリ商事裁判所長はこの終了を無効とした。EDFはこの判決に対し上訴した。2020年11月19日、パリ控訴裁判所は、商業裁判所の命令を覆し、略式手続の根拠がないとして、当該終了の効力を回復した。

2020年9月下旬には、Ohm Énergieによって、不可抗力により2020年4月から6月までのARENH引渡しの一時停止をEDFが要請したことからEDFが違法に引渡しを継続したとの主張により、ARENH量に係る支払の猶予を求めるさらなる略式手続が開始された。2020年10月23日、パリ商事裁判所はOhm Énergieの主張をすべて却下した。

これと並行して、EDFが不可抗力条項の適用を違法に拒否したことで生じたとする不利益についてEDFに損害賠償を求める供給業者が、本件の内容に関連する7件の訴訟を提起している。関係する供給業者は、Hydroption、Vattenfall、Priméo Energie Grands ComptesおよびPriméo Energie Solutions、Arcelor Mittal Energy、Plüm EnergyおよびPlüm Entreprises et Collectivités、TotalEnergiesならびにEkwaterである。

2021年4月13日、パリ商業裁判所は、Hydroptionの訴訟において本案に係る第一審判決を下し、EDFに対し、原告に5.88百万ユーロの損害賠償を支払うよう命じた。同裁判所は、不可抗力の条件が満たされていたと判断し、Hydroptionの要望に反してARENH引渡しを継続することで、EDFは責任を負うべき契約違反を犯したと結論付けた。2021年10月15日、パリ控訴裁判所は、

不可抗力事由の免責条項は成立せず、EDFには契約の一時停止要請を満たす義務はなかったとして、EDFの責任を認めHydroptionへの損害賠償の支払を命じた限りにおいて商事裁判所の判決を覆した。2021年12月2日、トゥーロン商事裁判所はHydroption SASの清算を決定した。清算人は破産院への上訴を提起していない。

パリ商事裁判所は2021年11月30日に、TotalEnergiesおよびEkwaterの訴訟において、更に2件の本案に対する判決を下し、EDFに対しこれらの企業に合計数千万ユーロの損害賠償を支払うことを命じた。

その他の訴訟は依然として係属中である。

フランスの競争当局（「ADLC」）による調査

フランスの競争当局（ADLC）は現在、4件の個別事項に関連してEDFグループを調査している。

1件目は、エネルギー・サービス市場におけるEDFおよび一部の子会社の商慣行に関するもので、2016年10月17日にXélanが提出した訴状を受けたものである。この訴状を受けてADLCは、2016年11月22日および23日にEDFおよび子会社数社の敷地内で搜索および押収作業を行った。この調査は依然として継続中である。

2件目の調査は、2017年6月19日にEngieが提出した訴状を受けたものであり、EDFの電力およびガスの小売販売に関する商慣行、特に当該料金が廃止目前であった2015年度末から規制「緑色」および「黄色」料金を支払っている顧客のファイルへのアクセスを、EDFが要求に応じて電力供給会社に提供した状況に関連している。2016年11月に行われた搜索および押収作業で集められた文書がEngie訴訟において使用された。2021年5月27日に、EDF、Dalkia、Dalkia Smart Building、CitelumおよびChamは、電気およびガス小売の供給市場、マルチ技術管理／保守およびエネルギー最適化サービス、ならびに省エネ証書の発行につながるエネルギー制御措置に関するADLCの異議について通知を受けた。2021年11月にADLC小委員会で開催された会議を経て、ADLCの決定が待たれている。

3件目の調査は、2019年11月4日のADLCへの職務上の照会を受けたもので、温熱ネットワーク運営のためのパートナーシップ形成に関するものである。2021年5月3日に、EDF、Dalkia、Électricité de Strasbourg、ES Services ÉnergétiquesおよびEDEVは、ADLCの異議通知を受け、2021年7月16日に回答した。これは、双方が主張を提示する手続であり、2022年度においても継続するものと見込まれる。

4件目の調査は、接続容量が36kVa未満の非住宅顧客に対するEDFの電力供給オファーの価格設定方針に関するもので、2020年9月14日付のPlüm Énergieによる訴状を受けたものである。この訴状には、ADLCに緊急措置を取らせることを意図した予防的暫定措置の申請書が添付されていた。2021年2月18日、ADLCはPlümの暫定措置申請を棄却した。当該訴状の本案に関する調査は継続中である。

最後に、2022年1月18日付決定においてADLCは、ANODE（全国小売エネルギー事業者協会）がEDFに対して行った不服申立ておよび暫定措置申請を却下した。この不服申立ては、「青色」規制販売料金の廃止に関係して2020年12月31日付で後続の市場価格契約に自動的に切り替えられた非住宅顧客のデータベースへのアクセス提供をEDFが拒否したことに関係していた。ただしADLCは、ANODEの論拠について、主張された慣行の存在を立証する十分な証拠の裏付けがないと判断した。この決定は、当事者への通知から1か月の間、上訴が可能である。

ADLCがこれらの調査のいずれかにおいて、問題の本案を検証後に、反競争的行為が行われていたと結論づけた場合には、フランス商法第L.464-2条を適用して、当グループの全世界の税引後売上高の10%までの制裁金を含む罰則が課される可能性がある。

2021年12月31日現在で引当金が認識された。

労働訴訟

EDFは、主に労働時間について、従業員との間の多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟それぞれが、業績および財政状態に重要な影響を与える可能性はないと見込んでいる。しかしながら、これらの訴訟は、多数のEDF従業員を巻き込むこともあり得る状況に関連するため、こうした訴訟が増加すると、EDFの財政状態に潜在的にマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある（ただし当該リスクは、就業日数の固定に関する2016年度契約を締結したことにより軽減されている）。

注記38. 専用資産

38.1 規制

フランスの環境法第L.594-1条以降およびその施行規則は原子力発電所廃炉費用および放射性廃棄物の長期貯蔵費用のための財源とする資産（専用資産）の確保を要求している。この規則は専用資産の構築方法ならびにそのファンド自体の管理および統治の方法を定めている。これらの資産は明確に特定され、会社のその他の金融資産および投資と分別して管理される。これらはまた、取締役会および行政当局の特別な監督支配下にある。

当該法律は、専用資産の実現可能価額が、フランスの環境法に定義された長期原子力費用の現在価値に相当する引当金の価額を上回ることを要求している。

2020年7月1日付政令は、環境法第D.594-1条以降の専用資産に関する規制上の義務を体系化した。これは、2020年7月1日付命令による改定後の2007年3月21日付省令により補足された。これらの文書は適格資産のリストを定めており、その大部分はフランスの保険法に基づいており、主に非上場資産を含めている。これらは特に、2017年12月31日以後RTE資本金の100%を保有するCTE株式の専用資産への配分を認めている（下記の注記38.2.2を参照）。

EDFは、2018年5月31日に、専用資産における非上場資産部分を条件次第で10%から15%に増加させることにつき政府の許可を受けた（これはCTE株式ないし不動産には適用されない）。

2020年7月1日付政令以後、EDFは、関係引当金の額に対する資産の実現可能価額の比率によって決定される義務の補填率が100%超である場合には専用資産への追加積立義務を課されず、またその率が120%超とならない限り資産の引出しは認められていない。また同政令は、補填不足の場合の専用資産への資金配分期間を、行政当局の認可を条件に（従来の3年に代えて）最長5年に延長した。

38.2 専用資産の戦略的配分および構成

専用資産に適用される規則に照らして、これらは非常に特殊な資産区分を形成する。

専用資産は取締役会が定め、行政当局に報告される戦略的配分に従って構築・管理されている。戦略的配分は負債の長期填補という全体的な目的を達成することを目指しており、ポートフォリオ全体の構造および管理を決定している。この配分は専用資産の性質および流動性に関する規制上の制約、株式および債券市場の業績動向ならびに非上場資産の分散効果を考慮している。

非上場資産への分散を進めるために、この戦略的配分いくつかの変更が加えられた。特に、2010年度にRTE（現在はCTEを通じて保有）株式が専用資産に配分され、2013年度に非上場資産ポートフォリオ（インフラ、不動産、および債券または株式ファンドから構成される）が設定された。このポートフォリオは、EDF SAの「EDF Invest」部門によって管理されている。

取締役会は2018年6月29日に、専用資産に関する以下の新たな戦略的配分原則を有効とした。

- ・ 利回り資産（目標：専用資産の30%）。CTE株式および不動産を含むインフラ資産から構成されている。
- ・ 成長資産（目標：専用資産の40%）。上場ないし非上場株式に投資する株式ファンドから構成されている。
- ・ 固定収益資産（目標：専用資産の30%）。上場債券ないし上場債券ファンド、非上場債券ファンド、債権および現金から構成されている。

これらの目標は、2025年度までに徐々に達成される。

38.2.1 成長資産および固定収益資産

一部の成長および固定収益資産は、EDFが直接保有する債券の形を取っている。その他は、独立した資産運用会社が運用する主要な国際市場における専門合同運用型投資ファンドおよびフランスの汎用投資ファンド（FIVG）から構成されている。これらは、オープンエンド型ファンドおよび当社のために設定されたフランス所在の「専用」ファンドの形を取っている。

上場株式ファンドは、国際的な株式（主に北米であるが、欧州、アジア・太平洋および新興諸国も含まれる）から構成されている。上場債券および上場債券ファンドは、ソブリン債および社債から構成されている。

これらの投資は戦略的配分に従って構築・管理されており、国際的な株式市場のサイクル（株式市場のサイクルと債券市場のサイクルとの間および地域間のサイクルに一般的に観察される統計的な逆相関によって、成長資産と固定収益資産との間の適切な配分を備えた長期的な投資方針を決定している）を考慮している。

成長資産はごく一部に非上場株式への投資ファンドも含み、固定収益資産はごく一部に非上場債券への投資ファンドも含む。これらのファンドは主にEDF Investにより管理されている（注記38.2.2を参照）。

業務用資産のモニタリングの過程で、当グループは、その統治機関が定義し、監督する長期の特別な管理規則（投資割合の上限、ボラティリティの分析および個々のファンド・マネージャーの質の評価）を適用している。

38.2.2 利回り資産

EDF Investが管理する利回り資産は、主に、EDF Investが直接行うかまたは委任管理契約の下で投資ファンドが行うインフラおよび不動産への投資に関連する資産から構成されている。

非上場投資ファンドを通じて、EDF Investはまた、成長資産および固定収益資産も管理している（注記38.2.1を参照）。

2021年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は、利回り資産7,908百万ユーロを含む合計8,626百万ユーロの実現可能価額で評価されている。利回り資産は、特に以下から構成されている。

- ・ CTEへのEDF持分50.1%、2021年12月31日現在3,343百万ユーロ（2020年12月31日現在2,788百万ユーロ）。
- ・ Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrideña Red de Gas (MRG), Géosel, Nam Theun Power Company,（米国、カナダおよび英国の）風力および太陽光発電所所有会社ならびに不動産資産所有会社（Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France)に対するEDFの投資。

38.2.3 EDFの専用資産の評価

専用資産は、貸借対照表上、その性質に応じて、投資、投資有価証券、市場性のある有価証券に分類される。それらは、注記1に記載する会計原則に基づいて評価される。

2021年12月31日現在のポートフォリオの明細は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在		2020年12月31日現在	
	帳簿価額、純額	実現可能価額	帳簿価額、純額	実現可能価額
CTE (RTE所有会社) に対する投資(1)	2,705	3,343	2,705	2,788
その他の投資有価証券	24,944	29,741	24,195	27,148
その他の金融投資および株主貸付金	3,839	4,330	3,136	3,421
専用資産－投資	31,488	37,414	30,036	33,357
市場性のある有価証券	50	50	260	262
専用資産－市場性のある有価証券	50	50	260	262
ヘッジ前専用資産合計	31,538	37,464	30,296	33,619
ヘッジ手段およびその他	16	(10)	48	229
ヘッジ後専用資産合計(2)	31,554	37,454	30,344	33,848

(1) RTE株式の100%所有会社であるCTEの50.1%に関するEDFの投資。上表に表示されたCTEの実現可能価額は、EDF Investの他の資産と同様の方法により、独立の査定人により決定されている。

(2) 2021年ないし2020年12月31日現在、専用資産の規制上の実現可能価額の計算に関連する政令2007-243第16条に準拠して一定の投資の価額を制限することによる影響はない。

帳簿価額、純額および公正価値には支払期日未到来の経過利息が含まれている。

38.2.4 長期原子力債務の填補率

2021年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の109.3%が専用資産によって填補されていた。2021年12月31日現在、環境法に定める一定の投資の実現可能価額に係る規制上の上限は遵守されていた。

2020年12月31日現在、規制上の計算に基づき、引当金の103.6%が専用資産によって填補されており、これらの実現可能価額に係る規制上の上限も遵守されていた。

原子力発電関連の専用資産の規則が関係する長期原子力債務は、以下の価額でEDFの財務諸表に含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2021年12月31日現在	2020年12月31日現在
使用済燃料管理引当金－規制が定める営業サイクルに関係しない部分	1,726	1,297
放射性廃棄物長期管理引当金	14,233	13,300
原子力発電所廃炉引当金	17,730	17,489
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来費用部分	587	590
長期原子力債務の現在原価	34,276	32,676

38.2.5 2021年度の専用資産の変動

専用資産による引当金の補填率が2020年12月31日現在100%超であったため（103.6%）、2021年度にはEDFは専用資産ポートフォリオへの追加義務を課されず、2021年度の配分はなかった（2020年度に係るEDFの規制上の義務に準拠して2020年度は797百万ユーロが配分された）。2021年12月31日現在の引当金の補填率は109.3%である。

2021年度も、株式市場にとって極めて有利な年であった。Covid-19ウイルスの複数の変異株の出現に端を発した懸念にもかかわらず、経済環境は引き続き極めて活発であった。先進国におけるワクチン接種キャンペーンは、パンデミックの経済活動への影響を抑え、株式市場の実績に貢献した。

株価指数は、米国市場、次いで欧州市場の極めて好調な実績に牽引され、年間を通じて大幅に上昇したが、他の地域ではそれほど活発ではなかった。より異例なこととして、最も大きな上昇を記録したのはメガキャップであり、新興国を除く全地域で上昇した。

景気回復に伴い、債券市場は金利の上昇に苦しめられた。例えば、ドイツの10年物金利は+0.4%上昇して-0.2%、アメリカの金利は+0.6%上昇して1.5%となった。ただし、インフレ率の上昇との比較では、この上昇は依然として緩やかなものであった。各国の中央銀行は、この推移が一時的なものであり、金融支援政策は徐々にしか撤回されないと強調し、市場を安心させることに成功している。

EDF Investは、英国のEnergy Assets Group (C72) への追加投資（所有比率には変更なし）を通じてスマート・メーターに対し、光ファイバー事業者Orange Concessions (C71) の少数株主持分の取得（コンソーシアムの一員として）を通じてフランスの電気通信部門に対し、また少数株主持分（92 France、C79、C82、C84）や多様な非上場投資ファンド持分の取得を通じてフランスおよびドイツの不動産に対し、非上場資産ポートフォリオを引き続き拡大した。

2021年12月31日現在、専用資産全体の運用成績は1,834百万ユーロを記録し、その内訳は金融損益764百万ユーロおよび臨時損益1,070百万ユーロであった。これは主に、受取利息および配当金（856百万ユーロ）、不利な市場動向に特に起因する債券および投資ファンドに係る引当金の増加（(85)百万ユーロ）、ならびに投資有価証券売却益（1,070百万ユーロ）によるものである。

注記39. 関連当事者

39.1 子会社との関係

(単位：百万ユーロ)	EDFの債権(1)		EDFの負債(1)		金融費用	金融収益 (配当を除く)
	貸付金	営業債権	流動勘定に含 まれる純負債	営業負債		
会社名						
ATMEA	143					
CTE (IHC25)		468		321		
Framatome		157		458		
EDF Energy	123	160		62		2
EDF Renewables	2,881					26
EDF International	13,048					262
EDF Trading	2,943	3,280		3,969		9
Edison						1
Enedis	1,997	58		1,824		10
Dalkia France	1,788	71		292		36
Groupe PEI	568			108		13
Citelum	123					2
EDF Luminus	80					1
Edvance		60		51		
流動勘定(2)				2,076		
子会社の流動性に関する 投資契約			1,797		(5)	
子会社とのグループ 現金管理契約(3)			11,912			
連結納税契約				1,529		

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) Sofiloに関する598百万ユーロ、Enedisに関する532百万ユーロおよびPEIに関する474百万ユーロを含む。

(3) C3に関する5,144百万ユーロ、EDF Tradingに関する1,489百万ユーロ、EDF Energyに関する879百万ユーロおよびEdisonに関する850百万ユーロを含む。

39.2 フランス政府および国有企業との関係

39.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2021年12月31日現在EDFの資本の83.88%を所有しており、それにより、一般の支配株主と同じように、株主の承認を要する意思決定を支配する権限を有する。

フランス政府が支配株主であるすべての会社に対して適用される法律に従って、EDFは、一定の検査手続、具体的には、政府による経済および金融検査、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）または議会による監査、およびフランス財務監督局（*Inspection Générale des Finances*）による検査を受ける。

2005年10月24日に、フランス政府とEDFとの間で、公共サービス契約が締結された。この契約は、立法者が無期限でEDFに割り当てた公共サービスの使命に関する枠組みを設定するものである。2004年8月9日付法律は契約期限を定めていない。

39.2.2 ENGIEとの関係

コルシカ島のアジャクシオ市およびバステリア市における共通のLPG配送および供給サービスに関して、ENGIEは2020年10月にEDFに対し、コルシカ島におけるLPG業務を終了することを検討している旨を通知した。

フランスの2022年度財政法第96条は、国に対し、LPG配給網の電力または再生可能エネルギーへの転換に伴う費用の一部を、公式命令で定める最長20年の期間、負担することを認めている。

この措置は、現在のところEDFに影響を与えない。最終的には、LPG配給事業の終了と電力利用への転換の見通しから配電網強化のための投資が必要となる。

39.2.3 公的企業との関係

EDFの公的企業との間の関係は、主として、旧AREVAグループに属していた2社（OranoおよびAREVA SA）に関するものである。

Oranoとの取引は以下に関係している。

- ・ 核燃料サイクルの初期段階（ウラン供給、変換および濃縮サービス）。
- ・ 核燃料サイクルの最終段階（使用済燃料の輸送、貯蔵、処理および再利用サービス）。

サイクルの初期段階：

EDFとOranoとの間で、数本の重要な契約が協議された。

- ・ 天然ウランの供給：Orano Miningの契約
- ・ フッ素化および天然ウランのウラン235への濃縮：Orano Chimie-Enrichissementの契約（旧Orano Cycleの契約）

サイクルの最終段階：

EDFとOrano Recyclage（旧Orano Cycle）との間の使用済燃料の輸送、処理および再利用に関連する関係は、注記28に記載されている。

注記40. 経営者報酬

当社の主要な経営および統治責任者は、会長兼最高経営責任者および取締役である。法律を適用して、従業員を代表する取締役は、取締役としての業務に対する報酬を受け取っていない。

EDFが支払った会社の主要な経営および統治責任者に対する総報酬（給料ならびに、雇用者拠出分を除くすべての形態の給付）は、2020年度および2021年度において以下の通りであった。

（単位：ユーロ）	2021年度	2020年度
会長兼最高経営責任者(1)	453,660	453,660
取締役(2)	436,934 ⁽³⁾	439,946 ⁽⁴⁾

(1) 2021年2月17日の会議において取締役会は、会長兼最高経営責任者の年間固定報酬総額を、2021年度についても2020年度と同額の450,000ユーロに維持することを決定した。会長兼最高経営責任者はまた、社用車の形で現物給付を受けている。

(2) 2021年5月6日開催の年次株主総会において、2021年度の実績報酬の年間予算を440,000ユーロに設定する旨の実績報酬会の提案が承認された。

(3) この金額は2021年度中に任期が終了した取締役に対して2021年度に支払った合計35,505ユーロの実績報酬を含む。

(4) この金額は2019年度中に任期が終了した取締役に対して2020年度に支払った合計50,142ユーロの実績報酬を含む。

注記41. 後発事象

例外的な規制措置およびフランスにおける原子力発電の見直し

例外的な規制措置

フランスは、電力市場価格の高騰に鑑み、2022年2月1日付の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを、2021年8月1日付施行の料金に比べ最大4%（税込み）に制限する2022年度向け「上限料金」を導入した。この上限料金は2022年度財政法（2021年12月30日付法律2021-1900）第2条に基づいている。

- ・ 第29条に基づいて、2022年2月1日から、すべての顧客（規制料金または市場価格契約に係る住宅および事業顧客）に対してTICFE税（またはCSPE）の引下げが適用される。ただし、法定最低水準（住宅および小規模事業顧客について1ユーロ/MWh）は維持されなければならない。この引下げは、2023年1月31日までのエネルギー引渡量に適用される。新たなTICFE料金は政令で定められている。
- ・ 第181条に基づいて、TICFEの引下げにもかかわらず、CREが、2021年12月31日付施行の料金に比べ4%（税込み）超の住宅顧客向け規制販売料金の引上げを提案する場合には、フランス政府は、エネルギー法の免除として、当該提案に異議を唱え、経済およびエネルギー担当大臣の共同決定により規制販売料金および地方配電会社への販売料金をより低い水準に設定できる。これが起きた場合、当該法律は、2022年度のEDFの逸失利益を12か月間に平準化して填補する目的で、2023年度の規制販売料金の事後的キャッチアップ調整を規定している。同条はまた、規制料金による提供について地方配電会社が、市場価格による提供について電力供給業者が負担した損失を補償するメカニズムも導入している。

2022年1月13日にフランス政府は、2022年度の消費者向け電力料金の上昇を抑えるための更なる例外的措置についても発表した。その具体的な実施の詳細は未発表であるが、主な措置の一つは、2022年4月1日から12月31日までの期間にわたり20TWhの追加量を46.2ユーロ/MWhで2022年度向けARENH制度に帰属させることである。2022年1月に発表されたこの措置は、EDFに2つの影響を与える。i) この20TWhのARENH量を他の供給業者への引渡しのために購入する必要がある、これは現在の市場価格を前提として極めて大きなマイナスの価格効果を伴う。ii) 2022年度の規制販売料金算定に使用される「コストスタッキング」方式の市場価格部分に関するARENH部分の増加は、規制料金および市場価格契約の両方の顧客に対する販売価格の引下げを誘発することになる。

この追加措置はまた、フランス本土および非相互接続地域の規制料金に引き続き適格な非住宅顧客向け規制料金の4%（税込み）の引上げ制限の延長にも関連している。

2022年1月13日付プレスリリースにおいて、EDFは、フランス政府が発表した2022年度の電力料金上昇を抑えるための措置を確認した。EDFは、現段階で財務的影響を正確に算定することはできないと声明した。プレスリリース日現在で当社が入手可能な情報に基づき、これらの措置が実施されなかった場合と比較して、これらの措置がEDFの2022年度のEBITDAに与える影響は、2021年12月31日現在の市場価格に基づき約84億ユーロ、2022年1月12日現在の市場価格に基づき約77億ユーロと見積もられた。EDFは、EBITDAへの最終的な影響は実施期間中の市場価格に依存する旨、およびこの見積りの調整につき可及的速やかに、かつ定期的に情報を公開する旨を声明した。一方でEDFは、2022年度の純金融債務/EBITDAガイダンスを撤回した。

EDFはまた、貸借対照表構造を強化するための適切な措置および当グループの利益を守るためのあらゆる手段を検討予定であることも表明した。

2022年1月18日付決定においてCREは、2022年2月1日からの住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.4%（税抜き44.5%）および非住宅顧客向け「青色」料金の税込み35.9%（税抜き44.7%）の引上げを提案した。この引上げ案は、主にエネルギー市場の大幅な価格上昇に起因する。2022年1月28日付政令2022-84で確認されたTICFEの最大引下げ幅を考慮した場合には、この提案は、住宅顧客向け「青色」料金の20%引上げ（税込み）および非住宅顧客向け「青色」料金の20.9%引上げ（税込み）であった。上限料金に従い、この提案は経済およびエネルギー担当大臣によって却下され、同大臣は2022年1月28日付料金命令を通じて住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み4%（税抜き24.3%）、非住宅顧客向け「青色」料金の引上げを税込み4%（税抜き23.6%）に設定し、同命令は2022年1月30日付官報に公布され2022年2月1日から施行された。

CREは、フランス本土の住宅顧客向け新「青色」料金の結果、平均価格（税抜き）はCREの料金提案に基づけば57.2ユーロ/MWhであったが、2022年1月28日付料金命令を適用して31.2ユーロ/MWhになると声明した。2022年度財政法第181条に準拠して、当該差額は2023年度のキャッチアップ調整により填補され、市場価格契約の住宅顧客向け供給業者および地方配電会社は2022年2月1日から補償を受ける権利を有する。CREはまた、2022年度のARENH追加量の影響も後日評価すると声明した。これは、2023年度に予定されているキャッチアップ調整および財政法第181条に規定する供給業者補償を減少させるものであった。

フランスにおける原子力発電の見通し

2022年1月13日にEDFは、EDFのフランスの原子炉5基の停止期間延長を受けて、2022年度のフランスの原子力発電量予測を330-360TWhから300-330TWhに更新した。シヴォー原子力発電所の原子炉1号機の10年検査の一環として計画された予防保守点検中に、安全注入系（SIS）回路の配管の接合部近くに数か所の欠陥が発見された。その後、シヴォー2号機、ショー1号機お

およびショー2号機の原子炉について予防点検が実施された。その結果、シヴォー2号機およびショー2号機の原子炉で同様の欠陥が発見された。ショー1号機原子炉の点検および専門家による評価は現在進行中であり、完全な評価が完了するまで継続される。パンリー原子力発電所の原子炉1号機の10年検査中に実施された予防保守点検でも、SIS回路に同様の欠陥が発見された。

点検の実施ならびに技術的解決策の検証および実施に起因して、EDFは、シヴォー1号機、シヴォー2号機、ショー1号機、ショー2号機およびパンリー1号機の原子炉の保守停止期間を延長した。原子力発電所全体に対する管理プログラムは、初期分析からの経験を入手の都度織り込みながら現在開発を続けている。

フランスの原子力発電所に対する管理プログラムの一環として、2022年2月7日にEDFは、2022年度の原子力発電量予測を300-330TWhから295-315TWhに改定し、現在340-370TWhとしている2023年度のフランスの原子力発電量予測も可及的速やかに更新すると表明した。

2022年2月11日にEDFは、2023年度のフランスの原子力発電量予測を340-370TWhから300-330TWhに更新した。この予測は、以下を考慮している。

- ・ 10年検査6件を含む44件の保守および検査のための原子炉停止に加えて、2022年度に開始され2023年度まで続く2件の計画停止を伴う重い産業プログラム。
- ・ 応力腐食現象の影響を受ける可能性のある配管に係る管理・修理プログラムの継続（現在進行中）。

上述の規制上の措置およびフランスの原子力発電量に関する新たな予測は、2022年度以後のEDFの財務諸表に重要な影響を与えるが、2021年12月31日現在の財務諸表には影響を与えない。

GE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約の締結

EDFとGEは、2022年2月10日に、EDFがGE Steam Powerの原子力事業の一部を取得する独占契約に署名したことを発表した。提案されているこの取引により、GE Steam Powerの原子力蒸気タービン技術およびサービスに関する専門知識と、EDFの原子力部門への取り組み強化を合わせることで、EDFグループ内に業界をリードするグローバルな蒸気タービン機器およびサービスのプロバイダーが誕生することになる。現在、GE Steam Powerの原子力蒸気タービンは、EDFのフランス国内の全原子力発電所を含む、世界の原子力発電所の半数に設置されている。

当該取引案には、GE Steam Powerの現在稼働中の蒸気タービンで世界最大出力の「アラベル」タービンを含む新設の原子力発電所向け従来型島設備や、既存の原子力発電所向け保守およびアップグレードが含まれる。また、当該取引には、EPRおよびEPR 2（欧州加圧水型原子炉）やSMR（小型モジュール型原子炉）を備えるためのGE Steam Powerの蒸気タービン技術も含まれる予定である。

GEは、サービスに特化した蒸気動力事業を保持し、米州地域の100GW超の原子力タービン島にクラス最高のサービスを提供し続け、また、カナダ初の商用グリッドスケールSMRを配備する原子炉島の主導的なライフサイクル・プロバイダーであるGE Hitachi Nuclear Energyも保持する。GEは、引き続き原子力部門に注力し、今日のエネルギー移行において重要な役割を果たす次世代技術への投資を継続する。

当該取引案の対象範囲に含まれる原子力事業およびチームは、約15か国に拠点を置き、ベルフォールやラ・クールヌーブ等の製造拠点を含むフランスに従業員の70%近くが配置されている。

当該取引案の財務的詳細は開示されなかった。当該取引案は、従業員代表との協議および、規制上の審査を含む通常の取引完了条件を満たす必要がある。当該取引は2023年度上半期に完了する見込みである。

行動計画の立ち上げ

2022年1月13日に発表した通り、EDFは2022年2月17日の取締役会において行動計画を提示した。この計画は、2022年度初頭の事象を踏まえて、EDFの貸借対照表構造を強化するために策定されている。この計画は、原子力と再生可能エネルギーのバランスの取れた組み合わせに基づき、エネルギー効率の高いサービスを開発し、更なるイノベーションを顧客にもたらすという当グループの戦略の継続を目指している。

この戦略の資金調達のために、EDFは以下を計画している。

- ・ 市場の状況に応じ、優先引受権を維持して、可及的速やかに取締役会に増資の議案を提出する。この増資により約510百万株の新株が発行され、発行プレミアムを含む総額は約25億ユーロとなる予定である。
- ・ 2022年度および2023年度の配当について株式による配当オプション（株式による支払）を提案する。
EDFの筆頭株主であるフランス政府は、これら2点に係る自らの立場を取締役会に通知しており、これについては別情報にて取り扱われる予定である。
- ・ 2022年度から2023年度、2024年度にかけて、総額約30億ユーロの売却を完了する。

[次へ](#)



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 12 mai 2022.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
Excédent brut d'exploitation	5	18 005	16 174
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(215)	(175)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾		(10 789)	(10 838)
(Pertes de valeur)/reprises	10.8	(653)	(799)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(1 123)	(487)
Résultat d'exploitation		5 225	3 875
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 459)	(1 610)
Effet de l'actualisation	8.2	(2 670)	(3 733)
Autres produits et charges financiers	8.3	4 489	2 761
Résultat financier	8	360	(2 582)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 585	1 293
Impôts sur les résultats	9	(1 400)	(945)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	12	644	425
Résultat net des activités en cours de cession	3.2	(1)	(158)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		4 828	615
Dont résultat net - part du Groupe		5 113	650
Résultat net des activités poursuivies		5 114	804
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(154)
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		(285)	(35)
Activités poursuivies		(285)	(31)
Activités en cours de cession		-	(4)
Résultat net part du Groupe par action en euros	14.7		
Résultat par action		1,46	0,05
Résultat dilué par action		1,36	0,05
Résultat par action des activités poursuivies		1,46	0,10
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,36	0,10

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

(2) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2021			2020		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé		5 113	(285)	4 828	650	(35)	615
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	18.7.5	(3 292)	(33)	(3 325)	(711)	(8)	(719)
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		779	8	787	210	3	213
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	18.7.5	(673)	-	(673)	661	-	661
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(83)	-	(83)	(30)	-	(30)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	18.1.2	(346)	-	(346)	20	-	20
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		101	-	101	10	-	10
Écarts de conversion des entités contrôlées		1 935	606	2 541	(1 425)	(430)	(1 855)
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des co-entreprises		(80)	-	(80)	(561)	-	(561)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(1 659)	581	(1 078)	(1 826)	(435)	(2 261)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	18.1.2	15	1	16	(34)	(4)	(38)
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	16.1.3	1 144	263	1 407	(983)	80	(903)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(421)	(89)	(510)	(220)	(18)	(238)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des co-entreprises		(83)	-	(83)	(109)	-	(109)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		655	175	830	(1 346)	58	(1 288)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		(1 004)	756	(248)	(3 172)	(377)	(3 549)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		4 109	471	4 580	(2 522)	(412)	(2 934)
Dont résultat global des activités poursuivies		4 110	471	4 581	(2 368)	(408)	(2 776)
Dont résultat global des activités en cours de cession	3.2.2	(1)	-	(1)	(154)	(4)	(158)





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Bilan consolidé

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Goodwill	10.1	10 945	10 265
Autres actifs incorporels	10.2	10 221	9 583
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	98 237	92 600
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	11	62 132	60 352
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 881	6 858
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12	8 084	6 794
Actifs financiers non courants	18.1	55 609	47 615
Autres débiteurs non courants	13.3.4	2 092	2 015
Impôts différés actifs	9.3	1 667	1 150
Actif non courant		255 868	237 232
Stocks	13.2	16 197	14 738
Clients et comptes rattachés	13.3	22 235	14 521
Actifs financiers courants	18.1	39 937	23 532
Actifs d'impôts courants		544	384
Autres débiteurs courants	13.3.4	16 197	6 918
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	9 919	6 270
Actif courant		105 029	66 363
Actifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	69	2 296
TOTAL DE L'ACTIF		360 966	305 891

Capitaux propres et passif

(en millions d'euros)			
Capital	14	1 619	1 550
Réserves et résultats consolidés		48 592	44 083
Capitaux propres - part du Groupe		50 211	45 633
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	14.6	11 778	9 593
Total des capitaux propres	14	61 989	55 226
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	15	62 067	58 333
Provisions pour avantages du personnel	16	21 716	22 130
Autres provisions	17	5 442	5 374
Provisions non courantes		89 225	85 837
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	11.2	48 853	48 420
Passifs financiers non courants	18.3	56 543	55 899
Autres créditeurs non courants	13.5	4 816	4 874
Impôts différés passifs	9.3	2 401	3 115
Passif non courant		201 838	198 145
Provisions courantes	15, 17 et 16.1	6 836	5 827
Fournisseurs et comptes rattachés	13.4	19 565	11 900
Passifs financiers courants	18.3	45 014	17 609
Dettes d'impôts courants		446	215
Autres créditeurs courants	13.5	25 248	16 861
Passif courant		97 109	52 412
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	3.2	30	108
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		360 966	305 891

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		4 828	615
Résultat net des activités en cours de cession		(1)	(158)
Résultat net des activités poursuivies		4 829	773
Pertes de valeur / (reprises)		653	799
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		10 488	13 310
Produits et charges financiers		(89)	785
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		467	433
Plus ou moins-values de cession		(67)	(185)
Impôt sur les résultats		1 401	945
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(644)	(425)
Variation du besoin en fonds de roulement	13.1.3	(1 526)	(1 679)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		15 512	14 756
Frais financiers nets décaissés		(588)	(929)
Impôts sur le résultat payés		(2 276)	(983)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		12 648	12 844
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	98
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		12 648	12 942
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(165)	(126)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		1 154	498
Investissements incorporels et corporels	10.7	(17 606)	(16 007)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		264	54
Variations d'actifs financiers		1 776	2 718
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(14 577)	(12 863)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	(104)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(14 577)	(12 967)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		2 076	1 019
Dividendes versés par EDF	14.3	(84)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(163)	(267)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	5
Flux de trésorerie avec les actionnaires		1 826	757
Émissions d'emprunts	18.3.2.1	6 943	6 601
Remboursements d'emprunts	18.3.2.1	(5 161)	(7 062)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) et OCEANES	14.4 et 14.5	1 235	2 243
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	14.4	(547)	(501)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		677	534
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 147	1 815
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		4 973	2 572
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	19
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		4 973	2 591
Flux de trésorerie des activités poursuivies		3 044	2 553
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	13
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		6 270	3 934
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 044	2 566
Variations de change		180	(162)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	35
Autres variations non monétaires ⁽³⁾		387	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	18.2	9 919	6 270

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2020 intègrent le reclassement d'un montant de 79 millions d'euros entre les « Frais financiers net décaissés » et les « Variations d'actifs financiers ».

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2021, un montant de 1 304 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co., un montant de 865 millions d'euros relatif à la cession de 49% d'Edison Renewables et un montant de (276) millions d'euros relatif à l'acquisition de 70% d'E2i Energie Special. Comprend en 2020, un montant de 998 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. (pour le projet Hinkley Point C) et Sizewell C Holding Co.

(3) Les autres variations non monétaires comprennent le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débiteuses relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières (voir note 18.3.2.1 sur la ligne « Autres mouvements ») pour un montant de 281 millions d'euros.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 31 décembre 2021 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat ⁽³⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2019	1 552	(64)	1 037	(1 198)	45 139	46 466	9 324	55 790
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 908)	82	(1 346)	(3 172)	(377)	(3 549)
Résultat net	-	-	-	-	650	650	(35)	615
Résultat global consolidé	-	-	(1 908)	82	(696)	(2 522)	(412)	(2 934)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(501)	(501)	-	(501)
Emissions / rachats TSDI et OCEANES (voir notes 14.4 et 14.5)	-	-	-	-	2 207	2 207	-	2 207
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(271)	(271)
Achats/ventes d'actions propres	-	1	-	-	-	1	-	1
Réduction de capital d'EDF (voir note 14.1)	(2)	53	-	-	(51)	-	-	-
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(18)	(18)	952	934
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2020	1 550	(10)	(871)	(1 116)	46 080	45 633	9 593	55 226
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	1 699	(3 358)	655	(1 004)	756	(248)
Résultat net	-	-	-	-	5 113	5 113	(285)	4 828
Résultat global consolidé	-	-	1 699	(3 358)	5 768	4 109	471	4 580
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(547)	(547)	-	(547)
Emissions / rachats TSDI (voir notes 14.4)	-	-	-	-	972	972	-	972
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 599)	(1 599)	(163)	(1 762)
Achats/ventes d'actions propres	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
Augmentation de capital d'EDF (voir note 14.1)	69	-	-	-	1 446	1 515	-	1 515
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	132	132	1 877	2 009
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	1 619	(14)	828	(4 474)	52 252	50 211	11 778	61 989

(1) Les écarts de conversion varient de 1 699 millions d'euros en 2021. Cette variation est principalement liée à l'appréciation de la livre sterling et dans une moindre mesure à celle du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(4) En 2020, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 998 millions d'euros.

(5) En 2021, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 1 304 millions d'euros.

En 2021, les « autres variations » des capitaux propres part du Groupe comprennent également :

- l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 49 millions d'euros nets d'impôt.

Cet ajustement résulte de la mise en œuvre de la décision de l'IFRIC relative à la méthode d'acquisition des droits (cf. note 1.2.3) ;

- le reclassement des valeurs nettes comptables liés aux coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS antérieurement immobilisés, pour un montant de (64) millions d'euros nets d'impôts. Ce reclassement résulte de la confirmation par l'IASB de la décision IFRIC relative à la comptabilisation de ces coûts (cf. note 1.2.4) ;

Par ailleurs, les « autres variations » des capitaux propres part du groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent l'effet en capitaux propres des transactions conclues avec les minoritaires, s'agissant d'opérations d'acquisition ou de cession réalisées sans changement de méthode de consolidation (cession de 49 % d'Edison Renewables, acquisition de 70 % du capital de E2I et introduction en bourse de Pod Point, voir note 3.1.1).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du groupe	339	Note 11	Concessions de distribution publique d'électricité en France	383
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	339	11.1	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	385
1.2	Évolutions du référentiel comptable	339	11.2	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	385
1.3	Bases de préparation des états financiers	340	Note 12	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	386
1.4	Comparabilité des exercices	342	12.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	386
Note 2	Synthèse des faits marquants	343	12.2	Taishan	387
Note 3	Périmètre de consolidation	344	12.3	Autres participations	387
3.1	Évolution du périmètre de consolidation	345	Note 13	Besoin en fonds de roulement (BFR)	388
3.2	Activités en cours de cession	346	13.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	388
3.3	Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021	347	13.2	Stocks	389
Note 4	Informations sectorielles	351	13.3	Clients et comptes rattachés	390
4.1	Informations par secteur opérationnel	351	13.4	Fournisseurs et comptes rattachés	392
4.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	354	13.5	Autres créateurs	392
Note 5	Excédent brut d'exploitation	354	Note 14	Capitaux propres et résultat par action	393
5.1	Chiffre d'affaires	356	14.1	Capital social	393
5.2	Achats de combustible et d'énergie	360	14.2	Actions propres	393
5.3	Charges de personnel	361	14.3	Distributions de dividendes	394
5.4	Autres produits et charges opérationnels	361	14.4	Titres subordonnés à durée indéterminée	394
Note 6	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	363	14.5	Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)	395
Note 7	Autres produits et charges d'exploitation	364	14.6	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	395
Note 8	Résultat financier	364	14.7	Résultat net et résultat net dilué par action	397
8.1	Coût de l'endettement financier brut	364	Note 15	Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	398
8.2	Effet de l'actualisation	364	15.1	Provisions nucléaires et actifs dédiés en France	400
8.3	Autres produits et charges financiers	365	15.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	411
Note 9	Impôts sur les résultats	365	15.3	Provisions nucléaires en Belgique	413
9.1	Ventilation de la charge d'impôt	366	Note 16	Provisions pour avantages du personnel	413
9.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	366	16.1	Provisions pour avantages du personnel du groupe	415
9.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	367	16.2	France (activités régulées et activités de production et commercialisation)	418
9.4	Ventilation des impôts différés par nature	367	16.3	Royaume-Uni	420
Note 10	Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France	368	Note 17	Autres provisions et passifs éventuels	421
10.1	Goodwill	368	17.1	Autres provisions pour déconstruction	421
10.2	Autres actifs incorporels	369	17.2	Autres provisions	422
10.3	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles	371	17.3	Passifs éventuels	423
10.4	Actifs au titre du droit d'utilisation	372	Note 18	Actifs et passifs financiers	425
10.5	Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)	374	18.1	Actifs financiers	425
10.6	Immobilisations en cours	375	18.2	Trésorerie et équivalents de trésorerie	428
10.7	Investissements incorporels et corporels	378	18.3	Passifs financiers	429
10.8	Pertes de valeur/reprises	378	18.4	Lignes de crédit non utilisées	432
			18.5	Juste valeur des instruments financiers	433
			18.6	Risques marchés et de contrepartie	434
			18.7	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	434





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 19 Indicateurs financiers	439	Note 21 Engagements hors bilan	444
19.1 Résultat net courant	439	21.1 Engagements donnés	444
19.2 Endettement financier net	440	21.2 Engagements reçus	448
Note 20 Développement durable et climat	440	Note 22 Parties liées	450
20.1 Dépenses réglementaires	440	22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	449
20.2 Évaluation des actifs et passifs	441	22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	449
20.3 Financement durable	442	22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	450
20.4 Investissements décarbonés	442	Note 23 Événements postérieurs à la clôture	450
20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat	443	Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes	452

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 1 Référentiel comptable du groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2021 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2021. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2021.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2020 à l'exception des changements des notes 1.2.1, 1.2.2, 1.2.3 et 1.2.4 ci-après. Sont également précisés les textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2022 (note 1.2.5).

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.2.1 Réforme des taux interbancaires de référence - amendements à IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (phase 2)

Ces amendements, adoptés le 13 janvier 2021, sont applicables depuis le 1^{er} janvier 2021.

Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

La modification des taux d'intérêt effectifs consécutive à la réforme est appliquée de manière prospective, sans impact en résultat et les relations de couverture des instruments concernés sont maintenues.

Cette réforme est sans impact significatif sur le résultat 2021 et ses effets sont principalement de nature opérationnelle (renégociation de contrats, clauses de fallback, évolution des systèmes d'information).

Compte-tenu de sa position pérenne emprunteuse à taux fixe (voir la note 18.3.3.3), l'essentiel de l'exposition d'EDF se concentre sur des instruments dérivés de taux utilisés pour variabiliser la dette. Sur ces instruments, les courbes de référence des contrats de collatéraux ont été modifiées pour remplacer l'Eonia par l'Ester. Ces évolutions se sont traduites par la réception d'une soulte de 22 millions d'euros comptabilisée en contrepartie d'un ajustement de valeur des instruments dérivés.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1^{er} janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

1.2.2 Amendements à IFRS 16 « Compensation de loyer liées à la Covid-19 »

L'application de l'amendement « Allègements de loyer liés à la Covid-19 » a été prolongée d'un an (paiements au plus tard le 30 juin 2022). Il permet au preneur qui bénéficie de franchises ou réductions de loyer directement liées à la Covid-19 de les comptabiliser directement au compte de résultat.

Cet amendement est sans impact sur les comptes du Groupe.

1.2.3 Décision de l'IFRIC : « Attribution des droits aux périodes de service » (IAS 19)

En mai 2021, l'IASB a approuvé la décision de l'IFRIC portant sur l'attribution des droits des régimes pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Sont principalement concernées par cette décision, les indemnités de fin de carrière des régimes spécifiques des industries électriques et gazières de France (IEG). Celles-ci représentaient un montant d'engagements de 941 millions d'euros au 31 décembre 2020 pour les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2.2).

La modification de la méthode d'acquisition des droits conduit à une diminution des engagements de (67) millions d'euros avant d'impôts au 1^{er} janvier 2021, comptabilisée en capitaux propres (dans la ligne « Autres variations »).

1.2.4 Décision de l'IFRIC sur les contrats SaaS (IAS 38)

En avril 2021, l'IASB a confirmé la position prise par l'IFRIC en mars 2021 faisant suite à sa décision provisoire de décembre 2020 concernant la comptabilisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel mis à disposition par un fournisseur dans le cadre d'un contrat de type SaaS (Software as a Service), ce sujet ayant été porté à l'agenda dans le contexte d'une diversité de pratiques observées. La décision d'agenda de l'IFRIC indique que dans la plupart des cas, en application d'IAS 38, ces coûts doivent être reconnus en charges et non en immobilisations incorporelles car d'une part, l'entité ne contrôle pas le logiciel et d'autre part, les activités de personnalisation/configuration ne génèrent pas une ressource contrôlée par le client, distincte du logiciel.

En application de cette décision, les coûts de configuration et de personnalisation des logiciels SAAS qui avaient antérieurement été immobilisés, ont été retraités au 1^{er} janvier 2021 en contrepartie des capitaux propres dans la ligne « Autres variations » pour un montant de (88) millions d'euros avant impôts. Les coûts de configuration et de personnalisation exposés en 2021 relatifs à ces contrats sont comptabilisés sur la ligne « Autres consommations externes ».

1.2.5 Textes adoptés par l'Union européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2022

Amendements à IAS 16 « Immobilisations corporelles - Produit antérieur à l'utilisation prévue »

À compter du 1^{er} janvier 2022, les produits de la vente d'éléments générés par un actif non encore en service ne seront plus comptabilisés en déduction du coût de l'immobilisation. Ces produits ainsi que les coûts associés devront être enregistrés en résultat.

Le Groupe sera concerné au titre de ses projets de construction d'installations de production d'énergie.

Amendements à IAS 37 « Contrats déficitaires - Coûts d'exécution du contrat »

Ces amendements précisent les coûts à inclure lors de la détermination du caractère onéreux ou non d'un contrat.

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif pouvant résulter de leur application.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Autres textes

Le Groupe n'anticipe pas d'impact significatif concernant les amendements suivants :

- « Améliorations annuelles du cycle 2018-2020 » ;
- IFRS 3 « Regroupement d'entreprises – Référence au cadre conceptuel ».

1.3 Bases de préparation des états financiers

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Méthodes de conversion

1.3.2.1 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.2.2 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.2.3 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.3.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excellent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants, qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.4.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MWe a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans.

Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe étant réunies, le Groupe a procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 1.4.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.3.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cours est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2021 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers du Groupe (voir note 15).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 15.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

1.3.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2021 sont détaillées en note 16. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2021 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 16.

1.3.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 10.8.

1.3.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 5.1, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans

le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 11). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.3.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.4.9 Autres jugements et estimations

- En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

- Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi :

- EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 15.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion, qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9 ;

- le Groupe détenait, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société E2i Energie Spéciali, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels conféraient à Edison le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale, en application d'IFRS 10. Edison a acquis le 16 février 2021, les 70 % d'E2i Energie Spéciali auprès de F2i. La société étant déjà consolidée en intégration globale, ce rachat a impacté uniquement les intérêts minoritaires au sein des capitaux propres (voir note 3.1) et ultérieurement le résultat net part du Groupe.

1.3.5 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 16) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 15.1.2 et au Royaume-Uni – voir note 15.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir note 10.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNP/VC) en Chine) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 18.3.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 18.2).



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

1.4 Comparabilité des exercices**1.4.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France**

Le Groupe considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations 1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, le Groupe progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrièmes visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, le Groupe considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021 :

- au 1^{er} janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 15), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est

imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs conformément à IFRIC 1 (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 10.3), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de 15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;

- sur l'exercice 2021 :

- › la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 564 millions d'euros sur l'exercice,
- › la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
- › la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 559 millions d'euros, et le résultat net part du Groupe consolidé de 405 millions d'euros.

1.4.2 Effets du niveau des prix de marché sur la comparabilité des exercices

L'augmentation significative en 2021 des prix de marché de l'électricité, ainsi que du gaz, particulièrement sur le deuxième semestre et plus encore sur le dernier trimestre a eu différents effets sur les états financiers du Groupe, affectant la comparabilité des comptes sur différentes dimensions, que les différentes notes annexes s'attachent à mettre en exergue. À titre illustratif, sur la France, l'augmentation des moyennes des prix spot électricité en base est de l'ordre de 240 % entre 2020 et 2021, et celle des contrats annuels à terme en base est de l'ordre de 113 % entre 2020 et 2021.

Les principaux postes concernés sont les suivants, de façon non exhaustive :

Au niveau du bilan :

- L'augmentation des « clients et comptes rattachés » (voir note 13.3) pour environ 8 milliards d'euros, des « actifs financiers courants » (voir note 18.1) pour environ 17 milliards d'euros et des « autres débiteurs courants » (voir note 13.3.4) pour environ 9 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge actifs et de la juste valeur positive des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz) ;
- L'augmentation des « fournisseurs et comptes rattachés » (voir note 13.4) pour environ 8 milliards d'euros, des « passifs financiers courants » (voir note 18.3) pour environ 27 milliards d'euros et des « autres créditeurs courants » (voir note 13.5) pour environ 8 milliards d'euros concerne en particulier EDF Trading (notamment au titre des appels de marge passifs et de la juste valeur négative des dérivés de transaction) et Edison (sur le gaz). La valorisation des dérivés de couverture de flux de trésorerie sur les matières premières (voir note 18.7.5) évolue également de façon significative dans l'état du résultat global ;
- Au sein des « autres débiteurs courants » la position usuellement débitrice de CSPE pour EDF SA (créance de l'ordre de 2 milliards au 31 décembre 2020) est en position créditrice au sein des « autres créditeurs courants » pour 0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 13.3.4).

Au niveau du compte de résultat :

De façon générale, les niveaux de prix élevés ont eu des impacts significatifs à la hausse sur le chiffre d'affaires (voir note 5.1.2) et les achats de combustibles et d'énergie (voir note 5.2). La marge de trading au sein du chiffre d'affaires a pu bénéficier de la volatilité et des niveaux de prix élevés des énergies.

La profitabilité de certaines entités du Groupe a été en revanche pénalisée par des achats d'électricité à des prix très élevés sur les marchés en fin d'année, en fonction de leur propre équilibre offre-demande, prix qui n'ont pu être que partiellement répercutés sur les prix de ventes aux clients finals en 2021, en fonction des différents systèmes réglementaires en place, le cas échéant : c'est en particulier le cas pour les segments France – Activités de production et de commercialisation ; Royaume-Uni ; et dans une moindre mesure notamment pour les segments Autre International – Belgique ; France – Activités régulées (coût des achats de pertes) (voir note 5).

La note 23 indique par ailleurs les mesures annoncées à ce jour par le gouvernement français, ainsi que britannique, pour limiter les effets de la hausse des prix de marché sur les consommateurs en 2022.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

1.4.3 Conséquences de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités du Groupe, notamment la production nucléaire, les chantiers et les services.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé dans les différentes entités du Groupe et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers du Groupe sur la base de reportings spécifiques et des principes d'évaluation explicités dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 1.4.1).

Les effets de la crise sanitaire sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe étaient évalués à (1 479) millions d'euros au 31 décembre 2020 – principalement relatifs aux secteurs :

- France – Activités de production et commercialisation pour (872) millions d'euros, en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande, la constatation de provisions pour dépréciation clients ;
- France – Activités régulées pour (237) millions d'euros, en lien avec la diminution des volumes acheminés, la baisse des raccordements du fait de l'arrêt ou le ralentissement des chantiers ; et

- Royaume-Uni pour (182) millions d'euros, principalement en lien avec la baisse de la demande.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur l'excédent brut d'exploitation au 31 décembre 2021 du Groupe présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients, au 31 décembre 2020, les différentes analyses conduites dans les différentes entités du Groupe avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 223 millions d'euros sur l'exercice au sein des « Autres charges et produits opérationnels » du compte de résultat, sur la base des principes exposés en note 1.4.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020, dont 80 millions d'euros sur la France – Activités de production et commercialisation, 58 millions d'euros sur la France – Activités régulées, 68 millions d'euros sur le Royaume-Uni, et 13 millions d'euros sur la Belgique.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions sur les différents secteurs opérationnels pour un total de 115 millions d'euros.

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs en 2021 et jusqu'à la date de l'arrêt des comptes du Groupe sont les suivants :

■ Développements dans le nucléaire :

- EDF a remis à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 avril 2021) ;
- EDF a décidé de mettre Dungeness B en phase de déchargement du combustible (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 7 juin 2021, voir notes 7, 10.8, 15.2) ;
- Réacteurs des centrales nucléaires de Civaux et de Chooz : remplacements et contrôles préventifs de parties de tuyauteries d'un circuit de sauvegarde (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 décembre 2021, voir note 23) ;
- Révision de la durée de vie des AGR (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 15 décembre 2021, voir note 10.8) ;
- Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022, voir note 10.6) ;
- Le 13 janvier 2022, EDF a actualisé son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
- Le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2022 (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 février 2022, voir note 23) ;
- Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire en France pour 2023 (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 février 2022, voir note 23).

■ Plans de cession :

- Edison a finalisé la vente d'Edison Norge à Sval Energi pour une valeur de 374 millions de dollars (cf. communiqué de presse d'Edison du 25 mars 2021, voir note 3.1) ;
- Edison a finalisé la cession de Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) à 2i ReteGas pour 150 millions d'euros (cf. communiqué de presse d'Edison du 30 avril 2021, voir note 3.1) ;
- Dalkia a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale Dalkia Wastenergy avec Paprec (cf. communiqué de presse de Dalkia du 28 juillet 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
- EDF a finalisé la vente de sa participation dans CENG (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 août 2021, voir notes 3.1 et 7) ;
- EDF a finalisé la cession de la centrale CCGT de West Burton B à EIG (cf. communiqué de presse d'EDF Energy du 31 août 2021, voir note 3.1) ;

- Edison et le Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction afin d'accélérer ensemble le développement des énergies renouvelables en Italie (cf. communiqués de presse d'Edison les 3 et 14 décembre 2021, voir note 3.1) ;

- EDF a réalisé le transfert d'un parc immobilier en Île-de-France à une société commune avec POWERHOUSE HABITAT (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 décembre 2021, voir note 5.4).

■ Opérations de financement :

- EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 mai 2021, voir note 14.4) ;
- EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 24 novembre 2021, voir note 18.3.2.2) ;
- EDF a annoncé le 23 décembre 2021 la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 décembre 2021, voir note 18.4).

■ Énergies renouvelables :

- Edison a finalisé l'acquisition de E2i (cf. communiqué de presse d'Edison du 16 février 2021, voir notes 1.3.4.9 et 3.1) ;
- EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables le 22 février 2021, voir note 12.3) ;
- Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 1^{er} juillet 2021, voir note 12.3) ;
- Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : finalisation de la fabrication de composants et poursuite des opérations en mer (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 28 août 2021, voir note 12.3) ;
- Mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine (cf. communiqués de presse du Groupe et d'EDF Renouvelables le 9 décembre 2021, voir note 12.3) ;
- Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et AREVA (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 juin 2021, voir note 7) ;
- EDF arrête le projet Écocombust de développement d'un nouveau combustible à base de bois de classe B (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 juillet 2021, voir note 10.3) ;
- Framatome a annoncé la finalisation de l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear I&C (cf. communiqué de presse de Framatome du 8 novembre 2021, voir note 3.1) ;





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

- Mesures exceptionnelles annoncées par le gouvernement Français (cf. communiqué de presse du Groupe du 13 janvier 2022, voir note 23) ;
- EDF signe un accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power (cf. communiqué de presse du Groupe du 10 février 2022, voir note 23).

Outre la crise sanitaire, les principaux événements et transactions significatifs en 2020 du Groupe étaient les suivants :

- **Développement dans le nucléaire :**

- EDF a redémarré la centrale de Hunterston B et a confirmé son intention de passer en phase de démantèlement d'ici janvier 2022. Par ailleurs, Hinkley Point B dans le Somerset commencera la phase de déchargement du

combustible, au plus tard le 15 juillet 2022 (cf. communiqués de presse d'EDF Energy du 27 août 2020 et 19 novembre 2020, voir note 10.8) ;

- Le Groupe a réajusté le coût du programme Grand Carénage qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans (cf. communiqué de presse du 29 octobre 2020 et voir note 10.6) ;
- Actualisation du projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du 27 janvier 2021 et voir note 10.6).

- **Plans de cession :**

- Edison a finalisé la cession d'Edison Exploration & Production SpA à Engean (cf. communiqué de presse d'Edison du 17 décembre 2020 et voir note 3.1).

Note 3 Périmètre de consolidation

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (co-entrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 12).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, co-détenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft mbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

- À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

3.1 Évolution du périmètre de consolidation

3.1.1 Évolutions du périmètre en 2021

Sur l'exercice 2021, le Groupe connaît les évolutions du périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021 ;
- la cession d'Edison Norge le 25 mars 2021 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) le 30 avril 2021 ;
- la cession de Dalkia Wastenergy le 28 juillet 2021 ;
- la cession de la participation dans CENG le 9 août 2021 ;
- la cession de West Burton B le 31 août 2021 ;
- l'introduction en Bourse de Pod Point le 4 novembre 2021 ;
- l'acquisition de Rolls-Royce Civil Nuclear I&C le 8 novembre 2021 ;
- la cession de 49 % de Edison Renewables le 3 décembre 2021 ;
- la consolidation d'I2i Solutions Renov et Hynamics.

Acquisition de 70 % du capital de E2i

Le 16 février 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé le 14 janvier 2021 avec F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture pour l'acquisition de 70 % d'E2i Energie Speciali, société leader dans le secteur éolien italien et déjà consolidée en intégration globale par Edison qui détenait une participation de 30 %, en application d'une gouvernance spécifique.

L'acquisition a contribué à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros.

S'agissant d'une acquisition d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 155 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en diminution des capitaux propres part du Groupe.

Cession d'Edison Norge

Le 25 mars 2021, Edison a annoncé la finalisation de l'accord signé avec Sval Energi le 30 décembre 2020 pour la vente de 100 % d'Edison Norge AS (activités d'exploration et de production d'hydrocarbures en Norvège).

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'Edison Norge avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

La transaction s'inscrit dans le cadre de la sortie des activités d'exploration et de production d'hydrocarbures et fait suite à une première opération entre Edison Exploration et Production et Energean réalisée en décembre 2020. Elle est fondée sur une valeur d'entreprise estimée à 374 millions de dollars et comprend un versement de 12,5 millions de dollars à recevoir à la date de mise en service du champ de Ovalin.

La cession d'Edison Norge a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG)

Le 30 avril 2021, Edison a annoncé avoir cédé à 2i Rete Gas 100 % de la société Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) pour 150 millions d'euros, conformément à un accord signé le 14 janvier 2021.

IDG gère des réseaux et des installations de distribution de gaz dans 58 communes des Abruzzes, d'Émile-Romagne, du Latium, de Lombardie et de Vénétie, et est présente dans 17 zones territoriales minimales (Attem) et compte 152 000 clients.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble d'IDG avaient été reclassés, au 31 décembre 2020, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente (voir note 3.2).

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Ces deux opérations (Edison Norge et IDG) permettront à Edison de soutenir le plan de croissance de l'entreprise dans les domaines stratégiques, à savoir la production d'énergies renouvelables et à faible teneur en carbone, l'efficacité énergétique, la mobilité durable et les services à valeur ajoutée pour les clients.

Cession de Dalkia Wastenergy

À la suite de l'obtention des autorisations réglementaires requises, Dalkia a annoncé le 28 juillet 2021 avoir réalisé la cession de 100 % du capital de Dalkia Wastenergy (ex TIRU) à Paprec.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Cession de la participation dans CENG

Le 9 août 2021, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, LLC (« CENG ») à son partenaire dans la joint-venture, Exelon Generation, LLC (« Exelon »). La cession s'inscrit dans le cadre de l'option de vente conclue en avril 2014⁽¹⁾ entre EDF et Exelon, permettant à EDF de céder sa participation à Exelon à sa juste valeur et qu'EDF avait exercée en janvier 2020⁽²⁾.

Le prix de cession de la participation d'EDF dans CENG s'élève à 885 millions de dollars (750 millions d'euros) et contribue à une diminution de l'endettement financier du Groupe du même montant.

Cette transaction a un impact de (0,3) milliard d'euros sur le compte de résultat du Groupe.

Cession de West Burton B

Le 9 avril 2021, EDF a annoncé la signature d'un accord engageant avec le fonds d'investissement EIG pour la vente de la centrale thermique à cycle combiné gaz de 1 332 MWe et de l'installation de stockage de batteries (49 MWe) de West Burton B dans le Nottinghamshire et du projet de développement, West Burton C. La cession a été finalisée le 31 août 2021, suite à la réalisation de toutes les conditions suspensives nécessaires.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et n'a pas d'effet significatif sur le compte du résultat du Groupe.

Introduction en Bourse de Pod Point

Le 9 novembre 2021, la société Pod Point, filiale d'EDF spécialiste britannique des infrastructures de charge pour les véhicules électriques, est entrée à la Bourse de Londres. L'introduction en Bourse, réalisée via l'émission d'actions nouvelles, lui a permis de lever 120 millions de livres sterling. À l'issue des opérations, EDF conserve le contrôle avec une participation de plus de 50 % dans le capital de Pod Point.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart non significatif constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,1 milliard d'euros.

Rolls-Royce Civil Nuclear I&C

Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear qui avait été signée le 7 décembre 2020.

L'intégration des produits et des technologies de Rolls-Royce Civil Nuclear (tels que Spinline, Rodline et Hardline) va permettre à Framatome de capitaliser sur son expertise d'ingénierie, d'élargir son empreinte industrielle, de renforcer sa capacité à servir ses clients et de développer son implantation dans le contrôle-commande et l'instrumentation nucléaire à l'échelle mondiale.

S'agissant d'une prise de contrôle, l'écart de 92 millions d'euros constaté entre le prix d'achat et les capitaux propres acquis a été enregistré en goodwill.

(1) Cf. communiqué de presse du 1^{er} avril 2014 « Accord finalisé entre EDF et Exelon sur CENG ».

(2) Cf. communiqué de presse du 20 novembre 2019 « EDF notifie l'exercice de l'option de vente de sa participation dans CENG ».



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Cession de 49 % d'Edison Renewables

Le 14 décembre 2021, Edison et Crédit Agricole Assurances ont finalisé la transaction signée le 3 décembre 2021 par laquelle Crédit Agricole Assurances devient le partenaire financier de long terme d'Edison en acquérant 49 % de la plateforme d'Edison Renewables et en participant au développement de la production éolienne et photovoltaïque. Cette transaction valorise Edison Renewables à plus de 2 milliards d'euros et fait suite à l'acquisition de 70 % du capital de E2i le 16 février 2021.

Edison conserve le contrôle total de l'activité et de la gouvernance de la société et conduit son développement dans les énergies renouvelables conformément aux objectifs de décarbonation fixés par le PNIEC italien (Plan National Intégré pour l'Énergie et le Climat) et le Green Deal européen. Edison continuera à consolider

intégralement Edison Renewables, qui dispose d'actifs dans les énergies renouvelables pour une capacité totale de 1,1 GW, dont environ 1 000 MWe de parcs éoliens situés dans les zones les plus ventées du pays.

S'agissant d'une cession d'intérêts minoritaires sans changement de méthode de consolidation, l'écart de 455 millions d'euros constaté entre le prix de cession et les capitaux propres cédés a été enregistré en augmentation des capitaux propres part du Groupe.

Cette transaction a contribué à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 0,9 milliard d'euros.

Sur l'année 2021, l'ensemble des transactions réalisées dans le cadre du plan de cessions d'actifs a contribué à une diminution de l'endettement financier net de 2,8 milliards d'euros.

3.1.2 Évolutions du périmètre en 2020

Sur l'exercice 2020, les principales évolutions du périmètre de consolidation ont été les suivantes :

- la cession d'Edison Exploration et Production SpA (E&P) le 17 décembre 2020 (voir notes 1.4.2 et 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020) ;
- la consolidation d'EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance), Agregio, Energy2Market (E2M) et IZIVIA.

3.2 Activités en cours de cession

Principes et méthodes comptables

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

3.2.1 Détail des actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	69	2 296
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	30	108

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non financiers non courants ⁽¹⁾	-	316
Actifs financiers non courants	-	1 811
Actifs non financiers courants ⁽²⁾	69	151
Actifs financiers courants	-	18
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	69	2 296

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Passifs non financiers non courants ⁽³⁾	-	86
Passifs financiers non courants	-	1
Passifs non financiers courants	30	21
Passifs financiers courants	-	-
TOTAL DES PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE LEUR VENTE	30	108

(1) Les actifs non financiers non courants sont composés d'immobilisations corporelles et incorporelles.

(2) Les actifs non financiers courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement et des impôts différés.

(3) Les passifs non financiers non courants sont composés de provisions.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent les éléments de bilan suivants :

- à l'actif, le montant résiduel correspond au complément de prix sur projet gazier Dvalin (E&P Norvège) et Cassiopea (E&P Italie) ;
- au passif, le montant résiduel correspond aux provisions sur contrat Energian.

La diminution des actifs et passifs s'explique par :

- la cession d'Edison Norge en mars 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 331 millions d'euros à l'actif et de 42 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas (IDG) en avril 2021 (voir note 3.1) qui représentait un montant de 98 millions d'euros à l'actif et de 7 millions d'euros au passif au 31 décembre 2020 ;
- la cession de la participation dans CENG en août 2021 (voir note 3.1), qui représentait un montant de 1 811 millions d'euros à l'actif au 31 décembre 2020.

3.2.2 Résultat des activités en cours de cession

Sur l'exercice 2020, la ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » comprenait l'activité E&P d'Edison (hors Algérie et Norvège) ainsi que les pertes de valeur relatives à ces actifs.

Pour rappel les actifs E&P concernés ayant été cédés en décembre 2020, aucun résultat n'est présenté au titre des activités en cours de cession sur 2021 à l'exception de l'estimation des ajustements de prix ou de garanties en lien avec la transaction (voir note 1.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2020).

Les principaux indicateurs de résultat de l'activité E&P (hors Algérie et Norvège) sur 2020 et 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Chiffre d'affaires	-	216
Excédent brut d'exploitation	(1)	86
Résultat d'exploitation	(1)	13
Résultat financier	-	(22)
Impôt sur les résultats	-	(32)
RÉSULTAT NET DE L'ACTIVITÉ	(1)	(41)
Dépréciation des activités en cours de cession nette d'impôt	-	(117)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	(1)	(158)

3.3 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2021

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique...) ; commercialisation aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux particuliers. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité Haute Tension et Très Haute Tension ;

- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;

- « **Services et autres activités** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

Les sociétés et paliers de consolidation faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés ci-après.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

3.3.1 Sociétés consolidées par intégration globale

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité	
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mère	100,00	100,00	P, D, A	
Group Support Services (G2S)	100,00	100,00	A	
Edvance	95,10	95,10	A	
Cyclife	100,00	100,00	A	
CHAM SAS	100,00	100,00	A	
Sowee	100,00	100,00	A	
IZI Solutions	100,00	100,00	A	
IZI Solutions Renov	100,00	-	A	
IZIVIA	100,00	100,00	A	
EDF Pulse Holding (ex EDF Pulse Croissance)	100,00	100,00	A	
Hynamics	100,00	-	P	
Agregio	100,00	100,00	A	
Energy2Market (E2M)	100,00	100,00	A	
EDF ENR (ex ENRS)	100,00	100,00	A	
Immo C47	51,00	51,00	A	
Autres holdings (EDF Invest)	100,00	100,00	A	
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis	100,00	100,00	D	
Électricité de Strasbourg	88,64	88,64	P, D	
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)	100,00	100,00	P	
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	75,50	R
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	100,00	100,00	P, A	
EDF Energy UK Ltd.	100,00	100,00	A	
ITALIE				
Edison SpA (Edison)	97,17	97,45	P, A	
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	100,00	100,00	A	
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Bésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)*	Chine	-	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	-	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Andes Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

* La société French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd (Figlec) a été liquidée en 2021.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	P
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	92,46	92,46	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

3.3.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
<i>Autres métiers</i>				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

3.3.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2020	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) ⁽¹⁾	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
AREPE Fund SCS (EDF Invest)	Luxembourg	-	21,99	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	24,50	A
Thyssengas (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Ferland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	20,00	P
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Switch (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
MiRose (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Energy Assets Group (EDF Invest)	Royaume-Uni	40,00	40,00	A
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	50,00	50,00	P
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	50,00	50,00	P
Arada (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Cabreira (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Montemuro (EDF Invest)	Portugal	-	30,00	P
Korian & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	24,50	24,50	A
Issy Shift (EDF Invest)	France	33,33	-	A
Orange Concessions (EDF Invest)	France	16,66	-	A
92 France (EDF Invest)	France	50,00	-	A
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) ⁽²⁾	États-Unis	-	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	40,00	40,00	P
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	50,00	50,00	P
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	40,00	40,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.

(2) La participation dans Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG) a été créée le 6 août 2021 (voir note 3.1).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

3.3.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2021	Pourcentage de droits de votes détenu au 31/12/2021
Edison SpA	97,17	99,48
EDF Investissements Groupe SA	92,46	50,00

Note 4 Informations sectorielles

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France – Activités de production et commercialisation** » qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- « **France – Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- « **Framatome** » qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre International** » qui désigne EDF International et les autres entités situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **EDF Renouvelables** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables ;
- « **Dalkia** » qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- « **Autres métiers** » qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

4.1.1 Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume- Uni	Italie	Autre international	EDF Renouve- lables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	31 532	17 483	1 862	10 103	11 166	3 148	1 203	4 503	3 461	-	84 461
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 650	81	1 500	11	46	205	564	693	444	(5 194)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 182	17 564	3 362	10 114	11 212	3 353	1 767	5 196	3 905	(5 194)	84 461
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 394	5 992	584	(21)	1 046	267	815	378	1 824	(274)	18 005
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 394	2 610	265	(2 016)	608	(475)	241	217	1 655	(274)	5 225
Bilan :											
Goodwill	126	223	1 428	8 095	108	46	185	592	142	-	10 945
Immobilisations incorporelles et corporelles	61 468	67 273	2 826	24 408	5 744	2 084	10 842	2 248	578	-	177 471
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽²⁾	3 474	-	70	187	178	2 071	1 453	64	587	-	8 084
Actifs financiers et trésorerie ⁽³⁾	55 415	420	323	18 949	1 512	697	1 788	262	26 099	-	105 465
Autres actifs sectoriels ⁽⁴⁾	22 024	4 204	1 997	5 240	5 913	1 265	1 166	2 708	14 415	-	58 932
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	69	-	-	-	-	-	69
TOTAL ACTIF	142 507	72 120	6 644	56 879	13 524	6 163	15 434	5 874	41 821	-	360 966
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁵⁾	(4 449)	(3 381)	(291)	(1 071)	(422)	(305)	(520)	(281)	(69)	-	(10 789)
Pertes de valeur	(24)	-	(5)	(713)	149	-	(54)	(5)	(1)	-	(653)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	115	43	86	8 899	552	407	897	258	521	-	11 778
Investissements corporels et incorporels	5 327	4 784	280	4 325	592	129	1 849	295	25	-	17 606
Emprunts et dettes financières	71 214	3 385	304	5 417	1 902	13 761	7 513	2 143	3 267	(39 501)	69 406
• dont dettes externes	63 378	820	237	201	988	112	3 165	303	202	-	69 406
• dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	7 836	2 566	67	5 216	914	13 649	4 348	1 840	3 065	(39 501)	-

(1) Au 31 décembre 2021, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs déduits de 31 013 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2), la créance MLF (voir note 18.1.3) de 15 986 millions d'euros au Royaume-Uni et la juste valeur positive des dérivés d'EDF Trading de 19 605 millions d'euros (en « Autres métiers »).

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts.

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 1 518 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie Groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international »), d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni ») et d'EDF Trading (secteur « Autres métiers »).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

4.1.2 Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	27 112	16 178	1 900	9 041	5 937	2 242	1 069	3 729	1 823	-	69 031
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 249	50	1 395	-	30	178	513	483	304	(4 202)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	28 361	16 228	3 295	9 041	5 967	2 420	1 582	4 212	2 127	(4 202)	69 031
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 412	5 206	534	823	683	380	848	290	261	(263)	16 174
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 270	1 893	269	(947)	134	98	354	(32)	99	(263)	3 875
Bilan :											
Goodwill	109	223	1 332	7 569	98	37	183	572	142	-	10 265
Immobilisations incorporelles et corporelles	60 773	65 383	2 603	20 537	5 286	2 127	9 782	2 255	647	-	169 393
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽²⁾	2 859	-	65	119	156	1 991	1 197	75	332	-	6 794
Actifs financiers et trésorerie ⁽³⁾	52 134	339	263	14 833	400	654	1 727	170	6 897	-	77 417
Autres actifs sectoriels ⁽⁴⁾	19 901	5 608	1 763	4 772	1 661	662	866	1 919	2 574	-	39 726
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	485	1 811	-	-	-	-	2 296
TOTAL ACTIF	135 776	71 553	6 026	47 830	8 086	7 282	13 755	4 991	10 592	-	305 891
Autres informations :											
Dotations aux amortissements ⁽⁵⁾	(4 613)	(3 314)	(276)	(1 122)	(417)	(284)	(458)	(278)	(76)	-	(10 838)
Pertes de valeur	(16)	-	-	(638)	(74)	-	(36)	(34)	(1)	-	(799)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	118	38	115	7 090	178	423	828	284	519	-	9 593
Investissements corporels et incorporels	5 503	4 187	215	3 485	492	191	1 650	257	27	-	16 007
Emprunts et dettes financières	67 534	2 335	288	5 311	1 737	11 564	6 537	1 695	264	(31 674)	65 591
• dont dettes externes	60 181	761	198	225	823	96	2 792	312	203	-	65 591
• dont dettes intersecteurs ⁽⁶⁾	7 353	1 574	90	5 087	913	11 468	3 747	1 380	62	(31 674)	-

(1) Au 31 décembre 2020, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) La ligne « Actifs financiers et trésorerie » contient principalement les actifs déduits de 28 398 millions d'euros en France – Activités de production et commercialisation (voir note 18.1.2) et la créance NLF (voir note 18.1.3) de 13 034 millions d'euros au Royaume-Uni.

(3) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs et les actifs d'impôts. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 993 millions d'euros (voir note 13.3.4).

(4) Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

(5) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge de trading réalisée par EDF Trading pour 912 millions d'euros.

(6) Le montant des dettes intersecteurs correspond à la centralisation de la gestion de trésorerie groupe (cash pooling chez EDF SA, inclus dans le secteur France Production et Commercialisation) et du financement des filiales contrôlées, notamment celui d'EDF International (secteur « Autre international ») et d'EDF Energy (secteur « Royaume-Uni »).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut EDF Trading ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités et la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2021 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France ⁽²⁾	31 678	16 960	377	49 015
• dont International et autres métiers	27 292	-	8 154	35 446
CHIFFRE D'AFFAIRES	58 970	16 960	8 531	84 461

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres ⁽¹⁾	Total
2020 :				
Chiffre d'affaires externe :				
• dont France ⁽²⁾	27 261	15 731	298	43 290
• dont International et autres métiers	18 601	-	7 140	25 741
CHIFFRE D'AFFAIRES	45 862	15 731	7 438	69 031

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome.

(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels France – Activités de production et commercialisation et France – Activités régulées (voir note 4.1).

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires	5.1	84 461	69 031
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(44 299)	(32 425)
Services extérieurs		(14 145)	(13 072)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(3 698)	(3 524)
Production stockée et immobilisée		8 987	7 888
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		261	247
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(8 595)	(8 461)
Charges de personnel	5.3	(14 494)	(13 957)
Impôts et taxes sur rémunérations		(301)	(292)
Impôts et taxes liés à l'énergie		(1 672)	(1 635)
Autres impôts et taxes ⁽²⁾		(1 357)	(1 870)
Impôts et taxes ⁽³⁾		(3 330)	(3 797)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	4 262	5 783
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		18 005	16 174

(1) Retraités des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 1,3 % par rapport à 2020.

(2) Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

(3) Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 12 % par rapport au 31 décembre 2020, principalement en lien avec l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans son plan de relance.

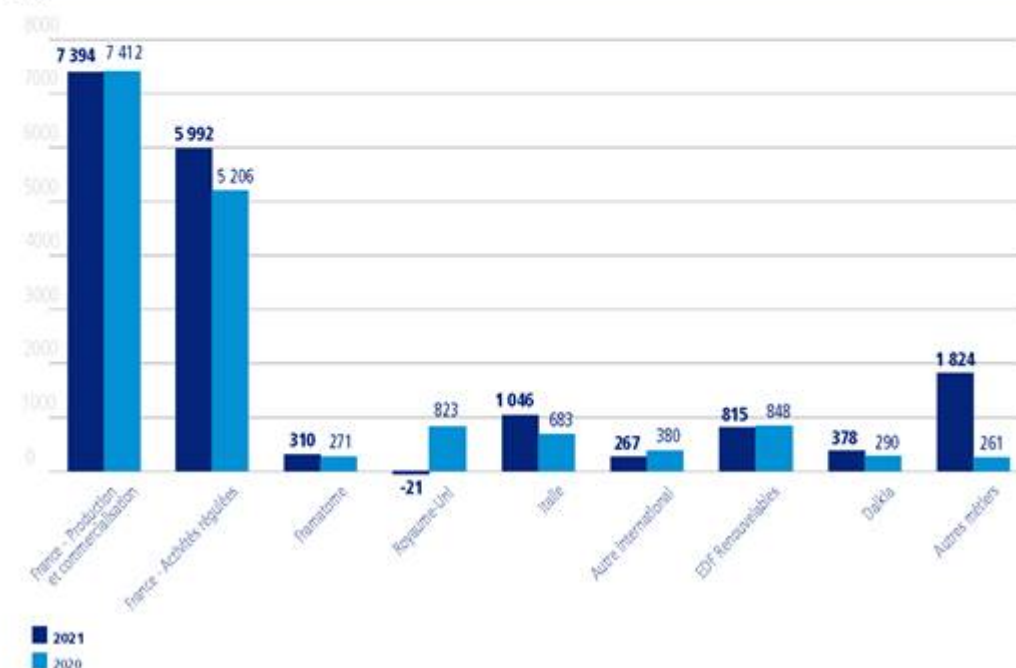
L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 18 005 millions d'euros en 2021, en hausse organique de 11,3 % par rapport à 2020.

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés au 31 décembre 2021

La répartition en millions d'euros de l'EBE par secteur opérationnel en 2021 par rapport à 2020 est la suivante (voir note 4.1) :

Excédent brut d'exploitation

en M€



Retraité des effets change et périmètre, l'excédent brut d'exploitation du Groupe est en hausse organique de 11,3 % soit 1 825 millions d'euros. Cette évolution s'explique principalement par les secteurs France - Activités régulées (+ 15,1 % soit + 786 millions d'euros), Autres métiers (+ 1 563 millions d'euros), Italie (+ 53,0 % soit + 362 millions d'euros) et Royaume-Uni (- 108,0 % soit (889) millions d'euros).

La progression de l'excédent brut d'exploitation comprend la baisse des impôts de production en France pour un montant de 476 millions d'euros en lien avec les mesures décidées par le gouvernement dans son plan de relance, dont 322 millions d'euros sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et 130 millions d'euros sur le secteur France - Activités régulées.

Pour rappel, l'excédent brut d'exploitation de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant de l'ordre de (1 479) millions d'euros. Cet effet concernait principalement les secteurs suivants : France - Production et Commercialisation pour (872) millions d'euros ; France - Activités régulées pour (237) millions d'euros et Royaume-Uni pour (182) millions d'euros.

La stabilité de l'excédent brut d'exploitation de (21) millions d'euros du secteur France - Activités de production et commercialisation s'explique par différents facteurs, en particulier les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh ; malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales. L'excédent brut d'exploitation est par ailleurs soutenu par la baisse des impôts de production dans le cadre du plan de relance du gouvernement.

L'excédent brut d'exploitation du secteur France - Activités régulées est en croissance de 786 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des volumes distribués de 15,8 TWh du fait d'un effet climat favorable, l'évolution des indexations tarifaires, et a contrario une hausse des achats d'énergie pour compenser les pertes en ligne avec la forte augmentation des prix de marché en fin d'année ; l'excédent brut d'exploitation est également soutenu par un niveau élevé

des raccordements consommateurs et producteurs après une année 2020 affectée par les mesures liées à la crise sanitaire et la baisse des impôts de production.

La diminution de l'excédent brut d'exploitation d'EDF Renouvelables de (31) millions d'euros s'explique principalement par les conséquences négatives de la vague de froid exceptionnel au Texas et a contrario par l'évolution favorable de la production et des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) notamment aux États-Unis et au Portugal.

La hausse de l'excédent brut d'exploitation de 362 millions d'euros sur le secteur Italie est notamment en lien avec la reprise d'activité auprès des clients industriels sur le segment gaz et résidentiels et PME sur le segment électricité après une année 2020 affectée par la crise sanitaire, ainsi qu'un climat plus froid, dans un contexte de bonne performance de la production thermique et renouvelables et des activités d'optimisation. L'excédent brut d'exploitation est également soutenu par la plus-value de cession d'Infrastructure Distribuzione Gas (IDG).

Au Royaume-Uni, la forte diminution de l'excédent brut d'exploitation de (889) millions d'euros s'explique par différents facteurs : d'une part une moindre production nucléaire de 4 TWh et une forte diminution des prix réalisés du nucléaire liée aux achats effectués à des prix élevés pour livrer les clients dans ce contexte de production en recul, et par ailleurs, de reprise de la commercialisation aux clients professionnels, pénalisée par la crise sanitaire en 2020 ; d'autre part l'impossibilité de répercuter en 2021 aux clients bénéficiant d'un tarif variable plafonné (SVT) la hausse des prix de l'énergie au vu du fonctionnement du plafond, avec également une reprise du portefeuille clients de certains fournisseurs dans le contexte du mécanisme de fournisseur de recours mis en place par le régulateur.

La forte progression de l'excédent brut d'exploitation de Dalkia de 92 millions est notamment en lien avec la reprise des activités de services et de travaux après une année 2020 marquée par la crise sanitaire.

Concernant les Autres métiers, l'amélioration de l'excédent brut d'exploitation de 1 563 millions d'euros s'explique par les activités gazières pour 881 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du gaz (incluant une variation des dotations/reprises sur provisions pour contrats onéreux entre les deux années) et par EDF Trading pour 567 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des marchés observée en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas), et dans une moindre mesure par des cessions d'actifs immobiliers en France.



5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;

soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité trading

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de trading pour compte de tiers ou pour compte propre, adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

Elle intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options.

EDF Trading réalise des opérations d'achats et de ventes sur les marchés de gros en Europe et en Amérique du Nord :

- d'électricité et de combustibles (principalement gaz) ;
- de permis d'émission de CO₂, dérivés climatiques et autres instruments environnementaux ;
- de garanties de capacités de production électrique.

EDF Trading intervient également sur les marchés non régulés d'Amérique du Nord dans le cadre de son activité de commercialisation.

En ce qui concerne le GNL, les activités d'optimisation (comptabilisée en tant qu'activité conjointe) et de trading (comptabilisée sous forme de contrepartie) sont réalisées au travers de sa participation dans JERA Global Markets, co-détenue par JERA.

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

Dispositif français : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des Certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des Certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Renouvelables), en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Electricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur de pertes (Enedis et Electricité de Strasbourg).

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministère de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 débuteront à partir de mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 : celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2025 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2020 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19. En 2021, les prix sont restés plutôt élevés, soutenus par les prix de l'électricité et un système électrique tendu pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021 les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021
Prix (€/kW)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, dix sessions de marché ont eu lieu dont six en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- en 2020 : 16,6 €/kW en avril ; 38,9 €/kW en juin ; 18,1 €/kW en octobre et 18,2 €/kW en décembre ;
- en 2021 : 28,3 €/kW en mars ; 28,2 €/kW en avril ; 28,8 €/kW en juin ; 29,9 €/kW en septembre ; 31,5 €/kW en octobre et 23,9 €/kW en décembre.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangé dans son niveau depuis sa mise en place, est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères, acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
 - pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de Certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de Certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

Dispositif britannique : Le mécanisme, instauré en 2014, vise à sécuriser l'approvisionnement en électricité en assurant une rémunération aux producteurs pour leurs capacités de production fiables, en sus du chiffre d'affaires généré par leurs ventes d'électricité, afin de toujours couvrir les besoins en énergie. Il repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau « National Grid » 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. L'année de livraison couvre la période du 1^{er} octobre au 30 septembre. Les exploitants de capacité, qui ont été retenus aux enchères sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est enregistrée en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

En novembre 2018, la conformité du mécanisme de capacité aux dispositions relatives aux aides d'état a été annulée par un arrêt du Tribunal de la Cour de Justice de l'UE, entraînant une période de suspension du mécanisme pendant laquelle aucun paiement de capacité n'a pu être effectué.

En octobre 2019, à l'issue d'une enquête approfondie en matière d'aides d'Etat, la Commission européenne a de nouveau approuvé le mécanisme de capacité, permettant la reprise des paiements.

En janvier 2020, les paiements de capacité différés au titre de la période de suspension ont été effectués aux fournisseurs de capacité, y compris ceux au titre de la production nucléaire, charbon et gaz d'EDF Energy. Le mécanisme de capacité continue à fonctionner, bien que l'introduction de nouvelles limites d'émission signifie que les centrales à charbon polluantes ne pourront pas participer au mécanisme de capacité pour les périodes postérieures au 30 septembre 2024. Le gouvernement britannique a également annoncé son intention d'exiger la fermeture des centrales électriques fonctionnant au charbon d'ici cette date. La revue du mécanisme par le gouvernement sur une période de 5 ans et publié en juillet 2019 prévoit que ce dernier s'engage à maintenir ce mécanisme comme garantie du système tout en y apportant progressivement des améliorations. Le gouvernement britannique a confirmé dans son livre blanc sur l'énergie (Energy White Paper) publié en décembre 2020 que la prochaine revue aura lieu d'ici 2024 et qu'il s'engageait à ce que le mécanisme agisse de concert avec d'autres marchés pour favoriser les investissements dans des capacités de production.

Dispositif italien : Un mécanisme de capacité a été mis en place en 2019 dont les règles ont été approuvées par un décret du ministère du Développement économique du 28 juin 2019.

Ce mécanisme repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par Terna, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants d'installations de production et de stockage, existantes ou à venir, peuvent participer à ces enchères. Les opérateurs dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe durant un an pour les capacités existantes et 15 ans pour les capacités à venir. La prime fixe est versée l'année de livraison.

L'opérateur sélectionné a l'obligation de mettre à disposition ses capacités sur le marché day-ahead (Mercato del Giorno Prima) et sur le marché d'ajustement (Mercato per il Servizio di Dispacciamento). Dans l'hypothèse où le prix de vente sur ces marchés s'établit à un prix supérieur à un prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à Terna.

Deux enchères ont été organisées en 2019 pour les années de livraison 2022 et 2023 et Edison a été retenue à hauteur de 3,8 GW pour 2022 et 3,3 GW pour 2023 à un prix annuel de 75 k€/MW pour les nouvelles installations et 33 k€/MW pour les capacités existantes. Edison n'a participé à aucune enchère en 2021.

La prime fixe est reconnue en chiffre d'affaires sur l'année de livraison correspondante et sera minorée le cas échéant des reversements à Terna ou en cas d'indisponibilité de l'installation.



5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 23.

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE - Tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente d'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et à l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC), et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La comparabilité des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} août 2020 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation du tarif bleu résidentiel en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
02/07/2020	1,54 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	18/01/2022	4,00 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 5 bis Distribution et TURPE 5 Transport

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période du 1^{er} août 2017 au 31 juillet 2021.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1^{er} août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT », cette décision intègre entre autres facteurs la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018. La méthodologie d'élaboration, la trajectoire de charges d'exploitation, les principes de régulation incitative, le cadre de régulation applicable à Linky n'étaient pas concernés par cette délibération.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'apurement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP⁽¹⁾).

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les tarifs.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

TURPE 6 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'établit à + 0,91 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne, à + 1,09 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé. Le 23 décembre 2016, la société ENGIE avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. Dans le cadre de ce contentieux, une Question Prioritaire de Constitutionnalité a été soulevée par ENGIE concernant la disposition introduite par la loi hydrocarbures mettant fin à la possibilité d'obtenir un commissionnement pour le passé. Cette disposition a été validée par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2019-776 du 19 avril 2019. La procédure devant le Tribunal de commerce de Paris est toujours en cours.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne Enedis, Électricité de Strasbourg et SEI.

Dans sa délibération du 28 juillet 2021, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 195,3 millions d'euros au titre de 2021.

S'agissant du mécanisme forfaitaire, l'arrêté du 7 octobre 2021 fixe les contributions et les dotations des différents opérateurs de réseau de distribution au FPE au titre de 2021. La contribution forfaitaire de Strasbourg Électricité Réseaux s'est ainsi élevée à 1,7 millions d'euros et celle d'Enedis à 26,4 millions d'euros, Enedis étant par ailleurs le gestionnaire désigné par la CRE pour assurer la collecte et le versement des contributions FPE pour l'ensemble des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté à 100 TWh par an (voir note 23).

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et à l'instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront exclues intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH initialement fixé à 100 TWh à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020 permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel. Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire (voir note 23).

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2022 s'est élevée à 160,36 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de -0,03 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,4 TWh).

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 17.3.4.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020. La ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	77 432	62 918
dont ventes d'énergie ⁽¹⁾	56 866	43 767
dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement ⁽²⁾)	20 566	19 151
Autres ventes de biens et de services	5 511	5 201
Trading	1 518	912
CHIFFRE D'AFFAIRES	84 461	69 031

(1) En 2021, les ventes d'énergie incluent 1 623 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 1 112 millions d'euros en 2020. Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2021, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et de commercialisation (gaz) et l'Italie (électricité). En 2020, il s'agissait de la France – Activités de production et de commercialisation (gaz), l'Italie (électricité) et le Royaume-Uni (électricité).

(2) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IPRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2021 est en hausse de 21,6 % soit + 14,9 milliards d'euros. Cette évolution du chiffre d'affaires concerne quasiment tous les segments, en lien avec l'augmentation du prix des énergies et la reprise de l'activité après une année 2020 marquée par la crise sanitaire, et en particulier les secteurs France – Activités de production et de commercialisation (+ 16,3 % soit + 4,4 milliards d'euros), France – Activités régulées (+ 8,1 % soit + 1,3 milliard d'euros), Italie (+ 88,3 % soit + 5,2 milliards d'euros), Autres métiers (+ 90,6 % soit + 1,7 milliard d'euros), Dalkia (+ 21,3 % soit + 0,8 milliard d'euros) et le Royaume-Uni (+ 8,3 % soit + 0,8 milliard d'euros).

Pour rappel, le chiffre d'affaires de l'année 2020 avait été affecté par la crise sanitaire pour un montant estimé à (2 306) millions d'euros. Les principaux secteurs opérationnels concernés étaient la France – Activités de production et de commercialisation pour (1 083) millions d'euros, la France – Activités régulées pour (278) millions d'euros, le Royaume-Uni pour (451) millions d'euros, l'Italie pour (90) millions d'euros et Dalkia pour (193) millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du secteur France – Activités de production est en hausse organique de + 4,4 milliards d'euros. Cette progression s'explique principalement par des effets prix du marché de l'énergie favorables sur les ventes d'obligations d'achat. Le chiffre d'affaires est également marqué par les deux effets contraires suivants : une production nucléaire en hausse de 25,3 TWh après une année 2020 fortement marquée par la crise sanitaire (effet évalué à 33 TWh en 2020 en lien avec la modulation et l'adaptation du programme d'arrêt), une production hydroélectrique en diminution de 2,6 TWh, malgré les effets favorables de l'augmentation de la production, des effets prix énergie très défavorables en lien avec les achats-ventes marchés, des achats ayant dû être réalisés à prix très élevés notamment au quatrième trimestre dans le contexte d'arrêts de certaines centrales.

Le chiffre d'affaires du segment est également soutenu par la bonne activité de filiales de services.

La hausse du chiffre d'affaires sur la France – Activités régulées (+ 1,3 milliard d'euros) est principalement liée aux évolutions du TURPE distribution, dans un contexte d'augmentation des quantités acheminées (climat plus froid en 2021 qu'en 2020), ainsi qu'à la hausse des prestations de raccordements (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire, tout particulièrement au premier semestre 2020).

La hausse du chiffre d'affaires de l'Italie pour + 5,2 milliards d'euros s'explique principalement par des effets prix favorables sur le gaz constatés sur l'ensemble des marchés, et dans une moindre mesure par un effet volume. La hausse des prix de l'électricité participe également à la progression du chiffre d'affaires sur l'exercice 2021.

La croissance organique du chiffre d'affaires des Autres métiers de + 1,7 milliard provient essentiellement du chiffre d'affaires des activités gazières (+ 1,0 milliard d'euros) du fait de la hausse des prix de marché de gros du gaz, et du chiffre d'affaires d'EDF Trading (+ 0,6 milliard d'euros), du fait de la performance des activités de trading réalisées dans un contexte de forte volatilité des marchés de commodités en Europe et aux États-Unis (notamment lors de l'épisode de grand froid au Texas de début d'année).

Le chiffre d'affaires de Dalkia est en hausse organique de + 0,8 milliard d'euros, ce qui s'explique notamment par la progression du volume d'activités (incluant l'effet défavorable de la crise sanitaire en 2020, tout particulièrement au premier semestre d'année 2020) conjuguée à une forte hausse du prix du gaz et à un effet volume favorable en 2021 (effet climat).

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Achats consommés de combustible – production d'énergie*	(14 973)	(10 162)
Achats d'énergie*	(21 417)	(14 645)
Charges de transport et d'acheminement	(8 088)	(7 916)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(10)	(22)
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	189	320
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(44 299)	(32 425)

* En 2021, les achats consommés de combustible et d'énergie incluent respectivement 864 et 4 167 millions d'euros liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre respectivement 514 et 1 674 millions d'euros en 2020. En 2021, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et de commercialisation (électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). En 2020, il s'agissait des mêmes secteurs.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fossiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 11,4 milliards d'euros par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Italie pour 4,9 milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz), France – Production/Commercialisation pour 2,5 milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité) et Royaume-Uni (1,8 milliard d'euros). Cette augmentation du montant des achats s'explique principalement par l'effet de la hausse des prix de marché des commodités.

5.3 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Rémunérations	(9 351)	(9 024)
Charges de sécurité sociale	(2 059)	(2 020)
Intéressement et participation	(319)	(271)
Autres contributions liées au personnel	(350)	(347)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(219)	(219)
Avantages à court terme	(12 298)	(11 881)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 029)	(952)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 003)	(944)
Avantages postérieurs à l'emploi	(2 032)	(1 896)
Autres avantages à long terme	(132)	(155)
Indemnités de fin de contrat	(32)	(25)
Autres charges de personnel	(164)	(180)
CHARGES DE PERSONNEL	(14 494)	(13 957)

Retraités des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de 3,5 % par rapport à 2020, principalement sur les secteurs Framatome, Royaume-Uni, Dalkia et EDF Renouvelables.

Les effectifs moyens sont les suivants :

	2021	2020
Statut IEG	94 775	95 530
Autres	68 648	65 673
EFFECTIFS MOYENS	163 423	161 203

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans la section 3.3.3.9 « Détails des effectifs du Groupe » du Document d'enregistrement universel 2021.



5.4 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Subventions d'exploitation	5.4.1	5 685	8 305
Résultat de déconsolidation	5.4.2	302	221
Résultat de cession d'immobilisations	5.4.2	(29)	(229)
Dépréciations/reprises nettes des actifs courants*		124	(203)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(381)	(348)
Autres produits et charges	5.4.3	(1 439)	(1 963)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		4 262	5 783

* Voir les dépréciations des créances clients liées à la crise sanitaire en note 1.4.3.

5.4.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de Service public de l'énergie à compenser au titre de 2021 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La diminution du produit de la CSPE s'explique principalement par le niveau élevé des prix de marché observés en 2021 comparativement aux prix observés en 2020.

La dette d'exploitation au 31 décembre 2021 est comptabilisée en « Autres créanciers » (voir note 13.5).

Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE) (France)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de Service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de Service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser. Initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte « Service public de l'énergie » (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 9,1 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors EnR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la préqualification tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service public de l'électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2021.

5.4.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2021 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 245 millions d'euros (210 millions d'euros en 2020) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et la plus-value de cession d'IDG (réseau de distribution de gaz, voir note 3.1) pour 260 millions d'euros.

5.4.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les coûts relatifs aux Certificats d'Economies d'Energie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, des compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France et les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables. L'évolution favorable des autres produits et charges sur l'année 2021 s'explique principalement par l'évolution de ce complément de rémunération liée à la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure par la diminution des coûts liés aux CEE.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France.

Ils comprennent également depuis le premier semestre 2020 les produits et charges liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 13.5) ;
- Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;
- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'aurait apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés en autres produits et charges opérationnels. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Certificats d'Économie d'Énergie

Principes et méthodes comptables

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks. Ces derniers pourront être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée à la date d'arrêt. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Mécanisme réglementaire en France

4^e période CEE (2018 à 2021) :

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, EDF a tout mis en œuvre pour accroître sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aides à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière au fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de la pompe à chaleur...).

Malgré le fort relèvement en 4^e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, le groupe EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 4^e période (2018-2021) et dispose d'un stock au début de la 5^e période (2022-2025).

5^e période CEE (2022 à 2025) :

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroît l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc pour la période (obligation Précarité + 37 % à 730 TWhc, obligation classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

Principes et méthodes comptables

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IFRS 9. Ces variations sont par conséquent

comptabilisées directement en résultat de la période. Le Groupe présente ces éléments au niveau de la ligne de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.



(en millions d'euros)

	2021	2020
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	(215)	(175)



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (1 123) millions d'euros au 31 décembre 2021. Ils comprennent principalement :

- le produit de 505 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2), pour un montant de 563 millions d'euros, après déduction, principalement, des montants encaissés pour compte de tiers, et d'actifs antérieurement comptabilisés au bilan ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (573) millions d'euros au 31 décembre 2021 (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours) ;
- les résultats de cession de Dalkia Wastenergy et de la participation dans CENG pour un montant total de (286) millions d'euros (voir note 3.1) ;
- les coûts en lien avec la fermeture anticipée de Dungeness B pour un montant de (164) millions d'euros, incluant la dépréciation des stocks de combustible et

de pièces détachées, ainsi que le provisionnement de pénalités dans le cadre du mécanisme de capacités (voir notes 2 et 10.8) ;

- des provisions en lien avec les procédures civile, administrative et pénale concernant la vente d'Ausimont (site de Bussis) en Italie par Montedison à Solvay en 2002 (voir note 17.3.5) ;
- une provision en lien avec des procédures contentieuses en cours.

Les autres produits et charges d'exploitation comprennent également des charges de restructuration dans certaines entités du Groupe et d'autres opérations ayant une nature d'autres produits et charges d'exploitation de montant individuellement peu significatif.

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (487) millions d'euros au 31 décembre 2020. Ils comprenaient principalement les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de préparation de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (397) millions d'euros en 2020.

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Charges d'intérêts sur opérations de financement*	(1 494)	(1 699)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	15	90
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	32	(8)
Résultat net de change sur endettement	(12)	7
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 459)	(1 610)

* Les charges d'intérêts sur opérations de financement comprennent en 2021 les intérêts relatifs à la dette locative IFRS 16 de (75) millions d'euros ((80) millions d'euros en 2020).

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de désactualisation concerne principalement les provisions nucléaires, pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs, ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2021	2020
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(498)	(637)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(2 109)	(2 679)
Autres provisions et avances	(63)	(417)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 670)	(3 733)

(1) Voir note 16.1.3.

(2) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 18.1.3).

La baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020, s'agissant des provisions nucléaires en France (voir note 15.1.1).

La baisse de la charge de désactualisation sur les « Autres provisions et avances » s'explique principalement par l'évolution de la méthodologie de détermination des taux d'actualisation mise en œuvre en 2020 sur les différentes provisions (contrats onéreux notamment).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	35
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	312	181
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	673	691
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 683	1 253
Autres charges financières	(217)	(102)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	120	(254)
Produits sur les actifs de couverture	319	378
Intérêts d'emprunts capitalisés	561	579
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	4 489	2 761

Les « Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent principalement sur l'année 2021 :

- des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 605 millions d'euros (518 millions d'euros en 2020) ;
- des plus ou moins-values nettes de cessions réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable pour un montant de 68 millions d'euros (dont 41 millions d'euros sur les actifs dédiés) contre 173 millions en 2020 (dont 162 millions d'euros en 2020 sur les actifs dédiés).

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2021, des variations de juste valeur liées aux instruments financiers pour 2 683 millions d'euros. Dans un contexte de marchés haussiers, cette évolution globalement favorable sur l'année s'explique par la variation de juste valeur des actifs dédiés à hauteur de 2 739 millions d'euros.

En 2020, les variations des instruments financiers en juste valeur par compte de résultat de 1 253 millions d'euros incluaient 1 218 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Note 9 Impôts sur les résultats

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scénarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction, qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

9.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts courants	(2 016)	(747)
Impôts différés	616	(198)
TOTAL	(1 400)	(945)

En 2021, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 679) millions d'euros et des autres filiales pour (337) millions d'euros (respectivement (604) millions d'euros et (143) millions d'euros en 2020).

9.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 585	1 293
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	28,41 %	32,02 %
Charge théorique d'impôt	(1 587)	(414)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	(349)	(225)
Différences permanentes	(160)	6
Impôts sans base ⁽²⁾	727	(27)
Actifs d'impôts différés non reconnus ⁽³⁾	(36)	(288)
Autres	5	3
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 400)	(945)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	25,09 %	73,10 %

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (1 400) millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 % (contre (945) millions d'euros en 2020, correspondant à un taux effectif d'impôt de 73,10 %).

L'augmentation de la charge d'impôt de 455 millions d'euros en 2021 est essentiellement liée à la hausse de 4 292 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de 1 219 millions d'euros.

La charge d'impôt intègre également les effets favorables de la reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis et de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensés par l'effet défavorable de la hausse à compter de 2023 du taux d'imposition de 19 % à 25 % au Royaume-Uni (créant un effet négatif plus important qu'en 2020 où le taux d'imposition était passé de 17 % à 19 %).

Concernant plus particulièrement la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie, dans le cadre des mesures fiscales accordées en réponse à la Covid, les sociétés italiennes bénéficient de la possibilité accordée par le décret-loi 104/2020, art. 110, de réaligner la valeur fiscale de certains de leurs actifs et goodwill sur leur valeur comptable en contrepartie du paiement d'un impôt de 3 %. Les sociétés italiennes du Groupe ont opté, au 31 décembre 2021, pour le réalignement de la valeur fiscale de certains actifs corporels et goodwill.

Enfin, la charge d'impôt de 2020 avait été fortement grevée par la décision défavorable rendue par le Conseil d'État en décembre 2020 contestant la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme d'EDF SA sans équivalent en 2021.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers, les pertes de valeur, la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, l'impact du changement de taux d'imposition au Royaume-Uni et la cession de CENG), le taux effectif d'impôt courant en 2021 ressort à 21,3 %, contre 19,0 % en 2020.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

• pour 2021 :

- ⁽¹⁾ l'impact défavorable pour 359 millions d'euros des différences de taux d'imposition lié à l'augmentation du taux normatif d'imposition au Royaume-Uni de 19 % à 25 % à partir de 2023,
- ⁽²⁾ les impacts favorables de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en Italie pour 422 millions d'euros et de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (pour 157 millions d'euros),
- ⁽³⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (36) millions d'euros, dont (309) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur l'année sur la réévaluation de la valeur fiscale des actifs réalisée en Italie, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis pour 191 millions d'euros.

• pour 2020 :

- ⁽¹⁾ l'impact défavorable des différences de taux d'imposition pour 225 millions d'euros, principalement lié à l'augmentation du taux d'imposition au Royaume-Uni de 17 % à 19 % et à l'écart entre les taux applicables à l'impôt courant (32,02 %) et à l'impôt différé en France (28,41 % ou 25,82 %, selon l'horizon de retournement des différences temporaires),
- ⁽²⁾ l'impact économique des contentieux fiscaux, pour (175) millions d'euros, partiellement compensé par l'effet positif de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 162 millions d'euros,
- ⁽³⁾ la non-reconnaissance d'actifs d'impôts différés pour (288) millions d'euros, dont (361) millions d'euros au titre des impôts différés constatés sur les contentieux fiscaux (résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause), en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

9.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts différés actifs	1 150	557
Impôts différés passifs	(3 115)	(2 295)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(1 965)	(1 738)
Variation en résultat net	616	(198)
Variation en capitaux propres	694	(215)
Écarts de conversion	(93)	72
Mouvements de périmètre*	28	69
Autres mouvements	(14)	45
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(734)	(1 965)
Dont impôts différés actifs	1 667	1 150
Dont impôts différés passifs	(2 401)	(3 115)

* Les mouvements de périmètre concernent essentiellement la cession de West Burton.

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2021 est liée à hauteur de (510) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((238) millions d'euros sur l'exercice 2020) ainsi qu'à hauteur de 1 223 millions d'euros sur les variations de juste valeur des couvertures ((50) millions d'euros sur l'exercice 2020).

9.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Impôts différés :		
Immobilisations	(6 201)	(6 194)
Provisions pour avantages du personnel	4 706	5 222
Autres provisions et pertes de valeur	346	321
Instruments financiers	1 408	290
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	2 004	1 172
Autres	1 080	711
Impôts différés actifs et passifs	3 343	1 523
Impôts différés actifs non reconnus	(4 077)	(3 489)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(734)	(1 965)

Au 31 décembre 2021, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 4 077 millions d'euros (3 489 millions d'euros au 31 décembre 2020) et se situent principalement en Italie, en France et aux États-Unis.

En Italie, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 310 millions d'euros est liée à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans. Une partie des impôts différés correspondant est non reconnue en raison de la politique prudente de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà de 10 ans.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 913 millions d'euros (2 900 millions d'euros au 31 décembre 2020) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle de 730 millions d'euros (428 millions d'euros en 2020) est principalement liée à des déficits dont l'expiration se situe entre 2030 et 2037 (concernant les déficits générés avant le 31 décembre 2017), ou à un horizon illimité (concernant les déficits générés après cette date).

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédit d'impôts actifs sont de 1 140 millions d'euros (584 millions d'euros en 2020) et se situent principalement aux États-Unis pour 286 millions d'euros (151 millions d'euros en 2020), au Royaume-Uni pour 548 millions d'euros (173 millions d'euros en 2020), en France pour 51 millions d'euros (52 millions d'euros en 2020), et en Allemagne pour 65 millions d'euros (47 millions d'euros en 2020). Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales, qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, en raison des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 10 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés hors concession de distribution publique d'électricité en France sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	dont immobilisations en cours*	31/12/2020	dont immobilisations en cours*
Goodwill	10.1	10 945	n.a.	10 265	n.a.
Autres actifs incorporels	10.2	10 221	1 793	9 583	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.3	98 237	45 220	92 600	39 460
dont actifs au titre du droit d'utilisation	10.4	4 146	n.a.	4 116	n.a.
Immobilisations en concessions des autres activités	10.5	6 881	621	6 858	574
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		126 284	47 634	119 306	41 615

n.a. : non applicable

* Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

10.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ; et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « (Pertes de valeur)/reprises » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 10.8.

En 2021, les goodwill portent principalement sur l'entité Framatome pour 1 428 millions d'euros ainsi que sur EDF Energy pour 8 095 millions d'euros. Une répartition par secteur opérationnel est présentée en note 4.1.

Les variations des goodwill sur les exercices 2021 et 2020 sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Valeur nette comptable à l'ouverture	10 265	10 623
Acquisitions	143	139
Cessions	(1)	-
Pertes de valeur (note 10.8)	-	(31)
Écarts de conversion	537	(439)
Autres mouvements	1	(27)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 945	10 265
Valeur brute à la clôture	11 715	11 032
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(770)	(767)

En 2021, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Rolls Royce Civil Nuclear 18C par Framatome pour 92 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des écarts de conversion pour 537 millions d'euros, principalement du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2020, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Pod Point par EDF Energy pour 74 millions d'euros, entreprise spécialisée dans la charge pour véhicules électriques au Royaume-Uni ;
- la première consolidation d'Energy2market pour 37 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (439) millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

10.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (Software as a Service) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de recherche et développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 10.5) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudière nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale.

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'énergie renouvelable acquis (voir notes 20.1.1 et 20.1.2).

Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par ce dispositif.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Énergie, Edison, Dalkia, et Luminus.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;

- les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en immobilisations incorporelles, « Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts » :

» à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché,

» pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

À chaque clôture, une provision est constatée lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité sont supérieures aux droits détenus ou acquis à terme, déduction faite des éventuelles ventes à terme (voir note 17.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

Certificats d'énergie renouvelable (Certificats verts)

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par le dispositif.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de Certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (Renewable Obligation Certificates) et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;

- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles dans la ligne « Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts » ;

- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle) et de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés prix de marché, et le cas échéant du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 17.2).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements	31/12/2021
Logiciels	5 970	897	(83)	76	2	(75)	6 787
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats verts	769	1 820	(1 732)	21	-	22	900
Autres immobilisations incorporelles	7 546	541	(52)	45	58	14	8 152
Immobilisations incorporelles en cours ⁽²⁾	1 581	207	(8)	4	11	(2)	1 793
Valeurs brutes	16 370	3 465	(1 875)	146	71	(41)	18 136
Logiciels	(3 569)	(756)	79	(58)	5	17	(4 282)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(216)	(25)	-	-	-	-	(241)
Autres immobilisations incorporelles	(3 002)	(463)	51	(32)	15	39	(3 392)
Amortissements et pertes de valeur	(6 787)	(1 244)	130	(90)	20	56	(7 915)
VALEURS NETTES	9 583	2 221	(1 745)	56	91	15	10 221

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

(2) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Luminus (acquisition d'Essent).

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2021 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 489 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 1 341 millions d'euros ;

- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 712 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Une dépréciation nette des autres actifs incorporels de 59 millions d'euros a été enregistrée en 2021 (85 millions d'euros en 2020).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 487 millions d'euros en 2021 (518 millions d'euros en 2020).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

10.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions construites au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 15) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coeurs (voir note 15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

Mode et durée d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- installations de production nucléaire : 40 à 50 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans ;
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) : 25 à 45 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 60 ans ;
- autres installations générales : 10 à 20 ans.

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentation	Diminution	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	14 091	346	(122)	66	(210)	46	14 217
Installations production nucléaire	77 329	3 765	(2 546)	784	-	204	79 536
Installations productions thermique et hydraulique	18 166	330	(119)	179	(1 188)	(3)	17 365
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	20 620	3 026	(691)	641	(934)	(25)	22 637
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	5 733	764	-	68	(88)	(273)	6 204
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	39 616	4 637	(40)	1 251	(33)	(63)	45 368
Valeurs brutes	175 555	12 868	(3 518)	2 989	(2 453)	(114)	185 327
Terrains et constructions	(7 843)	(608)	79	(16)	71	(13)	(8 330)
Installations production nucléaire	(50 353)	(3 907)	2 449	(465)	-	(1 379)	(53 655)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 450)	(643)	116	(203)	994	646	(12 540)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(9 536)	(1 347)	647	(229)	51	56	(10 358)
Actif au titre du droit d'utilisation ⁽³⁾	(1 617)	(723)	-	(8)	81	208	(2 059)
Immobilisations en cours ⁽⁴⁾	(156)	(39)	1	(6)	8	44	(148)
Amortissements et pertes de valeur	(82 955)	(7 267)	3 292	(927)	1 205	(438)	(87 090)
VALEURS NETTES	92 600	5 601	(226)	2 062	(1 248)	(552)	98 237

(1) Les mouvements de périmètre concernent essentiellement EDF Renewables (opérations DVAS) et EDF Energy (cession de West Burton B – voir note 3.1.)

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 495 millions d'euros (voir note 15.1).

(3) Les actifs au titre du droit d'utilisation sont présentés en note 10.4.

(4) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les variations observées sur les immobilisations de production induisent un impact lié aux écarts de conversion pour 2 062 millions d'euros, du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro et pour (1 031) millions d'euros liés à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1).

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.3.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiés pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site, à la demande du gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes du Groupe.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

La modification des dates de fin d'amortissement effectué en 2019 conduit à constater un amortissement accéléré par rapport à la durée d'amortissement précédente évalué à 222 millions d'euros sur l'année 2021 (250 millions d'euros sur l'année 2020, la centrale du Havre ayant arrêté de fonctionner le 31 mars 2021).

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Écocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité via un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, et le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Écocombust ont par ailleurs été passées en pertes au 30 juin 2021.

10.4 Actifs au titre du droit d'utilisation**Principes et méthodes comptables**

Selon la norme IFRS 16, applicable à compter du 1^{er} janvier 2019, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location au regard des dispositions de la norme IFRS 16.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur selon IFRS 16

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Selon la norme IFRS 16, lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan du preneur, sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier, et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Si le Groupe réalise une opération de cession-bail – consistant à vendre un bien à un tiers pour le reprendre en location en tant que preneur – qualifiée de vente au sens de la norme IFRS 15, l'actif au titre du droit d'utilisation consécutif au bail est évalué sur la base de la valeur comptable antérieure du bien, à laquelle s'applique le ratio représentant la proportion du droit d'utilisation conservée par le Groupe. De même, le produit de cession résultant de la vente du bien par le Groupe se rapporte uniquement à la proportion du droit d'utilisation effectivement cédée au tiers. La dette locative n'est quant à elle ajustée que si les conditions de vente ou de prise à bail ne reflètent pas les valeurs de marché.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21.1.1, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

10.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	4 740	479	-	1	(68)	5 152
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	993	285	-	(89)	(137)	1 052
Valeurs brutes	5 733	764	-	(88)	(205)	6 204
Terrains et constructions	(1 055)	(566)	-	3	89	(1 529)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(562)	(157)	-	78	112	(529)
Amortissements et pertes de valeur	(1 617)	(723)	-	81	201	(2 058)
VALEURS NETTES	4 116	41	-	(7)	(4)	4 146

(1) Les augmentations concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet des révisions contractuelles sur le droit d'utilisation ainsi que les écarts de conversion.

10.4.2 Les impacts au compte de résultat

Les principaux impacts de la comptabilisation des contrats de location en tant que preneur selon IFRS 16 sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2021	2020
Revenus en provenance des sous-locations	56	56
Charges au titre des loyers variables	(53)	(46)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(70)	(106)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	(67)	(96)
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(723)	(697)
Résultat d'exploitation	(790)	(793)
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(75)	(80)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	(865)	(873)

10.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2021	2020
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES À L'OBLIGATION LOCATIVE	(801)	(795)

Les décaissements relatifs aux dettes liées à l'obligation locative sont principalement composés du remboursement du nominal pour 729 millions d'euros en 2021 (719 millions d'euros en 2020).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

10.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 11) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 29 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans.

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Daikia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

Les installations des concessions sont généralement composées de :

- chaufferies ;
- réseaux ;
- extensions de réseau ;
- raccordements au réseau ; et
- parfois une cogénération.

Les actifs incorporels sont amortis de manière linéaire sur la durée des contrats de concessions qui est comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12. Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2021
Terrains et constructions	1 640	17	(17)	1	-	1 641
Installations productions thermique et hydraulique	11 711	260	(96)	21	38	11 934
Autres	677	13	(16)	-	6	680
Immobilisations en cours*	590	64	(4)	-	(11)	639
Valeurs brutes	14 618	354	(133)	22	33	14 894
Terrains et constructions	(980)	(34)	16	-	1	(997)
Installations productions thermique et hydraulique	(6 282)	(291)	92	-	(24)	(6 505)
Autres	(482)	(35)	19	-	6	(492)
Immobilisations en cours*	(16)	(2)	(4)	-	2	(19)
Amortissements et pertes de valeur	(7 760)	(362)	123	-	(15)	(8 013)
VALEURS NETTES	6 858	(8)	(10)	22	19	6 881

* Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service. Les immobilisations en cours sont présentées en note 10.6.

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent au 31 décembre 2021 les immobilisations concédées principalement situées en France et en Italie (production hydraulique hors distribution publique d'électricité).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

10.6 Immobilisations en cours

(en millions d'euros)

	2021	2020
Autres actifs incorporels en cours	1 793	1 581
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours	45 220	39 460
Immobilisations en concessions des autres activités en cours	621	574
IMMOBILISATIONS EN COURS	47 634	41 615

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2021 comprennent notamment les études relatives à EPR 2 pour 761 millions d'euros (577 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (small modular reactors) pour 69 millions d'euros.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet «EPR 2»

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR 2. Elle considère que « les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR 2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les Pouvoirs Publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (issus d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGECC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

(1) Soit 336 millions d'euros en valeur brute diminuée de 105 millions d'euros d'amortissements.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR, Small Modular Reactors)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARDSM, centrale à eau pressurisée de 340 MW composée de deux modules de 170 MW, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et TechnicAtome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de conceptual design actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles

Au 31 décembre 2021, les immobilisations de production, autres immobilisations corporelles en cours incluent notamment :

- Les investissements relatifs au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 014 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (14 565 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant des intérêts intercalaires pour 3 291 millions d'euros). Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2021 est de 15 251 millions d'euros, comprenant également un montant de 231 millions d'euros⁽¹⁾ en immobilisations mises en service, dont 25 millions d'euros d'intérêts intercalaires (voir note 10.3).

Ce montant immobilisé de 15 251 millions d'euros comprenant les intérêts intercalaires capitalisés, intègre, en sus du coût de construction :

- » un stock de pilces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 529 millions d'euros ;
- » ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ; et
- » tient compte de l'élimination des soldes bilanciaux et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 311 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes) ;
- » soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2021 de 10 445 millions d'euros, pour un coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires) de 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅.

En effet, le 12 janvier 2022, le Groupe a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros₂₀₁₅ (hors intérêts intercalaires).

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅, s'ajouteraient des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₅, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers. Comme indiqué ci-dessus, au 31 décembre 2021, les coûts financiers capitalisés s'élèvent à 3,5 milliards d'euros et les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros.



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les surcoûts exceptionnels induits par la nécessité de reprendre les soudures de traversées du circuit secondaire principal (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 octobre 2019) sont enregistrés en autres produits et charges d'exploitation, pour un montant de 573 millions d'euros en 2021 contre 397 millions en 2020 (voir note 7). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

- Les investissements relatifs à Hinkley Point C pour 18 542 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 835 millions d'euros (13 586 millions d'euros au 31 décembre 2020 incluant des intérêts intercalaires pour 518 millions d'euros). Ce projet fait l'objet d'un montant d'investissement sur 2021 de 3 635 millions d'euros (2 868 millions d'euros en 2020).
- Les études relatives à Sizewell C pour 533 millions d'euros (324 millions d'euros en 2020).

Le solde des immobilisations corporelles en cours (hors immobilisations en concession) soit 11 131 millions d'euros est principalement relatif au parc nucléaire existant d'EDF SA pour environ 70 %, en lien avec le programme Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques), et dans une moindre mesure relatif à EDF Renouvelables pour environ 15 % (parcs en cours de développement en Europe, Amérique du Nord et dans les pays émergents).

Les immobilisations corporelles de production en cours augmentent de 5 760 millions d'euros du fait d'un niveau d'investissement en 2021 significativement plus élevé que le montant de mises en service effectuées sur la période (voir note 10.3).

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MW qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffre tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales 4 (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021 ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme ;
- 27 tranches du palier 900 MW sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur ;
- l'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours ont été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement (voir note 1.4.3) et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels ouverts se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

Suite à la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires est concernée par des réparations.

En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du chargement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé par robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1^{er} semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un 3^e lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du circuit secondaire principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021 un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'endosser l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.

Également, suite aux constats de corrosion fait sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur le Groupe a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, le 12 janvier 2022, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₅ et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'allée technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'allée technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

Hinkley Point C

Suite à la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé avec le gouvernement anglais les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %. Le chantier de construction s'est poursuivi en 2021, avec différents jalons dont notamment les suivants, sachant pour rappel, que les travaux de l'unité 2 sont effectués 11 mois environ après ceux de l'unité 1 :

- sur l'unité 1, les dalles du bâtiment réacteur sont achevées. Dans l'ilot conventionnel, la dalle de béton de 2 500 m³ qui supportera la turbine a été réalisée ;
- l'avancement du tunnel émissaire de 1,8 km est terminé et les travaux ont démarré sur le second tunnel de prise d'eau. La fabrication des 6 tôles de prise et rejet d'eau en mer est achevée ;
- les travaux électromécaniques ont démarré dans une première salle suite à l'achèvement des travaux de génie civil. Sur la tranche 2, le premier rondou du liner de confinement a été posé dans le bâtiment réacteur en novembre 2021, 11 mois après la pose de celui de la tranche 1 ;
- s'agissant de la fabrication des équipements essentiels, les poutres du pont polaire sont achevées et la première turbine basse pression a été fabriquée.

L'avancement du projet a été impacté en 2021 par la crise sanitaire au-delà du premier trimestre, une performance du génie civil plus faible que prévu, et des tensions sur les marchés mondiaux des matériaux de construction. De plus, la phase offshore des travaux maritimes a été ralentie en raison de retards dans l'obtention des permis ; une action judiciaire est en cours. Dans ce contexte, les risques relatifs au calendrier et aux coûts à terminaison ont encore augmenté en 2021. Des plans d'actions sont en cours afin d'atténuer le risque de retard et des actions sont entreprises pour améliorer la performance du génie civil. Le respect du calendrier et des coûts à terminaison dépend des plans d'actions en cours.

La revue détaillée du calendrier et des coûts effectuée en 2020, notamment afin de mesurer les impacts de la pandémie à ce jour, a conduit à indiquer le 27 janvier 2021 que :

- le début de production d'électricité par l'Unité 1 est prévu en juin 2026 au lieu de fin 2025 comme annoncé initialement en 2016 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling₂₀₁₅ ;
- le risque de report de la livraison (COD) des Unités 1 et 2 est maintenu à respectivement 15 et 9 mois. La réalisation de ce risque, dont le niveau de probabilité est élevé, induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022.

Sizewell C

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les accords relatifs au projet Sizewell C concernant le développement, la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR à Sizewell dans le Suffolk, pour une capacité totale de 3,2 GW, qui fourniraient de l'électricité à 6 millions de foyers britanniques pendant environ 60 ans. Le projet repose sur un objectif de réplcation d'HPC la plus étendue possible.

Le développement du projet est mené par EDF qui détient 80 % du projet à fin 2021, CGN détenant les 20 % restants. À la date de la décision finale d'investissement au plus tard, EDF prévoit de devenir un actionnaire minoritaire, avec une participation maximale de 20 % avec les droits limités correspondants et de déconsolider le projet des états financiers du Groupe à partir de cette date. Par conséquent, le projet vise à réunir les conditions permettant à des tiers et prêteurs d'investir dans le projet, en particulier la définition d'un cadre de régulation et de financement adapté, nécessaire pour obtenir une notation de crédit de qualité afin d'attirer les financements du secteur privé à un coût compétitif pour les consommateurs et afin de mobiliser les capitaux nécessaires.

Après la décision finale d'investissement, EDF prévoit de fournir la conception, les équipements et composants nucléaires essentiels (notamment les générateurs de vapeur, l'instrumentation et le contrôle, le combustible) ainsi que les services correspondants.

En juin 2020, les autorités britanniques (Planning Inspectorate) ont accepté la demande d'autorisation d'aménagement (DCO – Development Consent Order) pour la construction de Sizewell C. Son examen s'est déroulé entre avril et octobre 2021. Dans le cadre du processus de planification, la signature d'un *Deed of obligation* (programme de mesures d'atténuation) et d'un *Environment Trust* (soutien supplémentaire à la protection de l'environnement) ont été actés. L'autorité chargée de l'examen étudie actuellement la version finale du projet de DCO ainsi que l'ensemble des autres documents (évaluations techniques, mesures d'atténuation, etc.) afin de formuler une recommandation auprès du Secrétaire d'État britannique. Une décision du Secrétaire d'État concernant la demande de DCO est attendue d'ici fin mai 2022. Elle sera ensuite suivie d'une période de six semaines pouvant donner lieu à un recours judiciaire. Les demandes de permis environnemental et de licence de site nucléaire ont été soumises en mai et juin 2020. Elles sont actuellement en cours d'examen. Les conditions d'obtention d'une licence de site nucléaire devaient être remplies courant 2022.

Le 26 octobre 2021, le gouvernement britannique a présenté la loi *Nuclear Energy (Financing) Bill* définissant le cadre de financement des futurs projets nucléaires basé sur le modèle de Base d'Actifs Régulée (BAR). La dernière lecture a été adoptée par la Chambre des Communes le 10 janvier 2022, date à laquelle le projet de loi a été transmis à la Chambre des Lords pour examen. Ce modèle de régulation vise à permettre aux investisseurs de partager les risques liés à la construction et à l'exploitation du projet avec les consommateurs. De plus, un ensemble de mesures de soutien gouvernemental (*Government Support Package – GSP*) serait défini pour protéger les investisseurs et les prêteurs contre certains risques. Le projet Sizewell C

(1) Rappel des coûts précédemment annoncés dans le communiqué de presse du 25 septembre 2019 : 21,5 – 22,5 milliards de livres sterling₂₀₁₅. Coûts nets des plans d'actions opérationnels, en livres sterling₂₀₁₅, hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 £ = 1,23 €. Coûts déterminés en actualisant l'estimation des coûts du projet en livres sterling courantes avec l'indice du coût de la construction au Royaume-Uni (CPI for all new work index).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

visé à être éligible à l'octroi d'une licence BAR. Les conditions du modèle BAR et du GSP pour le projet Sizewell C sont en cours de discussion.

Le 27 octobre 2021, dans le cadre de l'examen des dépenses 2021, le gouvernement britannique a annoncé que le budget et l'examen des dépenses 2022-2025 prévoyait un financement direct jusqu'à 1,7 milliard de livres sterling de la part du gouvernement britannique permettant à un projet nucléaire de grande échelle d'aboutir à une décision finale d'investissement et qu'il était en

négociations actives avec EDF concernant le projet Sizewell C. Le 27 janvier 2022, le gouvernement britannique a annoncé un financement public de 100 millions de livres sterling en contrepartie d'une option portant sur l'achat du terrain du site de Sizewell C ou sur le rachat d'actions EDF dans la société Sizewell C.

La capacité d'EDF à participer aux côtés d'autres investisseurs à une décision finale d'investissement et à contribuer au financement de la phase de construction dépend ainsi de la réalisation de conditions qui ne sont pas assurées à ce jour.

10.7 Investissements incorporels et corporels

Les investissements incorporels et corporels présentés dans le tableau de flux de trésorerie se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 645)	(1 446)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(16 102)	(15 086)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	141	525
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(17 606)	(16 007)

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2021 concernent principalement :

- le secteur France – Production et Commercialisation pour 5 327 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés dans le cadre du programme Grand Carénage, les investissements au titre de Flamanville 3, ainsi que ceux relatifs à la production hydraulique ;
- le secteur France – Activités régulées pour 4 784 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que dans le

renouvellement du réseau, la qualité de la desserte et la modernisation du réseau ;

- le secteur Royaume-Uni pour 4 325 millions d'euros, avec des investissements principalement relatifs à la production nucléaire ;
- le secteur EDF Renouvelables pour 1 849 millions d'euros avec une augmentation significative des capacités mises en construction, en éolien et en solaire, en France, en Amérique du Nord, et dans les pays émergents.

10.8 Pertes de valeur/reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque année et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;

- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;

- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;

- pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures ;

- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, l'IEA, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents) ;

- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

10.8.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Pertes de valeur sur goodwill	10.1	-	(31)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	10.2	59	(85)
Pertes de valeur sur actifs corporels	10.3-10.5	(712)	(683)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(653)	(799)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2020 s'élevaient à (799) millions d'euros et concernaient :

- des actifs nucléaires pour (621) millions d'euros ainsi que des actifs de stockage gaz pour (13) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables pour (36) millions d'euros ;
- des actifs hydrauliques pour (39) millions d'euros et des actifs de services énergétiques pour (27) millions d'euros, détenus par Edison en Italie ;

- la dépréciation du goodwill DES Groom, filiale aux États-Unis pour (26) millions d'euros ; et

- d'autres actifs pour un montant cumulé de (37) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2021 s'élèvent à (653) millions d'euros, et sont détaillées ci-après.

10.8.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2021, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Aucune nouvelle perte de valeur n'est constatée sur le montant des goodwill et des immobilisations incorporelles du Groupe à fin décembre 2021.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2021 (en millions d'euros)
Royaume-Uni*	Goodwill EDF Energy	8 095	5,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6 %	1,5 %	-
Framatome	Goodwill Framatome	1 428	5,9 %	0,5 %	-
	Marque Framatome	151	5,9 %	0,5 %	-
Dalkia	Goodwill Dalkia	592	4,2 %	1,5 %	-
	Marque Dalkia	130	4,2 %	1,5 %	-
Autres pertes de valeur					-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					-

* Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2021 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Actifs nucléaires*	Fermeture anticipée de la centrale Dungeness	5,7 %	(445)
	Terrains	Moindres perspectives de valorisation des terrains	5,7 %	(260)
Italie	Actifs hydrauliques	Evolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC	6 %	60
	Actifs éoliens	Evolution favorable confirmée des prix de marché et du CMPC, appuyée par une transaction significative	5 %	90
EDF Renouvelables	Différentes UGT (principalement en France)	Perspectives tarifaires ou opérationnelles défavorables	3,6 %	(54)
Autres pertes de valeur				(44)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(653)

* Pertes de valeur enregistrées essentiellement au 30 juin 2021.

Hypothèses générales

De façon générale, lors de la clôture semestrielle 2021, dans un contexte suivant un exercice 2020 marqué par la crise sanitaire, les conditions de marché et la performance opérationnelle des entités du Groupe sur 2021 n'avaient pas conduit à l'identification d'indices de pertes de valeur. Certaines situations spécifiques avaient néanmoins nécessité la réalisation de tests de dépréciation et conduit à constater des pertes de valeur sur des actifs isolés pour un montant de (502) millions d'euros au 30 juin 2021, principalement relatives au parc nucléaire britannique en exploitation d'EDF Energy, ainsi qu'en France notamment à certaines installations photovoltaïques d'EDF Renouvelables et à la centrale de Corderais suite à l'abandon du projet Ecoombust.

Au 31 décembre 2021, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test annuel pour les goodwill et actifs incorporels.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix forward retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin décembre y compris couvertures, qui dans une plus grande mesure encore de ce qui avait été constaté à la clôture de juin, sont en hausse significative par rapport aux niveaux des prix forward observés fin 2020 et ce sur l'ensemble des zones géographiques.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix issues d'une construction analytique assemblant différentes briques d'hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de sofnisation mis à jour annuellement.

Les scénarios à long terme établis pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat de 2015, puis du paquet de propositions Fit for 55 de juin 2021, établissant un objectif de réduction de 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport à leurs niveaux de 1990. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO₂ élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement l'économie avec une électrification des usages. Pour autant, et à ce stade, les scénarios retenus pour les tests de dépréciation ne retiennent pas en référence l'atteinte de la neutralité carbone en Europe à horizon 2050.

Les courbes de prix long terme du scénario 2021 progressent jusqu'en 2040 puis baissent légèrement du fait du développement projeté des nouvelles générations de centrales à Cycle Combiné Gaz (CCG). Par rapport au scénario 2020, les courbes long terme sont en augmentation jusqu'à l'horizon 2040, avec une hausse de la valeur moyenne du ruban de l'électricité de + 5 à + 10 €/MWh dans les quatre pays principaux (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique), puis une légère inversion de tendance est projetée pour la dernière décennie jusqu'en 2050, d'ampleur plus limitée (- 1 à - 5 €/MWh). Cette évolution est expliquée par plusieurs facteurs :

- une trajectoire haussière des prix des quotas de CO₂ dans le cadre de l'ETS, intégrant les engagements plus contraignants de l'Union européenne dès le début d'horizon sur les réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre dès 2030 et visant la neutralité carbone à 2050. L'effet haussier du CO₂ sur

l'électricité est amoindri en fin d'horizon par le développement des actifs CCG avec Carbone Capture Storage dont les coûts variables pour leur plus grande part ne dépendent plus des émissions carbone grâce au stockage du CO₂ ;

- des prix du gaz en Europe en baisse sur la fin d'horizon, comparés au scénario 2020, du fait d'une révision à la baisse des imports à long terme avec la pénétration plus forte des énergies renouvelables dans les mix électriques (notamment en Europe, en Chine et au Japon) et une révision à la hausse des hypothèses d'offre de GNL dans des régions avec des ressources à bas coût (notamment en Russie et au Qatar) ;
- des hypothèses actualisées relatives à l'offre et à la demande en électricité mettant en évidence un infléchissement de la demande en électricité à moyen terme en lien avec des mesures d'efficacité énergétique accrue, cette tendance se corrigeant à plus long terme avec une demande orientée à la hausse en lien avec le développement des véhicules électriques et de l'hydrogène électrolytique.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, concernant les hypothèses relatives aux mécanismes de capacité, de manière générale dans les pays européens, la rémunération hors marché nécessaire est vue en hausse par rapport au scénario 2020 en raison de la révision à la baisse de la rentabilité sur le marché EOD (Équilibre Offre Demande) des actifs de production de pointe, en lien notamment avec la révision à la hausse du prix du CO₂. Ces actifs se voient contraints de trouver leur équilibre économique avec d'autres sources de revenus pour assurer leur maintien sur le réseau. La rémunération de capacité et les services système par exemple font partie de ces revenus complémentaires. Cette tendance structurelle concerne également la France, où une récupération de marge est toutefois attendue en 2026, avec l'arrivée de nouvelles capacités ces prochaines années, notamment avec la mise en service du premier parc éolien maritime, de l'EPR de Flamanville, et du CCG de L'undisau.

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus pour les tests sont en baisse par rapport au 31 décembre 2020 pour l'ensemble des pays de la zone euro et le Royaume-Uni.

Cette évolution est due à la tendance baissière des taux sans risque malgré une remontée en fin d'année, combinée à une augmentation du taux de l'impôt sur les sociétés s'agissant du Royaume-Uni. Pour l'Italie, la prime de risque souverain qui avait été augmentée en juin 2020 au regard du contexte spécifique du pays diminue, du fait du resserrement des taux constatés sur les marchés, ce qui conduit à une baisse plus marquée des CMPC.

La baisse des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2020 est ainsi de l'ordre de 10 à 30 points de base pour la France, le Royaume-Uni et la Belgique et de 50 points de base sur l'Italie. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité aux taux d'actualisation.

Au 31 décembre 2021, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Royaume-Uni - EDF Energy

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe au Royaume-Uni, conduisant à reconnaître une valeur nette comptable quasi-nulle pour les actifs restants.

Au 31 décembre 2020, les investissements nécessaires réalisés pour le site de stockage gaz de Hole House et Hill Top ont été totalement dépréciés pour un montant de (13) millions d'euros.

S'agissant des actifs charbon, la centrale de Cottam est fermée depuis septembre 2019 et le Groupe fermera sa dernière centrale au charbon au Royaume-Uni, la centrale de West Burton A, en septembre 2022.

S'agissant de la cession de sa centrale au gaz de West Burton B (CCGT) annoncée à la fin du 1^{er} semestre, celle-ci a été effective le 31 août 2021. Pour rappel, cette centrale avait fait l'objet de dépréciations à différentes reprises depuis sa mise en service en 2013, principalement en lien avec l'évolution défavorable des spark spread et le niveau insuffisant des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. La dépréciation de faible montant constatée à la clôture semestrielle, complémentaire par rapport aux dépréciations antérieurement comptabilisées, a fait l'objet d'une reprise sur le second semestre, suite au calcul de prix définitif établi dans le cadre des comptes de closing.

À fin décembre 2021, le Groupe n'a quasiment plus d'activité charbon ou gazière au Royaume-Uni confirmant ainsi sa volonté d'être proactif en matière de décarbonation de la production d'électricité.

Segment commercialisation

Malgré plusieurs signaux positifs suite à la sortie de la crise sanitaire, ce segment est pénalisé par la crise actuelle sur le marché de l'énergie britannique ayant conduit à plusieurs reprises l'Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) à décider la mise en œuvre du dispositif de fournisseur de dernier recours, ce qui s'est traduit pour EDF Energy par la reprise des comptes clients de Green Network Energy, Utility Point et Zog Energy, ainsi que l'interdiction pour les fournisseurs de répercuter la forte hausse des prix des matières premières sur le plafond du tarif SVT (Standard Variable Tariff) résidentiel de l'hiver 2022 en raison de la méthodologie tarifaire. À long terme néanmoins, les perspectives de marge sont confirmées pour le BtoB et pour le BtoC et ce secteur reste relativement insensible aux scénarios de prix, les coûts de l'énergie de gros ayant tendance à être répercutés sur les consommateurs sur le long terme. La valeur recouvrable est ainsi en diminution par rapport à 2020, tout en bénéficiant d'un effet favorable lié à la baisse du CMPC. Des analyses de sensibilité ont été menées sur des réductions de marge à long terme plus importantes et des pertes de parts de marché, montrant ainsi la sensibilité de cette UGT à ces paramètres, cette UGT ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Elle intègre l'hypothèse de l'allongement de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale de Sizewell B de technologie REP, conformément à la stratégie du Groupe. Elle intègre également les décisions de fermeture anticipée de certaines tranches AGR prises ces dernières années, tout d'abord celle des tranches de Hunterston intervenue le 7 janvier 2022 et celle de Hinkley Point B prévue au plus tard le 15 juillet 2022, conformément aux communications faites par le Groupe respectivement le 27 août 2020 et le 19 novembre 2020. Elle intègre également l'impact de la décision de la mise en phase de déchargement immédiate du combustible de la centrale nucléaire AGR de Dungeness B prise le 7 juin 2021, la centrale étant en arrêt prolongé depuis septembre 2018, et enchaînant depuis une série de difficultés techniques spécifiques et continues (soit une perte de valeur de 445 millions d'euros déjà constatée dans les comptes du 30 juin 2021). Le test réalisé au 31 décembre 2021 intègre désormais également la décision prise en décembre 2021 d'avancer les dates de fin de production des centrales Torness et Heysham 2, passant ainsi leur date de fermeture du 31 mars 2030 au 31 mars 2028. La durée d'exploitation des deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 reste fixée à 2024.

Avec des perspectives de prix de marché plus élevées mais volatiles, et en tenant compte de possibles allées de production sur les centrales AGR au vu de l'historique récent, les résultats du test conduisent au maintien des dépréciations enregistrées lors des clôtures précédentes.

La valeur recouvrable est sensible aux hypothèses de prix, ainsi une variation des prix de +/- 5 % sur tout l'horizon par rapport au scénario retenu dans le test, toutes choses égales par ailleurs, aurait un impact de +/- 500 millions de livres sterling sur

le test. Les hypothèses de production retenues ont également une forte influence sur le calcul, une révision des perspectives de +/- 5 % sur tout l'horizon conduirait toutes choses égales par ailleurs à une variation de +/- 700 millions de livres sterling sur la valeur recouvrable. Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à une baisse de la valeur recouvrable de l'ordre de 200 millions de livres sterling.

Terrains liés au parc nucléaire

Suite à l'arrêt anticipé de la production de la centrale Dungeness, à l'arrêt imminent de la production des centrales Hunterston et Hinkley Point B et à l'option exercée par le gouvernement britannique (voir note 15.2.1), qui confirme qu'EDF procédera au déchargement du combustible des centrales et au transfert de propriété des sites au gouvernement britannique, une revue d'expert des terrains adjacents à chaque centrale nucléaire, appelés terrains non opérationnels, a été effectuée. Les travaux conduisent à enregistrer une dépréciation de différents terrains détenus par EDF Energy pour un total de 226 millions de livres.

Goodwill et Projet HPC

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8,1 milliards d'euros au 31 décembre 2021 (soit 6,8 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte des deux EPR d'une durée de vie de soixante ans en cours de construction sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « Contract for Difference » (CFD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CFD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CFD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Le prix d'exercice du CFD est fixé à 92,50 £/MWh, et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI). Ainsi pour la période d'exploitation sous CFD, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à long terme. Pour les vingt-cinq années d'exploitation au-delà de la période du CFD, période pour laquelle il n'existe pas de prévision de prix de marché à long terme de l'électricité au Royaume-Uni, les flux futurs de trésorerie intègrent une hypothèse d'inflation à très long terme et une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CFD fixé à 92,50 £/MWh, meilleure hypothèse du niveau auxquels les prix de marché pourraient s'établir à cet horizon.

Le test réalisé pour la clôture du 31 décembre 2021 tient compte de la fourchette de coûts à terminaison communiquée le 27 janvier 2021, annonçant des coûts à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) estimés entre 22 et 23 milliards de livres sterling₂₀₂₁, contre une fourchette comprise entre 21,5 et 22,5 milliards de livres sterling₂₀₂₁ lors de la précédente revue des coûts de septembre 2019, et le report de la livraison de la tranche 1 à mi-2026. L'amplitude de la fourchette sera fonction de la réussite des plans d'actions opérationnels à mener en partenariat avec les fournisseurs, le test de perte de valeur se positionnant en milieu de fourchette. Un examen complet des coûts et du calendrier de référence sera effectué en 2022. Une revue détaillée des différentes hypothèses du modèle sur la phase d'exploitation de la centrale a été menée en 2021, conduisant à mettre à jour notamment l'hypothèse de taux d'inflation à très long terme appliqué aux prix de l'électricité. Le modèle prend par ailleurs en compte l'augmentation du taux d'impôt britannique qui doit passer à 25 % dès avril 2023 contre actuellement 19 %. Ce changement d'hypothèse appliqué, par défaut d'autre taux connu, sur toute la durée de vie du modèle a un impact significatif sur la valeur recouvrable du projet. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRP) pour EDF est ainsi désormais estimé entre 6,8 % et 6,9 % (contre une fourchette comprise entre 7,1 % et 7,2 % précédemment).

Sur ces bases révisées s'agissant du projet HPC et tenant compte également des effets défavorables précédemment explicités en particulier sur la valeur recouvrable des actifs nucléaires existants, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy est en diminution modérée et reste significatif au 31 décembre 2021.

S'agissant d'HPC, le risque de report de la mise en service (Commercial Operation Date) de respectivement 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2, induisant le cas échéant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling₂₀₂₁, tel qu'exposé dans la communication du Groupe de janvier 2021, réduisait la marge du test d'EDF Energy d'environ 34 %.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les analyses de sensibilités conduites par ailleurs sur différentes dimensions et hypothèses (notamment le CMPC) ne conduisent pas à mettre en évidence un risque de perte de valeur, toutes choses égales par ailleurs.

Des sensibilités avec des hypothèses individuellement très dégradées ont également été conduites à titre illustratif, par exemple, un décalage de la mise en service de 3 ans, associé à un surcoût de 3 milliards de livres sterling, ou encore une hausse du CMPC de 60 points, qui conduiraient à une valeur seuil pour la marge du goodwill, toutes choses égales par ailleurs.

Enfin, un scénario à sensibilités multiples a été produit afin de tester la résistance du goodwill à la matérialisation de différents scénarios adverses sur les différentes phases du projet (construction, exploitation, démantèlement) et en l'absence de tout plan d'actions ou de remédiation, intégrant notamment 1 an de retard et 1 milliard de livres de coûts additionnels sur la phase de construction, une baisse de la disponibilité des tranches de 3 %, une hausse des coûts du combustible de 5 % et des coûts d'opération et de maintenance de 3 %. Selon ce stress-test combiné la marge du test resterait légèrement positive confortant ainsi la recouvrabilité de la valeur nette comptable du goodwill.

Enfin, si le Brexit n'a pas d'impact observable à ce stade sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper. Le Groupe suivra notamment l'évolution des prix des combustibles, des matériaux et approvisionnements, des données macroéconomiques, et de la formation des prix de l'électricité, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les tests à l'avenir.

Italie - Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, le test de dépréciation de la marque « Edison » reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait annuellement l'objet d'une mise à jour selon la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires et en retenant une prime de risque de 100 points de base dans la détermination du taux d'actualisation. Le test a été mis à jour au 31 décembre 2021, en intégrant les recommandations d'une évaluation externe réalisée en 2020 (réduction du taux de croissance à long terme de 2 % à 1,5 % sur la base des prévisions du PIB ; augmentation du taux de redevance du segment Business en fonction des résultats de l'enquête auprès des clients professionnels) et met en évidence une hausse de la valeur recouvrable de la marque, tenant compte d'effets volumes en progression et également d'un effet du CMPC favorable. Les tests de sensibilité conduits prenant en compte une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore une baisse des royalties de -0,2 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Au 31 décembre 2021, la valeur recouvrable des différentes UGT d'Edison est de manière générale en amélioration du fait de l'environnement de prix plus favorable dans la durée, d'effets opérationnels favorables notamment une hausse des volumes pour certaines UGT, ainsi que par l'impact de la baisse du CMPC de l'ordre de 50 points de base. Aucun risque de perte de valeur n'est ainsi relevé. A contrario, des reprises partielles de dépréciations antérieurement comptabilisées ont été effectuées, dans un contexte où les prix de marché étaient tendanciellement à la baisse (en 2015 en particulier).

Ainsi, concernant les actifs hydrauliques d'Edison, des dépréciations cumulées de l'ordre de 430 millions d'euros avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014, 2015 et 2016. Au 30 juin 2020, une dépréciation avait également été reconnue tenant compte d'hypothèses prudentes dans le contexte de la crise sanitaire, pour 39 millions d'euros. Au 31 décembre 2020, la marge de l'UGT était redevenue positive, mais aucune reprise n'avait été effectuée par prudence. Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 60 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors, et intégrant pour les hypothèses de prix de marché long terme une limitation de ceux-ci en intégrant une sensibilité du PUN de -10 %.

S'agissant des actifs éoliens, des dépréciations cumulées de l'ordre de 150 millions d'euros, avaient été comptabilisées par le passé, principalement en 2014 et 2015. Au 31 décembre 2021 la valeur recouvrable est en amélioration et confirme ainsi la pérennité de la marge constatée sur les dernières années. Celle-ci a d'ailleurs été confirmée dans le contexte de la cession de 49 % d'Edison Renewables à Crédit Agricole Assurances en décembre 2021 (voir note 3.1.1). Au 31 décembre 2021 l'appréciation durable de la valeur recouvrable de l'UGT a conduit à procéder à une reprise partielle des dépréciations antérieures, à hauteur de 90 millions d'euros, tenant compte des amortissements effectués depuis lors.

S'agissant des actifs thermiques, pour lesquels des dépréciations cumulées de l'ordre de 600 millions d'euros ont été comptabilisées par le passé, le test au 31 décembre 2021 présente une marge significativement positive, toutefois celle-ci

étant essentiellement liée aux deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano dont les mises en service doivent intervenir en 2022 et 2023, aucune reprise de dépréciation n'a lieu d'être effectuée en 2021. Marghera et Presenzano d'une capacité respective de 780 MWe et 760 MWe sont deux centrales à gaz de nouvelle génération à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) qui bénéficieront de revenus de capacité. Des tests de sensibilité ont été réalisés sur ces actifs et les résultats montrent qu'une baisse de 10 % des clean spark spreads ou une hausse de 50 points de base du CMPC n'entraînerait pas de risque de perte de valeur.

Enfin, les actifs E&P de l'Algérie conservés à ce stade par le Groupe, ont fait l'objet d'un test mis à jour au 31 décembre 2021 tenant compte notamment de la situation des prix des commodités sur le marché. La valeur ainsi déterminée n'a pas donné lieu à constater de perte de valeur complémentaire.

Framatome

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Framatome s'élève à 1 428 millions d'euros. Il résulte pour la quasi-totalité de l'acquisition par EDF de 75,5 % du capital de Framatome réalisée le 31 décembre 2017 et pour laquelle le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018.

La valeur recouvrable de Framatome a été déterminée sur la base d'un Business Plan (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur et aux hypothèses de parts de marché retenues pour les services à la base installée et les livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le CMPC retenu pour l'actualisation des flux futurs de trésorerie est un CMPC pondéré tenant compte des différentes activités de Framatome, et fonction de leur profil de risque. La marge du test reste très significative, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2020 principalement en lien avec la baisse du CMPC.

Des analyses de sensibilité ont été conduites sur un niveau de CMPC plus élevé de 50 points de base ou sur la prise en compte d'un taux de croissance à l'infini de 0 %, sans remise en cause de la conclusion du test.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus suite à l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans, marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

EDF Renewables

Les actifs d'EDF Renewables sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de Power Purchase Agreement (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

En 2021, (54) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renewables.

Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2020, la loi de finances 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoyait une réduction des tarifs d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat en application des arrêtés tarifaires de juillet 2006, janvier 2010 et août 2010 (article 225), sans qu'il soit alors possible d'en déterminer de possibles effets pour EDF Renewables (qui détient, seul ou en partenariat, des parcs solaires concernés par cette révision de tarif, pour une capacité totale de 145 MWc nets), en l'absence de précisions à fixer par décret et arrêté. Le décret n° 2021-1385 et l'arrêté du 26 octobre 2021, après examen par le Conseil Supérieur de l'Énergie, précisent les modalités d'application de cette réduction tarifaire et de la clause de sauvegarde, et confie à la CRE le soin de définir les conditions et le format que devront respecter les demandes de réexamen dont elle est saisie au titre de cette clause ainsi que les éléments nécessaires à l'instruction de ces demandes.

La réalisation des tests au 30 juin 2021 basée sur les hypothèses de tarifs mises alors à disposition par la CRE avait conduit à comptabiliser une perte de valeur sur les parcs consolidés en intégration globale pour (59) millions d'euros, et pour (25) millions d'euros sur les titres de sociétés mises en équivalence. Les tests mis à jour au 31 décembre avec les tarifs définitifs ne changent qu'à la marge ces valeurs (voir note 11.2).

Les autres pertes de valeurs concernent des actifs spécifiques, dont (24) millions d'euros au titre de la dépréciation de deux parcs éolien et solaire aux États-Unis dont une cession est envisagée avec un prix attendu inférieur à la valeur des actifs.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Dalkia

Au 31 décembre 2021, le goodwill de Dalkia ressort à 592 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2021 bénéficie de l'amélioration de certains paramètres par rapport au 31 décembre 2020, notamment le taux d'actualisation, le taux de croissance et également de l'effet favorable des perspectives de croissance de Dalkia dans le cadre du programme « France relance ». Selon les hypothèses actualisées, la valeur recouvrable reste très supérieure à la valeur à tester. Les paramètres-clés du test sont l'évaluation de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2021 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

S'agissant de la filiale de services techniques Intech au Royaume-Uni, le test réalisé, compte tenu des résultats déficitaires constatés précédemment sur cette UGT n'a pas fait apparaître de risque de perte de valeur notamment de la marque reconnue au bilan pour 86 millions d'euros. Des analyses de valeur seuil ont été réalisées pour s'assurer de la robustesse de ce résultat par rapport aux paramètres retenus.

France - Production et Commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2021 (5,2 % au 31 décembre 2020). S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, la stratégie du Groupe correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros₂₀₂₁ à 12,7 milliards d'euros₂₀₂₁ (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 23). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix de marché à long terme ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Autre International - Belgique

La mise à jour du test met en évidence un excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur à tester, en augmentation par rapport au 31 décembre 2020 du fait des scénarios favorables sur les prix de l'électricité ainsi que par une valorisation accrue de l'éolien du fait de l'augmentation des capacités liée aux projets validés en 2021.

Pour rappel, concernant les centrales nucléaires opérées par le groupe ENGIE dont Luminus est propriétaire à hauteur de 10,2 % (soit 419 MWe) le test intègre historiquement une durée d'exploitation jusqu'en 2025 au plus tard selon les centrales.

Des analyses de sensibilité sont par ailleurs réalisées pour intégrer un risque de diminution de la durée de vie des concessions hydrauliques, qui ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur à ce titre.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2021 à hauteur de (219) millions d'euros, principalement au titre d'actifs détenus par EDF Renouvelables (voir note 12.3). Des pertes de valeur pour un montant de (189) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2020.



Note 11 Concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au cas particulier des colonnes montantes transférées au réseau public de distribution à titre gratuit, en application de l'article 176 de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi ELAN), ces immobilisations sont évaluées conformément à l'article 213-4 du PCG à leur valeur vénale.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants et des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 à 30 ans. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Cadre réglementaire des concessions de distribution en France

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

De même, Électricité de Strasbourg est le concessionnaire chargé de l'exploitation de réseaux de distribution publique sur une zone limitée dépendant d'un distributeur non nationalisé dans le cadre de la loi du 8 avril 1946.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de Service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération agissant en qualité d'Autorité organisatrice de la distribution d'énergie – AODE) organisent le Service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 415 contrats de concession au 31 décembre 2021. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007), négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et EDF a été approuvé par les Pouvoirs Publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessionnel français de la distribution d'électricité : Service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la

distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du Service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

Conformément à l'accord conclu fin 2017 avec la FNCCR et France urbaine, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont poursuivies dans les territoires au cours de l'année 2021. À fin 2021, 291 contrats ont été conclus selon ce nouveau modèle de contrat, dans le cadre de projets de territoires, avec toutes les formes d'autorités concédantes : des autorités concédantes de taille départementale (syndicats départementaux, ainsi que deux départements), des syndicats intercommunaux, des métropoles, des communautés urbaines, d'agglomération ou de communes et des communes.

Ces 291 contrats s'ajoutent aux 41 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 332 contrats modernisés sur 364 contrats à terme. Les négociations se poursuivent en vue de renouveler dans les meilleurs délais les quelques contrats restants, majoritairement des syndicats départementaux, signés selon d'anciens modèles de contrat.

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés au 31 décembre 2021

11.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2021
Terrains et constructions	3 219	205	(20)	3	3 407
Réseaux	100 899	4 308	(5 12)	5	104 700
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	4 872	416	(209)	(7)	5 072
Immobilisations en cours ⁽³⁾	1 828	52	-	6	1 886
Valeurs brutes	110 818	4 981	(741)	7	115 065
Terrains et constructions	(1 592)	(80)	19	(8)	(1 661)
Réseaux	(45 873)	(237)	379	(2 388)	(48 119)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 001)	(215)	190	(127)	(3 153)
Amortissements et pertes de valeur	(50 466)	(532)	588	(2 523)	(52 933)
VALEURS NETTES	60 352	4 449	(153)	(2 516)	62 132

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

(3) Les flux d'augmentation des immobilisations en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

11.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) :
 - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
 - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
 - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
 - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN, elle est constituée sur la durée

de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque amét, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens*	54 391	52 907
Financement concessionnaire non amorti	(30 307)	(28 730)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	24 084	24 177
Amortissement du financement du concédant	15 630	15 000
Provisions pour renouvellement	9 139	9 243
Droits sur biens à renouveler	24 769	24 243
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	48 853	48 420

* Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 129 millions d'euros (108 millions d'euros en 2020).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 12 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

		31/12/2021			31/12/2020	
(en millions d'euros)	Notes	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE	12.1	50,10	1 478	307	1 378	237
Taishan (TNPIVC)*	12.2	30,00	n.c.	n.c.	1 123	(12)
Autres participations détenues par EDF SA	12.3	n.a.	2 282	102	1 742	-
Participations détenues par EDF Renouvelables	12.3	n.a.	1 453	(117)	1 198	70
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises	12.3	n.a.	n.c.	n.c.	1 353	67
Sous-total			8 084	513	6 794	362
CENG (cédée le 6 août 2021)	3.1	n.a.	n.a.	131	n.a.	63
Sous-total				131		63
TOTAL			8 084	644	6 794	425

n.a. : non applicable n.c. : non communiqué

* La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2021.

12.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du pôle CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	19 866	19 202
Actifs courants	3 577	3 712
TOTAL ACTIF	23 443	22 914
Capitaux propres	2 950	2 750
Passifs non courants	15 163	15 630
Passifs courants	5 330	4 534
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	23 443	22 914
Chiffre d'affaires	5 254	4 729
Excédent brut d'exploitation	2 094	1 914
Résultat net	612	473
Endettement financier net	12 602	12 700
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(161)	(188)
Dividendes versés	259	367

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

12.2 Taishan

12.2.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en milliers d'euros)	31/12/2020	31/12/2019
Actifs non courants	11 303	12 183
Actifs courants	897	618
TOTAL ACTIF	12 200	12 801
Capitaux propres	3 744	3 882
Passifs non courants	6 022	7 467
Passifs courants	2 434	1 452
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	12 200	12 801
Chiffre d'affaires	1 027	783
Résultat net	(41)	44
Dividendes versés	-	-

12.2.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MWe chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. CGN est actionnaire à hauteur de 51 % et Yudean à hauteur de 19 %.

Après la mise en service commerciale du premier réacteur le 13 décembre 2018, le deuxième réacteur est entré en exploitation commerciale le 7 septembre 2019. L'année 2020 a été marquée par le premier arrêt pour rechargement du combustible nucléaire de Taishan 1, opéré du 29 juin au 24 septembre 2020.

Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) a attribué des tarifs régulés aux trois premiers projets nucléaires de 3^e génération en Chine, dont Taishan. Pour rappel, le tarif attribué à Taishan est fixé à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021 avec effet rétroactif à la date de mise en service de la tranche 1 (13 décembre 2018). Les mécanismes d'indexation à partir de 2022 n'ont pas été précisés dans cette décision et ne sont toujours pas connus à ce jour.

Le 14 juin 2021, une augmentation de la concentration de gaz rares dans le circuit primaire du réacteur 1 de la centrale a été détectée, due, selon les indications du ministère chinois de l'Écologie et de l'Environnement, à cinq crayons de combustible non totalement étanches. Après une première analyse de la situation, le 30 juillet 2021, l'opérateur de la centrale nucléaire de Taishan a décidé d'arrêter le réacteur n° 1 afin de caractériser précisément le phénomène, arrêter son évolution et prendre les mesures pour y remédier. Les opérations de déchargement du combustible ont été achevées le 22 août 2021. Comme indiqué dans le communiqué de presse du Groupe du 12 janvier 2022 les inspections réalisées sur les assemblages combustible du réacteur n° 1 de Taishan, suite à l'arrêt technique rencontré pendant son deuxième cycle d'exploitation, ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages : un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. EDF et Framatome participent actuellement à l'établissement du dossier de redémarrage en toute sécurité du réacteur numéro 1 de Taishan et appuient TNPJVC dans son instruction.

La production nette en 2021 a été affectée par cet arrêt fortuit de 5 mois au deuxième semestre 2021 sur l'unité 1 et par l'arrêt programmé de l'unité 2 avec la première visite complète au deuxième trimestre, la disponibilité des tranches ayant par ailleurs été très élevée en dehors de ces arrêts.

La valeur nette de la participation dans les comptes intègre une prudence quant au niveau tarifaire projeté à partir de 2022 et la mise à jour de certaines hypothèses opérationnelles en lien avec les éléments décrits ci-dessus.

12.3 Autres participations

Les autres participations détenues par EDF SA font partie des actifs dédiés (voir note 15.1.2).

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de trading et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe et dont la mise en service commerciale a eu lieu 2019 ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe et dont la construction a démarré en mars 2019 et dont la mise en service opérationnelle est prévue début 2024.

Sur l'exercice 2021, (219) millions d'euros de pertes de valeur sont comptabilisées sur les titres des sociétés mises en équivalence, principalement au titre des participations dans des entreprises associées d'EDF Renouvelables pour un montant de (149) millions d'euros. Celles-ci concernent principalement des actifs éoliens aux USA du fait de l'événement climatique majeur intervenu au Texas en février 2021, des actifs photovoltaïques en France dans le contexte de la révision des tarifs d'obligation d'achat de certaines installations prévue par la loi de finances 2021 (voir note 10.8.2) ainsi qu'un parc éolien offshore en cours de construction au large de l'Écosse, faisant suite à des difficultés rencontrées sur la construction des fondations. Certaines dépréciations ont également été constatées sur des actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés.

Sur l'exercice 2020, (189) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur différents actifs spécifiques, au titre de certains actifs charbon en Chine, de participations de Framatome dans des entités de secteurs très fortement impactés par la crise sanitaire et de certains actifs non cotés détenus par EDF SA (EDF Invest) au sein des actifs dédiés (voir note 15.1.2).



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Développements dans les participations mises en équivalence détenues par EDF Renouvelables en 2021**EDF Renouvelables, Enbridge et wpd lancent la construction du parc éolien en mer du Calvados**

Le 22 février 2021, EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l., filiale du groupe d'infrastructure énergétique en Amérique du Nord Enbridge Inc. et wpd, producteur européen d'énergies renouvelables, ont annoncé le lancement de la construction du parc éolien en mer du Calvados (Courseulles-sur-Mer). Cette annonce fait suite à la signature de l'ensemble des accords de financement entre le consortium et ses partenaires financiers.

D'une capacité de 448 MWe, le projet du parc éolien en mer du Calvados est composé de 64 éoliennes localisées à plus de 10 km au large des côtes du Bessin, sur une surface totale d'environ 45 km². À sa mise en service attendue courant 2024, il produira l'équivalent de la consommation annuelle en électricité de 630 000 personnes, soit plus de 90 % de la population du Calvados.

Le coût total d'investissement du projet est estimé à environ 2 milliards d'euros. Il sera majoritairement financé par une dette sans recours. Le parc éolien en mer du Calvados bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 20 ans, accordé par l'État en juin 2018.

Les actionnaires de ce projet se composent d'EDF Renouvelables, EIH S.a.r.l. (détenant chacun 42,5 % du projet à travers la société Éolien Maritime France) et wpd (détenant 15 % du projet).

Le groupe EDF a remporté un projet éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis

Le 1^{er} juillet 2021, le groupe EDF, au travers du consortium Atlantic Shores Offshore Wind (Atlantic Shores) détenu à parts égales entre sa filiale EDF Renouvelables et Shell New Energies US LLC., a annoncé avoir remporté un projet de parc éolien en mer de 1,5 GW au large de l'État du New Jersey aux États-Unis. Le consortium a été désigné lauréat par l'Administration du New Jersey chargée des services aux collectivités.

La zone d'implantation du futur parc se situe à une distance de 15 à 30 km des côtes. Figurant parmi les plus puissants des États-Unis, ce parc éolien en mer alimentera en électricité l'équivalent de la consommation annuelle de 700 000 foyers. Le lancement de sa construction est prévu en 2024.

Construction du premier parc éolien en mer de France à Saint-Nazaire : poursuite de la fabrication des composants et poursuite des opérations en mer

D'une capacité de 480 MWe, le parc éolien en mer de Saint-Nazaire, codétenu par EDF Renouvelables, EIH S. à r.l., coentreprise entre Enbridge Inc. et Canada Pension Plan Investment Board (via sa filiale à 100 % CPP Investment Board Europe S. à r.l.), est composé de 80 éoliennes localisées sur le plateau rocheux du banc de Guirande, à plus de 12 km au large des côtes de la presqu'île.

Deux ans après le démarrage du chantier, la fabrication des différents composants du futur parc a fortement progressé.

Le groupe EDF a annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V en Chine

Le groupe EDF et son partenaire chinois, China Energy Investment Corporation (CEI), ont annoncé la mise en service du parc éolien en mer de Dongtai V, d'une capacité installée de 200 MWe. Situé en mer de Chine au large de la province du Jiangsu, au nord de Shanghai, sa construction aura duré 20 mois.

Avec la mise en service du parc éolien de Dongtai IV en décembre 2019, d'une capacité de 300 MWe, le Groupe exploite désormais 500 MWe d'éolien en mer en Chine. Installées à environ 40 km des côtes de la province du Jiangsu, la plus avancée dans cette technologie, les 125 turbines des parcs Dongtai IV et V fournissent une électricité renouvelable équivalente aux besoins annuels en électricité de 2 millions de Chinois.

La société commune détenue par CEI à hauteur de 62,5 % et par le groupe EDF à hauteur de 37,5 % exploite les deux parcs de Dongtai IV et V. Elle constitue la première coentreprise sino-étrangère dédiée au développement et à l'exploitation de projets éoliens en mer en Chine.

Note 13 Besoin en fonds de roulement (BFR)**13.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement****13.1.1 Composition du besoin en fonds de roulement**

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours de l'exercice 2021 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	Variation de flux monétaire	Variation de flux non monétaire	31/12/2021
Stocks et en-cours de production	13.2	(14 738)	(626)	(833)	(16 197)
Clients et comptes rattachés net de provision	13.3	(14 521)	(7 411)	(303)	(22 235)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	11 900	7 407	258	19 565
Créance de Contribution au Service public de l'énergie (CSPE)	13.3.4	(1 993)	2 268	(275)	-
Autres débiteurs et autres créateurs ⁽¹⁾	13.3.4 et 13.5	9 551	(3 133)	(74)	6 344
Autres éléments du besoin en fonds de roulement ⁽²⁾		(740)	(31)	123	(648)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(10 541)	(1 526)	(1 104)	(13 171)

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

13.1.2 Variation du besoin en fonds de roulement (flux non monétaires)

Les flux non monétaires incluent les effets de variation de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements.

La variation des flux non monétaires sur 2021 s'explique principalement par la variation de juste valeur pour (0,8) milliard d'euros (dont (0,5) milliard d'euros sur

les stocks évalués à la juste valeur) et par l'effet change pour (0,3) milliard d'euros (principalement lié à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro). Par ailleurs le reclassement de la dette de CSPE d'EDF SA au sein des « Autres créanciers », réalisé pour un montant de 294 millions d'euros au 31 décembre 2021, est inclus dans les variations des flux non monétaires (voir note 13.3.4).

13.1.3 Variation du besoin en fonds de roulement (flux monétaire)

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Variation des stocks	13.2	(626)	(873)
Variation des créances clients et comptes rattachés	13.3	(7 411)	842
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	13.4	7 407	(861)
Variation de la créance de Contribution au Service public de l'électricité (CSPE)	13.3.4	2 268	(328)
Variation des autres débiteurs et autres créanciers*	13.3.4 et 13.5	(3 164)	(459)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT		(1 526)	(1 679)

* La variation des autres débiteurs et créanciers comprend les variations monétaires des droits d'émission CO₂ et Certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, et des instruments dérivés liés à l'exploitation.

Les variations monétaires du besoin en fonds de roulement (BFR) se dégradent de (1,5) milliard d'euros en 2021, principalement du fait des conséquences de la hausse des prix de marché sur le BFR de l'activité de trading pour (1,9) milliard d'euros (hausse des appels de marge nets et des stocks) et sur le BFR d'exploitation des autres filiales du Groupe (évolution de la position nette créances clients/dettes fournisseurs pour (1,8) milliard d'euros). Inversement la diminution des obligations d'achats se traduit par une amélioration du BFR de 2,3 milliards d'euros liée à la créance de CSPE (voir note 13.3.4).

Ces trois éléments expliquent également l'essentiel de la différence de variation du besoin en fonds de roulement observée entre l'année 2020 et 2021.

13.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoruration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoruration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres comptes de stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.4.3 et 10.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France voir note 5.1).

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 938	(459)	10 479	10 564	(33)	10 531
Autre combustible	1 255	(4)	1 251	770	(42)	728
Autres approvisionnements	1 770	(402)	1 368	1 660	(398)	1 262
En-cours de production de biens et services	615	(38)	577	469	(33)	436
Autres stocks	2 540	(18)	2 522	1 804	(23)	1 781
TOTAL STOCKS	17 118	(921)	16 197	15 267	(529)	14 738

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 8 576 millions d'euros au 31 décembre 2021 (8 068 millions d'euros au 31 décembre 2020).

À fin décembre 2021, les provisions sur stocks de combustible nucléaire intègrent l'effet de la décision de fermeture anticipée de Dungeness B au Royaume-Uni (voir note 7).

L'évolution des stocks sur l'année 2021 s'explique principalement par la hausse des prix, notamment pour les stocks d'EDF Trading, présentés en « Autre combustible » et en « Autres stocks », qui sont évalués à leur valeur de marché (1 068 millions d'euros au 31 décembre 2021 et 300 millions d'euros au 31 décembre 2020), et par l'augmentation des stocks de CEE sur la période présentés en « Autres stocks » (voir note 5.4.3).

13.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2021	31/12/2020
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		19 781	14 686
dont actifs sur contrat	13.3.3	545	389
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		3 545	1 036
Dépréciations*		(1 091)	(1 201)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		22 235	14 521

* Voir note 1.4.3.

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions au 31 décembre 2020).

La hausse des clients et comptes rattachés en valeur brute sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 2,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 5,1 milliards d'euros, dont Edison pour 2,3 milliards d'euros (essentiellement sur les ventes de gaz, compte tenu de la hausse des prix de marché et dans une moindre mesure de clauses de take-or-pay figurant dans certains contrats).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

13.3.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)

	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 326	(1 091)	22 235	15 722	(1 201)	14 521
dont créances échues de moins de 6 mois	1 285	(215)	1 070	1 249	(242)	1 007
dont créances échues de 6 à 12 mois	481	(136)	345	465	(193)	272
dont créances échues de plus de 12 mois	978	(551)	427	851	(526)	325
dont total des créances échues	2 744	(902)	1 842	2 565	(961)	1 604
dont total des créances non échues	20 582	(189)	20 393	13 157	(240)	12 917

13.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

(en millions d'euros)

	31/12/2021	31/12/2020
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	340	84
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	-	60
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 456	792

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 456 millions d'euros au 31 décembre 2021, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (792 millions d'euros en décembre 2020, concernant principalement Edison, EDF SA et Dalkia).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

13.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 545 millions d'euros au 31 décembre 2021 et de 389 millions d'euros au 31 décembre 2020 et concernent principalement Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

13.3.4 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Charges constatées d'avance	1 485	1 457
Compensation des charges de Service public de l'énergie (CSPE)	-	1 993
Créances TVA	2 051	1 988
Créances fiscales (hors TVA)	348	248
Autres créances d'exploitation	14 405	3 247
AUTRES DÉBITEURS	18 289	8 933
dont part non courante	2 092	2 015
dont part courante	16 197	6 918
dont valeurs brutes	18 344	9 013
dont dépréciation	(55)	(80)

Au 31 décembre 2021, les autres créances d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 9,8 milliards d'euros (0,6 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 13.5).

Les autres créances d'exploitation comprennent également les avances versées aux fournisseurs pour un montant de 1 274 millions d'euros (1 045 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces avances versées aux fournisseurs concernent principalement des contrats d'approvisionnement en combustible nucléaire du secteur France – Activités de production et commercialisation.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Charges de Service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre de 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF SA constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de Service public de l'énergie, la CRE a publié le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de Service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la réévaluation des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros).

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est présenté en note 5.4.1.

13.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 041	10 868
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	5 524	1 032
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	19 565	11 900

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés sur l'année s'explique principalement par l'évolution des prix de marché et concerne EDF Trading pour 4,5 milliards d'euros et les autres filiales du Groupe pour 3,2 milliards d'euros, dont Edison pour 1,5 milliard d'euros (en lien avec des achats de gaz réalisés à des prix de marché plus élevés cette année).

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une

société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

13.5 Autres créiteurs

Les éléments constitutifs des autres créiteurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	Dont passifs sur contrat	31/12/2020	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	2 114	1 635	1 788	1 344
Fournisseurs d'immobilisations	4 368	-	4 196	-
Dettes fiscales	5 093	-	4 532	-
Dettes sociales	5 092	-	4 712	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 146	3 110	3 290	3 233
Autres produits constatés d'avance*	997	592	827	430
Autres dettes	9 254	-	2 390	-
AUTRES CRÉITEURS	30 064	5 337	21 735	5 007
dont part non courante	4 816	3 107	4 874	3 092
dont part courante	25 248	2 230	16 861	1 915

* Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim (voir note 5.4.3).

13.5.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 642 millions d'euros (518 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2021, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 562 millions d'euros au titre de la taxe CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (502 millions d'euros au 31 décembre 2020).

13.5.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2021, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exelium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

13.5.4 Autres dettes

Principes et méthodes comptables

Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et vidées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Au 31 décembre 2021, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de trading pour un montant de 5,8 milliards d'euros (0,2 milliard d'euros en 2020), en lien avec la hausse des prix des commodités observée en Europe sur le second semestre 2021. Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 13.3.4).

Au 31 décembre 2021, les autres dettes comprennent également une dette d'exploitation due à l'État au titre de la CSPÉ pour un montant de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020, voir note 13.3.4).

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2021 pour 536 millions d'euros (414 millions d'euros sur l'année 2020).

13.5.5 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie en chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2021
Acomptes reçus	1 344	1 277	(1 013)	(22)	(1)	14	36	1 635
Produits constatés d'avance long terme	3 233	417	(519)	(1)	56	(88)	12	3 110
Autres produits constatés d'avance	430	488	(455)	(18)	-	138	9	592

Ils sont constitués de la majorité des avances et acomptes reçus pour 1 635 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la majorité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 702 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités production et commercialisation), soit un total de 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2021 (contre 5 007 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 11 697 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exelium pour un montant de 1 093 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 14 Capitaux propres et résultat par action

14.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

14.2 Actions propres

Principes et méthodes comptables

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2021, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 174 554 actions pour une valeur de 14 millions d'euros.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

14.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions. Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu

l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

14.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Titres subordonnés à durée indéterminée (émission hybride)

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de

l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

14.4.1 Composition du solde des titres subordonnés à durée indéterminée au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 12 264 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (11 290 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les opérations d'émission et de rachats de titres subordonnés à durée indéterminée ont été comptabilisées en capitaux propres au 31 décembre 2021 pour un montant net total de 972 millions d'euros (voir note 14.4.2).

EDF a exercé son option de rachat au 22 janvier 2022 sur l'intégralité des obligations subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 267 millions d'euros émises en janvier 2014. EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2021 ces instruments de capitaux propres en passifs financiers pour un montant de 267 millions d'euros considérant le caractère certain du remboursement (voir note 18.3.2.1).

La rémunération versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée a été de 547 millions d'euros sur l'exercice 2021 et de 501 millions d'euros sur l'exercice 2020. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2022, une rémunération d'environ 275 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
EDF	11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	05/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

14.4.2 Évolutions des titres subordonnés à durée indéterminée sur l'exercice 2021

Émissions d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des obligations sociales hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Les fonds levés par le biais des obligations sociales hybrides seront dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagés par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni. Dans le respect des Social Bond Principles et des Sustainability Bond Guidelines de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'obligations sociales hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) du Groupe en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1^{er} juin 2021, date à laquelle les obligations sociales hybrides sont admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 1 239 millions d'euros.

14.5 Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANes)

Principes et méthodes comptables

OCEANes (obligations convertibles à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes)

Les OCEANes, dont la conversion se fait par la remise d'un nombre fixe d'actions contre un montant fixe de trésorerie (règle dite du « fixe contre fixe »), donnent lieu à la comptabilisation d'une composante dette et d'une composante capitaux propres, conformément à la norme IAS 32.

Cette répartition reste constante, indépendamment de l'évolution de la probabilité d'exercice de l'option de conversion.

La composante dette est évaluée à la valeur actualisée des flux de trésorerie au taux d'une obligation similaire de marché sans option de conversion. La composante capitaux propres correspond, quant à elle, à la différence entre la juste valeur de l'instrument et celle de la composante dette.

Les frais d'émission sont affectés aux composantes dettes et capitaux propres de l'instrument dans les mêmes proportions que la répartition initiale.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCEANes VERTES ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros. Ces obligations ont été comptabilisées

pour un montant net de frais et d'impôt en « Emprunts et dettes financières » pour 2 389 millions d'euros et en « Capitaux propres » pour 126 millions d'euros. Ses principales caractéristiques sont présentées en note 18.3.2.2.

14.6 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

14.6.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 567	(307)	2 526	(91)
NNB Holding Ltd.	33,5 %	6 305	(39)	4 716	1
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	518	11	515	11
Luminus SA	31,4 %	381	(30)	400	(5)
Framatome	24,5 %	86	(22)	115	(26)
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 921	102	1 321	75
TOTAL		11 778	(285)	9 593	(35)





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd., détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, holding de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle Framatome, détenue à 75,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de Steewell C Holding Co. détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy et à 20 % par CGN, et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 165 millions d'euros au 31 décembre 2021 (202 millions d'euros en 2020).

14.6.2 Principaux indicateurs financiers d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd.

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs non courants	25 784	23 317
Actifs courants	3 868	4 399
TOTAL ACTIF	29 652	27 716
Capitaux propres	12 837	12 630
Passifs non courants	16 352	14 741
Passifs courants	463	345
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	29 652	27 716
Chiffre d'affaires	1 842	3 091
Résultat net	(1 535)	(455)
TOTAL DES GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	906	(735)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	84	982
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(420)	(380)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(11)	(335)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	585	329
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(347)	267
Incidence des variations de change	42	(11)
Autres incidences	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	279	585
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	2	68

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

14.7 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2021	2020
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	5 113	650
• dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	5 114	804
• dont résultat net part du Groupe des activités en cours de cession	(1)	(154)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(547)	(501)
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	4 566	149
• dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	4 567	303
• dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat par action	(1)	(154)
Annulation de l'effet des instruments dilutifs	2	1
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	4 567	150
• dont résultat net des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	4 568	304
• dont résultat net des activités en cours de cession utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	(1)	(154)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	3 138 060 309	3 106 323 609
Effet des instruments dilutifs	222 574 780	9 149 131
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	3 360 635 089	3 115 472 740
Résultats par action (en euros)		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,46	0,05
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,36	0,05
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1,46	0,10
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1,36	0,10
RÉSULTAT PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	-	(0,05)
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION DES ACTIVITÉS EN COURS DE CESSION	-	(0,05)

EDF a procédé en date du 8 septembre 2020 à une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société, dites OCEANES (voir note 18.3.2.2). Le calcul du

résultat dilué par action tient compte de l'impact de la conversion des OCEANES et de l'ajustement du ratio de conversion/échange suite aux augmentations de capital sur la période.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 15 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont

revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au

coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ; et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	1 359	28 155	29 514	1 430	26 137	27 567
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	1 346	33 912	35 258	723	32 196	32 919
Provisions liées à la production nucléaire	2 705	62 067	64 772	2 153	58 333	60 486

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
	Note 15.1	Note 15.2	Note 15.3	
Provisions pour gestion du combustible usé	11 819	1 401	-	13 220
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	639	-	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	1 415	7	15 655
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2021	26 052	3 455	7	29 514
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2020	24 622	2 938	7	27 567
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	12 595	434	30 759
Provisions pour derniers cœurs	2 660	1 839	-	4 499
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2021	20 390	14 434	434	35 258
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2020	20 200	12 342	377	32 919
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE AU 31/12/2021	46 442	17 889	441	64 772
Provisions liées à la production nucléaire au 31/12/2020	44 822	15 280	384	60 486

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers coûts se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	12 608	1 205	(1 470)	601	90	186	13 220
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 413	132	(227)	932	82	323	15 655
Provisions pour aval du cycle nucléaire	27 567	1 341	(1 697)	1 571	211	521	29 514
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	28 036	262	(428)	1 397	750	742	30 759
Provisions pour derniers coûts	4 883	-	(341)	100	141	(284)	4 499
Provisions pour déconstruction et derniers coûts	32 919	262	(769)	1 497	891	458	35 258
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	60 486	1 603	(2 466)	3 068	1 102	979	64 772
Dont part courante	2 153						2 705
Dont part non courante	58 333						62 067

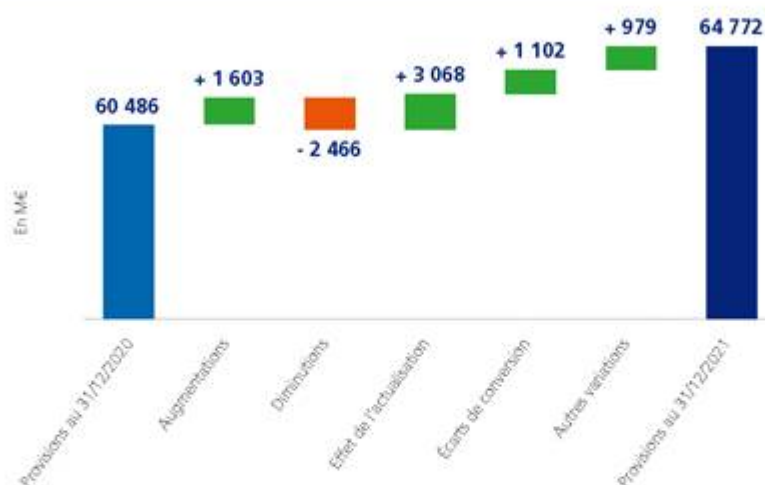
L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2021 s'explique notamment par :

- la baisse du taux d'actualisation réel de 10 bps en France, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 617 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 495 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents) (voir note 15.1.1) ;
- l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe dont les effets au 1^{er} janvier 2021 sont présentés en « Autres

mouvements » pour un montant de (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents), et en « Augmentations » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 15.1.1) ;

- la révision des hypothèses d'évaluation des passifs pour déconstruction des centrales nucléaires au Royaume-Uni dont les effets sont présentés en « Autres mouvements » pour un montant de 1,2 milliard d'euros au titre des variations des provisions adossées à la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au Royaume-Uni (voir note 15.2.3).

Évolution des provisions liées à la production nucléaire en 2021





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

15.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs en France se répartissent comme suit :

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 15.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.3.4.2.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	15.1.1.1	11 322	1 185	(1 282)	505	89	11 819
• dont non liées au cycle d'exploitation		1 297	366	(15)	89	(11)	1 726
• dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006		1 076	42	(36)	54	-	1 136
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15.1.1.2	13 300	126	(227)	854	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire		24 622	1 311	(1 509)	1 359	269	26 052
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15.1.1.3	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	15.1.1.4	2 711	-	-	83	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		20 200	262	(186)	732	(618)	20 390
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		44 822	1 573	(1 695)	2 091	(349)	46 442
<i>Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*</i>		<i>43 746</i>	<i>1 531</i>	<i>(1 659)</i>	<i>2 037</i>	<i>(349)</i>	<i>45 306</i>
<i>Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*</i>		<i>1 076</i>	<i>42</i>	<i>(36)</i>	<i>54</i>	<i>-</i>	<i>1 136</i>

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 474 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire d'EDF SA s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissement (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;
- en « augmentation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UPI de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018. L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe – traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1 300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement Enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. Les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour

2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site ORANO de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme. En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Bénéville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 15.1.2). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019-2020, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) qui a débuté le 22 novembre 2021. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

15.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Bénéville ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comportant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA – Soulaïmes (ANDRA)	3 093	2 856
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaïmes (ANDRA)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 233	13 300



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 géré par l'ANDRA ;

- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centracio à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part a conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA-FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (recassement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi), une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvraient la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité ». Les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018, prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5^e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau Avant-Projet Sommaire – APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'Etat et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGE leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'experts

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

mandaté par la DGEC, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

La revue de conception détaillée organisée à la demande de la DGEC par un groupe d'experts indépendants a rendu ses conclusions fin 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est, par ailleurs, à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets de HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés).

Ces charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations requises et au planning de mise en service.

15.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- ▷ depuis la loi de Transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée, séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;

- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent principalement les centrales, qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MWe de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique. L'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de désiquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranche 1, la préparation de la décontamination du circuit primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	(7)	396	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	(179)	253	-	5 050
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	17 489	262	(186)	649	(484)	17 730

Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PÉON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MWe) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGECL a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit, qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MWe, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;

- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MWe supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGECL sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquençage des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté suite à l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une inter-comparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros₂₀₂₁) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer au 0,36 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrites précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt, représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^e génération).

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 15.1.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des Commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le

12 février 2019 par le collège des Commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par le Groupe. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettront d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2055.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique suite à l'arrêt des chantiers lors de la 1^{re} phase de confinement et suite à un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros suite à la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installation UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du Ministère de la Transition écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions de EDF.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2021	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée – REP – Chooz A	288	259
Réacteur à eau pressurisée REP – Fessenheim*	829	707
Réacteurs Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	534	479

* Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,88 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur encastré dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découps avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MWe).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- Réacteurs graphites Gaz – UNGG : arrêtés entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. Suite à la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 est prévue en 2033 ; les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;

- Creys Malville : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;

- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

15.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges, qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amort ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amort ») (voir note 17.3.1).

En 2020, suite à la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 1.4.1), les provisions pour dernier cœur évoluent peu.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assuranciers de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [- 0,6 % ; 0,6 %] [- 0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020 pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] [0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020 pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;

- de références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations investment grade et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %) soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points-morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % – l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains – et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non amortie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006

(en millions d'euros)	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 121	10 683	18 998	10 246
dont non liée au cycle d'exploitation	3 282	1 726	2 727	1 297
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	52 900	24 916	54 578	23 546
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 680	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 660	4 258	2 711
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	32 546	20 390	31 351	20 200
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE – Périmètre loi du 28 juin 2006		45 306		43 746



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006		31/12/2021
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
dont non lié au cycle d'exploitation	540	2 742	3 282
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	12 962	39 938	52 900
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	3 512	29 034	32 546

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 20 % et à 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % et à 96 % pour la déconstruction.

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

Pour l'exercice 2021

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
Gestion du combustible usé	11 819	(120)	124	102	(107)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	(291)	299	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
Derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	46 442	(1 025)	1 073	575	(611)
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	34 276	(917)	963	515	(548)

15.1.2 Actifs dédiés d'EDF

15.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment

par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du Code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 15.1.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui le gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 13 106 millions d'euros au 31 décembre 2021 (10 422 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces FCPR sont constitués principalement de 16 fonds cotés pour 12 153 millions d'euros (au 31 décembre 2020, 13 FCPR cotés pour 9 742 millions d'euros).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'investissement statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir les actifs de rendement ci-dessous).

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux.

Au total, au 31 décembre 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros, dont 7 908 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, pour une valeur de 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Madrilêa Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicar, Ecowest, Konian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

15.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 797 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. À titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % pour s'établir à - 0,2 % et les taux américains de + 0,6 % à 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents via un investissement complémentaire dans Energy Assets Group au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans Orange Concessions (réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne via des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées sur l'exercice 2021 dans le résultat financier à hauteur de 2 739 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 1 218 millions d'euros en 2020.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur l'exercice 2021 en OI à hauteur de (244) millions d'euros (voir note 18.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de 62 millions d'euros en 2020.

Des retraits pour un montant de 389 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2021 (431 millions d'euros en 2020).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

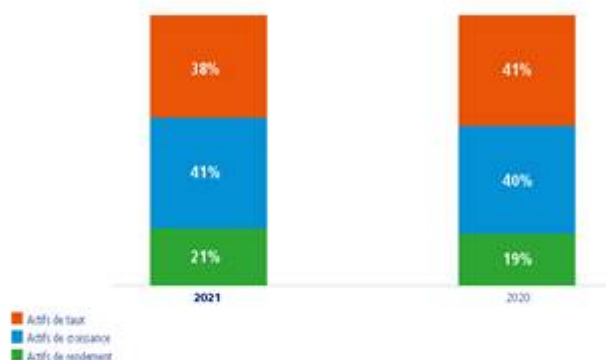
		31/12/2021		31/12/2020	
(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement (EDF Invest)		5 626	7 908	4 677	6 420
CTE	Participations dans les entreprises associées ⁽¹⁾	1 478	3 343	1 378	2 788
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	2 567	2 923	1 974	2 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	1 581	1 642	1 309	1 364
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	16	16
Actifs de croissance		15 320	15 320	13 692	13 692
Actions – parts d'OPC	Titres de dettes	14 815	14 815	13 174	13 174
Fonds actions non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	519	519	330	330
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(14)	(14)	188	188
Actifs de taux		14 226	14 226	13 736	13 736
Obligations	Titres de dettes	13 007	13 007	12 371	12 371
Fonds de dette non cotés (EDF Invest)	Titres de dettes	199	199	155	155
Portefeuille de trésorerie	Titres de dettes	1 016	1 016	1 185	1 185
Dérivés	Juste valeur des dérivés	4	4	25	25
TOTAL ACTIFS DEDIES D'EDF		35 172	37 454	32 105	33 848

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 457 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

La composition des actifs dédiés en 2021 par rapport à 2020 est la suivante (en valeur de réalisation) :



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.1.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 726	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	34 276	32 676
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	37 454	33 848
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	109,3 %	103,6 %

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,6 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

15.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 17 889 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du Nuclear Liabilities Fund (NLF) pour les

obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 18.1.3) et s'élèvent à 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2021
Provisions pour gestion du combustible usé	1 286	20	(188)	96	90	97	1 401
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	546	4	-	38	39	12	639
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 106	6	-	78	82	143	1 415
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 938	30	(188)	212	211	252	3 455
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 170	-	(242)	739	750	1 178	12 595
Provisions pour derniers cœurs	2 172	-	(341)	17	141	(150)	1 839
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 342	-	(583)	756	891	1 028	14 434
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	15 280	30	(771)	968	1 102	1 280	17 889

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique et la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'agissant des provisions pour déconstruction à hauteur de 1,2 milliard d'euros s'explique principalement par la décision d'arrêt immédiat de la centrale AGR de Dungeness B en juin 2021 (voir note 15.2.3).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

15.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 101 millions d'euros au 31 décembre 2021 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2021.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (Decommissioning Plan submission – DPS 20), correspondant à l'actualisation du coût d'évacuation du combustible. Cette phase du DPS a été approuvée par la NDA en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la Non-Nuclear Liabilities Assurance team (NLA) une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (Integrated Plan 22 – IP 22), qui a été approuvée en décembre 2021.

En février 2022, EDF Energy déposera la phase 2 du plan de déconstruction (Decommissioning Plan submission – DPS 21) au NLA qui couvrira une mise à jour de toutes les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels.

15.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période*	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période*	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	2 725	1 401	2 318	1 286
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	2 154	639	1 875	546
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 126	1 415	3 724	1 106
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 005	3 455	7 917	2 938

* Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

15.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au Royaume-Uni. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

Début 2020, EDF Energy a effectué la première phase du dépôt du plan de déconstruction (Decommissioning Plan submission – DPS 20), correspondant à l'actualisation du devis d'évacuation du combustible. Cette actualisation a conduit à une augmentation de la provision de 1,9 milliard d'euros au 31 décembre 2019.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

liée notamment à i) la prise en compte d'une extension de la durée des opérations de déchargement du combustible au travers de la modélisation des risques et aléas ii) une meilleure définition des coûts couverts et iii) une mise à jour de l'évaluation des coûts de préparation à l'évacuation du combustible suite à la revue du scénario industriel. Le NDA a approuvé cette phase du DPS en juin 2021.

En novembre 2021, EDF Energy a déposé auprès de la NLA une nouvelle actualisation du coût d'évacuation du combustible (*Integrated Plan 22 – IP 22*). Cette actualisation conduit à une augmentation de la provision de 0,9 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette augmentation est principalement expliquée par l'arrêt anticipé de Dungeness B en juin 2021 (précédemment prévu en 2028), entraînant notamment une augmentation de la durée d'évacuation du combustible (et des coûts afférents) du fait du caractère non planifié de cet arrêt.

Par ailleurs, en 2021, EDF Energy a réalisé une mise à jour des coûts relatifs à la phase 2 du plan de déconstruction (DPS 21) qui couvre les autres activités de déconstruction des centrales AGR, la déconstruction de Sizewell B, ainsi qu'une mise à jour du plan des engagements non contractuels. Cette mise à jour conduit à une augmentation des provisions de 0,2 milliard d'euros, qui intègre les effets à la hausse liés à l'arrêt anticipé de Dungeness B (prévu auparavant en 2028) et aux nouvelles hypothèses de dates de fermeture des centrales Heysham 2 et Torness planifiées en 2028 (précédemment en 2030), et à la baisse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B (centrale REP) au 31 décembre 2021. La phase 2 sera soumise à la NLA fin février 2022.

	31/12/2021		31/12/2020	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	19 864	12 494	18 175	10 069

15.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

- Comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est dorénavant établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK gilt de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (*Ultimate Forward Rate*), à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Le taux d'actualisation réel, en vision globale pour l'ensemble des provisions nucléaires d'EDF Energy ainsi déterminé est inchangé ; en particulier le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et de déconstruction des centrales nucléaires est de 1,9 %, identique au 31 décembre 2020.

15.3 Provisions nucléaires en Belgique

En Belgique, la loi belge du 11 avril 2003 attribuée à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celles des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des obligations présentées au passif sous forme de provisions et s'élevant à 272 millions d'euros au 31 décembre 2021 (265 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée à l'actif du bilan consolidé en actifs financiers en juste valeur (voir note 18.1.3) pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique, correspondant à des obligations au passif sous forme de provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.



Note 16 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir

un droit à une pension à taux plein ;

- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Electricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droits pendant la

phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). A cet élément s'ajoute la soube représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE ;

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents, qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, il existait au 1^{er} janvier 2021 trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan BEGG (British Energy Generation Group), dont la plupart des affiliés sont salariés ou retraités de l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan EEGSG (EDF Energy Generation and Supply Group), mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. Le plan EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan EEPS (EDF Energy Pension Scheme). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation était ouverte aux nouveaux entrants jusqu'au 1^{er} janvier 2021.

À compter du 30 juin 2021 ou du 31 décembre 2021, selon l'option choisie par chaque salarié, ces trois régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG sont fermés et remplacés par un nouveau régime à cotisations définies appelé « *myRetirement Plan* ».

En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « *EDF Group of the ESPs* » (EDFG). Ce régime continuera d'exister pour les droits acquis jusqu'à la date de fermeture des précédents régimes. Les engagements correspondants seront mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne seront plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires.

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés au 31 décembre 2021

16.1 Provisions pour avantages du personnel du groupe

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour avantages du personnel – part courante	792	879
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	21 716	22 130
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	22 508	23 009

16.1.1 Décomposition de la variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2020	35 489	10 117	952	46 558
Charge nette de l'exercice 2021	1 237	356	40	1 633
Écarts actuariels	110	(356)	7	(239)
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	3	1	4
Prestations versées ⁽²⁾	(1 336)	(408)	(28)	(1 772)
Mouvements de périmètre	-	-	(57)	(57)
Écarts de conversion	-	698	-	698
Autres variations ⁽⁴⁾	(64)	-	(5)	(69)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2021	35 436	10 410	910	46 756

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2020	(13 470)	(11 406)	(398)	(25 274)
Charge nette de l'exercice 2021	(119)	(196)	(4)	(319)
Écarts actuariels	(287)	(859)	(22)	(1 168)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	(3)	(1)	(4)
Prestations versées	465	408	7	880
Mouvements de périmètre	-	-	(2)	(2)
Écarts de conversion	-	(821)	-	(821)
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2021	(13 411)	(13 124)	(446)	(26 981)

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2020 ⁽³⁾	22 019	(1 289)	554	21 284
Charge nette de l'exercice 2021	1 118	160	36	1 314
Écarts actuariels	(177)	(1 215)	(15)	(1 407)
Cotisations versées aux fonds	-	(247)	(26)	(273)
Cotisations salariales	-	-	-	-
Prestations versées	(871)	-	(21)	(892)
Mouvement de périmètre	-	-	(59)	(59)
Écarts de conversion	-	(123)	-	(123)
Autres variations ⁽⁴⁾	(64)	-	(5)	(69)
PASSIF NET AU 31/12/2021	22 025	(2 714)	464	19 775
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel				22 508
Actifs financiers non courants ⁽³⁾				(2 733)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 16.2).
(2) Le passif net au 31 décembre 2020 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 23 009 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (1 725) millions d'euros soit un passif net de 21 284 millions d'euros.
(3) Au 31 décembre 2021, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG.
(4) Dont (67) millions d'euros relatifs à la modification de la méthode d'acquisition des droits (voir note 1.2.3).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Écarts actuariels sur engagements sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2021 s'élèvent à (239) millions d'euros :

- dont 110 millions d'euros en France en lien avec :
 - › la variation du taux d'actualisation pour (3 099) millions d'euros,
 - › la variation des écarts d'expérience pour (540) millions d'euros,
 - › l'impact lié à l'accord ARRCO AGIRC pour 151 millions d'euros,
 - › la variation du taux d'inflation pour 3 598 millions d'euros ; et
- dont (356) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 16.1.2).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2020 s'élevaient à 3 293 millions d'euros :

- dont 2 356 millions d'euros en France en lien avec :
 - › la variation du taux d'actualisation pour 2 695 millions d'euros,
 - › la variation du taux d'inflation pour (604) millions d'euros ; et
- dont 896 millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation.

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2021

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2021 s'élèvent à (1 168) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de (859) millions d'euros et en France de (287) millions d'euros, due à la très bonne tenue des marchés obligataires.

Passif net au 31 décembre 2021

Le passif net au 31 décembre 2021 s'élève à 19 775 millions d'euros :

- dont 22 025 millions d'euros en France ;
- dont (2 714) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 2 733 millions d'euros contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020. Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « Actifs financiers non courants ».

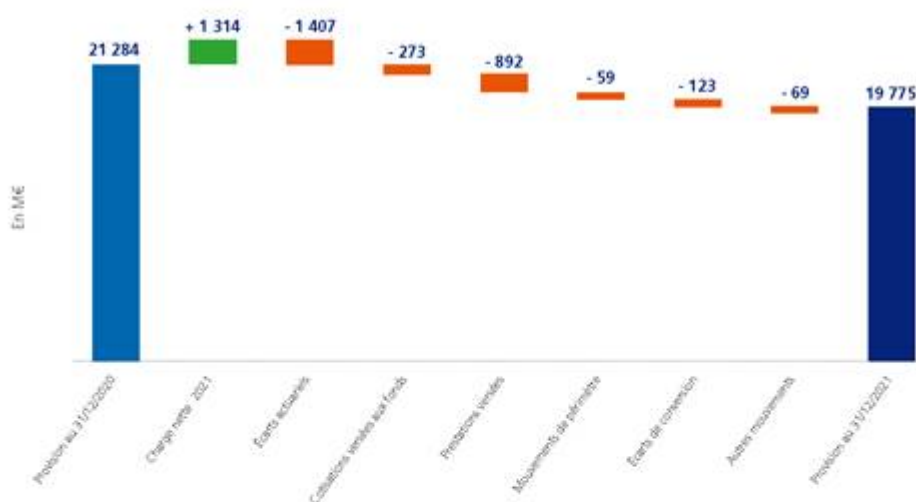
Évolutions au Royaume-Uni

Suite à la fermeture des régimes de retraite à prestations définies EEGSG, EEPS et BEGG remplacés par un nouveau régime à cotisations définies (voir principes et méthodes ci-dessus), la réévaluation du plan au 31 décembre 2021 s'est traduite par une diminution des engagements au titre de la réduction des coûts des services passés pour 35 millions d'euros, comptabilisée en « Charges de personnel ».

Par ailleurs, afin d'accompagner cette transition, les salariés bénéficient d'une prime individuelle de transition comptabilisée en « Charges de personnel » pour (82) millions d'euros.

L'évolution du passif net en 2021 est la suivante :

Évolution du passif net en 2021



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

16.1.2 Hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Les hypothèses actuarielles retenues sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,30 %	0,90 %	1,90 %	1,45 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,20 %	2,95 %	2,53 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,80 %	2,30 %	2,70 %	2,37 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durées. La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2021.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,2 % au 31 décembre 2020).

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

(en millions d'euros)	31/12/2021	
	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	(1 785) / 1 939	(545) / 614
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	1 826 / (1 691)	552 / (492)
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 844 / (1 721)	n.a.

n.a. : non applicable.

16.1.3 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2021			
	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(793)	(223)	(25)	(1 041)
Coût des services passés	-	35	-	35
Écarts actuariels - avantages à long terme	(123)	-	(6)	(129)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(916)	(188)	(31)	(1 135)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(321)	(168)	(9)	(498)
Produit sur les actifs de couverture	119	196	4	319
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(202)	28	(5)	(179)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 118)	(160)	(36)	(1 314)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(110)	356	(7)	239
Écarts actuariels sur actifs de couverture	287	859	22	1 168
Écarts actuariels	177	1 215	15	1 407
Écarts de conversion	-	123	-	123
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	177	1 338	15	1 530



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

	2020			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(663)	(262)	(28)	(953)
Coût des services passés	-	-	-	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(146)	-	-	(146)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(809)	(262)	(28)	(1 099)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(432)	(194)	(11)	(637)
Produit sur les actifs de couverture	160	215	3	378
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(272)	21	(8)	(259)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 081)	(241)	(36)	(1 358)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(2 356)	(896)	(41)	(3 293)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 204	1 179	7	2 390
Écarts actuariels	(1 152)	283	(35)	(903)
Écarts de conversion	-	(58)	1	(57)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(1 152)	225	(34)	(960)

En 2021, les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme enregistrés au compte de résultat s'élèvent à 110 millions d'euros dont (129) millions au titre des avantages à long terme et 239 millions au titre des avantages postérieurs à l'emploi :

- dont 356 millions d'euros au Royaume-Uni ;
- dont (233) millions d'euros en France relatif pour (123) millions aux avantages à long terme et (110) millions au titre des engagements relatifs aux avantages

Les écarts actuariels sur engagements en France sont les suivants :

postérieurs à l'emploi. Ces écarts actuariels sont liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'inflation et des écarts d'expérience (voir note 16.1.2 et tableau ci-dessous).

Les écarts actuariels sur engagements générés en France en 2020 s'élèvent à (2 502) millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, de taux d'inflation et des écarts d'expérience.

(en millions d'euros)	2021	2020
Variation liée aux écarts d'expérience	437	(355)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	1	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières*	(671)	(2 147)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(233)	(2 502)
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(110)	(2 356)
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(123)	(146)

* Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

16.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

16.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	18 463	20 477
Retraités	16 973	15 012
TOTAL ENGAGEMENTS	35 436	35 489

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

16.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	33 813	(13 411)	20 402
<i>Dont :</i>			
Retraites*	26 196	(12 620)	13 576
Avantage en nature énergie	4 925	-	4 925
Indemnités de fin de carrière	897	(776)	121
Autres	1 795	(15)	1 780
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2021	1 623	-	1 623
<i>Dont :</i>			
Rentes ATMP et Invalidité	1 362	-	1 362
Médailles du travail	230	-	230
Autres	31	-	31
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2021	35 436	(13 411)	22 025

* Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2021).

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	33 893	(13 470)	20 423
<i>Dont :</i>			
Retraites*	25 951	(12 671)	13 280
Avantage en nature énergie	5 294	-	5 294
Indemnités de fin de carrière	941	(784)	157
Autres	1 707	(15)	1 692
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2020	1 596	-	1 596
<i>Dont :</i>			
Rentes ATMP et Invalidité	1 339	-	1 339
Médailles du travail	225	-	225
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2020	35 489	(13 470)	22 019

* Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 53 % au 31 décembre 2020).



16.2.3 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 411 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 470 millions d'euros au 31 décembre 2020) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 67 % dans une poche d'adosséement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 33 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
ACTIFS DE COUVERTURE	13 411	13 470
Actifs pour régime spécial de retraite	12 620	12 671
<i>Dont (en %)</i>		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	34 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	66 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	776	784
<i>Dont (en %)</i>		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	33 %	37 %
Instruments de créances cotés (obligations)	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	15	15



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 19 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 17 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 63 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 37 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 64 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de 3 % en 2021.

16.2.4 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 305	1 297
De un à cinq ans	4 402	4 221
De cinq à dix ans	5 171	4 626
À plus de dix ans	41 036	25 292
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	51 914	35 436

Au 31 décembre 2021, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 21,5 ans.

16.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy.

16.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Participants en activité	5 837	5 702
Retraités	4 573	4 415
TOTAL ENGAGEMENTS	10 410	10 117

16.3.2 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par le fond externalisé EDFG résultant de la fusion au 31 décembre 2021 des trois fonds BEGG, EEGSG et EEPs, dont la valeur actuelle s'élève à 13 124 millions d'euros au 31 décembre 2021 (11 406 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Actifs pour plan de retraite BEGG *	n.a.	8 585
Actifs pour plan de retraite EEGSG *	n.a.	1 585
Actifs pour plan de retraite EEPs *	n.a.	1 236
Actifs pour plan de retraite EDFG *	13 124	n.a.
ACTIFS DE COUVERTURE	13 124	11 406
Dont (en %)		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	10 %	11 %
Instruments de créances cotés (obligations)	60 %	61 %
Biens immobiliers	5 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	5 %	4 %
Autres	20 %	18 %

n.a. : non applicable

* En 2021, ces 3 plans ont été fermés puis fusionnés dans un seul régime nommé « EDF Group of the ESPs » (EDFG).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2021, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 21 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2021, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 76 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 24 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 76 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a augmenté de 5 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2020.

16.3.3 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
A moins d'un an	428	416
De un à cinq ans	1 847	1 769
De cinq à dix ans	2 598	2 289
A plus de dix ans	11 135	5 936
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 008	10 410

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 23,3 ans au 31 décembre 2021.

Note 17 Autres provisions et passifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021			31/12/2020		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	17.1	95	1 872	1 967	120	1 744	1 864
Autres provisions	17.2	3 245	3 570	6 815	2 675	3 630	6 305
AUTRES PROVISIONS		3 340	5 442	8 782	2 795	5 374	8 169

17.1 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome	Autres	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2021	770	123	188	443	443	1 967
Autres provisions pour déconstruction au 31/12/2020	772	128	172	412	380	1 864

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité. L'évaluation de la provision au 31 décembre 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (97 millions

d'euros pour Framatome et 64 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés ont été constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 109 millions d'euros pour Framatome et 63 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 111 % pour Framatome et de 98 % pour Cyclife France (Cyclife ayant obtenu de l'autorité administrative le 22 novembre 2021 une prescription de revenir à un taux d'au moins 100 % pour la clôture 2022).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

17.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements*	31/12/2021
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	801	236	(465)	-	-	13	585
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	166	3	(55)	(2)	(1)	1	112
Provisions pour litiges	392	68	(50)	(88)	1	4	327
Provisions pour contrats onéreux	1 890	267	(156)	(354)	1	3	1 651
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 192	1 957	(1 578)	(8)	-	9	1 572
Autres provisions pour risques et charges	1 864	1 343	(549)	(163)	2	71	2 568
TOTAL	6 305	3 874	(2 853)	(615)	3	101	6 815

* Les autres mouvements comprennent principalement les effets de conversion liés à l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de services :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes sur contrats de prestations de services liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats à long terme d'achats de GNL et contrat long terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de Certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'économies d'énergie, par rapport aux obligations assignées (voir notes 5.4.3, 10.2, 20.1 et 20.2.1).

Dans le cadre du dispositif de **Certificats d'énergie renouvelable**, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de Certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2021, une provision de 1 156 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 10.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQUE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment

caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015. Il prévoit également d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, FEI et Luminus. Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

Les émissions réelles de gaz à effet de serre s'élèvent à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions réalisées en 2019, incluant EDF Energy).

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS – Emissions Trading Scheme). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

Autres provisions pour risques et charges

Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abandons sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

17.3 Passifs éventuels

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2021 sont les suivants :

17.3.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour la période 2008 à 2019, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Par deux jugements intervenus en 2017 et en 2019, le Tribunal administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par un arrêt du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 374 millions d'euros en juillet 2021 ainsi que 85 millions d'euros au titre des exercices 2014 et 2015. La Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Pour rappel, EDF avait inscrit dans ses comptes 2020 un passif d'impôt net d'un montant de 510 millions d'euros ramené à 41 millions d'euros à fin 2021 compte tenu notamment de ces décaissements.

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a par ailleurs notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution à la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF International a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. Cette décision n'entraîne aucune conséquence pour les comptes 2021, la Société se verra restituer sur 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés.

17.3.2 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

17.3.3 Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité d'origine photovoltaïque (tarif de rachat PV) ont eu pour conséquence, un afflux considérable de demandes de raccordement auprès des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD). Le gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement sur la base d'un nouveau tarif. Cet arrêté tarifaire, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat PV. Par ailleurs, le système des appels d'offres s'est développé.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire a généré un afflux important d'assignments à l'encontre d'Enedis et d'EDF fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise.

À la suite d'une question préjudicielle la Cour de Justice de l'Union européenne a considéré le 15 mars 2017 que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs de rachat PV constituent une aide d'État mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission, ce qui la rend illégale. Elle conclut qu'il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences.

Le 18 septembre 2019, par plusieurs arrêts de rejet intéressant tant Enedis qu'EDF, la Cour de cassation a jugé l'aide illégale car non notifiée et dès lors le préjudice des producteurs qui n'ont pas pu bénéficier de l'aide, est considéré comme n'étant pas réparable. Depuis cette date, pour l'essentiel, la Cour de cassation confirme sa jurisprudence du 18 septembre 2019 et rejette les pourvois des producteurs fondés sur l'aide d'État.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (Green Yellow) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la faute du GRD. À la suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique. Au regard de l'évolution favorable des dossiers devant la Cour de cassation, EDF et Enedis ont décidé de demander le « retrait du rôle » de ce dossier lors de l'audience du 17 février 2021, et ainsi suspendre la procédure pour fixer définitivement la liste des dossiers qui subsisteraient dans leur réclamation.

17.3.4 Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19 certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH la liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1^{er} juillet 2020, le président du tribunal de commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalÉnergies et Ekwater.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalÉnergies et Ekwater condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

17.3.5 Edison**Vente d'Ausimont (site de Bussi)**

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénales, ont été engagées. Les procédures sont toujours en cours :

- Deux procédures administratives :

- la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Specialty Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considéré comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et la Cour de Cassation ont été rejetées, celles devant la CEDH se poursuit.

Edison a cependant commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les Pouvoirs Publics. En particulier, il a finalisé les mesures de prévention (couverture) des zones polluées, réactivé le système de pompage et de stockage des eaux peu profondes et réalisé de nouvelles inspections en profondeur des sols. La société également a récemment soumis au ministère de l'Environnement le dossier en vue de la première phase de l'assainissement de l'environnement concernant l'élimination et la gestion des déchets.

Le 11 juin 2021, le Conseil d'État a publié un arrêt par lequel il a rejeté le recours du ministère de l'Environnement contre la décision du TAR des Abruzzes concernant l'annulation de l'attribution à la société belge Dec Deme du contrat intégré relatif aux interventions d'assainissement dans ces zones.

Edison, qui avait déjà commencé les travaux susmentionnés pour sécuriser et assainir ces zones en vertu de la sentence du Conseil d'État d'avril 2020,

discute actuellement de l'assainissement et de l'élimination des déchets relevant de sa compétence avec les organismes en charge.

- par une communication en date du 18 décembre 2019, la province de Pescara a ordonné à Edison SpA de remettre en état les terrains se situant à l'intérieur du complexe industriel. Edison entend contester cet ordre devant le Tribunal administratif régional de Pescara, les procédures sont en cours. Dans l'attente du jugement, Edison a conclu un accord transitoire avec les propriétaires actuels pour la définition des modalités de reprise de la gestion des centrales existantes et des activités d'assainissement ;

- un arbitrage : en 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des représentations et garanties en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession.

Fin juin 2021, la sentence du Tribunal arbitral, faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016.

L'appel d'Edison devant le Tribunal fédéral suisse de Lausanne a été rejeté en janvier 2022. La procédure d'exécution de la sentence est maintenant en cours devant la Cour d'appel de Milan.

Enfin, le Tribunal arbitral a reporté la quantification des dommages subis par Solvay Specialty Polymers Italy pour la période postérieure à décembre 2016 et des honoraires d'avocat supportés par les parties à une phase ultérieure de l'arbitrage, sauf accord amiable des parties. La sentence est accompagnée d'une opinion dissidente de l'un des membres du Tribunal arbitral.

- Une procédure civile : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement a engagé une action civile à l'encontre d'Edison pour l'obtention de dommages-intérêts pour des faits de désastre environnemental. La procédure est en cours avec la phase d'instruction probatoire.

Mantoue - procédure environnementale et pénale**Procédure pénale**

Le ministère public de Mantoue a décidé d'engager des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison d'infractions environnementales prétendues qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue. Ces ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020, et décrites ci-dessous. La procédure est en cours.

L'usine pétrochimique de Mantoue – dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 – a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a également porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a décidé d'engager une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement opérationnels suite à l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi que l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990 et ce en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement et portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1^{er} avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a cependant déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

17.3.6 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multi-techniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économie d'Énergie. Une décision de l'ADLC est attendue suite à la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de

l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVA, fait suite à une plainte de la société Plüm Energie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021.

Note 18 Actifs et passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les **actifs financiers** comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs (voir note 18.7) ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie (voir note 18.2).

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés soit au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les **passifs financiers** comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs (voir note 18.7).

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte du résultat.



18.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont composés de titres de dettes ou d'instruments de capitaux propres, comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;

- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur **comptabilisation initiale**, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêt, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) (voir note 18.7) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion, et qui concernent principalement les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (expected credit loss). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « Investment Grade ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « Investment Grade ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

18.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	10 519	5 810	16 329	13 044	5 696	18 740
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	37	253	290	34	228	262
Titres en juste valeur en résultat	2 855	25 369	28 224	2 556	22 807	25 363
Titres de dettes ou de capitaux propres	13 411	31 432	44 843	15 634	28 731	44 365
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	20 061	-	20 061	5 038	-	5 038
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	4 522	5 388	9 910	1 625	3 814	5 439
Prêts et créances financières ⁽¹⁾	1 943	18 789	20 732	1 235	15 070	16 305
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	39 937	55 609	95 546	23 532	47 615	71 147

* Dont dépréciation pour 2 999 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 432 millions d'euros au 31 décembre 2020).

L'augmentation de la juste valeur positive des dérivés de transaction (+ 15,0 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de trading, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs selon l'article L. 594 du Code de l'environnement.** Ils regroupent des placements diversifiés obligataires, dans des OPCVM monétaires ou actions et des participations portées par EDF Invest.

La politique générale de gestion des actifs dédiés et leur décomposition sont présentées en note 15.1.2 :

- **actifs gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité** (« actifs liquides »). Ils regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 441 millions d'euros au 31 décembre 2020).

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	6 299	-	24 714	31 013	28 398
Actifs liquides	9 927	-	2 810	12 737	15 028
Autres actifs*	103	290	700	1 093	939
TOTAL	16 329	290	28 224	44 843	44 365

* Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2020	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Titres en juste valeur en OCI recyclable	18 740	(2 357)	(276)	7	178	37	16 329
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	262	6	16	1	1	4	290
Titres en juste valeur en résultat	25 363	(338)	3 200	55	15	(71)	28 224
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	44 365	(2 689)	2 940	63	194	(30)	44 843

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2021			2020		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	(202)	-	42	224	-	162
Actifs liquides	(81)	-	21	(29)	-	13
Autres titres	-	15	-	-	(34)	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES ⁽³⁾	(283)	15	63	195	(34)	175

(1) +(-) : augmentation/diminution des capitaux propres – part du Groupe.

(2) +(-) : augmentation/diminution du résultat – part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable concernent principalement EDF pour (346) millions d'euros dont (244) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2021 et pour 20 millions d'euros dont 62 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2020.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2021.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Créances à recevoir du NLF	15 986	13 034
Autres prêts et créances financières	4 746	3 271
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	20 732	16 305

Au 31 décembre 2021, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 15 986 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 034 millions d'euros au 31 décembre 2020), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 15.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 2 733 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 1 725 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 16.1.1),

- le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 282 millions d'euros au 31 décembre 2021 (263 millions d'euros au 31 décembre 2020) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 15.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
- des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement liés à des parcs en France, au Royaume-Uni et en Amérique du Nord, pour un montant de 525 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 382 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2020	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2021
Prêts et créances financières	16 305	137	943	(19)	1 140	2 226	20 732

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation la créance représentative des remboursements à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

18.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 18.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se répartissent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Disponibilités	9 178	5 832
Équivalents de trésorerie	741	438
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	9 919	6 270

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 198 millions d'euros au 31 décembre 2021 (242 millions d'euros au 31 décembre 2020) (voir note 13.5).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts,

pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 18.7). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

18.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	54 334	15 072	69 406	54 066	11 525	65 591
Dérivés de transaction – Juste valeur négative*	-	22 027	22 027	-	5 125	5 125
Dérivés de couverture – Juste valeur négative*	2 209	7 915	10 124	1 833	959	2 792
PASSIFS FINANCIERS	56 543	45 014	101 557	55 899	17 609	73 508

* Voir note 18.7.

L'augmentation de la juste valeur négative des dérivés de transaction (+ 16,9 milliards d'euros) s'explique par la hausse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de trading, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2021 et dans une moindre mesure avec l'augmentation des volumes contractés.

18.3.2 Emprunts et dettes financières

18.3.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
Solde au 31/12/2020	50 196	3 297	6 571	4 307	1 220	65 591
Augmentations	1 867	938	4 135	764	119	7 823
Diminutions	(3 426)	(769)	(422)	(729)	(188)	(5 534)
Ecart de conversion	531	77	201	50	1	860
Mouvements de périmètre	-	148	(26)	(2)	-	120
Variations de juste valeur	74	1	(19)	-	-	56
Autres mouvements*	-	(2)	552	(53)	(7)	490
SOLDES AU 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406

* Les autres mouvements comprennent le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés, précédemment nettes au sein des autres dettes financières, pour un montant de 281 millions d'euros ainsi que l'engagement de rachat de titres subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 267 millions d'euros (voir note 14.4.1).

Les principales opérations réalisées sur 2021 concernant les **emprunts obligataires** sont :

- l'émission d'obligations senior en novembre 2021 pour un montant brut de 1,8 milliard d'euros (voir note 18.3.2.2) ;
- les remboursements obligataires de 3,4 milliards d'euros intervenus sur la période dont 2,0 milliards d'euros en janvier 2021 et 1,4 milliard d'euros en avril 2021.

Au 31 décembre 2021, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 117 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 1 695 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts tels que présentés dans le **tableau de flux de trésorerie** se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2021
Émissions d'emprunts	1 867	938	4 135	-	3	6 943
Remboursements d'emprunts	(3 426)	(769)	(422)	(729)	186	(5 161)



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.3.2.2 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2021, les principaux emprunts (hors green bonds et hors OCEANES) du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission*	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	EDF	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Euro MTN	EDF	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

* Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2021, les principaux green bonds (voir note 20.3.1) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire (green bond)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN (green bond)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN (green bond)	EDF	11/2021	11/2033	1 850	EUR	1,00 %

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations senior à échéance au 29 novembre 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES VERTES) dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
OCEANES VERTES	EDF	09/2020	09/2024	2 400	EUR	0 %

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les porteurs d'obligations disposent d'un droit à la conversion ou à l'échange de leurs obligations en actions nouvelles et/ou existantes de la Société.

Le ratio de conversion et/ou d'échange des obligations était d'une action par obligation, sous réserve des ajustements usuels, y compris les ajustements anti-dilution et ceux liés au versement d'un dividende, tels que décrits dans les modalités des obligations. Lors de la distribution du dividende aux actionnaires d'EDF au titre de l'année 2020, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action Électricité de France par OCEANE à compter du 7 juin 2021. Puis, lors du versement

de lacompte sur dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action Électricité de France par OCEANE à compter du 2 décembre 2021.

Les obligations pourront faire l'objet d'un remboursement anticipé au gré de la Société, sous certaines conditions.

À moins qu'elles n'aient été précédemment converties, échangées, remboursées, ou rachetées et annulées, les obligations seront remboursées au pair à leur échéance.

18.3.3 Répartition des emprunts et dettes financières par échéances, devise et taux

18.3.3.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 845	512	10 270	654	790	15 071
Entre un et cinq ans	11 039	1 877	335	2 071	122	15 444
À plus de cinq ans	35 358	1 301	387	1 612	233	38 891
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2021	49 242	3 690	10 992	4 337	1 145	69 406

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	4 899	722	2 217	1 960	4 883

18.3.3.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	31/12/2021					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts libellés en euro (EUR)	38 003	55 %	11 119	49 122	71 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	18 128	26 %	(12 910)	5 218	7 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 018	14 %	2 410	12 428	18 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	3 257	5 %	(619)	2 638	4 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %	

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	31/12/2020					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts libellés en euro (EUR)	36 241	55 %	11 798	48 039	73 %	
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	16 735	26 %	(10 958)	5 777	9 %	
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 996	15 %	537	10 533	16 %	
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 619	4 %	(1 377)	1 242	2 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	100 %	



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.3.3.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Dans le cadre de la réforme des taux interbancaire de référence (voir note 1.2.1), le montant des emprunts à taux variables indexés sur le LIBOR USD qui n'ont pas encore « basculés » s'élève à 224 millions d'euros avant incidence des instruments dérivés et à 17 millions d'euros après prise en compte de ceux-ci.

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	31/12/2021					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	64 335	93 %	(15 434)	48 901	70 %	
Emprunts à taux variable	5 071	7 %	15 434	20 505	30 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	69 406	100 %	-	69 406	100 %	

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	31/12/2020					
	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	60 667	92 %	(15 217)	45 450	69 %	
Emprunts à taux variable	4 924	8 %	15 217	20 141	31 %	
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	65 591	100 %	-	65 591	100 %	

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de swaps de taux.

18.3.4 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de covenants.

Quatre emprunts d'un montant total de 1 150 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2021 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

Ces trois facilités de crédit intégrant un mécanisme d'ajustement des coûts lié à trois indicateurs de la performance du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de sa flotte automobile.

Le 30 octobre 2020, EDF et Standard Chartered Banque ont signé une ligne de crédit renouvelable de 200 millions d'euros dont le coût sera indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du groupe EDF en matière de développement durable : les émissions directes de CO₂ d'EDF, l'électrification de sa flotte automobile et l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation (voir note 20.3.3).

Le 23 décembre 2021, EDF a annoncé la syndication d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard d'euros avec une maturité initiale de trois ans dont le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance (« KPI ») ESG du Groupe, et particulièrement sous l'angle de sa responsabilité sociale.

Cette nouvelle ligne de crédit à laquelle participent 9 banques relationnelles européennes et nord-américaines réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans la stratégie de financement d'EDF.

Au 31 décembre 2021, le Groupe dispose ainsi de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 13 039 millions d'euros (11 110 millions d'euros au 31 décembre 2020) incluant 9 348 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG.

18.4 Lignes de crédit non utilisées

En 2019, EDF a signé 3 lignes de crédit renouvelables de 300 millions d'euros chacune, avec respectivement BBVA, le groupe Crédit Agricole et la Société Générale CIB.

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	13 039	1 719	10 899	421	11 110

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.5 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des

passifs identiques ;

- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 889	1 889	3	1 413	473
Titres de dettes	42 954	42 954	2 607	40 225	122
Dérivés de couverture	9 910	9 910	153	9 757	-
Dérivés de transaction	20 061	20 061	249	19 349	463
Équivalents de trésorerie	741	741	34	707	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	75 555	75 555	3 046	71 451	1 058
Créances à recevoir du NLF	15 986	15 986	-	15 986	-
Autres prêts et créances financières	4 746	4 746	-	4 746	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	20 732	20 732	-	20 732	-
Dérivés de couverture	10 124	10 124	4	10 120	-
Dérivés de transaction	22 027	22 027	322	21 216	489
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	32 151	32 151	326	31 336	489
Emprunts et dettes financières	69 406	78 114	-	78 114	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	69 406	78 114	-	78 114	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	1 563	1 563	24	1 121	418
Titres de dettes	42 802	42 802	2 423	40 337	42
Dérivés de couverture	5 439	5 439	59	5 372	8
Dérivés de transaction	5 038	5 038	289	4 057	692
Équivalents de trésorerie	438	438	343	95	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	55 280	55 280	3 138	50 982	1 160
Créances à recevoir du NLF	13 034	13 034	-	13 034	-
Autres prêts et créances financières	3 271	3 271	-	3 271	-
ACTIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	16 305	16 305	-	16 305	-
Dérivés de couverture	2 792	2 792	1	2 791	-
Dérivés de transaction	5 125	5 125	290	4 645	190
PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR	7 917	7 917	291	7 436	190
Emprunts et dettes financières	65 591	75 680	-	75 680	-
PASSIFS FINANCIERS AU COÛT AMORTI	65 591	75 680	-	75 680	-

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.6 Risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques, ainsi que les analyses de sensibilité, conformément aux dispositions d'IFRS 7, sont présentées à la section 5.1.5 « Gestion et contrôle des risques marchés » du Document d'enregistrement universel 2021.

Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 13.3.1.

18.7 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les swaps, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « own use » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits « own use »

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient les typologies de couverture suivantes :

- couverture de juste valeur ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net à l'étranger.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément, lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers ». Lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading » (voir note 6) ;
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négociation (trading) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

18.7.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Juste valeur positive des dérivés de couverture	18.7.1	9 910	5 439
Juste valeur négative des dérivés de couverture	18.7.1	(10 124)	(2 792)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(214)	2 647
Juste valeur positive des dérivés de transaction	18.7.1	20 061	5 038
Juste valeur négative des dérivés de transaction	18.7.1	(22 027)	(5 125)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(1 966)	(87)

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Instruments dérivés de couverture de taux	18.7.2	3 613	3 149
Instruments dérivés de couverture de change	18.7.3	407	(733)
Instruments dérivés de couverture de matières premières	18.7.4	(4 234)	231
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(214)	2 647
Instruments dérivés de transaction de taux	18.7.2	(27)	(25)
Instruments dérivés de transaction de change	18.7.3	(45)	4
Instruments dérivés de transaction de matières premières	18.7.4	(1 894)	(66)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(1 966)	(87)

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		3 148	3 724
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		614	(1 738)
Sous-total	19.2	3 762	1 986
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		(492)	6
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		(3 564)	170
Sous-total		(4 056)	176
Couverture de situations nettes à l'étranger		94	280
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		(14)	205
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		(214)	2 647



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.7.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés

utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêt fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des swaps de taux de taux d'intérêt (taux variable/taux fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2021				Notionnel au 31/12/2020		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2021	31/12/2020	
Payeur fixe/receveur variable	47	1 317	4 540	5 904	5 923	264	(144)	
Payeur variable/receveur fixe	1 659	5 682	13 648	20 989	20 678	2 976	4 143	
Variable/variable	-	1 021	1 413	2 434	2 308	69	3	
Fixe/fixe	60	638	8 668	9 366	9 598	304	(853)	
Swaps de taux	1 766	8 658	28 269	38 693	38 507	3 613	3 149	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 766	8 658	28 269	38 693	38 507	3 613	3 149	
Achats d'options	-	-	518	518	515	-	8	
Swaps de taux	398	328	280	1 006	1 124	(27)	(33)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	398	328	798	1 524	1 639	(27)	(25)	

La juste valeur des cross currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des cross currency swaps est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 18.7.3).

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des cross currency swaps sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des cross currency swaps, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2021				Notionnel à livrer au 31/12/2021				Juste valeur 31/12/2021
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	3 251	652	-	3 903	3 273	629	-	3 902	-
Swaps	23 421	6 506	17 195	47 122	23 362	6 311	16 921	46 594	406
Options	553	119	-	672	556	113	-	669	1
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	27 225	7 277	17 195	51 697	27 191	7 053	16 921	51 165	407
Change à terme	7 003	7 872	-	14 875	6 982	7 772	-	14 754	84
Swaps	24 729	4 018	263	29 010	24 810	4 048	257	29 115	(128)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	31 732	11 890	263	43 885	31 792	11 820	257	43 869	(44)

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2020				Notionnel à livrer au 31/12/2020				Juste valeur 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	1 480	91	-	1 571	1 473	91	-	1 564	(1)
Swaps	20 394	6 891	16 368	43 653	20 090	6 933	17 152	44 175	(745)
Options	355	-	-	355	326	-	-	326	13
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	22 229	6 982	16 368	45 579	21 889	7 024	17 152	46 065	(733)
Change à terme	3 389	6 490	-	9 879	3 380	6 491	-	9 871	4
Swaps	14 576	5 180	275	20 031	14 606	5 162	255	20 023	-
Options	10	-	-	10	11	-	-	11	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	17 975	11 670	275	29 920	17 997	11 653	255	29 905	4

Le notionnel des cross currency swaps, qui figure dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 18.7.2).

18.7.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émission de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz et de charbon par des contrats de futures, forwards, options et swaps au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Les instruments dérivés de couverture liés aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2021				31/12/2020		
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(22)	(9)	-	(31)	(3 808)	(25)	35
Gaz	Millions de therms	738	205	-	943	(925)	2 131	102
Produits pétroliers	Milliers de barils	4 763	9 334	-	14 097	166	9 610	18
CO ₂	Milliers de tonnes	3 147	4 077	-	7 224	333	7 925	76
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	-	-	-	-	(1)	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						(4 234)		231

Au 31 décembre 2021, la juste valeur négative des instruments dérivés de couverture sur les matières premières de (4,2) milliards d'euros s'explique principalement par la hausse du spread prix de marché/prix d'exercice contractuel sur les instruments de couverture d'électricité, et dans une moindre mesure sur les

instruments de couverture de gaz, compte tenu de la hausse des prix des commodités observée en 2021 et plus particulièrement en fin d'année.

Ces éléments expliquent également l'écart de juste valeur observée entre 2021 et 2020, qui concerne essentiellement les couvertures prises pour les secteurs France Production et Commercialisation, le Royaume-Uni et l'Italie.

Les instruments dérivés de transaction liés aux matières premières se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2021		31/12/2020	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(111)	(1 719)	(174)	(380)
Gaz	Millions de therms	47 423	630	(6 803)	310
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 812	17	24 301	58
CO ₂	Milliers de tonnes	(7 880)	(628)	3 355	(55)
Charbon et fret	Millions de tonnes	-	(48)	1	(7)
Autres matières premières		-	(146)	-	8
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			(1 894)		(66)

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

18.7.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2021			2020		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(98)	-	-	(24)	-	-
Couverture de change	2 684	720	(38)	(850)	51	13
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 078)	(405)	-	661	-	-
Couverture de matières premières	(7 356)	(2 198)	(2)	644	430	(14)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(5 848)	(1 883)	(40)	431	481	(1)

(1) +/(-) : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation/diminution du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de (3 965) millions d'euros en 2021 (et de (50) millions d'euros en 2020).

Elle s'explique en 2021 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (673) millions d'euros (montant de 661 millions d'euros en 2020) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de (3 292) millions d'euros (montant de (711) millions d'euros en 2020) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (Excédent brut d'exploitation) en 2021 pour (2 198) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (1 242) millions d'euros, principalement sur le secteur Royaume-Uni et France – Activités de production et commercialisation ;
- de gaz pour (938) millions d'euros, sur le secteur France – Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ; et
- les autres couvertures pour (18) millions d'euros.

18.7.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	29 971	3 948	70 140	(44 117)	26 023	(1 645)	(8 309)	16 069
Juste valeur des dérivés – passif	(32 151)	(5 316)	(70 952)	44 117	(26 835)	1 645	5 996	(19 194)

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	10 477	2 956	11 091	(3 570)	7 521	(1 672)	(2 797)	3 052
Juste valeur des dérivés – passif	(7 917)	(2 927)	(8 560)	3 570	(4 990)	1 672	568	(2 750)

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 19 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe. Les principaux indicateurs financiers se présentent comme suit :

19.1 Résultat net courant

Le résultat net courant correspond au résultat net, hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts.

Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

Au 31 décembre 2021

(en millions d'euros)	Notes	2021			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					5 113
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres ⁽¹⁾	8.3	(2 804)	776	3	(2 025)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	215	(66)	-	149
Pertes de valeur ⁽²⁾		872	(177)	(87)	608
• dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	653	(177)	(87)	389
• dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	219	-	-	219
Autres éléments		1 054	(152)	(30)	872
• dont autres produits et charges d'exploitation	7	1 123	(220)	(30)	873
• dont réévaluation fiscale des actifs en Italie		-	(103)	-	(103)
• dont hausse du taux d'impôt Royaume-Uni	9.2	-	359	-	359
• dont reconnaissance d'impôts différés actifs aux États-Unis	9.2	-	(191)	-	(191)
• autres		(69)	3	-	(66)
RÉSULTAT NET COURANT					4 717

(1) Incluant la couverture de juste valeur des actifs déduits et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

(2) En 2021, les pertes de valeurs comprennent notamment la dépréciation des actifs de la centrale de Dungeness pour un montant de (445) millions d'euros.

Le résultat net courant s'établit à 4 717 millions d'euros à fin décembre 2021, en hausse de 2 748 millions d'euros par rapport à 2020.

Au 31 décembre 2020

(en millions d'euros)	Notes	2020			Résultat net part du Groupe
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	
Résultat net					650
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres*	8.3	(1 248)	377	(2)	(873)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	175	(51)	-	124
Pertes de valeur		1 111	(156)	(111)	844
• dont dépréciations des immobilisations corporelles et incorporelles	10.8.1 et 10.8.2	799	(156)	(102)	541
• dont pertes de valeur au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises	12.3	195	-	(6)	189
• dont actifs E&P Edison (application IFRS 5)	3.2.2	117	-	(3)	114
Autres éléments		809	414	1	1 224
• dont autres produits et charges d'exploitation	7	487	(153)	1	335
• dont contentieux fiscaux	9.2	-	537	-	537
• dont changement de taux d'impôt au Royaume-Uni	9.2	-	121	-	121
• dont amortissement accéléré des centrales thermiques en France	10.3	250	(80)	-	170
• autres		72	(11)	-	61
RÉSULTAT NET COURANT					1 969

* Incluant la couverture de juste valeur des actifs déduits et les variations de juste valeur sur titres de dettes et de capitaux propres au sein des participations dans les entreprises associées et coentreprises.

**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

19.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Emprunts et dettes financières	18.3.2	69 406	65 591
Dérivés de couvertures des dettes	18.7.1	(3 762)	(1 986)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	(9 919)	(6 270)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	18.1.2	(12 737)	(15 028)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	3.2.1	-	(17)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		42 988	42 290

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 42 988 millions d'euros à fin décembre 2021 (42 290 millions d'euros à fin décembre 2020). Le ratio d'endettement financier net sur EBE du Groupe s'élève à 2,39 à fin décembre 2021.

de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Note 20 Développement durable et climat**Introduction et contexte**

Depuis l'adoption de sa raison d'être en mai 2020, « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants » et en cohérence avec sa stratégie CAP2030, le Groupe a révisé l'architecture de ses Engagements de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE). Ainsi, seize engagements construits autour de quatre enjeux : neutralité carbone et climat, préservation des ressources de la planète, bien-être et solidarités et développement responsable ont été définis. Cette grille d'analyse RSE s'applique à tous les projets en phase d'engagement afin d'assurer qu'ils soient en cohérence avec la raison d'être du Groupe.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux liés au changement climatique et au développement durable, au travers, comme présenté ci-après, de la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, de financement durable, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, et d'autre part via les modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Au niveau réglementaire, l'Union européenne a adopté le 10 décembre 2021 l'article 8 du règlement européen 2020-852 du 18 juin 2020 visant à établir une classification des activités économiques en fonction de leur contribution à l'atteinte d'objectifs environnementaux. Cette réglementation dite « Taxonomie », s'inscrit dans la stratégie européenne de promouvoir l'émergence d'une finance durable qui contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, en particulier en favorisant l'orientation des flux de capitaux vers les investissements durables. Applicable à compter du 31 décembre 2021, ce règlement prévoit la publication par les groupes soumis à la déclaration de performance extra-financière (DPEF) dont le groupe EDF, de trois nouveaux indicateurs : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement et des dépenses opérationnelles associées à des activités économiques qualifiées dans un premier temps d'éligibles, puis dans un second temps d'alignées, à la Taxonomie européenne. Les textes applicables au 31 décembre 2021 ne couvrent pas une activité prépondérante du Groupe, qui est la production d'électricité à partir d'origine nucléaire ; ils ne couvrent pas non plus les activités liées au gaz naturel. Une proposition de texte d'acte délégué spécifique au nucléaire et au gaz, débattue depuis de nombreux mois, a été envoyée aux 27 États de l'Union européenne le 31 décembre 2021, avec un délai de consultation qui s'est achevé le 21 janvier 2022. Le texte définitif publié le 2 février 2022, doit faire l'objet d'une approbation ou d'un rejet par le Parlement Européen dans un délai de quatre mois.

Les résultats des travaux conduits par le Groupe relatifs à l'élaboration de ces trois indicateurs sont présentés de manière détaillée dans la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le document d'enregistrement universel 2021.

20.1 Dépenses réglementaires

Les cadres réglementaires et principes comptables relatifs aux dispositifs des droits d'émission de gaz à effet de serre, des Certificats d'énergie renouvelables et des Certificats d'Économie d'Énergie sont présentés respectivement en notes 5.4.3, 10.2 et 17.2.

20.1.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**Dispositif européen (EU-ETS)**

Le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union européenne (SEQUE-UE ou EU-ETS) vise à lutter contre le changement climatique et à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en-deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 € par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction globale de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)⁽¹⁾. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives *Fit for 55*, visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. À l'issue d'un processus de négociation, au sein des institutions européennes, qui devrait durer entre 12 et 18 mois, le système des quotas devrait évoluer.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Depuis 2020, le Groupe ne bénéficie plus d'allocation gratuite de quotas.

Au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 17 millions de tonnes (19 millions de tonnes pour l'année 2020, incluant EDF Energy).

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit for 55*.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Les émissions réelles de gaz s'élevaient à 380 millions d'euros au 31 décembre 2021 (260 millions d'euros au 31 décembre 2020, incluant EDF Energy), et sont comptabilisées au bilan en provision.

Le Groupe a restitué en 2021, 16 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2020 (21 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019, incluant EDF Energy).

Dispositif britannique (UK-ETS)

Avec la mise en œuvre du Brexit, le Royaume-Uni ne participe plus au dispositif européen (EU-ETS) depuis avril 2021 et a mis en place son propre système d'échange (UK ETS – Emissions Trading Scheme). Basé sur un mécanisme d'enchère, le système UK ETS couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS, suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2021, le volume des émissions d'EDF Energy est de 2 millions de tonnes (3 millions de tonnes pour 2020) se traduisant par des impacts d'émissions réelles de gaz pour 36 millions d'euros comptabilisés en provision (83 millions d'euros pour 2020).

EDF Energy a restitué en 2021, 3 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif UK-ETS réalisées en 2020 (5 millions de tonnes restituées en 2020 au titre des émissions 2019).

20.1.2 Certificats d'énergie renouvelables (Certificats verts)

Afin de favoriser l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque Etat membre de l'Union européenne s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Les certificats (garanties d'origine) servent à garantir la provenance renouvelable de cette électricité qui transite par le réseau. Ils sont vendus par des exploitants de centrales à énergies renouvelables et achetés par des clients désireux de consommer de l'électricité d'origine renouvelable.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les Etats pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration du coût des certificats dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- l'obligation de restituer un volume de Certificats d'énergie renouvelable en fonction du niveau des ventes aux clients (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique).

Le mécanisme des Certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison et Luminus).

Au 31 décembre 2021, une provision de 1 156 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de Certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Bien que le Royaume-Uni ne fasse plus partie de l'Union européenne, celui-ci est toujours concerné par le dispositif.

20.1.3 Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par la législation, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

En France, la loi du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économie d'énergie. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser. Ces CEE sont obtenus en contrepartie des opérations d'économie d'énergie

réalisées, directement ou indirectement, ou achetées aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles ».

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat) (voir note 5.4.3). La 4^e période d'obligation (2018 – 2021) s'est achevée le 31 décembre 2021. Le décret n° 2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021.

Malgré le fort relèvement en 4^e période du niveau d'obligation d'économies d'énergie, le groupe EDF est en ligne pour réaliser son obligation d'ici l'arrêt des comptes CEE par l'administration au titre de cette quatrième période et même démarrer la 5^e période (1^{er} janvier 2022- 31 décembre 2025) avec de l'avance en stock. Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique avec par exemple en 2021 la réalisation de 222 000 opérations de rénovations, le financement de programmes CEE approuvés par l'Etat et les achats de Certificats d'Économie d'Énergie à des acteurs éligibles.

Au Royaume-Uni, de façon volontaire, EDF Energy aide les entreprises à explorer et à développer des solutions en leur permettant de réaliser des économies d'énergie, de carbone et de coûts, notamment grâce à la plate-forme de flexibilité Powershift.

20.2 Évaluation des actifs et passifs**20.2.1 Provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux**

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en notes 15 et 17.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre, pour Certificats d'énergie renouvelables et pour Certificats d'Économie d'Énergie (CEE). En 2021, les provisions liées aux dispositifs environnementaux s'élevaient à 1 572 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 192 millions d'euros au 31 décembre 2020), voir note 17.2.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux tels que le litige sur le complexe industriel Ausimont SpA ; ces passifs sont détaillés dans la note 17.3.

20.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. En particulier les scénarios à long terme retenus pour les prix de l'électricité dans les différents pays dans lequel le Groupe opère, s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation et notamment dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat (voir note 10.8).

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil, ou encore en Belgique et de façon désormais très marginale en Angleterre (depuis la cession de West Burton B en 2021, voir note 3.1). La valeur nette comptable des actifs concernés est de 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2021, dont 4,1 milliards d'euros en France et 0,8 milliard d'euros en Italie.

En France continentale, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT ; TAC ; Charbon – représentant une valeur nette comptable de 1,9 milliard d'euros) a représenté en 2021 environ 2,59 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système.

En conséquence de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la centrale charbon du Havre (0,6 GW) a été fermée le 1^{er} avril 2021 (voir note 10.3) et, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2026 au plus tard.

**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc permettant d'en réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre, la centrale de Bouchain notamment présentant des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne.

Dans les territoires insulaires, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul (valeur nette comptable de 2,2 milliards d'euros) et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et des renouvelables. Dans les territoires où la PPE le prévoit, EDF envisage d'exploiter de nouvelles centrales qui fonctionneront à la biomasse liquide ou de convertir ses centrales existantes au biogaz.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de CCG. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a initié en 2019 la construction du premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MWe) et en 2020 la construction d'un projet *greenfield* de 760 MWe à Presenzano (en Campanie), utilisant la même technologie, et à faible impact environnemental (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote) et qui devraient respectivement être mises en service en 2022 et 2023.

20.3 Financement durable

20.3.1 Green Bonds

Depuis 2013, le Groupe a procédé à six émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent de 8,7 milliards d'euros afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables et a consacré ces dernières années environ 2,5 milliards d'euros par an aux investissements dans ce domaine.

Après deux émissions destinées à financer la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Renouvelables (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine.

Ce nouveau *Framework* a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliards de yens en deux tranches). Le Groupe a élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité.

Le 8 septembre 2020, EDF a émis des obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes de la Société (OCEANES VERTES) à échéance 2024 pour un montant nominal d'environ 2,4 milliards d'euros.

Le 23 novembre 2021, le Groupe a levé 1,75 milliard d'euros d'obligations senior à échéance 2033 avec un coupon fixe de 1 %.

Les *Green Bonds* sont comptabilisés dans les emprunts du Groupe, voir note 18.3.2. L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.7 du Document d'enregistrement universel.

20.3.2 Social Bonds (obligations sociales hybrides)

Le 26 mai 2021, EDF a lancé une émission d'obligations sociales hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

Les fonds levés seront dédiés aux financements de projets éligibles tels que définis dans le *Social Bond Framework* du groupe EDF. Ces projets comprennent les dépenses d'investissements engagées par EDF auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution en Europe et au Royaume-Uni. Pour se qualifier pour un financement une PME doit satisfaire trois critères : (1) un effectif de moins de 250 personnes (2) un chiffre d'affaires annuel inférieur à 50 millions d'euros ou un total de bilan inférieur à 43 millions d'euros (3) une participation au capital de la PME par un groupe égale ou inférieure à 25 %. La condition (3) rend la définition d'EDF plus stricte que celle de l'Union européenne.

La conformité du *Social Bond Framework* aux *Social Bond Principles* de l'International Capital Markets Association (ICMA) a été validée par S&P Global dans une *Second Party Opinion* publiée en mai 2021. Le programme *social bond* d'EDF est cohérent avec les objectifs du Groupe et sa Responsabilité Sociale de l'Entreprise en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Un *reporting* d'impact provisoire de ces investissements a été publié sur le site Internet du groupe EDF le 10 novembre 2021.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales émises par EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.8 du Document d'enregistrement universel 2021.

Ces obligations sociales hybrides à durée indéterminée sont comptabilisées en capitaux propres (voir note 14.4).

20.3.3 Lignes de crédit indexées sur des critères ESG

Engagé en matière de responsabilité sociétale des entreprises (RSE), le groupe EDF prône le renforcement du lien entre ses performances extra-financières et sa stratégie de financement.

Les lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de développement durable intègrent un mécanisme d'ajustement du coût du financement.

EDF dispose d'un crédit syndiqué « vert » avec plus de 20 banques de 4 milliards d'euros en intégrant un mécanisme d'ajustement de sa marge en fonction des performances du Groupe sur trois KPIs : les émissions directes de CO₂, l'utilisation par ses clients résidentiels français d'outils de suivi en ligne de leur consommation et l'électrification de sa flotte automobile.

EDF a également signé en décembre 2021 une nouvelle facilité de crédit renouvelable « sociale » de 1,5 milliard d'euros avec 9 banques avec une maturité initiale de trois ans (voir note 18.4). Le coût sera indexé sur quatre KPI axés transition juste et inclusive d'EDF, en faveur de toutes ses parties prenantes y compris les salariés, les clients, les fournisseurs et les communautés où le Groupe s'implante.

De plus, fin 2021 le Groupe a signé 15 lignes de crédit bilatérales renouvelables indexées sur des critères ESG (avec un mécanisme d'ajustement du coût en fonction de la performance du Groupe sur certains KPIs ou d'une note par une agence de notation extra-financière) pour un montant total de 3,84 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2021, les lignes de crédit renouvelables non tirées indexées (y compris les facilités de crédit syndiquées) sur les critères ESG représentent plus de 9,3 milliards d'euros, soit 72 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 18.4).

Les indicateurs de performance choisis traduisent les principaux engagements environnementaux du groupe EDF dont notamment la réduction de 50 % des émissions de gaz à effet de serre (CO₂) à l'horizon 2030, la fermeture des centrales charbon en France et au Royaume-Uni en vue de la neutralité carbone en 2050 et l'électrification de la totalité de la flotte automobile du groupe EDF également à l'horizon 2030. L'attention mise sur les outils de suivi de la consommation souligne la volonté du Groupe de fournir les solutions énergétiques à ses clients adaptées à leurs besoins.

20.4 Investissements décarbonés

En 2021, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 18,3 milliards d'euros composé pour 17,6 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels (voir notes 4 et 10.7) et pour 0,7 milliard d'investissements financiers bruts.

En 2021, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés en conformité avec sa trajectoire de neutralité carbone (94 % en 2020), dont 50 % d'investissements dans le secteur nucléaire (51 % en 2020). Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés avec la Taxonomie environnementale européenne en vigueur au 31 décembre 2021 sont de 40 % (43 % au 31 décembre 2020 selon la méthode définie sur la base du rapport TEG de mars 2020), incluant notamment les investissements dans les réseaux, les installations de production d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien) et dans certains services énergétiques (se référer à la section 3.8.3 « Précisions sur la taxonomie » de la déclaration de la performance extra-financière du Groupe publiée dans le Document d'enregistrement universel 2021).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Également, au travers de ses participations dans les nouvelles activités, EDF est acteur de la transition énergétique. La nouvelle Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP), créée en 2021, a pour mission de faire émerger et développer de nouveaux leviers de croissance pour le groupe EDF. Pour cela, elle s'appuie notamment sur l'investissement dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation). Ces dispositifs existaient sous d'autres formes auparavant et depuis une dizaine d'années, plusieurs filiales ont ainsi été créées par le Groupe, à l'instar d'Hynamics, en 2019, filiale dédiée à la production et à la commercialisation de l'hydrogène bas carbone par électrolyse de l'eau, afin de couvrir les besoins de l'industrie et de la mobilité lourde.

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (37,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2021), avec la mise en place d'une charte d'investisseur responsable, déclinée selon trois axes (respect des principes d'investisseur responsable selon l'ONU ; respect des grandes conventions internationales relatives aux droits de l'homme ; bilan annuel relatif aux investissements responsables), applicable aux actifs gérés en direct comme aux actifs dont la gestion est déléguée à des sociétés spécialisées.

20.5 Dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Le Groupe poursuit ses engagements pour répondre aux enjeux environnementaux, notamment à travers différentes actions mentionnées ci-dessous.

20.5.2 Autres dépenses en faveur de la préservation de l'environnement et du climat

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- **dépenses capitalisées** dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents...).

- passifs environnementaux et dotation aux **provisions pour risques environnementaux** dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les **dépenses de fonctionnement** des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Afin de remplir son objectif d'entreprise responsable à l'égard de l'environnement, le groupe mobilise l'ensemble de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Certaines de ces actions sont présentées ci-après.

Actions en faveur de la biodiversité

Engagé depuis 2006 en faveur de la biodiversité à travers une politique dédiée, l'ambition biodiversité du groupe EDF se traduit aujourd'hui dans son engagement dans deux dispositifs « Entreprises engagées pour la nature » et « act4nature international ». Ces engagements volontaires comptent une vingtaine d'actions qui portent sur la réduction de la contribution aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité (tels qu'identifiés par l'IPBES-équivalent du GIEC pour la Biodiversité), la création d'espaces et de conditions favorables à la biodiversité, le renforcement de l'amélioration des connaissances et leur partage, le renforcement de la gouvernance de la biodiversité et la sensibilisation des salariés.

Au-delà de ces engagements volontaires, le Groupe, par l'intermédiaire d'EDF Hydro et de ses activités hydroélectriques, a réalisé en France continentale entre 2013 et 2021 plus de 55 dispositifs permettant de faciliter la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (classés en « liste 2 » au titre de la « Loi sur l'eau et les milieux aquatiques »). Il s'agit d'équipement de franchissement des barrages (telles les « passes à poissons ») et de démantèlement de seuils en rivière.

20.5.1 Dépenses de recherche et développement (R&D)

Dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, où l'électricité sera un levier majeur de la décarbonation de l'économie française, le rôle à jouer par la R&D est crucial, tant sur la transition électrique, climatique, numérique que sociétale.

En 2021, le budget total du groupe EDF en R&D s'élève à 661 millions d'euros. 99 % des budgets d'exploitation d'EDF R&D sont dédiés à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces budgets portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, la ville durable, les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Les activités de recherche liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du Diagnostic de Performance Électrique, l'amélioration des techniques des réseaux de chauffage et de refroidissement urbains, les plateformes d'échange sur les études concernant la transition écologique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Les principes et méthodes comptables de la R&D sont présentés en note 10.2.

Mobilisation vis-à-vis des salariés et électrification de la flotte de véhicules

En lien avec ses ambitions en faveur de l'environnement et du climat, le Groupe sensibilise et forme ses salariés aux enjeux liés à l'environnement et au développement durable. En 2021, l'offre de formation « Environnement – Développement durable » réunissant des formations relatives au management de l'environnement, aux normes et réglementations et aux analyses environnementales, a permis à 3 593 salariés d'EDF SA de bénéficier de 24 683 heures de formation.

En outre, le déploiement à l'échelle du Groupe de l'atelier pédagogique et collaboratif « La fresque du climat », animé en présentiel et en ligne par des salariés volontaires, formés en interne, a permis de sensibiliser 22 000 salariés aux enjeux du dérèglement climatique.

En devenant le premier groupe français à signer l'engagement EV100, EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030. À fin 2021, sa flotte de véhicules légers, actuellement de près de 45 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 17,3 % (plus de 7 750 véhicules électriques, soit plus de 2 100 véhicules électriques de plus qu'à fin 2020). À travers la signature de cet engagement, le Groupe encourage également ses salariés à la maîtrise de leur consommation d'énergie et à la diminution de leur empreinte carbone en leur permettant d'avoir accès à des offres compétitives auprès de fournisseurs automobiles ainsi qu'à des offres sur les services de recharge commercialisés par les filiales du groupe EDF.

Par ailleurs, pour l'exercice 2021, l'indicateur de déploiement de la flotte de véhicules électriques représente 20 % des critères d'intéressement d'EDF SA et 10 % des critères d'intéressement d'Enedis pour leurs propres flottes.





ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 21 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2021. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	54 268	42 235
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	16 996	16 494
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	5 837	5 536
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		77 101	64 265

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	37 908	24 715
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	16 047	17 151
Engagements de location en tant que preneur	313	369
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	54 268	42 235

* Hors achats de gaz et services associés.

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2021, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021					31/12/2020
	Échéances					
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	24 557	4 495	6 871	4 882	8 309	10 574
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	346	82	159	105	-	308
Achats de combustible nucléaire	13 005	1 585	5 620	4 337	1 463	13 833
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	37 908	6 162	12 650	9 324	9 772	24 715

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 487 millions d'euros au 31 décembre 2021 (533 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.1.4).

21.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité au 31 décembre 2021 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

L'évolution sur l'année s'explique principalement par la hausse de 12 milliards d'euros des engagements d'achats chez EDF Energy compte tenu de l'effet de l'augmentation des prix moyens de l'électricité et des volumes engagés, notamment suite à la signature du contrat d'achat d'électricité de 15 ans avec RWE (électricité d'origine renouvelable qui sera produite à la mise en service du parc éolien offshore Sofia au large des côtes britanniques). Par ailleurs, l'augmentation des engagements d'achats pour 2 milliards d'euros chez EDF et Luminus s'expliquent par la hausse des volumes et des prix contractuels sur l'année.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 54 TWh pour l'exercice 2021 (59 TWh pour 2020), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2020), 25 TWh au titre de l'éolien (31 TWh pour 2020), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2020) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2020).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

21.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

21.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

21.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2021, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	137	13	48	76	124
EDF	23	2	7	14	26

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 13,4 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles variant entre 1 et 23 ans.

Le contrat avec l'Algérie a été renouvelé en 2019 pour 1 milliard de mètres cubes par an jusqu'à 2027. Le contrat à long terme de gaz provenant de la Russie s'est terminé en 2019, et Edison a signé un nouveau contrat pour 1 milliard de mètres cubes pour l'année 2020, 2021 puis pour l'année 2022.

EDF a conclu un contrat d'importation de GNL en provenance des USA, pour une fourniture de 0,7 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

En 2020, EDF a signé un nouveau contrat en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 3 milliards de mètres cubes.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de take-or-pay par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée.

Autres engagements et risques

Edison a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an) dont la livraison ne commencera qu'à partir de 2023.

21.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	8 693	3 019	2 270	3 404	9 185
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	7 173	4 069	2 433	671	7 720
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	181	46	73	62	246
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	16 047	7 134	4 776	4 137	17 151

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 1 928 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 714 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2021 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, Edison et EDF.

Leur évolution s'explique essentiellement par la suppression de la garantie octroyée par le Groupe au titre du différentiel d'évaluation des engagements de retraites au

Royaume-Uni entre la méthode utilisée par les Trustees et celle prescrite par la norme IAS 19, suite à la renégociation des accords signés le 31 décembre 2021 et qui ont été mis en œuvre en janvier 2022, ainsi que par les nouveaux projets en développement d'EDF Renouvelables (notamment aux États-Unis) et la mise en place par Edison et Framatome de nouvelles garanties dans le cadre de leur activité opérationnelle.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

21.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
EDF Renouvelables	3 024	2 447
Edison	1 882	1 657
EDF	1 228	2 496
Framatome	1 087	573
EDF Energy	571	1 055
Autres entités	901	957
TOTAL	8 693	9 185

21.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
EDF	3 360	3 524
Framatome	1 399	1 659
Enedis	794	845
EDF Renouvelables	544	391
EDF Energy	381	591
Autres entités	695	710
TOTAL	7 173	7 720

21.1.1.2.3 Engagements de location en tant que preneur

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements de location en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION EN TANT QUE PRENEUR	313	55	146	112	369

Pour rappel, seuls subsistent en engagements hors bilan :

- les contrats exemptés de comptabilisation en application d'IFRS 16. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2021 s'établit à 204 millions d'euros (191 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;

- les contrats de location liés à des actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction). La reconnaissance du droit d'utilisation et de la dette locative au bilan se fera à la mise à disposition de l'actif loué. L'encours total de ces contrats au 31 décembre 2021 s'établit à 109 millions d'euros (178 millions d'euros au 31 décembre 2020).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 905	8 566	6 921	418	15 625
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	929	84	734	111	716
Autres engagements donnés liés aux investissements	162	128	34	-	153
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT*	16 996	8 778	7 689	529	16 494

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 194 millions d'euros au 31 décembre 2021 (212 millions d'euros au 31 décembre 2020).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
EDF	4 109	4 284
EDF Energy	6 346	5 966
Enedis	2 568	2 461
EDF Renouvelables	1 431	1 369
Framatome	520	462
Autres entités	931	1 083
TOTAL	15 905	15 625

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique par une hausse des engagements d'EDF Energy (principalement effet de la forte appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro), d'Enedis (augmentation des engagements d'achats de matériel électrique et baisse des engagements liés à la fin du déploiement généralisé des compteurs Linky) et d'EDF Renouvelables (développement de nouveaux projets en Amérique, au Royaume-Uni et en France compensé par l'avancement et la mise en service de parcs solaires et éoliens, notamment aux États-Unis). Par ailleurs, la baisse des engagements chez Edison est liée à l'avancement de la construction des deux centrales électriques à cycle combiné de dernière génération à Presenzano et Marghera Levante.

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent Luminus.

Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natisis Belgique Investissement, filiale du groupe Natisis) ont fait évoluer, le 19 décembre 2018, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2026. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un put à

règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2024 et mai 2025.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2021, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs financiers est notamment liée à la souscription d'EDF, à parts égales avec l'État, dans le fonds d'investissement « Fonds France Nucléaire » pour un montant de 50 millions d'euros chacun et qui a pour cible un investissement total de 200 millions d'euros à horizon 2023.

Le « Fonds France Nucléaire » a pour objectif de réaliser des investissements destinés à accompagner la croissance des PME et des ETI de la filière nucléaire et s'inscrit au sein du plan « France Relance », dans lequel l'État consacre 470 millions d'euros à la filière nucléaire sur différents volets liés aussi bien à la modernisation de l'outil industriel et au renforcement des compétences qu'à la recherche et développement.

Par ailleurs, Framatome a finalisé le 8 novembre 2021 l'acquisition de l'activité contrôle-commande et instrumentation (I&C) de Rolls-Royce Civil Nuclear (voir note 3.1).

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2021 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge d'un aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil.



21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 986	1 739	474	1 773	4 179
Garanties financières données	1 265	30	668	567	949
Autres engagements donnés liés au financement	586	478	31	77	408
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT*	5 837	2 247	1 173	2 417	5 536

* Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 597 millions d'euros au 31 décembre 2021 (1 156 millions d'euros au 31 décembre 2020). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

21.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	21.2.1	9 065	8 108
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	21.2.2	609	132
Engagements reçus liés aux opérations de financement	21.2.3	18	31
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		9 692	8 271

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 21.2.1.4).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 18.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2021 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	661	116	309	236	711
Engagements sur ventes d'exploitation	6 360	1 704	3 372	1 284	5 903
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 991	1 112	274	605	1 444
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	53	25	16	12	50
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 065	2 957	3 971	2 137	8 108

21.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

En 2021, le Groupe bénéficie à hauteur de 661 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) et sur des locations immobilières.

21.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

21.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour

des centrales nucléaires et EDF avec des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

21.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1^{er} janvier 2020 (voir note 23).

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	609	416	193	-	132

La hausse des engagements reçus sur opérations d'investissement et/ou de désinvestissement s'explique par une garantie reçue dans le cadre d'une opération de mise en pension livrée de titres détenus par EDF.

21.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	31/12/2021				31/12/2020
	Échéances				
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	18	2	16	-	31

ÉTATS FINANCIERS
Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 22 Parties liées

Principes et méthodes comptables

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État*		Total Groupe	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Chiffre d'affaires	797	355	-	-	2 501	2 082	3 298	2 437
Achats d'énergie	4 196	3 885	2	1	2 441	2 114	6 639	6 000
Achats externes	16	13	7	7	343	348	366	368
Actifs financiers	160	179	-	-	-	-	160	179
Autres actifs	844	495	-	-	630	593	1 474	1 088
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 367	1 114	1	1	623	600	1 991	1 715

* Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

22.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE) et Taishan) sont présentées en note 12.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés, qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

22.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

22.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,88 % du capital d'EDF au 31 décembre 2021. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de Service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

22.2.2 Relations avec ENGIE

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

Enedis et GRDF réorganisent progressivement leurs activités mises en vue d'y mettre fin :

- à compter de 2014, reprise en propre de la relève des compteurs et des interventions sur les panneaux de comptages ;
- en 2018, séparation de certaines activités supports (véhicules et engins, contentieux et assurance, formation et recrutement, et achats tertiaires) et création de deux entités mises, l'une regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, les activités de téléphonie et de bureautique

En juillet 2021, à l'issue de travaux menés depuis 2020, le Directoire de la gouvernance a décidé d'engager le projet d'évolution des quatre entités mises restantes : l'opérateur informatique et télécoms, l'opérateur ressources humaines et médico-social, l'unité comptable nationale et l'unité opérationnelle serval. Cette décision a permis d'initier l'instruction détaillée du projet impliquant l'ensemble des salariés concernés et d'engager la concertation sociale.

Par ailleurs, en ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

22.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en 15.1.1.1.

22.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2021 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,3 millions d'euros en 2021 (11,9 millions d'euros en 2020). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable,

intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 Événements postérieurs à la clôture**Mesures réglementaires exceptionnelles et perspectives de production nucléaire en France****Mesures réglementaires exceptionnelles**

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un « bouclier tarifaire » basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de 2 articles de la loi de finance 2021-1900 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 prévoit une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) applicable à compter du 1^{er} février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'économie et de l'énergie les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, consistent en particulier en une attribution complémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. Les effets de cette mesure annoncée en janvier 2022 sont de deux ordres pour le Groupe : i) la nécessité d'acheter ces 20 TWh d'ARENH afin de les livrer aux autres fournisseurs, avec un effet prix négatif très significatif au vu des prix de marché actuels ; ii) l'augmentation de la part d'ARENH versus celle au prix de marché dans l'empiement des coûts pour le calcul des TRVE au titre de 2022, ce qui aura un effet à la baisse sur les prix de vente aux clients, au TRVE comme en offre de marché.

Les mesures complémentaires concernent également l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, le Groupe a indiqué prendre acte des mesures annoncées par le gouvernement français destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité en 2022. Le Groupe a indiqué que les conséquences financières ne pouvaient pas être déterminées de façon précise à ce stade. Dans

l'état des informations dont le Groupe disposait à cette date, l'impact de ces mesures sur l'EBITDA (EBE) 2022 d'EDF a été estimé à environ 8,4 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021 et à environ 7,7 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 12 janvier 2022, par rapport à une situation qui aurait prévalu sans la mise en œuvre des différentes mesures. EDF a indiqué que l'impact final sur l'EBITDA (EBE) dépendrait des prix de marché sur la période de mise en œuvre de ces mesures, qu'il communiquerait dès que possible et régulièrement sur l'évolution de cette estimation et dans l'attente a retiré sa guidance 2022 endettement financier net/EBITDA (EBE).

Le Groupe indiquait également qu'il allait examiner les mesures appropriées pour renforcer sa structure bilancielle et toute mesure de nature à protéger ses intérêts.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2022. Cette proposition est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels de 4 % TTC (24,3 % HT) et une augmentation des tarifs bleus non résidentiels de 4 % TTC (23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

La CRE a indiqué que si le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs bleus aux clients résidentiels en France Métropolitaine continentale aurait été de 57,2 €/MWh selon sa proposition tarifaire, celui-ci sera de 31,2 €/MWh selon l'arrêté tarifaire du 28 janvier 2022. Selon l'article 181 de la loi de finance 2022, la différence fera l'objet d'un rattrapage en 2023 et ouvre droit, à compter du 1^{er} février 2022, à une compensation des fournisseurs d'offres de marché aux consommateurs résidentiels et des entreprises locales de distribution. La CRE a par ailleurs indiqué qu'elle procéderait ultérieurement à l'évaluation de l'impact de volumes d'ARENH supplémentaires en 2022, ce qui devrait avoir pour conséquence de réduire le rattrapage prévu pour 2023 ainsi que la compensation des fournisseurs prévue par l'article 181 de la loi de finance.

A noter que différentes mesures ont également été prises par le gouvernement britannique en 2022, pour limiter les effets de la crise des prix de l'énergie sur les consommateurs. L'Ofgem a ainsi publié le 3 février 2022 le nouveau plafond tarifaire du Standard Variable Tariff (SVT) applicable à partir d'avril 2022 pour les six mois suivants. La hausse annoncée de 54 % représenterait un coût de + 693 livres par an pour un profil type de consommateur. Le gouvernement britannique a annoncé en parallèle des mesures afin d'alléger la charge pour les foyers : i) une baisse des taxes locales à partir d'avril 2022 à hauteur de 150 livres pour 80 % des foyers ; ii) une réduction de la facture de 200 livres à appliquer par les fournisseurs en octobre 2022, qui sera ensuite acquittée par les consommateurs de façon étalée sur 5 ans à partir de 2023 par tranche de 40 livres, et financée dans l'intervalle par l'État.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Perspectives de production nucléaire

EDF a actualisé le 13 janvier 2022 son estimation de production nucléaire pour 2022, révisant celle-ci à 300 – 330 TWh contre 330 – 360 TWh précédemment, cette révision résultant du prolongement de la durée d'arrêt de 5 réacteurs du parc nucléaire français d'EDF. Lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts avaient été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires sur les réacteurs de Civaux 2 et Chooz 2. Les contrôles et expertises en cours sur le réacteur de Chooz 1 se poursuivent jusqu'à l'obtention d'un bilan complet. Par ailleurs dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1. L'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuit en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées.

Dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh, contre 300 – 330 TWh et indiqué que l'estimation de production nucléaire pour 2023, actuellement de 340 – 370 TWh, serait ajustée dès que possible.

Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire pour 2023 à 300-330 TWh contre 340-370 TWh précédemment. Cette estimation tient compte notamment :

- d'un programme industriel chargé, avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auquel s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
- de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Les mesures réglementaires énoncées ci-dessus, ainsi que les nouvelles estimations de production nucléaire, auront des effets significatifs sur les états financiers du Groupe à compter de 2022. Elles sont sans effet sur les états financiers au 31 décembre 2021 (voir notamment la note 10.8 sur la France – Production et commercialisation).

Accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. L'opération potentielle apporterait à EDF l'expertise de GE Steam Power dans les technologies et services liés aux turbines à vapeur pour centrales nucléaires afin de renforcer ses positions dans l'industrie nucléaire. Elle permettrait de créer une entité, au sein du groupe EDF, leader

mondial des équipements et services relatifs à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Aujourd'hui, les turbines à vapeur de GE Steam Power sont installées dans la moitié des centrales nucléaires au monde et dans toutes celles d'EDF en France.

L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle – les plus puissantes au monde – ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes. Les turbines à vapeur de GE Steam Power pourront notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor).

GE conserverait Steam Power et ses activités de services de pointe et continuerait à les proposer pour les îlots conventionnels de centrales nucléaires du continent américain, soit une base installée de plus de 100 GW. GE conserve aussi GE Hitachi Nuclear Energy, un fournisseur de premier plan dans le domaine du cycle de vie des réacteurs, qui déploiera le premier SMR commercial, connecté au réseau, au Canada. GE reste engagé dans le secteur de l'énergie nucléaire et continue d'investir dans la technologie de nouvelle génération qui jouera un rôle important dans la transition énergétique.

Les activités nucléaires et les équipes concernées par l'opération potentielle sont situées dans une quinzaine de pays, dont près de 70 % en France, notamment sur des sites industriels comme Belfort et La Cœurneuve.

Les conditions financières de la transaction envisagée n'ont pas été précisées. À l'issue du processus d'information-consultation des institutions représentatives du personnel concernées, les accords définitifs pourraient être conclus. La réalisation de l'opération reste par ailleurs soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises et pourrait intervenir lors du premier semestre 2023.

Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022, EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022. Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, d'un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse ;
 - proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.
- L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée ;
- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022-2023-2024.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes consolidés au 31 décembre 2021

Note 24 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2021 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 840	27,9	2 942	15,9
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 033	49,4	14 276	77,3
Sous-total	7 873	77,2	17 218	93,2
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	832	8,2	520	2,8
Entités contrôlées ⁽¹⁾	1 493	14,6	735	4,0
Sous-total	2 325	22,8	1 255	6,8
TOTAL	10 198	100	18 473	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2020

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2020 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit – Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 794	24,6	2 945	16,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 560 ⁽³⁾	40,1	13 503	74,2
Sous-total	7 354	64,7	16 448	90,4
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	561	4,9	953	5,2
Entités contrôlées ⁽¹⁾	3 448	30,4	804	4,4
Sous-total	4 009	35,3	1 757	9,6
TOTAL	11 363	100	18 205	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

(3) L'évolution s'explique à la fois par un transfert entre cabinets n'ayant pas d'effet sur le niveau global des honoraires du Collège du Groupe, et par ailleurs par le changement d'un collège de Commissaires aux comptes pour une entité française significative du périmètre, désormais auditée par un des Commissaires aux comptes du Groupe et par un autre cabinet.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

Note 1	Principes et méthodes comptables	463	Note 8	Consommations de l'exercice en provenance de tiers	478
1.1	Référentiel comptable	463			
1.2	Jugements et estimations de la Direction	463	Note 9	Impôts, taxes et versements assimilés	478
1.3	Chiffre d'affaires	464			
1.4	Immobilisations incorporelles	464	Note 10	Charges de personnel	478
1.5	Immobilisations corporelles	465			
1.6	Dépréciation des actifs à long terme	465	Note 11	Dotations d'exploitation	479
1.7	Immobilisations financières	466	11.1	Dotations aux amortissements	479
1.8	Stocks et en-cours	466	11.2	Dotations aux provisions et dépréciations	479
1.9	Créances d'exploitation et trésorerie	467	Note 12	Autres charges d'exploitation	479
1.10	Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires	467			
1.11	Écarts de conversion et gains et pertes de change	467	Note 13	Résultat financier	480
1.12	Provisions réglementées	467			
1.13	Autres fonds propres	467	Note 14	Résultat exceptionnel	480
1.14	Passifs spécifiques des concessions	467			
1.15	Provisions hors avantages du personnel	468	Note 15	Impôt sur les bénéfices	481
1.16	Avantages du personnel	468	15.1	Groupe fiscal	481
1.17	Instruments dérivés	469	15.2	Impôt sur les sociétés	481
1.18	Contrats de matières premières	469	15.3	Situation fiscale différée et latente	481
1.19	Environnement	470	Note 16	Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	482
Note 2	Événements et transactions significatifs	470			
2.1	Développements dans le nucléaire	470	Note 17	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	483
2.2	Opérations de financement	472	17.1	Test de perte de valeur des actifs	484
2.3	Conséquence de la crise sanitaire Covid-19	473	Note 18	Immobilisations financières	485
Note 3	Évolutions réglementaires en France	473	18.1	Variations des immobilisations financières	485
3.1	Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE-tarifs bleus)	473	18.2	Filiales et participations détenues à plus de 50 %	486
3.2	Commissionnement fournisseur	474	18.3	Filiales et participations détenues à moins de 50 %	487
3.3	Fonds de péréquation de l'électricité	474	18.4	Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	487
3.4	Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	474	18.5	Actions propres	487
3.5	Mécanisme de capacité	475	18.6	Créances de l'actif immobilisé	488
3.6	Certificats d'économie d'énergie (CEE)	475	Note 19	Stocks et en-cours	488
3.7	ARENH	476			
Note 4	Chiffre d'affaires	476	Note 20	Créances de l'actif circulant et disponibilités	488
Note 5	Subventions d'exploitation	477	Note 21	Valeurs mobilières de placement	489
Note 6	Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	477	Note 22	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	489
Note 7	Autres produits d'exploitation et transferts de charges	478			





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 23	Écarts de conversion-actif	490	Note 33	Dettes financières	506
Note 24	Variations des capitaux propres	490	33.1	Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	506
24.1	Capital social	490	33.2	Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	507
24.2	Distributions de dividendes	490	Note 34	Écarts de conversion-passif	507
24.3	Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANES)	491	Note 35	Instruments financiers	508
Note 25	Autres fonds propres	491	35.1	Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt	508
Note 26	Passifs spécifiques des concessions	492	35.2	Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat	509
Note 27	Provisions pour risques	492	35.3	Juste valeur des instruments financiers dérivés	509
Note 28	Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	493	Note 36	Autres engagements et opérations hors bilan	509
28.1	Provisions pour gestion du combustible utilisé	494	36.1	Engagements donnés	510
28.2	Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	494	36.2	Engagements reçus	510
28.3	Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	496	36.3	Autres natures d'engagements	510
28.4	Provisions pour derniers cœurs	499	Note 37	Passifs éventuels	511
28.5	Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité	500	Note 38	Actifs dédiés	512
Note 29	Autres provisions pour déconstruction	501	38.1	Réglementation	512
Note 30	Provisions pour avantages du personnel	502	38.2	Allocation stratégique et composition des actifs dédiés	512
30.1	Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	503	Note 39	Informations concernant les entreprises et parties liées	514
30.2	Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	503	39.1	Relations avec les filiales	514
30.3	Actifs de couverture	501	39.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	514
30.4	Hypothèses actuarielles	504	Note 40	Rémunération des mandataires sociaux	515
Note 31	Provisions pour autres charges	505	Note 41	Événements postérieurs à la clôture	515
Note 32	Dettes	505			

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Chiffre d'affaires*	4	53 001	44 315
Production stockée et immobilisée		1 439	1 360
Subventions d'exploitation	5	5 554	8 148
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 649	2 823
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	1 100	846
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		64 743	57 492
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	43 528	36 213
Achats consommés de combustibles		4 422	3 269
Achats d'énergie		21 752	16 783
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 354	16 161
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 254	2 694
Charges de personnel	10	6 407	6 439
Dotations d'exploitation	11	7 507	7 514
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	4 363	4 538
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	3 144	2 976
Autres charges d'exploitation	12	2 480	2 738
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		62 176	55 598
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		2 567	1 894
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		-	-
IV RÉSULTAT FINANCIER	13	(1 465)	(2 503)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		1 102	(609)
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	1 765	425
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	(1 410)	406
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		1 457	222

* Dont production en 2021 de biens à l'exportation pour 15 045 millions d'euros et de services à l'exportation pour 392 millions d'euros.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Bilan

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021		31/12/2020	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	3 066	1 834	1 232	1 103
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	94 675	63 714	30 961	30 782
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	16 029	9 343	6 686	6 623
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	22 242	89	22 153	21 556
Participations et créances rattachées		60 974	709	60 265	59 345
Titres immobilisés		25 403	258	25 145	24 393
Prêts et autres immobilisations financières		23 829	146	23 683	16 282
Immobilisations financières	18	110 206	1 113	109 093	100 020
I TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ		246 218	76 093	170 125	160 084
Stocks et en cours	19	11 242	289	10 953	10 541
Avances et acomptes versés sur commande	20	719	3	716	719
Créances d'exploitation	20	24 198	382	23 816	22 113
Valeurs mobilières de placement	21	10 605	20	10 585	13 061
Instruments de trésorerie	20	2 529	-	2 529	1 814
Disponibilités	20-22	8 397	-	8 397	5 364
Charges constatées d'avance	20	1 015	-	1 015	987
II TOTAL ACTIF CIRCULANT		58 705	694	58 011	54 599
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		226	-	226	242
Primes de remboursement des emprunts (IV)		684	321	363	318
Écarts de conversion - Actif (V)	23	1 324	-	1 324	872
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		307 157	77 108	230 049	216 115

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2021	31/12/2020
Capital		1 619	1 550
Primes d'émission et de fusion		17 952	16 506
Écarts de réévaluation		688	678
Réserves			
Réserve légale		155	155
Autres réserves		2 977	2 977
Report à nouveau		8 734	9 121
Résultat de l'exercice		1 457	222
Acomptes sur dividendes		(947)	-
Subventions d'investissement		167	160
Provisions réglementées		5 777	5 786
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	38 579	37 155
Autres fonds propres	25	12 857	11 473
Passifs spécifiques des concessions	26	2 320	2 282
TOTAL I FONDS PROPRES		53 756	50 910
Provisions pour risques	27	2 904	3 140
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	46 442	44 822
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	770	772
Provisions pour avantages du personnel	30	11 867	11 616
Provisions pour autres charges	31	1 424	1 526
Provisions pour charges		60 503	58 736
TOTAL II PROVISIONS		63 407	61 876
Dettes financières	33	57 498	52 855
Avances et acomptes reçus	32	7 499	7 188
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	40 315	34 673
Instruments de trésorerie	32	4 239	5 075
Produits constatés d'avance	32	3 075	3 202
TOTAL III DETTES	32	112 626	102 993
Écarts de conversion – Passif (IV)	34	260	336
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		230 049	216 115





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		2 867	(184)
Amortissements et provisions		6 414	8 071
Plus ou moins-values de cessions		(683)	(524)
Produits et charges financiers		(1 401)	(780)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾		3 128	719
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		10 325	7 302
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus ⁽²⁾		1 154	841
Impôts sur le résultat payés		(1 954)	(776)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	(A)	9 525	7 367
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 726)	(5 848)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		11	15
Variations d'actifs financiers ⁽³⁾		(5 438)	(4 424)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(B)	(11 153)	(10 257)
Opérations de financement			
Emission d'obligations vertes à option de conversion et/ou d'échange en actions (Océanes vertes) ⁽⁴⁾		-	2 569
Émissions d'emprunts et conventions de placements ⁽⁵⁾		7 952	9 928
Remboursements d'emprunts et conventions de placements ⁽⁶⁾		(5 918)	(11 815)
Dividendes versés	24	(84)	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais ⁽⁷⁾	2 2 1	1 240	2 081
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		5	7
Subventions d'investissement reçues		14	9
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(C)	3 209	2 779
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A)+(B)+(C)	1 581	(111)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE⁽⁸⁾	22	(256)	(80)
Incidence des variations de change		(80)	(102)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		35	38
Autres ⁽⁹⁾		281	(1)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE⁽⁸⁾	22	1 561	(256)

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2021 s'explique principalement par un excédent de compensation de CSPE pour EDF pour 2 268 millions d'euros conduisant à constater une dette de CSPE au 31 décembre 2021 pour un montant de 294 millions d'euros (voir note 32 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus en 2021 par rapport à 2020 (voir note 13) et par les revenus des titres immobiliers des actifs dédiés.

(3) La variation d'actifs financiers s'explique notamment par la hausse des prêts accordés aux filiales (voir note 18) et par la baisse du portefeuille de valeurs mobilières de placement (voir note 21).

(4) Voir comptes sociaux au 31 décembre 2020.

(5) Sur l'exercice, des opérations de mise en pension de titres obligataires ont été réalisées pour un montant de 2 790 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursement pour un montant de (1 916) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, la variation sur la période des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une augmentation de 3 047 millions d'euros, s'expliquant notamment par l'émission d'obligations vertes senior pour un montant total de 1 850 millions d'euros à échéance au 29 novembre 2033 (voir note 2.2.2), ainsi qu'un encaissement sur les appels de marge sur dérivés d'EDF auprès de ses partenaires bancaires pour un montant de 458 millions d'euros.

(6) Dont 1 250 millions d'euros de valeur d'émission (voir note 2.2.1) et (10) millions d'euros de prime d'émission.

(7) Le poste « Autres » au 31 décembre 2021 d'un montant de 281 millions d'euros concerne le reclassement au 1^{er} janvier 2021 des positions débitrices relatives aux appels de marge sur dérivés (précédemment compensées avec les positions créditrices afin de présenter une position nette d'ensemble au bilan (voir note 32)). Au sein du TTT, les positions relatives aux appels de marge sur dérivés sont présentées au niveau des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement » (voir renvoi (5) ci-dessus).

(8) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

Annexe aux comptes sociaux

Electricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 17 février 2022. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 12 mai 2022.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date. Il est également fait application des « Recommandations et observations relatives à la prise en compte des conséquences de l'évènement Covid-19 dans les comptes et situations établis à compter du 1^{er} janvier 2020 » publiées le 18 mai 2020 par l'ANC et dont la dernière actualisation date du 9 juillet 2021, ainsi que de la mise à jour de la « Recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages ».

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2020 et tiennent compte des deux évolutions suivantes.

Réforme des taux interbancaires de référence

Cette réforme est applicable depuis le 1^{er} janvier 2021. Les principaux taux concernés, utilisés par EDF, sont l'Eonia, le Libor USD et le Libor GBP.

Engagements pour indemnités de fin de carrière

Lors de sa réunion du 5 novembre 2021, le Collège de l'ANC a mis à jour sa Recommandation n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages similaires en introduisant un choix relatif à la répartition des droits à prestations pour les régimes à prestations définies.

En conséquence, EDF a légèrement fait évoluer la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière ; désormais, l'approche retenue consiste à linéariser l'acquisition de ces droits sur la période précédant l'âge de retraite. Ce changement de méthode a un impact limité dans les réserves de l'exercice (voir note 24 rnvci (2)).

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existant en date de clôture, les montants qui figurent dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « Grand Carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration en janvier 2015.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MWe a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim dont les 2 tranches ont été définitivement arrêtées durant le 1^{er} semestre 2020), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies.

L'ASN a statué le 23 février 2021 sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe d'EDF au-delà de leur quatrième

réexamen périodique. L'Autorité considère que « l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique ». Cette décision clôt la phase dite « générique » du réexamen, qui concerne les études et les modifications des installations communes à tous les réacteurs de 900 MWe, ceux-ci étant conçus sur un modèle similaire.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans. Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe étant réunies, EDF a procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 2.1.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

Par ailleurs, dans le cadre de son adhésion au protocole ISDA Fallback au mois de novembre 2021, le Libor GBP a été remplacé par le Sonia sur l'ensemble des instruments dérivés concernés à compter du 1^{er} janvier 2022.

Pour le Libor USD, les opérations de remplacement seront menées dans le cadre du calendrier de cessation de sa publication, soit d'ici le 30 juin 2023.

Après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale (VD4) sur l'année 2021. Trois visites décennales (VD4 : Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021. La quatrième visite décennale de Dampierre 1 s'est achevée le 5 février 2022.

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MWe et 1 450 MWe), qui sont plus récents, était, jusqu'au 31 décembre 2020, maintenue à 40 ans. Sur l'exercice 2021, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe étant réunies, EDF a procédé à ce changement d'estimation au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 2.1.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France »).

La durée d'amortissement des tranches du palier 1 450 MWe (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux) qui est beaucoup plus récent, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas encore réunies. Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cours est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échelonniers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2021 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif dans les états financiers d'EDF (voir note 28).

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et/ou d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MWe et 1 300 MWe et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MWe).

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2021 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2021 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

Mécanisme de capacité

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

Un mécanisme de capacité a ainsi été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; par ailleurs, l'ARENH, bien qu'inchangé dans son niveau depuis sa mise en place, est réputé intégrer depuis début 2017 une valeur capacitaire, à la suite de l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - » exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - » acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation, une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciel en tant que SaaS (Software as a Service) sont généralement comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Pour être enregistrées en immobilisations, les dépenses relatives aux contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15).
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers coeurs (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT-cycles combinés gaz) 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire 40 à 50 ans
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et France Urbaine, les autres contrats, relevant quant à eux, de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions, étant précisé que le matériel électromécanique est quant à lui généralement amorti sur 50 ans.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 1.14.2).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 29 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (article L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.



1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêt, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :

» pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures,

» au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'IAIE, IHS, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents).

- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est principalement déterminée par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe, et tient également compte le cas échéant, d'éléments d'évaluation complémentaires, obtenus par exemple dans le cadre des tests de dépréciation réalisés aux bornes du Groupe.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds d'its réservés.

Par ailleurs, sont également classées en autres titres immobilisés, les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels

sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émissions de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.5).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts obligataires

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Dans le cas particulier de l'émission des Océanes réalisée en septembre 2020, EDF a décidé d'appliquer pour la comptabilisation de la prime d'émission la méthode dite de deux opérations distinctes et pour son amortissement la méthode des intérêts courus tel que prévu au Plan Comptable Général (PCG, art. 212-10).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 Autres fonds propres

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat au prorata temporis.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions d'énergie hydraulique.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité - SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler). Ces passifs non financiers recouvrent :
 - » l'amortissement constitué sur la partie des biens réputés financés par le concédant,
 - » la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions d'énergie hydraulique

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraitements d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou opérations similaires, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets (le cas échéant) et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers courants). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes sur des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie et de prestations de service :
 - » les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
 - » les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
 - » les pertes sur contrats de prestations de service liés à l'activité gaz sont évaluées en comparant les coûts liés à l'exécution des contrats et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 Avantages du personnel

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Electriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière ...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail ...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

A la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la Sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du Statut National du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et d'Engie correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement, et des taxes). À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas

de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;

- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que futures, forwards, swaps et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1^{er} janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1^{er} janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne.

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en-deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (110 euros par tonne de CO₂ pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 %/1990 pour l'Union européenne)⁽¹⁾. Il prévoit notamment d'accroître le rythme des réductions annuelles des quotas à 43 millions de tonnes par an (correspondant à 2,2 % des allocations 2010).

Par ailleurs, la Commission européenne a présenté, le 14 juillet dernier, un ensemble de propositions législatives « Fit for 55 », visant à rapprocher l'Union européenne de son objectif rehaussé de diminution des émissions de CO₂ d'au moins 55 % (par rapport aux niveaux de 1990) à l'horizon 2030. À l'issue d'un processus de négociation, au sein des institutions européennes, qui devrait durer entre 12 et 18 mois, le système des quotas devrait évoluer.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère longible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005, instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), soumet les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil, à des obligations d'économies d'énergie sur une période initialement triennale.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats à des acteurs éligibles.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les Certificats d'Économies d'Énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 2 Événements et transactions significatifs

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 1 300 MWe en France

EDF considère que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 1 300 MWe en France avec sa stratégie industrielle, sont réunies en 2021.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux déjà effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, EDF a un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations

1 300 MWe à fonctionner au moins 50 ans. Ceci est également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, EDF progresse avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur son programme du réexamen périodique pour la quatrième visite décennale du palier 1 300 MWe (VD4 1 300 – projet inclus dans le programme Grand Carénage). Ce programme suit une méthodologie de travail et vise des ambitions, tout particulièrement en matière de sûreté, analogues au quatrième réexamen périodique du palier 900 MWe dont il tire bénéfice des enseignements. En décembre 2019, l'ASN, dans sa réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs de 1 300 MWe, y indiquait globalement son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4.

Surtout, l'accord de l'ASN publié en février 2021 sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, et la réussite industrielle des premières occurrences des quatrièmes visites décennales des tranches du palier 900 MWe (après la tête de série Tricastin 1 en décembre 2019, Bugey 2 et Bugey 4 ont franchi

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet "Fit for 55".

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur le premier semestre 2021, et Tricastin 2 sur le deuxième semestre 2021) renforcent la confiance d'EDF dans la pertinence et la maîtrise de son programme pour le palier 1 300 MWe.

Au terme de sa VD4, le palier REP 1 300 MWe aura ainsi atteint un niveau de sûreté se rapprochant de celui fixé pour l'EPR.

De plus, la prolongation du palier 1 300 MWe au-delà de 40 ans, présente une rentabilité élevée, même en cas de scénarios de prix long terme dégradés et dans différents scénarios de sensibilité.

Enfin, un fonctionnement des tranches 1 300 MWe à 50 ans est compatible avec les dispositions de la loi Énergie Climat du 8 novembre 2019 (50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2035) et le décret d'adoption de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie du 21 avril 2020. L'étude réalisée par RTE à la demande du gouvernement sur des scénarios de mix électrique permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, intitulée « Futurs énergétiques 2050 » dont le rapport d'étape a été publié en juin 2021 et dont les principaux résultats de l'étude ont été publiés le 25 octobre 2021, constate un besoin important de capacité de production décarbonnée, et retient dans tous ses scénarios pour la période post-2035 une hypothèse de poursuite d'exploitation du parc existant au-delà de 50 ans, avec des fermetures s'échelonnant entre 50 et 60 ans.

Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, EDF considère que la meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe est aujourd'hui de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

EDF a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2021, pour l'ensemble des centrales du palier 1 300 MWe.

Ce changement d'estimation, mis en œuvre de façon prospective, a les conséquences suivantes sur les états financiers d'EDF au 31 décembre 2021 :

- au 1^{er} janvier 2021, du fait principalement des décalages des échéanciers de décaissements, les provisions liées à la production nucléaire diminuent globalement de 1 016 millions d'euros (voir note 28), dont 848 millions d'euros soumis à couverture par des actifs dédiés. Cette diminution de provision est imputée principalement sur la valeur nette comptable des actifs (à hauteur de 1 031 millions d'euros, voir note 17), et pour le reste sur le compte de résultat (à hauteur de (15) millions d'euros). Elle est fiscalisée en grande partie et a généré un décaissement d'impôt de 184 millions d'euros ;
- sur l'exercice 2021 :
 - la mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 494 millions d'euros sur l'exercice (562 millions d'euros de moindre charge de dotations d'exploitation (voir note 11.1 renvoi (1)) et (68) millions d'euros de charge d'amortissement dérogatoire comptabilisée en résultat exceptionnel),
 - la diminution des provisions nucléaires au 1^{er} janvier 2021 entraîne une diminution de la charge de désactualisation de 33 millions d'euros,
 - la reprise en résultat des contributions reçues sur centrales en participation diminue de 23 millions d'euros,
 - la diminution de la provision nucléaire derniers cœurs a un impact de 57 millions d'euros en résultat exceptionnel au titre de la reprise de la provision pour contentieux fiscal afférente.

Au global, les différents effets viennent augmenter le résultat avant impôt de l'exercice de 546 millions d'euros et le résultat net de 221 millions d'euros.

2.1.2 EPR de Flamanville 3

Développements 2020

Les principaux développements sur le chantier relatifs à 2020 sont les suivants :

La deuxième phase des essais dits « à chaud » débutée le 21 septembre 2019 a été finalisée en février 2020. Ces essais permettent de tester l'installation en conditions normales de fonctionnement.

Dans le contexte de la crise sanitaire et du fait d'un cluster Covid-19 identifié dans la région Manche, les activités sur le site de Flamanville ont été réduites à partir de

mi-mars aux seules activités de sûreté, de sécurité des installations et de surveillance de l'environnement et avaient progressivement repris depuis le 4 mai 2020 pour revenir à un rythme proche du nominal dès juillet 2020.

Les essais fonctionnels cuve ouverte se sont déroulés avec succès du 21 mai au 25 juin 2020.

À la suite de la décision de l'ASN du 8 octobre 2020 qui a autorisé la mise en service partielle de l'EPR, les premiers assemblages de combustible sont arrivés sur site le 26 octobre et sont stockés dans la piscine du bâtiment réacteur.

En parallèle, le processus de remise à niveau des soudures hors traversées situées sur le circuit secondaire principal présentant des écarts de qualité ou ne respectant pas les exigences du référentiel « exclusion de rupture » défini par EDF se poursuit, et plusieurs soudures ont été reprises depuis le mois d'août 2020 suite aux premières autorisations données par l'ASN. Par ailleurs, EDF a décidé d'inclure, dans le périmètre de remise à niveau du circuit secondaire principal, les soudures du circuit d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ARE). La qualification du procédé de réparation des traversées ARE est en cours, avec un objectif d'intervention au second semestre 2021. À ce stade, une centaine de soudures des circuits secondaires est concernée par des réparations. En 2020, la revue de l'impact du premier confinement sur le chantier n'a pas amené à modifier les cibles de dates du changement de combustible et de coût de construction annoncées en octobre 2019 mais a montré que le projet n'a plus de marge, ni en termes de calendrier ni en termes de coûts. Le respect de ces cibles est dépendant de nombreux facteurs et notamment des instructions menées par l'ASN sur les modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, et en particulier de la qualification des robots soudeurs pour la reprise des soudures de traversées.

La décision finale de l'ASN relative à l'agrément de l'ensemble du procédé de robots télé-opérés, reportée au premier trimestre 2021, conditionne en effet le début de reprise des soudures de traversées. Ce lot fait partie de ceux qui sont sur le chemin critique de finalisation du chantier de l'EPR dans le calendrier cible.

Développements 2021

La réception des assemblages combustible nécessaires au premier chargement s'est poursuivie au cours du 1^{er} semestre et l'intégralité du 1^{er} cœur est désormais entreposé dans la piscine HK de l'EPR de Flamanville.

Le procédé de réparation des traversées vapeur du Circuit Secondaire Principal par robots télé-opérés a été qualifié par l'ASN le 19 mars 2021, avec plusieurs semaines de décalage par rapport au délai prévu et les travaux de remise à niveau des 8 soudures en écart par rapport au référentiel « exclusion de rupture » ont été lancés. Les 8 soudures de traversées concernées ont toutes été remises à niveau en 2021, avant traitement thermique de détensionnement (TTD). La démonstration de la qualification du procédé de TTD des soudures de traversées VVP a été validée par l'ASN qui a donné son autorisation fin 2021 pour mise en œuvre. Par ailleurs, 4 soudures de traversées ARE (sur les lignes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur) sont également concernées par des réparations. La qualification du procédé de réparation est en cours par l'ASN. Ce procédé est une adaptation de celui utilisé pour réparer les traversées VVP.

Concernant les soudures hors traversées du Circuit Secondaire Principal présentant des écarts de qualité (sont concernées par des travaux de reprise 45 soudures VVP et 32 ARE), l'ASN a donné son accord en avril 2021 pour la reprise d'un troisième lot de 6 soudures. Sur les 3 lots autorisés à date, 12 soudures ont été réalisées. L'ASN a donné son accord sur la réalisation des contrôles réglementaires associés en avril. Ces contrôles sont en cours.

Au total, une centaine de soudures du Circuit Secondaire Principal (de traversées et hors traversées) sont concernées par des réparations sur les tuyauteries VVP et ARE. La plupart des soudures devront subir, comme dernière étape, un traitement thermique de détensionnement optimisé avant ultime contrôle. La réparation de ces soudures reste l'un des principaux enjeux sur le chemin critique du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 2 mars 2021, un événement significatif auprès de l'ASN au titre de la prise en compte incomplète du référentiel d'études de 2006 pour l'implantation de 3 piquages sur le Circuit Primaire Principal (un piquage est un élément qui permet de raccorder une tuyauterie à un circuit principal). Trois scénarios ont été instruits à la demande de l'ASN par les équipes d'ingénierie du Groupe. Un dossier a été adressé le 21 juin à l'ASN indiquant qu'EDF retenait la solution de pose d'un « collier de maintien » (CDM) sollicitant un positionnement de l'ASN sur cette solution pour permettre d'enclencher l'ensemble des activités de conception et d'approvisionnement d'ici la fin de l'année 2021. L'ASN a indiqué par courrier le 8 octobre 2021 qu'elle n'avait pas d'opposition de principe à cette solution. Le dossier de conception des CDM sera néanmoins instruit par l'IRSN.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Également, suite aux constats de corrosion faits sur l'EPR d'Olkiluoto (Finlande) sur les soupapes du pressuriseur, EDF a réalisé des contrôles sur ces matériels et constaté également la présence de traces de corrosion sur les soupapes de l'EPR de Flamanville. Le matériau de certains composants des pilotes des soupapes a été modifié afin de tenir compte de ce retour d'expérience. Plusieurs tests de résistance à la corrosion ont été réalisés pour sélectionner le meilleur matériau. Ces composants sont en cours de fabrication et seront installés sur le site au premier semestre 2022. L'ASN a été informée régulièrement des choix techniques et n'a pas formulé d'opposition sur cette stratégie. L'ASN et l'IRSN poursuivent par ailleurs l'instruction du fonctionnement et de la fiabilité des soupapes du pressuriseur. EDF prévoit de répondre aux dernières interrogations de l'IRSN, afin qu'il finalise son instruction de la conception des soupapes d'ici la fin du premier semestre 2022.

Au fur et à mesure de la poursuite des travaux, de nouveaux sujets techniques émergent et sont susceptibles de majorer le coût à terminaison et le risque de report. Tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage, EDF a été amené à ajuster le calendrier du projet de Flamanville 3 le 12 janvier 2022. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023. L'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros, exprimé en euros₂₀₁₉ et hors intérêts intercalaires.

Avant de procéder au chargement du combustible dans la cuve du réacteur et à la réalisation des essais d'ensemble de démarrage, plusieurs activités sont encore à réaliser. Il s'agit notamment :

- de la fin de la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal ;
- d'une nouvelle campagne d'essais de qualification de l'installation avant le chargement du combustible dans le réacteur ;
- de l'intégration du retour d'expérience de l'arrêt technique rencontré sur le réacteur de Taishan 1 ;
- de finitions sur l'installation et de la fourniture de l'ensemble des documents nécessaires pour l'exploitation.

Comme indiqué en janvier 2022, les inspections réalisées sur les assemblages combustible concernés ont montré un phénomène d'usure mécanique de certains composants d'assemblages, un tel phénomène ayant déjà été rencontré sur plusieurs réacteurs du parc nucléaire français. Dans la perspective du démarrage de Flamanville 3, une solution sera instruite avec l'Autorité de sûreté nucléaire.

2.1.3 Grand carénage

EDF mène depuis 2014 le programme Grand Carénage, qui vise à améliorer la sûreté et à poursuivre le fonctionnement des réacteurs du parc nucléaire au-delà de 40 ans. La dernière estimation du coût du programme pour la période 2014-2025, en date du 29 octobre 2020, était de 49,4 milliards d'euros courants.

Cette estimation prenait en compte les premiers enseignements sur les travaux complémentaires à mener, induits par le processus d'instruction du quatrième réexamen périodique des réacteurs 900 MWe qui s'est achevé avec la décision rendue par l'ASN le 23 février 2021, intégrant des études, modifications et équipements supplémentaires non prévus initialement et visant à améliorer le niveau de sûreté. Elle intégrait également la révision de la durée prévisionnelle de réalisation des arrêts programmés pour maintenance (visites décennales et visites partielles), tirant le retour d'expérience des années précédentes, ainsi que les impacts de la crise sanitaire tels qu'ils ont pu être estimés en 2020 sur la période 2020-2022. L'estimation du coût du programme fait l'objet de mises à jour régulières et s'établit à date à 50,2 milliards d'euros courants. Ce chiffrage tient compte de nouveaux travaux, études et contrôles à réaliser ainsi que de la réévaluation de certains coûts. Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025. Les dépenses d'investissement resteront donc élevées au-delà de cette date.

Les principaux événements et jalons industriels du Programme en 2021 ont été les suivants :

- le 23 février 2021, l'ASN a rendu son avis sur la partie générique de la poursuite de fonctionnement des réacteurs 900 MWe pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique, considérant que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit couvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement de ces réacteurs pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. Après Tricastin 1 fin 2019, Bugey 2, Bugey 4 et Tricastin 2 ont franchi en 2021 le cap des 40 ans d'exploitation et redémarré après la réussite de leur quatrième visite décennale sur l'année 2021. Trois visites décennales (Dampierre 1, Bugey 5 et Gravelines 1) étaient par ailleurs en cours au 31 décembre 2021 ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux s'est poursuivi avec 150 pôles de transformateurs principaux sur 174 remplacés soit 86 % du programme ;

- 27 tranches du palier 900 MWe sur un total de 32 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur ;
- l'ensemble des 56 Diesels d'Ultime Secours a été mis en exploitation, le dernier (Paluel 1) ayant été mis en service en février 2021.

2.1.4 EDF remet à l'exploitant nucléaire indien NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française en vue de la construction de six EPR sur le site de Jaitapur

Le 22 avril 2021, EDF a remis à NPCIL l'offre technico-commerciale engageante française pour la fourniture des études d'ingénierie et des équipements en vue de la construction de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur, dans l'état du Maharashtra en Inde. Ce jalon majeur pour EDF, ses partenaires et l'industrie nucléaire française permet d'engager les discussions en vue de la convergence sur un accord-cadre engageant (voir communiqué de presse du 23 avril 2021).

2.1.5 Conclusion d'un accord transactionnel entre EDF et AREVA

EDF et AREVA ont conclu le 29 juin 2021 un accord transactionnel prévoyant le paiement par AREVA à EDF d'une indemnité transactionnelle de 563 millions d'euros d'ici le 31 décembre 2021.

Cette transaction et l'exécution de deux sentences arbitrales intervenues le 29 juin 2021 et le 30 juin 2021 permettent de clore l'ensemble des différends entre EDF et AREVA relatifs au contrat d'acquisition de Framatome conclu en 2017 ainsi qu'à leurs relations commerciales antérieures à l'acquisition.

La signature de ce protocole s'est traduite par l'encaissement d'un montant de 563 millions d'euros, en contrepartie d'un produit exceptionnel pour 501 millions d'euros (voir note 14), de l'ajustement de la valeur des titres de participation Framatome pour (29) millions d'euros. Le solde est comptabilisé en dettes à hauteur de 33 millions d'euros au titre de montants encaissés pour compte de tiers.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations sociales hybrides

EDF a lancé le 26 mai 2021 une émission d'Obligations Sociales Hybrides à durée indéterminée libellées en euros, pour un montant nominal total de 1,25 milliard d'euros avec un coupon initial de 2,625 % et une première option de remboursement anticipé au gré d'EDF le 1^{er} juin 2028.

EDF peut procéder à tout moment au remboursement en numéraire des Obligations Sociales Hybrides au cours de la période de 60 jours précédant la première date de révision du taux d'intérêt, qui est prévue dans 7 ans (soit en 2028), et à chaque date de versement du coupon qui suivra.

Ces émissions sont comptabilisées en autres fonds propres (voir note 25).

Les fonds levés sont dédiés aux financements de projets éligibles comprenant les dépenses d'investissements engagées par le groupe EDF en passant commande auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production ou de distribution du groupe EDF en Europe et au Royaume-Uni (voir pour plus de détails l'EDF Social Bond Framework I). Dans le respect des Social Bond Principles et des Sustainability Bond Guidelines de l'ICMA (International Capital Market Association), cette émission d'Obligations Sociales Hybrides est cohérente avec les engagements et la stratégie RSE (Responsabilité Sociale de l'Entreprise) de l'entreprise en matière de développement territorial responsable et de développement des filières industrielles.

Le règlement-livraison est intervenu le 1^{er} juin 2021, date à laquelle les Obligations Sociales Hybrides ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations sociales émises par EDF font l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes, voir partie 6.8 du Document d'enregistrement universel 2021.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

2.2.2 Émission d'obligations vertes senior

EDF a lancé le 23 novembre 2021 une émission d'obligations vertes senior à échéance au 29 novembre 2033 libellées en euros, pour un montant nominal de 1,75 milliard d'euros et avec un coupon fixe de 1 % (voir note 33 renvoi (1)).

Un montant égal au produit net des Obligations sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles (Eligible Projects) nouveaux ou existants, tels que définis dans le Green Bond Framework d'EDF⁽¹⁾.

Le règlement-livraison est intervenu le 29 novembre 2021, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Cette émission a été complétée par une seconde émission lancée le 6 décembre 2021 pour un montant nominal de 100 millions d'euros, de même coupon et maturité que la souche émise le 23 novembre 2021, et est fongible dans cette dernière 40 jours après sa date d'émission (voir note 33 renvoi (1)).

2.2.3 EDF annonce la signature d'une nouvelle facilité de crédit indexée sur des indicateurs sociaux et syndiquée auprès de 9 banques

EDF a annoncé le 24 décembre 2021 la syndication d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 1,5 milliard d'euros avec une maturité initiale de trois ans dont le coût sera indexé sur quatre indicateurs de performance (« KPI ») ESG du Groupe, et particulièrement sous l'angle de sa responsabilité sociale.

Cette nouvelle ligne de crédit à laquelle participent 9 banques relationnelles européennes et nord-américaines réaffirme le rôle central des outils de finance durable dans la stratégie de financement d'EDF. Bank of America et Natixis sont intervenus comme Coordinateurs ESG, Crédit Agricole Corporate & Investment Bank comme agent de la documentation et agent de la facilité et Société Générale comme agent de la syndication. Bank of America, BNP Paribas, Crédit Agricole Corporate & Investment Bank, Natixis, Société Générale et Wells Fargo ont agi par ailleurs en tant qu'Arrangeurs Mandatés Principaux et Teneurs de Livre.

EDF poursuit son engagement en matière de finance responsable, avec 9,3 milliards d'euros de facilités de crédits indexées ESG à fin 2021, soit plus de 75 % de ses lignes de crédit, et une ambition d'atteindre 100 % dans les années à venir. Alignée avec sa raison d'être, cette démarche permet à EDF de renforcer son engagement en faveur de solutions de financement innovantes et d'intégrer les engagements RSE du Groupe.

Les indicateurs de cette facilité de crédit s'articulent sur 4 axes liés aux principes de transition juste et inclusive d'EDF, en faveur de toutes ses parties prenantes :

- salariés : le Groupe se donne comme objectif d'atteindre 33 % de femmes dans les Comités de Direction d'ici à 2026 ;

- clients : grâce à des solutions numériques d'efficacité énergétique EDF permet à ses clients de mieux comprendre leur consommation et de réduire leur facture d'énergie ;

- fournisseurs : en cohérence avec son Plan Excell, EDF met en place un plan d'actions en faveur de la relocalisation et de l'accompagnement des PME dans le secteur du nucléaire dans le cadre du programme France Relance ;

- communautés : le Groupe s'engage dans un dialogue constant avec les communautés et les territoires partout où il opère. Pour cela, il organise autour des nouveaux projets une démarche de dialogue et de concertation, en cohérence avec les principes de l'Équateur, impliquant les communautés locales tout au long du cycle de vie des projets.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs sociaux vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes et maintenant sociales où le Groupe s'est imposé comme un émetteur de référence avec l'équivalent de 10 milliards d'euros émis depuis 2013.

2.3 Conséquence de la crise sanitaire Covid-19

Les perturbations économiques provoquées par la crise sanitaire ont eu en 2020 des répercussions importantes sur de nombreuses activités d'EDF notamment la production nucléaire, les chantiers et la commercialisation.

Dans le cadre de la clôture semestrielle au 30 juin 2020, puis dans le cadre de la clôture annuelle au 31 décembre 2020, un travail approfondi avait été réalisé par EDF dans les différentes entités et au niveau central afin d'élaborer des estimations fiables des impacts liés à la crise sanitaire dans les états financiers sur la base de reportings spécifiques, et des principes d'évaluation explicites dans les états financiers semestriels (voir note 2.1) et annuels 2020 (voir note 2.1).

Les effets de la crise sanitaire sur le résultat d'exploitation étaient évalués à (862) millions d'euros au 31 décembre 2020 en lien avec la baisse de la production nucléaire, la diminution de la demande et la constatation de provisions pour dépréciation clients.

Même si la crise sanitaire a continué à produire des effets sur l'année 2021, ses effets sur le résultat d'exploitation au 31 décembre 2021 présentent un caractère peu significatif, diffus et difficilement traçable.

Provision dépréciation des créances clients

S'agissant de l'estimation des pertes de crédit sur les créances clients au 31 décembre 2020, les différentes analyses menées avaient conduit à une augmentation des dépréciations des créances clients en lien avec la crise, à hauteur de 85 millions d'euros sur l'exercice 2020, sur la base des principes exposés en note 2.1.2 des états financiers au 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2021, la mise à jour des analyses de risques tenant compte des niveaux de recouvrement observés sur l'année, a conduit à procéder à des reprises de provisions pour un total de 34 millions d'euros (voir note 11.2 renvoi (2)).



Note 3 Évolutions réglementaires en France

Les principales évolutions réglementaires relatives à l'exercice 2021 sont présentées ci-dessous, les évolutions 2022 sont présentées en note 41.

3.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE-tarifs bleus)

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

Conformément à la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 autorise le maintien des TRVE au seul bénéfice des consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros.

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRVE. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Dans une délibération du 14 janvier 2021, la CRE a proposé une augmentation de 1,61 % TTC (soit 1,93 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 2,61 % TTC (soit 3,23 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2021. Cette proposition de réévaluation du niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité

(1) Le Framework ainsi que la revue indépendante par Vigor Eris sont disponibles dans la section « Finance Durable » du site Internet de la Société (www.edf.fr).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

par la CRE tient compte en particulier de l'augmentation du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, de l'ajustement du rattrapage des écarts entre coûts et recettes des TRVE des années 2019 et 2020, de l'évolution des coûts commerciaux liés aux prévisions d'impayés en 2021 notamment dans le contexte de la crise sanitaire et de l'ajustement des coûts de commercialisation sur le périmètre des clients non résidentiels restant éligibles au tarif réglementé. La proposition de la CRE a été confirmée par les décisions tarifaires du 28 janvier 2021, publiées au Journal officiel le 31 janvier 2021 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2021.

Dans une délibération du 8 juillet 2021, compte tenu de l'évolution du TURPE applicable au 1^{er} août 2021 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé une augmentation de 0,48 % TTC (soit 1,08 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 0,38 % TTC (soit 0,84 % HT) des tarifs bleus non résidentiels. La CRE a proposé que cette évolution s'applique à compter du 1^{er} août 2021.

Cette évolution proposée est la conséquence de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC), de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC) et de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

La comparabilité des périodes est ainsi affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1^{er} août 2020 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
02/07/2020	1,54 % TTC (1,82 % HT)	1,58 % TTC (1,81 % HT)	29/07/2020	01/08/2020
14/01/2021	1,61 % TTC (1,93 % HT)	2,61 % TTC (3,23 % HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	0,48 % TTC (1,08 % HT)	0,38 % TTC (0,84 % HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	4 % TTC (24,3 % HT)	4 % TTC (23,6 % HT)	28/01/2022	01/02/2022

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

TURPE 5 bis Distribution

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 bis HTA-BT de + 2,75 % au 1^{er} août 2020. Cette évolution tient compte de + 0,92 % au titre de l'inflation, de + 1,85 % au titre de l'ajustement du CRCP et de - 0,02 % au titre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018.

S'agissant des charges de transport, le 14 mai 2020, la CRE a adopté une délibération ayant pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de - 1,08 % au 1^{er} août 2020. Cette baisse résulte de la prise en compte d'une augmentation de l'inflation de 0,92 % compensée par une diminution de 2 % au titre de l'ajustement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP⁽¹⁾).

TURPE 6 Distribution

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n° 0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

S'agissant des charges de distribution dans la délibération n° 2021-13 du 21 janvier 2021, décision portant sur le tarif, la CRE fixe la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 %. L'évolution tarifaire moyenne s'est établie à + 0,91 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,39 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

S'agissant des charges de transport, dans la délibération n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif, la CRE, pour rémunérer la base d'actifs régulés (BAR), retient un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt. L'évolution tarifaire s'est établie en moyenne à + 1,09 % au 1^{er} août 2021 et à + 1,57 % par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

3.2 Commissionnement fournisseur

En application de la délibération de la CRE du 18 janvier 2018, les fournisseurs d'énergie sont rémunérés pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils effectuent pour le compte des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) auprès des clients en contrat unique.

Le principe de commissionnement est identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés électricité donnent lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1^{er} août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1^{er} août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2018), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond, qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 introduit par ailleurs une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseau une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

3.3 Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux. Le Code de l'énergie dispose qu'il est procédé à une péréquation des charges de distribution d'électricité en vue de répartir entre les gestionnaires de réseau publics de distribution d'électricité les charges résultant de leur mission d'exploitation des réseaux publics. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI.

Dans sa délibération du 28 juillet 2021, la CRE a fixé, sur la base de l'analyse de ses comptes, la dotation définitive au titre du Fonds de péréquation de l'électricité pour SEI, à 195,3 millions d'euros au titre de 2021.

3.4 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Mécanisme

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser certains écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquels sont fondés les tarifs.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) initialement compensées via deux comptes du budget de l'État : un compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » et un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général, les charges de Service public de l'énergie sont depuis le 1^{er} janvier 2021 uniquement compensées par le Budget Général.

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2021 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2021 un compte « Service public de l'énergie » inscrit au Budget Général doté d'un montant de 9,1 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération) à la production des ENR et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés au soutien à la production hors ENR (cogénération essentiellement) ainsi que les charges liées à la pénétration tarifaire dans les Zones Non Interconnectées.

Par ailleurs, les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au Budget Général. La taxe CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la taxe CSPE est fixé depuis 2016 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique). Son niveau reste inchangé en 2021.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF au titre de l'année 2021 s'élève à 5 472 millions d'euros. Les montants encaissés sur l'année 2021 en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 8 085 millions d'euros.

L'excédent de compensation résulte principalement de l'évolution des prix de marché entre 2020 et 2021. Les charges à compenser au titre du soutien des ENR électriques, ont fortement diminué sous l'effet de la hausse des prix de marché en 2021, alors que les compensations reçues de l'État (définies dans la loi de finances 2021 sur la base de prix de marché 2020 particulièrement bas) sont très élevées.

Au 31 décembre 2021, EDF constate ainsi une dette d'exploitation due à l'État de 294 millions d'euros (contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020).

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021
Prix (€/kWh)	10,0	9,3	17,4	19,5	31,2

L'année de livraison 2022 a été ouverte aux sessions de marché en 2020. Depuis, dix sessions de marché ont eu lieu dont six en 2021. Elles ont révélé par ordre chronologique les prix suivants :

- en 2020 : 16,6 €/kWh en avril ; 38,9 €/kWh en juin ; 18,1 €/kWh en octobre et 18,2 €/kWh en décembre ;
- en 2021 : 28,3 €/kWh en mars ; 28,2 €/kWh en avril ; 28,8 €/kWh en juin ; 29,9 €/kWh en septembre ; 31,5 €/kWh en octobre et 23,9 €/kWh en décembre.

3.6 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

4^e période CEE (2018 à 2021)

Initialement prévue sur la période 2018-2020, la quatrième période a été prolongée d'un an (loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'Énergie et au Climat). Elle est principalement caractérisée par un fort relèvement du niveau d'obligations d'économies d'énergie (1 600 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 533 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité), et par l'introduction d'un chapitre relatif à la lutte contre la fraude (renforcement du nombre et de l'efficacité des contrôles et des sanctions).

De plus, EDF s'est acquitté, au cours de l'année 2021, d'un montant de 255 millions d'euros au titre d'un reversement de trop-perçus en 2016 portant sur l'ancien mécanisme de CSPE.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 22 juillet 2021 sa délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 constatant, pour EDF, la prévision des charges de service public au titre de 2022 (7 620 millions d'euros), la réprévision des charges au titre de 2021 (7 142 millions d'euros), ainsi que les charges constatées au titre de 2020 (8 034 millions d'euros).

3.5 Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

En 2021, la clause de revoyure du mécanisme de capacité a donné lieu à la publication par RTE d'un rapport de retour d'expérience sur le fonctionnement et les performances du mécanisme lors des premières années de fonctionnement. Sur cette base, RTE a soumis à la CRE, le 29 novembre 2021, un projet d'évolution des règles du mécanisme pour avis. Dans la délibération 2021-370 du 16 décembre 2021, la CRE a rendu un avis favorable à ces propositions de modification de règles ainsi qu'à la modification de certains paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024 (contribution des interconnexions, vecteur de température extrême et coefficient de sécurité). Elle estime que les modifications proposées permettent de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs et d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité. Les nouvelles règles ont été approuvées par arrêté du ministre de la Transition écologique en date du 21 décembre 2021. Ce nouveau jeu de règles fixe notamment au 1^{er} mars 2022 la date d'ouverture des échanges de garanties de capacité au titre des années de livraison 2023 et 2024.

Les enchères organisées par EPEX Spot pour les années de livraison 2023 et 2024 démarreront à partir de mars 2022.

Une nouvelle phase de concertation est prévue en 2022 : celle-ci portera sur les évolutions structurelles du mécanisme à partir de l'année de livraison 2025 et nécessitera un avis favorable de la Commission européenne.

Les sessions de marché de 2020 ont été marquées par une forte hausse des prix de la capacité pour les années 2020 et suivantes à partir de la session de juin. Cela s'explique principalement par la prise en compte par les acteurs du risque de la moindre disponibilité du parc pour les périodes de pointe dans le contexte lié à la crise Covid-19. En 2021, les prix sont restés plutôt élevés, soutenus par les prix de l'électricité et un système électrique tendu pour l'hiver 2021-2022.

Pour les années de livraison 2017 à 2021, les prix moyens de marché, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

En cas de déficit de certificats en fin de période, l'obligé est exposé à une pénalité libératoire de 15 €/MWhc manquant.

Pour répondre à ces obligations, EDF a tout mis en œuvre pour accroître sa production de Certificats d'Économie d'Énergie, tirant notamment parti des opérations « coups de pouce » lancées en début d'année 2019 (aide à l'isolation, aide au remplacement d'une chaudière à fioul par une pompe à chaleur, abondement à 50 % de la prime d'économie d'énergie pour les utilisateurs d'une pompe à chaleur, offre sur le contrat d'entretien de la pompe à chaleur...).

Malgré le fort relèvement en 4^e période du niveau d'obligations d'économies d'énergie, EDF a rempli son obligation CEE au titre de la 4^e période (2018-2021) et dispose d'un stock au début de la 5^e période (2022-2025).

5^e période CEE (2022 à 2025)

Le décret n° 2021-712 relatif à la 5^e période des CEE (2022 à 2025) est paru au Journal officiel le 5 juin 2021. Le décret accroit l'efficacité du dispositif (baisse forte des bonifications, calculs plus proches des économies réelles...), renforce les financements auprès des ménages en grande précarité (hausse de l'obligation précarité, périmètre restreint aux ménages grands précaires, hausse de la pénalité précarité à 20 €/MWhc) et favorise les énergies décarbonées :



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

- le niveau d'obligation global augmente de 17,2 % à 2 500 TWhc (obligation Précairie + 37 % à 730 TWhc, obligation Classique + 11 % à 1 770 TWhc) ;
- le coefficient CEE (MWhc à produire par MWh d'énergie vendu) baisse de - 10,2 % pour l'électricité et augmente de 51,8 % pour le gaz ;
- pour l'électricité et le gaz, le seuil de la franchise CEE est réduit progressivement de 400 GWh/an actuellement à 300 GWh/an en 2022, 200 GWh/an en 2023 et enfin 100 GWh/an en 2024 et pour les années ultérieures.

3.7 ARENH

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté à 100 TWh par an (voir note 41).

Par sa délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2022 et a instauré, au vu de la crise exceptionnelle traversée par le marché de l'électricité, des contrôles renforcés et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs.

Elle dispose que les filiales contrôlées par EDF seront exclues intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseaux qui ne le sont pas) pour les volumes

conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 introduit de nouvelles dispositions. Elle augmente le volume global maximal pouvant être cédé dans le cadre de l'ARENH, initialement fixé à 100 TWh, à 150 TWh à compter du 1^{er} janvier 2020, permettant ainsi au gouvernement de modifier le volume global maximal au-delà de 100 TWh par arrêté ministériel (voir note 41). Elle permet en outre de réviser le prix de l'ARENH par arrêté des ministres pendant une période transitoire.

Concernant le guichet de novembre 2021, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF) pour livraison 2022 s'est élevée à 160,36 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,03 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 160,33 TWh, et procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales via les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (26,4 TWh).

Des contentieux en lien avec l'ARENH ont par ailleurs été initiés en 2020 par des fournisseurs d'énergie dans le contexte de crise sanitaire. Ils sont décrits en note 37.

Comme annoncé dans le projet de PPE publié le 25 janvier 2019, le gouvernement avait lancé, en janvier 2020, un appel à contributions sur les constats fondamentaux qui ont conduit au projet de la réforme de la régulation économique du nucléaire existant ainsi que sur ses principes de construction et de fonctionnement, projet de régulation qui remplacerait l'ARENH. Comme de nombreux autres acteurs du secteur, le groupe EDF a contribué à cette consultation, qui s'est achevée le 17 mars 2020.

Le ministre de la Transition écologique et solidaire et le ministre de l'Économie et des Finances ont confié à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) une mission relative à l'expertise des coûts supportés par l'opérateur nucléaire et à la détermination de la juste rémunération de cette activité dans le cadre de la future régulation du nucléaire existant envisagée par les autorités françaises. En 2021, il n'y a pas eu de développements significatifs sur les termes et conditions d'une possible nouvelle régulation du nucléaire existant.

Compte de résultat

Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Ventes d'énergie*	50 390	41 692
dont électricité	42 906	37 456
dont gaz	7 484	4 236
Ventes de services et divers	2 611	2 623
CHIFFRE D'AFFAIRES	53 001	44 315

* Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La variation du chiffre d'affaires observée en 2021 sur les ventes d'électricité est liée à :

- des effets volumes favorables dont :
 - la hausse de la production nucléaire de 25,3 TWh, notamment en lien avec la crise sanitaire qui avait conduit en 2020 à moduler significativement la production,
 - un climat plus froid en 2021 qu'en 2020 ;
- partiellement compensés par l'évolution du portefeuille clients.

Cette progression du chiffre d'affaires s'explique également par des effets prix favorables sur les offres de marché et sur les ventes au tarif réglementé. S'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix résulte de l'indexation des tarifs au 1^{er} février 2020 (+ 3,0 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,1 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1^{er} août 2020 (+ 1,82 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 1,81 % sur les tarifs bleus non résidentiels), au 1^{er} février 2021 (+ 1,93 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 3,23 % sur les tarifs bleus non résidentiels), et au 1^{er} août 2021 (+ 1,08 % sur les tarifs bleus résidentiels et + 0,84 % sur les tarifs bleus non résidentiels).

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires est principalement liée aux ventes réalisées avec EDF Trading dans un contexte de forte hausse des prix de marché en 2021.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)

	2021	2020
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	5 554	8 148

CSPE

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 472 millions d'euros en 2021 (8 081 millions d'euros en 2020). La baisse majeure des charges à compenser en 2021 s'observe principalement sur les charges liées au soutien des ENR électriques, et résulte de la hausse des prix de marché observée entre 2020 et 2021.

Fermeture de la centrale de Fessenheim

Conformément à la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter ainsi qu'à la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim, adressées par EDF à la ministre chargée de la Transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire le 30 septembre 2019, EDF a procédé à l'arrêt du réacteur n° 1 le 22 février 2020 et du réacteur n° 2 le 30 juin 2020.

L'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, résultant du plafonnement de la production d'électricité d'origine nucléaire fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Aux termes du Protocole, l'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel), qui seront effectués sur une période de quatre ans au maximum suivant la fermeture de la centrale. Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020.

Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés *ex post* à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a lieu d'être reconnu dans les comptes à ce stade.

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continueront à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) et en « Réacteur Sans Combustible » (RSC). Un ensemble d'opérations techniques et administratives seront requises. Un jalon significatif a été franchi le 18 octobre 2021 avec le départ des deux derniers emballages de combustible usé depuis la tranche 1 de Fessenheim vers le site Orano de La Hague.

Les charges et les produits liés à l'arrêt des deux tranches intervenu sur l'année 2020 sont comptabilisés dans le résultat d'exploitation. Ils comprennent principalement au 31 décembre 2021 :

- des charges à hauteur de 126 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main-d'œuvre du site pour 57 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 54 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 15 millions d'euros) ;
- l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 57 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus.

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)

	Notes	2021	2020
Reprises sur provisions pour risques ⁽¹⁾	27	628	387
Pensions et obligations assimilées	30	748	795
Gestion du combustible nucléaire usé	28	1 282	744
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	227	246
Déconstruction des centrales nucléaires	28	186	181
Demiers cœurs	28	-	99
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		46	30
Autres provisions pour charges		202	88
Reprises sur provisions pour charges		2 691	2 183
Reprises sur dépréciations ⁽²⁾		330	253
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION		3 649	2 823

(1) La reprise des provisions au 31 décembre 2021 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de vente d'énergie.

(2) Dont, en 2021, une reprise de provision pour dépréciation des créances clients en lien avec la crise sanitaire de 34 millions d'euros. Cette provision avait été initialement constituée à l'occasion de la crise sanitaire (voir note 11.2 renvoi (2) et note 2.3).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2021	2020
Autres produits d'exploitation*	1 024	745
Transferts de charges	76	101
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	1 100	846

* La variation s'explique principalement par un produit de 241 millions d'euros en 2021, relatif à l'inversion du mécanisme des compléments de rémunération au quatrième trimestre compte tenu de la hausse des prix de marché dont ont bénéficié les producteurs d'énergies renouvelables.

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2021	2020
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	4 422	3 269
Achats d'énergie ⁽²⁾	21 752	16 783
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	17 354	16 161
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	43 528	36 213

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire et matières fossiles principalement, gaz dans une moindre mesure, et en proportion peu significative charbon et fioul) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ils augmentent compte tenu de la hausse des achats de gaz, en lien principalement avec des effets prix avec EDF Trading, la production électrique à partir de CCG étant légèrement inférieure en 2021 par rapport à 2020.

Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1) :

- au 31 décembre 2021, le volume des émissions s'élève à 6 millions de tonnes (5 millions de tonnes au 31 décembre 2020) ;
- en 2021, EDF a restitué 5 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2020 (6 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2019).

(2) La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par l'augmentation des achats de gaz et d'électricité sur les marchés partiellement compensée par une diminution des obligations d'achats d'électricité concernant principalement l'énergie éolienne.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services augmentent de 919 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2021, 548 millions d'euros (383 millions d'euros sur l'exercice 2020) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2021	2020
Impôts et taxes sur rémunérations	172	169
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 180	1 242
Contribution Economique Territoriale*	313	500
Taxes foncières*	288	469
Autres impôts et taxes*	301	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 254	2 694

* La diminution des impôts et taxes s'explique principalement par l'allègement des impôts de production en France décidé par le gouvernement dans le cadre de son plan de relance.

Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2021	2020
Salaires et traitements	3 720	3 694
Charges sociales	2 687	2 745
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 407	6 439

Les charges de personnel comprennent, en 2021, 39 millions d'euros (26 millions d'euros sur l'exercice 2020) de coûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 16 renvoi (4)).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

	2021			2020
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	27 220	30 476	57 696	58 237
Autres	2 047	2 292	4 339	4 225
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 267	32 768	62 035	62 462

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 Dotations d'exploitation

11.1 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2021	2020
Sur immobilisations incorporelles	332	296
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre ⁽¹⁾	3 687	3 925
• du domaine concédé ⁽²⁾	318	292
Dotations aux amortissements des immobilisations	4 337	4 513
Autres dotations aux amortissements	26	25
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	4 363	4 538

(1) La mise en œuvre d'une durée d'amortissement plus longue de 10 ans sur le palier des centrales REP 1 300 MWe, ainsi que la diminution de la valeur des actifs au 1^{er} janvier en lien avec la diminution des provisions nucléaires, entraînent une moindre charge d'amortissement estimée, par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans, à 562 millions d'euros (voir note 2.1.1).

S'agissant des tranches charbon, les dotations aux amortissements diminuent de 78 millions d'euros sous l'effet conjugué i) à la baisse, de la fermeture de la centrale du Havre le 31 mars 2021 ii) à la hausse, de la modification du plan d'amortissement de la centrale de Cordemais à compter du 1^{er} juillet 2021, notamment à la suite de l'arrêt du projet Ecoombust.

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

11.2 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	Notes	2021	2020
Provisions pour risques ⁽¹⁾	27	159	720
Pensions et obligations assimilées	30	915	798
Gestion du combustible nucléaire usé	28	1 185	625
Gestion à long terme des déchets radioactifs	28	126	107
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	28	262	133
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques		21	-
Autres provisions		245	210
Provisions pour charges		2 754	1 873
Dépréciations ⁽²⁾		231	383
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		3 144	2 976

(1) La dotation au 31 décembre 2021, comme en 2020, porte principalement sur des contrats d'approvisionnement.

(2) La dotation au 31 décembre 2020 intégrait une dépréciation des créances clients en lien avec la crise sanitaire Covid-19 pour un montant de 85 millions d'euros. Cette provision a été reprise à hauteur de 34 millions d'euros au 31 décembre 2021 (voir note 6 renvoi (2) et note 2.3).

Note 12 Autres charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 2 480 millions d'euros en 2021 (2 738 millions d'euros en 2020) et comprennent notamment les pertes sur créances incouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'évolution des autres charges d'exploitation s'explique notamment par une diminution des compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables, compte tenu de la hausse des prix de marché sur le quatrième trimestre 2021.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Ce dispositif de soutien vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2021	2020
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 957	1 782
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	905	638
Charges et produits d'intérêts et assimilés	(1 264)	(1 408)
• Charges sur dettes financières long terme après couvertures	(1 635)	(1 717)
• Autres	371	309
Résultat de change	(196)	(232)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(239)	(106)
Dotations/reprises de provisions et transferts de charges, dont :	(2 628)	(3 177)
• Charges d'actualisation avantages au personnel	(292)	(395)
• Charges d'actualisation provisions nucléaires ⁽³⁾	(2 090)	(3 558)
• Provision sur TIAP ⁽⁴⁾	(104)	(49)
• Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges	282	535
RÉSULTAT FINANCIER	(1 465)	(2 503)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- EDF Holding SAS détenant EDF Trading (603 millions d'euros en 2021 et 443 millions d'euros en 2020) ;
- C3 détenant EDF Investissements Groupe (183 millions d'euros en 2021 et 149 millions d'euros en 2020) ;
- Enedis (540 millions d'euros en 2021 et 508 millions d'euros en 2020) ;
- EDEY (87 millions d'euros en 2021 et 72 millions d'euros en 2020) ;
- EDF Nam Theun Holding (36 millions d'euros en 2021 et 22 millions d'euros en 2020) ;
- EDF PEI (88 millions d'euros en 2021 et 94 millions d'euros en 2020) ;
- EDF Immo (63 millions d'euros en 2021 et 72 millions d'euros en 2020) ;
- Framatome (37 millions d'euros en 2021 et 47 millions d'euros en 2020) ;
- CTE (130 millions d'euros en 2021 et 184 millions d'euros en 2020).

(2) Au 31 décembre 2020, ce poste intégrait un produit de 6 millions d'euros au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE. Cette créance a été intégralement remboursée par l'État en 2020.

(3) En 2021, la baisse de la charge de désactualisation sur les provisions nucléaires s'explique par une diminution du taux d'actualisation réel de 10 points de base en 2021 contre 20 points de base en 2020 et accessoirement par l'effet de l'allongement de la durée d'amortissement à 50 ans des centrales nucléaires 1 300 MWe (voir note 2.1.1).

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés obligataires en 2021 comparée à 2020 (voir note 18.1 renvoi (4)).

Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2021, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 765 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 1 070 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- un produit de 501 millions d'euros correspondant à l'indemnité transactionnelle prévue dans l'accord signé entre AREVA et EDF le 29 juin 2021 (voir note 2.1.5) ;
- comme détaillé ci-dessous, EDF avait constitué au 31 décembre 2020 une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros relative à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État. Par un arrêt du 17 juin 2021, la Cour a donné tort à la Société et annulé les jugements de première instance qui lui étaient favorables. En exécution de cette décision, la Société a décaissé 85 millions d'euros en juin 2021 au titre des exercices 2014 et 2015 et 374 millions d'euros en juillet 2021 au titre des exercices 2008 à 2010. La provision a ainsi été reprise à hauteur de 459 millions d'euros (voir note 31 renvoi (1)). La charge correspondante a été comptabilisée en charge d'impôt. Au 31 décembre 2021, la provision s'élève désormais à 69 millions d'euros, tenant compte des décaissements précédemment cités ainsi que de la réévaluation du risque au titre de 2021. Cette provision concerne les exercices 2012-2013 et la période 2016-2021. Par ailleurs, la Société a formé un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision ;

- des dotations aux provisions pour charges en lien avec des procédures contentieuses en cours ;

- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 30 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, le résultat exceptionnel représente un produit net de 425 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 780 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 175 millions d'euros ;
- la dotation d'une provision pour contentieux fiscaux de (538) millions d'euros à la suite de la décision rendue le 11 décembre 2020 par le Conseil d'État. Pour la période 2008 à 2017, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Comme indiqué dans les états financiers au 31 décembre 2019, ce redressement réitéré chaque année représentait un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 556 millions d'euros à fin 2019. Par deux jugements intervenus en 2017 et un en 2019, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société. Le ministre a fait appel de deux de ces jugements. En janvier 2020, la Cour Administrative d'appel de Versailles a confirmé la position d'EDF pour l'exercice 2008, décision contre laquelle le ministre s'est pourvu en cassation. Par une décision du 11 décembre 2020, le Conseil d'État a cassé cette décision et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 15 Impôt sur les bénéfices

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2021 comprend 285 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

15.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du Groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficataires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 1 410 millions d'euros au titre de l'exercice 2021 (406 millions d'euros de produit d'impôt en 2020).

Cette charge se décompose comme suit :

- une charge de 741 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2021. Celle-ci tient compte d'une charge d'impôt de 325 millions d'euros liée à l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe en France (voir note 2.1.1) ;
- une charge de 867 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel, celle-ci intègre un montant de 459 millions d'euros au titre des contentieux fiscaux décrits en note 14 ;
- un produit de 198 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF intègre dans ses positions latentes et différées, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
● Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(15 469)	(16 589)	1 120
● Instruments financiers et écarts de conversion	(5 656)	(4 717)	(939)
● Autres	(457)	(529)	72
Total actif d'impôt – taux de droit commun	(21 582)	(21 835)	253
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
● Instruments financiers et écarts de conversion	2 450	2 224	226
● Autres	2 723	2 678	45
Total passif d'impôt – taux de droit commun	5 173	4 902	271
● Plus-value en surcoût d'imposition	-	-	-
● Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(11)	(25)	14
Total actif d'impôt – taux réduit	(11)	(25)	14
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(16 420)	(16 958)	538
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	4 237	4 510	(273)
Créance future d'impôt au taux réduit	2	4	(2)

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que les économies d'impôt latentes résultant de la déductibilité future des charges dont la déductibilité est provisoirement mise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours.

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Bilan

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2021
Logiciels	2 384	449	65	2 768
Autres	285	14	1	298
Immobilisations incorporelles	2 669	463	66	3 066
Terrains	119	2	1	120
Constructions et agencements de terrains	11 995	305	72	12 228
Tranches de production nucléaire	63 437	3 934	1 473	65 898
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 407	263	199	13 471
Réseau du domaine propre	1 125	32	2	1 155
Autres immobilisations corporelles	1 738	145	80	1 803
Immobilisations corporelles du domaine propre ⁽¹⁾	91 821	4 681	1 827	94 675
Terrains	48	-	-	48
Constructions et agencements de terrains	10 786	97	86	10 797
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 813	79	26	1 866
Réseau du domaine concédé	3 153	175	31	3 297
Autres immobilisations corporelles	20	1	-	21
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾	15 820	352	143	16 029
Immobilisations corporelles	17 431	5 140	4 781	17 790
Immobilisations incorporelles	1 189	651	470	1 370
Avances et acomptes versés sur commandes	3 020	62	-	3 082
Immobilisations en cours ⁽³⁾	21 640	5 853	5 251	22 242
TOTAL DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽⁴⁾	131 950	11 349	7 287	136 012

(1) Les immobilisations corporelles du domaine propre comprennent au 31 décembre 2021 56 Diesels d'Ultime Secours (DUS) pour un montant de 1 913 millions d'euros (dont la mise en service en 2019 de 35 DUS pour 1 224 millions d'euros, la mise en service en 2020 de 20 DUS pour 645 millions d'euros et la mise en service en 2021 du dernier DUS pour 44 millions d'euros, conformément au calendrier agréé par l'ASN).

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur ; travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment au 31 décembre 2021 les études relatives à EPR 2 pour 707 millions d'euros (538 millions d'euros au 31 décembre 2020) et aux SMR (Small Modular Reactors) pour 69 millions d'euros.

(4) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2021 est de 12 164 millions d'euros* (soit 11 860 millions d'euros en immobilisations en cours et 304 millions d'euros en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 529 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 781 millions d'euros ; soit un coût de construction cumulé en valeur historique de 10 854 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2021 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 98 millions d'euros.

Par ailleurs, le 12 janvier 2022, EDF a communiqué que le calendrier du projet de Flamanville 3 a été ajusté, l'estimation du coût à terminaison passant de 12,4 milliards d'euros à 12,7 milliards d'euros₂₀₂₁, hors intérêts intercalaires.

Dans son rapport sur la filière EPR de juillet 2020, la Cour des comptes indiquait que selon ses calculs, aux coûts de construction, communiqués par EDF lors de son communiqué de presse du 9 octobre 2019, de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₉, s'ajouteraient des coûts complémentaires qui pourraient atteindre 6,7 milliards d'euros₂₀₁₉, dont environ 4,2 milliards d'euros de frais financiers qui, en normes françaises, sont comptabilisés en charges. Comme indiqué ci-dessus, les autres coûts capitalisés au titre du projet s'élèvent à 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2021. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3, constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Elles sont comptabilisées en charges et s'élèvent sur l'année 2021 à 587 millions d'euros dont 548 millions d'euros d'achats de services et autres achats consommés de biens (voir note 8 renvoi (3)) et 39 millions d'euros de charges de personnel (voir note 10). Les coûts complémentaires induits par le réajustement communiqué le 12 janvier 2022 seront comptabilisés en charges d'exploitation.

* Pas de capitalisation des intérêts intercalaires dans les comptes sociaux.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le réacteur EPR2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

L'ASN avait remis le 16 juillet 2019, un avis satisfaisant sur le niveau de sûreté des principaux choix de conception retenus par EDF pour son EPR2. Elle considère que

« les objectifs généraux de sûreté, le référentiel de sûreté et les principales options de conception sont globalement satisfaisants ».

Ce réacteur présentera également des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MWe au lieu de 1 450 MWe pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le projet de PPE publié le 25 janvier 2019 par le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) indiquait que le gouvernement conduirait avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire et que sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.

Dans l'attente d'une décision sur EPR2, le Conseil d'administration du 16 décembre 2020 a autorisé EDF à poursuivre le projet jusqu'à fin 2022 dans le cadre d'une enveloppe de coûts d'environ 1 milliard d'euros.

EDF, en lien avec les pouvoirs publics, a finalisé en 2021 sa contribution au programme de travail piloté par le gouvernement, portant sur la formalisation du retour d'expérience de la construction des premiers EPR et sur la démonstration de la capacité de la filière française à maîtriser un programme industriel de 3 paires de réacteurs (sous d'une évolution du modèle de réacteur EPR basée sur la prise en compte de l'expérience des premiers projets EPR en France et dans le monde).

L'analyse inclut une justification du besoin, un plan d'actions de mobilisation des acteurs de la filière nucléaire, une évaluation des coûts anticipés, une analyse des options envisageables pour le portage et le financement de ce programme (et leurs conséquences en termes de régulation et d'évolution du cadre législatif et réglementaire), l'identification des sites d'implantation, les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire, et les actions à engager, notamment vis-à-vis de la Commission européenne et en termes de concertation du public.

Le programme a fait l'objet d'un audit à l'été 2021 diligenté par la DGEC qui a validé la méthodologie d'estimation du planning et des coûts.

Le Président de la République a annoncé lors d'une allocution en novembre 2021 que la France allait relancer un programme nucléaire et construire de nouveaux

réacteurs sur son sol. Le 10 février 2022, lors d'un déplacement à Belfort, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR2 additionnels d'ici à 2050. Aucune décision d'investissement n'a été prise à ce stade, ce programme devra faire l'objet d'une régulation et d'un financement adaptés.

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR Small Modular Reactors)

Concernant les réacteurs de petite puissance dits SMR, le développement du produit NUWARD™, centrale à eau pressurisée de 340 MWe composée de deux modules de 170 MWe, s'est poursuivi en 2021. Dans cette fourchette de puissance, le produit est conçu pour être largement commercialisable à l'export, de manière à contribuer au remplacement massif des centrales à combustible fossile dans les prochaines décennies. Cette commercialisation sera adossée à une centrale de référence en France dont la construction devra démarrer à l'horizon 2030.

Le développement du produit, son industrialisation et sa commercialisation se font sous le pilotage d'EDF, qui bénéficie de l'appui des ingénieries du CEA, Naval Group et Technicatome. Compte tenu de sa cible à l'export, ce développement fait également l'objet d'instructions d'opportunités de coopérations avec un ou plusieurs partenaires internationaux, notamment européens.

La phase de *conceptual design* actuellement en cours bénéficie d'un soutien public budgétaire de 50 millions d'euros octroyé par l'État français dans le cadre du plan « France Relance ».

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2020	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2021
Logiciels	1 426	318	64	1 680
Autres	140	14	-	154
Immobilisations incorporelles	1 566	332	64	1 834
Terrains et constructions	7 858	285	68	8 075
Tranches de production nucléaire*	42 158	3 470	1 489	44 139
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 308	577	195	9 690
Réseau du domaine propre	563	32	2	593
Autres immobilisations corporelles	1 152	139	74	1 217
Immobilisations corporelles du domaine propre	61 039	4 503	1 828	63 714
Terrains et constructions	6 754	152	84	6 822
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 104	37	23	1 118
Réseau du domaine concédé	1 328	89	25	1 392
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	9 197	278	132	9 343
Immobilisations corporelles en cours	84	22	17	89
TOTAL DES AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	71 886	5 135	2 041	74 980

* L'augmentation des amortissements et dépréciations des « Tranches de production nucléaire » est impactée par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires du palier REP 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 pour 1 031 millions d'euros (voir note 2.1.1). Cette augmentation est en effet liée à la baisse des provisions nucléaires (voir note 28) dont la contrepartie est inscrite en dépréciation des actifs associés pour les provisions adossées à des actifs.

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MWe, 20 réacteurs 1 300 MWe et 4 réacteurs 1 450 MWe, est de 50 ans pour les paliers 900 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2016), et 1 300 MWe (depuis le 1^{er} janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions pour un allongement ne sont pas à ce jour réunies.

La PPE pour les périodes 2019-2028 a été adoptée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020, qui prévoit – outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim

qui a été effective sur le premier semestre 2020 conformément au décret n° 2020-129 du 18 février 2020 abrogeant l'autorisation d'exploiter la centrale – la fermeture de douze réacteurs nucléaires d'ici 2035, ce qui correspond à une fermeture de deux réacteurs 900 MWe en 2027 et 2028 en anticipation de leur 5^e visite décennale (deux autres réacteurs pourraient également être fermés par anticipation en 2025-2026 si certaines conditions sont réunies, relatives notamment au prix de l'électricité et à la sécurité d'approvisionnement). Seront privilégiées pour ces deux réacteurs les fermetures minimisant l'impact économique et social, l'impact sur le réseau électrique et celles ne conduisant pas à l'arrêt total d'un site. À la demande du gouvernement et sur la base de ces critères, EDF a proposé le 20 janvier 2020, d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin. Il est

**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

également précisé que les fermetures anticipées de réacteurs seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre. Ainsi, nonobstant les durées d'amortissement indiquées ci-dessus, l'adoption de la PPE en avril 2020 a conduit à prendre en compte, depuis 2020, différents scénarios de fermeture anticipée pour deux réacteurs 900 MWe, avec un effet à la hausse de 29 millions d'euros des provisions nucléaires (en particulier sur les provisions pour déconstruction, du fait du raccourcissement de quelques années des échéanciers de décaissement). De même, une accélération des plans d'amortissement a été estimée sur la base de ces scénarios, conduisant à une hausse des dotations aux amortissements sans impact significatif sur les comptes d'EDF.

Durées d'amortissement des centrales à charbon en France

Dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, les dates de fin d'amortissement des deux centrales à charbon du Havre et de Cordemais ont été modifiées au 1^{er} juin 2019, sur la base d'une fermeture de la centrale du Havre au 1^{er} avril 2021 et d'une poursuite de la centrale de Cordemais jusqu'en 2026 prenant en considération une reconversion à la biomasse dans le cadre du projet Écocombust.

Le 31 mars 2021, la centrale du Havre a été mise à l'arrêt définitivement.

Le 8 juillet 2021, EDF a annoncé avoir pris la décision d'arrêter le projet Écocombust de développement d'un combustible à base de bois « déchets », dit de classe B, alternatif au charbon, les conditions de la poursuite du projet n'étant pas réunies : le coût du projet qui ne permettait pas de garantir un prix attractif du produit final et le retrait récent de notre partenaire industriel.

EDF avait initié le projet Écocombust en 2015. Depuis fin 2018, le projet consistait à la fois à adapter la centrale de Cordemais à ce combustible alternatif et à produire des granulés sur site en y créant une usine de production dédiée. EDF a mené avec succès des études de faisabilité technique et environnementale.

Le caractère très innovant et le manque de retour d'expérience sur ce type de produit, ainsi que l'envolée récente des prix des matières premières, ont pénalisé l'économie du projet. De plus, le partenaire avec lequel EDF avait ouvert les discussions concernant le traitement des effluents de l'usine de production de granulés a décidé de se retirer du projet. Ce retrait entraînant un retard dans la date de mise en service industrielle à 2024, la centrale de Cordemais n'aurait pas pu produire de l'électricité via un combustible alternatif au charbon sur la période 2022/2024.

La centrale va continuer à fonctionner jusqu'en 2024, voire 2026, afin de répondre aux besoins du système électrique exprimés par RTE et dans le respect des dispositions de la loi Énergie et Climat qui permet une exploitation de la centrale à pleine puissance limitée à environ 750 heures par an. La date de fin d'amortissement est ainsi maintenue, à ce stade, à 2026, mais le plan d'amortissement a été accéléré à compter du second semestre 2021 afin de tenir compte des nouvelles modalités de fonctionnement envisagées. Les dépenses investies dans le cadre du projet Écocombust ont par ailleurs été dépréciées au 30 juin 2021.

17.1 Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dits « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,1 % au 31 décembre 2021 (5,2 % au 31 décembre 2020). S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans des centrales en exploitation, la stratégie d'EDF correspondant à une durée de fonctionnement d'au moins 50 ans. Il est également tenu compte des propositions de fermeture anticipée de deux tranches nucléaires 900 MWe telles qu'inscrites dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Le test intègre les dernières prévisions concernant Flamanville 3 – voir note 2.1.2 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) établies en janvier 2022, avec un calendrier ajusté tenant compte de l'état d'avancement des opérations et de la préparation du démarrage du projet. La date de chargement du combustible est décalée de fin 2022 au second trimestre 2023 et l'estimation du coût à terminaison passe de 12,4 milliards d'euros₂₀₁₅ à 12,7 milliards d'euros₂₀₁₅ (hors intérêts intercalaires).

Au 31 décembre 2021, le test de dépréciation réalisé fait ressortir une valeur recouvrable en nette augmentation par rapport au 31 décembre 2020, impactée favorablement par la hausse des scénarios de prix court terme, moyen et long terme, les autres variations d'hypothèses du test ayant des impacts modérés ou mineurs.

Le test a été mis à jour en sensibilité pour évaluer l'effet des communications faites par le Groupe le 13 janvier 2022 concernant la décision par le gouvernement de l'attribution de 20 TWh complémentaires de volume d'ARENH pour 2022 au prix de 46,2 euros/MWh, ainsi que celles du 13 janvier puis du 7 février concernant la révision à la baisse de son estimation de production nucléaire pour 2022 et celle du 11 février concernant l'estimation de production nucléaire pour 2023 (voir note 4.1). Ces éléments viennent diminuer sensiblement la marge du test, qui reste largement positive.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix de marché à long terme ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité, qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2021	Montants cumulés au 31/12/2020
Participations ⁽¹⁾	60 923	60 006
Créances rattachées aux participations	51	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	25 201	24 347
Autres titres immobilisés	202	199
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽³⁾	23 829	16 422
Total valeur brute des immobilisations financières	110 206	101 025
Dépréciations des participations et créances rattachées	(709)	(712)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁴⁾	(404)	(293)
Total dépréciations	(1 113)	(1 005)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	109 093	100 020

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- des prises de participations effectuées par EDF Invest dont :
 - la souscription au capital de C71 (société détenant des fibres optiques situées dans les réseaux d'initiatives publiques en France) pour un montant de 374 millions d'euros,
 - la souscription au capital de 92 France (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 94 millions d'euros,
 - la souscription au capital de C82 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 44 millions d'euros,
 - la souscription au capital de C84 (société détenant un actif immobilier en Allemagne) pour un montant de 41 millions d'euros ;
- des souscriptions à des augmentations de capital dont :
 - la souscription à l'augmentation de capital de C77 (société détenant des actifs immobiliers en Europe) pour un montant de 171 millions d'euros,
 - la souscription à l'augmentation de capital de C79 (société détenant un actif immobilier en France) pour un montant de 99 millions d'euros,
 - la souscription à l'augmentation de capital de EDF Pulse Holding pour un montant de 75 millions d'euros,
 - la souscription à l'augmentation de capital de C72 (société détenant Energy Assets Group (EAG)) pour un montant de 74 millions d'euros.

Par ailleurs, au 31 décembre 2021, la valeur des titres de participation de Framatome a été diminuée de 14 millions d'euros en lien avec les éléments signés relatifs aux ajustements de prix. La valeur s'établit désormais à 2 014 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre 2 028 millions d'euros au 31 décembre 2020.

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 1 070 millions d'euros sur l'exercice 2021 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.

(3) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2021 est de 23 782 millions d'euros, dont 13 048 millions d'euros pour EDF International, 2 943 millions d'euros pour EDF Trading, 2 881 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 1 997 millions d'euros pour Enedis, 1 788 millions d'euros pour Dalkia, et 568 millions d'euros pour PEL.

(4) La variation s'explique principalement par une évolution moins favorable des marchés obligataires en 2021 comparée à 2020 ayant entraîné des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés sur l'exercice (voir note 13 renvoi (4)).





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Dépréciations 31/12/2021	% du capital détenu	Capitaux propres 2020	Résultat de l'exercice 2020	Dividendes reçus en 2021	Chiffres d'affaires 2020
I. Filiales							
• Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	-	100	6 387	93	87	ns
EDF International	25 930	-	100	16 958	(1 084)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	1 105	137	88	762
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 748	603	603	-
Société C3	11 196	-	100	11 527	192	183	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 482	66	63	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	1	1	1	165
CTE*	2 705	-	50,1	5 289	359	130	-
C45	99	4	100	87	(2)	11	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	100	427	21	36	-
C73	143	1	100	126	(9)	6	-
C74	123	45	100	105	(9)	3	-
C71	374	-	100	-	ns	-	-
C77	171	-	100	ns	ns	4	-
C79	110	ns	100	11	ns	3	-
Autres	2 835	230	100	2 209	58	129	-
• Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambenheim	3	-	50	9	-	-	5
Dalkia	967	140	99,9	421	(30)	-	2 109
Enedis	2 700	-	100	5 615	676	540	14 494
Framatome	2 014	-	75,5	2 600	101	37	2 066
Edvance	12	-	80	41	20	10	603
A l'étranger							
Emosson	14	14	50	140	-	-	-
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	93	3	-	13
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	8	ns	ns	3
• Autres (GIE EIFER)	130	125	-	-	-	-	-
TOTAL I	60 729	559				1 934	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

* CTE : société détenant à 100 % RTE.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Dépréciations 31/12/2021	% du capital détenu	Capitaux propres 2020	Résultat de l'exercice 2020	Dividendes reçus en 2021
I Filiales						
Total I Report des filiales	60 729	559	-	-	-	1 934
II Participations						
II 1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
• Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trinnet France	130	94	35	296	34	10
Dalkia Investissements	63	56	50,0	16	1	ns
Total II.1	193	150				10
II 2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
A l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	121	5	ns
Total II.2	1	-				-
Total II	194	150	-	-	-	10
Total brut des filiales et participations	60 923	709	-	-	-	1 944
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	60 214		-	-	-	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	24 347	24 195	27 148	25 201	24 944	29 741

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2021, 24 944 millions d'euros d'actifs dédiés.

18.5 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société a été autorisé par l'Assemblée générale du 6 mai 2021 pour une durée de 18 mois avec une limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société. Il a été mis en œuvre en 2021 en vue de l'animation du marché du titre au travers du contrat de liquidité.

(en millions d'euros)	31/12/2020			Variation	31/12/2021		
	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette		Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
ACTIONS PROPRES	10	-	10	2	14	(2)	12

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » au 31 décembre 2021 s'élève à 1 174 554 actions pour une valeur nette de 12 millions d'euros.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2021	Montants bruts au 31/12/2020
	< 1 an ⁽¹⁾	1 à 5 ans ⁽²⁾	> 5 ans		
Créances rattachées aux participations	2	-	49	51	51
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽³⁾	9 262	12 647	1 920	23 829	16 422
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	9 264	12 647	1 969	23 880	16 473

(1) Dont 3,11 milliards d'euros à EDF International, 2,94 milliards d'euros à EDF Trading et 1,88 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(2) Dont 9,94 milliards d'euros à EDF International, 1 milliard d'euros à EDF Renouvelables correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit.

(3) La variation s'explique principalement par des prêts accordés aux filiales en 2021 pour 2,9 milliards d'euros à EDF Trading, 2,2 milliards d'euros à EDF International, 1,1 milliard d'euros à Enedis et 0,8 milliard d'euros à EDF Renouvelables.

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2021			31/12/2020		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 471	(39)	8 432	8 322	(33)	8 289
Autres matières premières	126	-	126	265	(32)	233
Autres approvisionnements	2 000	(250)	1 750	1 963	(236)	1 727
En cours de production et autres stocks*	645	-	645	292	-	292
TOTAL STOCKS	11 242	(289)	10 953	10 842	(301)	10 541

* La hausse des « En cours de production et autres stocks » s'explique principalement par l'augmentation du stock de CEE au 31 décembre 2021.

Note 20 Créances de l'actif circulant et disponibilités

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2021	Montants bruts au 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	353	134	232	719	723
• Créances clients et comptes rattachés					
Factures établies	2 532	-	-	2 532	2 389
Factures à établir ⁽¹⁾	16 816	-	-	16 816	13 684
• Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	4 566	64	220	4 850	6 515
Créances d'exploitation	23 914	64	220	24 198	22 588
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	892	823	814	2 529	1 814
Disponibilités ⁽⁴⁾	8 397	-	-	8 397	5 364
Charges constatées d'avance	305	224	486	1 015	987
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	33 861	1 245	1 752	36 858	31 476

(1) La hausse sur la période concerne principalement les créances vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix ainsi que les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.

(2) Elles comprennent 3 464 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes. En 2020, les autres créances d'exploitation comprenaient 1 974 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une dette de 294 millions d'euros en 2021 (voir note 32 renvoi (4)).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (36 millions d'euros au 31 décembre 2021 sans équivalent au 31 décembre 2020 du fait d'une présentation nette créditrice au passif du bilan pour un montant de 2 345 millions d'euros (voir note 32 renvoi (5)).

(4) La variation s'explique principalement par 2 822 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements et 874 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (2)).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation de l'exercice
OPCVM	2 598	2 443	155
TCN court terme en euros et en devises ⁽¹⁾	50	1 738	(1 688)
Titres reçus en garantie ⁽²⁾	408	-	408
Obligations ⁽¹⁾	7 500	8 830	(1 330)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	49	54	(5)
Total valeur brute	10 605	13 065	(2 460)
Dépréciations	(20)	(4)	(16)
TOTAL VALEUR NETTE	10 585	13 061	(2 476)

(1) La diminution des TCN et des obligations s'explique par la volonté de réduire le risque crédit et d'augmenter les actifs liquides (comptes à vue, OPCVM).

(2) Ils comprennent 408 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 33 renvoi (3)).

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020	Variation
Valeurs mobilières de placement	10 605	13 065	(2 460)
Disponibilités	8 433 ⁽¹⁾	5 364	3 069
Sous-total à l'actif du bilan	19 038	18 429	609
OPCVM en euros	(2 598)	(2 443)	(155)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(50)	(937)	887
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(801)	801
Titres reçus en garantie	(408)	-	(408)
Obligations	(7 500)	(8 830)	1 330
Actions propres	-	-	-
Intérêts courus	(49)	(54)	5
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(10 605)	(13 065)	2 460
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(6 872)	(5 620)	(1 252)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	1 561	(256)	1 817
Élimination de l'incidence des variations de change	-	-	80
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres	-	-	(316)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			1 581

* Voir tableau de flux de trésorerie.

(1) Dont 36 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2021 (voir note 20 renvoi (3)).

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Scilio et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 23 Écarts de conversion-actif

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2021 une perte de change de 1 324 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour un montant de 1 043 millions d'euros au 31 décembre 2021 (576 millions d'euros au 31 décembre 2020) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2021 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour un

montant de 281 millions d'euros (296 millions d'euros au 31 décembre 2020). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020 ni en 2021) est comptabilisé en écarts de conversion actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2021 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2020).

Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2019	1 552	20 334	7 547	1 593	159	5 935	37 120
Affectation du résultat 2019	-	5	1 588	(1 593)	-	-	-
Résultat 2020	-	-	-	222	-	-	222
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Acompte sur dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Annulation d'actions propres ⁽¹⁾	(2)	(22)	(14)	-	-	-	(38)
Autres variations	-	(1)	-	-	1	(149)	(149)
Situation au 31 décembre 2020	1 550	20 316	9 121	222	160	5 786	37 155
Affectation du résultat 2020	-	-	222	(222)	-	-	-
Résultat 2021	-	-	-	1 457	-	-	1 457
Augmentation de capital au 07/06/2021	29	587	-	-	-	-	616
Distribution de dividendes	-	-	(651)	-	-	-	(651)
Augmentation de capital au 02/12/2021	40	859	-	-	-	-	899
Acompte sur dividendes 2021	-	-	(947)	-	-	-	(947)
Autres variations ⁽²⁾	-	10	42	-	7	(9)	50
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2021	1 619	21 772	7 787	1 457	167	5 777	38 579

(1) À la suite de la décision du Conseil d'administration d'EDF en date du 29 juillet 2020 de procéder à l'annulation de 3 697 507 actions autodétenues par imputation sur les capitaux propres pour un montant de (38) millions d'euros.

(2) Les « Autres variations » comprennent l'ajustement des provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de 42 millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1).

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2021, le capital social s'élève à 1 619 338 374 euros, composé de 3 238 676 748 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,88 % par l'État, 14,77 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,32 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,03 % d'actions autodétenues.

En juin 2021, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2020 s'est traduit par une augmentation du capital social de 29 millions d'euros et une prime d'émission de 587 millions d'euros, à la suite de l'émission de 57 908 528 actions nouvelles.

En décembre 2021, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 s'est traduit par une augmentation du capital social de 40 millions d'euros et une prime d'émission de 859 millions d'euros, à la suite de l'émission de 80 844 641 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 6 mai 2021 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2020 à 0,21 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,231 euro par action.

L'État a opté pour le versement du dividende au titre de l'exercice 2020 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de dividendes en actions au titre de l'exercice 2020 s'élève à 36 millions d'euros.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Le 4 novembre 2021, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende de 0,30 euro par action au titre de l'exercice 2021, mise en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 2 décembre 2021 pour un montant de 947 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2021 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2021 s'élève à 48 millions d'euros.

24.3

Obligations avec option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCÉANEs)

Le 8 septembre 2020, EDF a réalisé une émission d'obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes vertes (« OCÉANEs Vertes ») pour un montant nominal de 2 400 millions d'euros et une valeur d'émission de 2 569 millions d'euros (voir note 2.4.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2020). Au 31 décembre 2021, l'opération est sans impact sur les capitaux propres car aucun souscripteur n'a exercé son option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes.

Note 25 Autres fonds propres

Au 31 décembre 2021, les autres fonds propres présentent un solde de 12 857 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement valorisés pour des montants nets des rachats de 4 579 millions d'euros et 3 206 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2018 valorisés pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2019 valorisés pour un montant de 497 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour un montant de 2 084 millions d'euros ;

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour un montant de 1 241 millions d'euros (1 250 millions d'euros en nominal net de 9 millions d'euros au titre de la prime de remboursement) (voir note 2.2.1).

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 578 millions d'euros au 31 décembre 2021 (512 millions d'euros au 31 décembre 2020). Cette charge est comptabilisée en « charges sur dettes financières long terme après couverture » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE :

(en millions de devises)

Date d'émission	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	2 098	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
09/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %
11/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Contre-valeur des biens	107	106
Écarts de réévaluation	758	790
Amortissement de caducité	377	324
Concessions d'énergie hydraulique	1 242	1 220
Contre-valeur des biens	2 008	1 918
Financement du concessionnaire non amorti	(1 306)	(1 219)
Amortissement du financement du concédant	370	354
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	9
Concessions de Distribution Publique*	1 078	1 062
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 320	2 282

* Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 27 Provisions pour risques

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			31/12/2021
	31/12/2020	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation ⁽¹⁾	Prov. sans objet ⁽²⁾	Financières	
Provisions pour pertes de change ⁽³⁾	512	-	267	-	-	(34)	745
Provisions pour contrats déficitaires ⁽³⁾	2 233	122	-	(163)	(352)	-	1 840
Autres provisions pour risques	395	37	-	(72)	(41)	-	319
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	3 140	159	267	(235)	(393)	(34)	2 904

(1) Les provisions pour perte de change d'un montant de 745 millions d'euros au 31 décembre 2021 concernent principalement les emprunts hybrides pour 533 millions d'euros et les autres emprunts après couvertures pour 205 millions d'euros. Les dotations aux provisions pour pertes de change concernent les emprunts hybrides pour 264 millions d'euros.

(2) Les reprises nettes sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 393 millions d'euros concernent principalement un contrat long terme d'achat de GNL.

(3) Voir notes 6 et 11.2.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15.1 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;

- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude qui sont décrits en note 1.2.2.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽³⁾	31/12/2021
	31/12/2020	Exploitation ⁽¹⁾	Financières ⁽²⁾	Suite à utilisation ⁽³⁾	Provision sans objet ⁽³⁾		
Provisions pour gestion du combustible usé	11 322	1 185	505	(806)	(476)	89	11 819
• dont non liées au cycle d'exploitation	1 297	366	89	(15)	-	(11)	1 726
• dont hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 076	42	54	(36)	-	-	1 136
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	13 300	126	854	(224)	(3)	180	14 233
Provisions pour aval du cycle nucléaire	24 622	1 311	1 359	(1 030)	(479)	269	26 052
dont aval du cycle nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	23 546	1 269	1 305	(994)	(479)	269	24 916
dont aval du cycle nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 076	42	54	(36)	-	-	1 136
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 489	262	649	(186)	-	(484)	17 730
Provisions pour derniers cœurs	2 711	-	83	-	-	(134)	2 660
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 200	262	732	(186)	-	(618)	20 390
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	44 822	1 573	2 091	(1 216)	(479)	(349)	46 442
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006*	43 746	1 531	2 037	(1 180)	(479)	(349)	45 306
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006*	1 076	42	54	(36)	-	-	1 136

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 474 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2021 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 617 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'année 2021 s'explique notamment par l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe pour (1 016) millions d'euros au 1^{er} janvier 2021 (voir note 2.1.1), répartis à hauteur de (916) millions d'euros sur les provisions pour déconstruction, (214) millions d'euros sur les provisions pour derniers cœurs et 114 millions d'euros sur les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Cet impact sur les provisions liées à la production nucléaire s'explique principalement par le décalage des flux de décaissements (effet d'actualisation sur les provisions), et intègre également une révision à la marge des devis pour prendre en compte l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les entreposages ou centres de stockage, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi.

Cette diminution des provisions liées à la production nucléaire de (1 016) millions d'euros est présentée :

- en « Autres mouvements » pour (1 031) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs ;

- en « Dotations d'exploitation » pour 15 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat.

Les « autres mouvements » comprennent par ailleurs les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021 pour les provisions adossées à des actifs pour 495 millions d'euros.

(3) Voir notes 6 et 11.2.



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Concernant les installations de tiers :

- EDF, COGEMA (aujourd'hui Orano Recyclage) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprendrait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Recyclage) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités traitées par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé (GCU) comprend les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion du combustible usé concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023. Ces contrats contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Des négociations sont actuellement en cours avec Orano Recyclage, notamment au titre de l'avenant 2016-2023 en vigueur. Au 31 décembre 2021, EDF a traduit dans les provisions pour gestion du combustible usé sa meilleure estimation des charges à encourir au titre de ce contrat, en tenant compte des discussions avec Orano et leur avancée. Une dotation aux provisions de 267 millions d'euros a été comptabilisée et couvre l'augmentation du coût de traitement pour EDF en lien avec différents projets d'Orano, notamment au titre d'évolutions concernant les nouveaux concentrateurs de produit de fission.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires, l'objectif étant de procéder au recyclage dans certaines tranches 900 MWe puis dans certaines tranches 1 300 MWe. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2^e trimestre 2018.

L'exploitation sur 50 ans du palier 1 300 MWe – traduite dans les comptes au 30 juin 2021 avec la durée d'amortissement des tranches 1 300 MWe allongée de 40 ans à 50 ans – qui s'accompagnera des modifications industrielles permettant de charger du combustible à base d'uranium de retraitement enrichi dans les réacteurs 1 300 MWe, et l'atteinte des jalons industriels significatifs de la reprise de la filière, notamment la mise en service de l'usine de vitrification des résidus de TENEX sur le second semestre 2021, permettent de confirmer que l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière sont

dorénavant remplies. En conséquence, sur le plan comptable, une reprise partielle de la provision entreposage de l'uranium de retraitement a été effectuée, pour un montant de 476 millions d'euros, le montant de cette reprise étant assis sur un fonctionnement des tranches concernées sur 50 ans.

D'autre part, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle. Les prévisions de remplissage des entreposages de combustible usé issu du parc de production d'EDF sur le site d'Orano à La Hague amènent à envisager une saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et qui sera exploitée par EDF (voir plus bas) et dont la mise en service est prévue pour 2034, permettra d'augmenter le volume d'entreposage long terme des combustibles usés et ainsi d'éviter la saturation, conjointement avec les mesures ci-dessous.

Dans l'attente de la piscine d'entreposage centralisé, des études sur des solutions transitoires ont été lancées par Orano et EDF en 2019, en lien avec l'ASN. La solution privilégiée consiste à densifier les piscines existantes du site Orano de La Hague (coût provisionné à ce titre à hauteur de 168 millions d'euros au 31 décembre 2020). Une solution complémentaire consisterait à déployer un dispositif d'entreposage à sec pour les combustibles au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE).

Les problématiques de production de l'usine Melox d'Orano impactent défavorablement les rythmes de traitement à court et moyen terme. Ce moindre recyclage a pour effet d'augmenter les quantités à entreposer à moyen terme.

En conséquence, les provisions ont été augmentées en 2021 pour un montant de 362 millions d'euros en prenant en compte ces deux solutions industrielles, intégrant une perspective de capacités d'entreposage de l'ordre de 3 100 tonnes par rapport à la situation sans densification ni entreposage à sec.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Cette provision non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006, donne lieu à constitution d'actifs dédiés (voir note 38). Le scénario sous-tendant l'évaluation de la provision est la construction d'un entreposage centralisé sous eau sur le site de La Hague, dont EDF sera le maître d'ouvrage et l'exploitant nucléaire. Ce projet, qui a été présenté lors du débat public sur le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) en 2019 – 2020, fait l'objet d'une concertation publique spécifique sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), qui a débuté le 22 novembre 2021. Elle a été suspendue le 3 février 2022 pour se donner le temps de renforcer les modalités de concertation pour mieux couvrir le territoire de la Manche et les thématiques soulevées, et se poursuivra du 20 juin 2022 au 8 juillet 2022.

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct après entreposage longue durée, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockages concernés	31/12/2021	31/12/2020
Déchets TFA et FMA	TFA : CIREs – Morvilliers (Andra) FMA : CSA – Soulaines (Andra)	3 093	2 856
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude à Soulaines (Andra)	394	365
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)	10 746	10 079
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		14 233	13 300

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003, géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centracore à Marcoule, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- de l'évaluation des coûts d'une installation centralisée d'entreposage, de découpe et de conditionnement de gros composants comme les Générateurs de Vapeur ;
- des avant-projets d'une installation d'entreposage et de découpe avant stockage des Tubes Guide de Grappes.

En 2019, une mise à jour des hypothèses d'inventaires avait été réalisée, assise sur l'analyse des chroniques d'évacuation passées et sur une meilleure caractérisation des volumes à venir qui avait conduit à une augmentation de la provision de 206 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 132 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

En 2020, une réévaluation des hypothèses de quote-part de coûts traduisant notamment la répartition à long terme entre les trois producteurs concernés par les coûts fixes de stockage TFA et FMA a été réalisée. L'ensemble des effets liés à ces travaux de mise à jour de quote-part a conduit à une augmentation de la provision de 179 millions d'euros (dont un effet défavorable au compte de résultat de 50 millions d'euros, le reste de la variation ayant pour contrepartie les actifs immobilisés).

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'annexe modifiée du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets TFA-FMA couvre également le traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets, dont une part importante des opérations était précédemment incluse dans les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires et reprise et conditionnement des déchets (redressement réalisé au 31 décembre 2020 à hauteur de 979 millions d'euros).

En 2021, en complément de la modification des hypothèses techniques sous-jacentes aux provisions pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (décalage des flux de déchets de démantèlement avec pour conséquence l'augmentation sur certaines années des flux d'envoi de déchets de déconstruction vers les centres de stockages, nécessitant la mise en œuvre de solutions industrielles de lissage des flux d'envoi),

une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage, avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés, a été mise en œuvre, sans impact significatif sur les provisions.

Enfin, concernant la gestion des déchets TFA, en février 2020, suite au Débat Public de 2019-2020 sur le PNGMDR, le ministère de la Transition écologique et solidaire et l'ASN, dans leurs conclusions, ouvraient la porte à une évolution réglementaire qui permettrait de valoriser après traitement des déchets métalliques très faiblement radioactifs : « Le gouvernement fera évoluer le cadre réglementaire applicable à la gestion des déchets de très faible activité, afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité ». Les textes réglementaires (décrets du ministère de la Transition écologique) sont parus au Journal officiel le 15 février 2022. Dans ce contexte, EDF poursuit les études engagées en vue de construire une installation de découpe et fusion pour traiter et valoriser les déchets TFA métalliques issus du démantèlement, en France et à l'étranger. Ce projet, appelé Technocentre, est mené par EDF en collaboration avec Orano. L'objectif visé est une mise en service de l'installation en 2031.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 prévoyait des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. L'avis de l'ASN relatif à la gestion de ces déchets du 6 août 2020 rendu suite aux travaux menés sur la période 2016-2018 ainsi que les orientations proposées par le maître d'ouvrage du PNGMDR dans la phase actuelle d'élaboration de la 5^e édition du plan, fixent à l'horizon 2023 la définition par l'ANDRA de plusieurs scénarios de gestion de référence, ainsi que les besoins de concepts complémentaires et la production d'un dossier (d'un niveau Avant-Projet Sommaire – APS) présentant les options techniques et de sûreté retenues pour le stockage FAVL.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets HA-MAVL représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et en prenant en compte l'inventaire de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage, qui a fait l'objet, conformément à la loi du 26 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGE) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGE leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences de valorisation d'optimisations techniques et de leurs effets induits. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et à minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

En avril 2016, l'ANDRA a transmis à l'ASN un dossier d'options de sûreté (DOS). La loi du 11 juillet 2016 a par ailleurs précisé la notion de réversibilité.

Le 11 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS estimant que le projet Cigéo a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante à ce stade. À noter que dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. Le groupe d'experts mandaté par la DGE, en septembre 2018 pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes, a conclu en septembre 2019 à la faisabilité a priori des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation) mais souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente.

La revue de conception détaillée, organisée à la demande de la DGE par un groupe d'experts indépendants, a rendu ses conclusions fin 2020. Tout en émettant un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA, elle émet un certain nombre de recommandations pour la finalisation des études de conception détaillées et le dossier de demande d'autorisation de création, en appelant à une association encore plus étroite d'EDF, d'Orano et du CEA à ces travaux.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base), précédemment prévue pour 2021, devrait désormais intervenir en 2022, décalant d'autant l'obtention de l'autorisation de création, prévue aujourd'hui pour 2025. Les producteurs ont en revanche toujours en référence, à ce stade, une réception des premiers colis de déchets en 2031.

Après un dépôt en août 2020 par l'ANDRA, son instruction par les services de l'État et l'objet d'une enquête publique qui s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021, le dossier de demande de déclaration d'utilité publique (DUP) pour le centre de stockage Cigéo, a reçu un avis favorable des commissaires enquêteurs sans réserve le 20 décembre 2021. La publication du décret de DUP, emportant mise en compatibilité des documents d'urbanisme est attendue début 2022.

Enfin, la loi de finances pour 2021 publiée au Journal officiel le 30 décembre 2020 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun à une fiscalité basée sur la taxe de stockage). Les dispositions associées restent à préciser et à encadrer par l'État de sorte à éviter une augmentation du coût du projet Cigéo à ce titre.

Il est par ailleurs à noter que depuis le 31 décembre 2020, afin de se mettre en cohérence avec la dernière nomenclature telle qu'annexée à l'arrêté modifié du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision constituée pour les déchets HA-MAVL couvre également le conditionnement et l'entreposage intermédiaire des déchets MAVL à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés). Ces

charges nucléaires étaient auparavant couvertes par les provisions « reprise et conditionnement des déchets ».

L'installation construite sur le site de la centrale de Bugey a reçu ses premiers colis en septembre 2020 après l'autorisation de mise en service accordée par l'ASN le 28 juillet 2020. Le 19 juillet 2021 a été réceptionnée la décision de l'ASN approuvant et encadrant le conditionnement en colis à ICEDA des déchets MAVL. À fin 2021, les premiers colis de déchets ont été scellés conformément aux autorisations reçues et au planning de mise en service.

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant. Le processus d'arrêt définitif et de démantèlement est encadré par les dispositions législatives des articles L. 593-20 à L. 593-25 et réglementaires des articles R. 593-65 à R. 593-74 du Code de l'environnement. Pour une INB donnée, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagé ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- la constitution par l'exploitant d'un dossier de démantèlement adressé au ministre chargé de la sûreté nucléaire, conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement, permettant l'engagement des opérations de démantèlement ;
- des points d'étape clés soumis à l'accord de l'ASN, avec un dossier de sûreté propre aux opérations de démantèlement devant être réalisées ;
- un processus de contrôle interne des modifications notables mis en place par l'exploitant, pour les opérations soumises à déclaration ou autorisation de l'ASN ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent principalement les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP de Chooz, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais la centrale présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz), les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MWe de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires au démantèlement, ont permis à fin 2021 de faire un chiffrage détaillé de la référence de l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Concernant Fessenheim, les deux réacteurs à eau pressurisée ont été mis à l'arrêt définitif respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020, conformément aux dispositions législatives et de façon anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique, l'APC (Avant-Projet Consolidé) a été finalisé fin 2018, avec des études d'approfondissement et de désiquage de l'APS (Avant-Projet Sommaire). Le plan de démantèlement a été transmis à l'ASN en septembre 2019 accompagnant la déclaration d'arrêt définitif de cette INB. Les études de 2019 et 2020 ont porté sur la préparation du dossier de démantèlement, qui a été transmis à l'ASN le 2 décembre 2020. À partir de la date du dépôt et pour une durée de 3 à 5 ans, l'ASN instruit le dossier. L'année 2021 a été marquée par l'évacuation complète du combustible de la tranchée 1, la préparation de la décontamination du circuit

primaire qui aura lieu en 2022 ainsi que par l'expédition des premiers déchets d'exploitation vers ICEDA et des parties supérieures des Générateurs de Vapeurs à la filiale Cyclife Sweden pour traitement, conformément aux objectifs des travaux et études du projet de préparation du démantèlement Fessenheim.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽³⁾	31/12/2021
	31/12/2020	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 775	-	396	(7)	-	(484)	12 680
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 714	262	253	(179)	-	-	5 050
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	17 489	262	649	(186)	-	(484)	17 730

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent notamment l'impact de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe (voir note 2.1.1), compensé en partie par les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2021.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MWe, 1 300 MWe et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PÉON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MWe) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet La Guardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations à la suite de cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il a permis d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche

adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MWe, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicités ci-dessous.

Les effets de série (effet sur les sites suivants le site tête de série d'un même palier) sont principalement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

Les effets de mutualisation (effets entre les différentes tranches présentes sur un même site qu'elles soient en exploitation ou en démantèlement) sont quant à eux de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs d'un même site, qui ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance, d'équipements communs, et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres.

Ainsi, du fait de l'effet de mutualisation, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation sont respectivement de 10 % et de 6 % sur le devis par rapport à un devis qui ne prendrait en compte aucun effet de série ou de mutualisation. Ces effets varient selon les paliers, les effets seront d'autant plus importants en fonction du nombre de tranches d'un palier (effet de série) et du nombre de tranches par site (effet mutualisation), ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MWe supérieurs à 16 % (effets de série et mutualisation).

Les effets de série et de mutualisation, notamment, permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

À contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur chaque brique « élémentaire » des coûts, sur les effets de série, de mutualisation, coefficients de transposition, et sur les frais de parc ;
- intégration de risques, correspondant aux risques de réalisation (identifiables et chiffrables mais dont l'occurrence n'est qu'éventuelle). Une première constitution du registre des risques du projet de Fessenheim a été réalisée en 2021 sur la base des études en cours, et l'évaluation précise de ces risques se poursuit pour une TTS 900 MWe hors spécificité du site Fessenheim. Dans l'attente des résultats, l'impact financier des risques et opportunités est intégré via une majoration forfaitaire.

La méthode retenue ci-dessus pour l'évaluation des risques et incertitudes aboutit à une marge globale de l'ordre de 15,7 % pour l'ensemble du parc (19,5 % pour la tête de série 900 MWe).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a depuis donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs :

En 2021, pour prendre en compte les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe, le séquençage des opérations d'envoi des déchets de démantèlement a été adapté à la suite de l'augmentation sur certaines années des flux de déchets de déconstruction vers les entreposages.

Par ailleurs, le devis de référence de la tête de série 900 MWe a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase pré-démantèlement. Cette mise à jour a intégré également une optimisation du scénario industriel pour la gestion des déchets de déconstruction avant stockage avec un traitement préalable permettant de réduire les volumes stockés. L'extrapolation de ces éléments à l'ensemble du parc REP a un impact limité sur la provision pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation, soit une augmentation de la provision de 149 millions d'euros, par contrepartie des actifs au bilan.

Par ailleurs, EDF conforte ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Sur la base des estimations de coûts réalisées sur les différents postes de coûts, le devis de référence à terminaison (en euros₂₀₂₁) de 2 tranches TTS 900 MWe (Fessenheim) s'élève à environ 0,8 milliard d'euros, soit 0,4 milliard d'euros en moyenne pour une tranche TTS 900 MWe à comparer aux 0,36 milliard d'euros de coût moyen pour le parc REP complet en tenant compte des effets de série et mutualisation décrits précédemment.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2^{de} génération).

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils sont revus annuellement depuis 2015. En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux a fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Ce scénario intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales définitivement arrêtées, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, la révision des provisions des centrales définitivement arrêtées a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017 et 2018, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

L'évolution du scénario industriel de démantèlement des réacteurs UNGG opérée en 2015 a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) ont fait l'objet d'un consensus. Les échanges se sont poursuivis en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer le démantèlement quasi simultané des 5 autres réacteurs. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN sur ce sujet particulier afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu. Sur cette base, des projets de décision de l'ASN ont été soumis à consultation du public de juillet à novembre 2019. Ces projets prescrivent la date de dépôt des dossiers réglementaires qui permettraient d'autoriser les travaux de démantèlement ainsi que le programme de démantèlement qui doit être intégré dans ces dossiers. Dans ces projets, l'ASN reconnaît la complexité des opérations à mener, le bien-fondé de la stratégie de maîtrise des risques proposée par EDF (démonstrateur industriel, retour d'expérience conséquent sur un premier réacteur). Elle demande toutefois une légère anticipation des travaux sur les 5 réacteurs suivant la tête de série, pour lesquels les travaux doivent avoir commencé en 2025.

En 2019, la prise en compte de ces projets de décision a conduit globalement à augmenter les provisions nucléaires de 108 millions d'euros, dont 77 millions d'euros concernent la provision pour déconstruction des centrales nucléaires et 31 millions d'euros concernent la provision GLTD (déchets FAVL, TFA et FMA).

Les décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG ont été publiées le 17 mars 2020, sans remise en cause des principes inscrits dans les projets de décision de 2019. Les provisions nucléaires au titre de la déconstruction des UNGG n'ont en conséquence pas fait l'objet de réévaluation particulière à ce titre en 2020 et reflètent la meilleure estimation du scénario industriel et technique.

En 2020, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 45 millions d'euros au titre de retards sur le chemin critique à la suite de l'arrêt des chantiers lors de la 1^{re} phase de confinement et à la suite d'un aléa majeur en lien avec l'arrêt du chantier de découpe des internes de Chooz A. Une mise à jour des coûts sur l'assainissement du génie civil a été également réalisée, conduisant à une augmentation des provisions de 43 millions d'euros au périmètre des installations arrêtées dans leur ensemble.

En 2021, la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées a notamment amené à une augmentation des provisions de 77 millions d'euros à la suite de la révision de la stratégie industrielle du démantèlement de Chooz A pour passer sur un scénario de « démantèlement complet continu – DCC », avec un abandon de la période de surveillance des eaux de ruissellement de la caverne entre la fin du démantèlement des installations et le début de la phase de démantèlement ultime et assainissement, celle-ci n'étant plus nécessaire compte tenu de la qualité de ces eaux. Par ailleurs, une mise à jour de l'évaluation des coûts de démantèlement de l'APEC – atelier pour l'entreposage du combustible exploité par EDF sur le site de Creys-Malville et dont l'activité principale est l'entreposage du combustible issu de Superphénix – a été réalisée sur la base d'études d'Avant-Projet Sommaire menées en 2020-2021, conduisant à une augmentation de provisions de 61 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGECL) a commandité en juin 2020 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis), conduit par un consortium de cabinets spécialisés. L'audit s'est déroulé de décembre 2020 à juillet 2021. Le rapport a été mis en ligne sur le site du ministère de la Transition écologique en novembre 2021. Ses conclusions (qui confirment les constats réalisés par l'ASN au titre de leur inspection sur le pilotage de projets complexes dont les conclusions ont été communiquées au premier trimestre 2021) soulignent « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle qui est robuste, et permet une bonne

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique, au-delà d'un correctif non significatif (qui a été pris en compte dans les provisions à fin 2021), que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du

périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Au 31 décembre 2021, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	288	259
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	829	707
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	5 478	3 136
Réacteur à eau lourde – Brennilis	323	284
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	534	479

* Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme l'Atelier pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys Malville, et la Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 0,88 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur encastré dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui rend les découpes avec des moyens télé-opérés plus complexes, et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 6,6 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens télé-opérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Creys-Malville (environ 1,8 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MWe).

L'état d'avancement des chantiers de déconstruction est le suivant :

- Chooz A : le réacteur a été arrêté en 1991 et le démantèlement nucléaire a débuté en 2007 après l'obtention du décret de démantèlement. La dernière étape du démantèlement a commencé en 2016 avec la découpe, le conditionnement et l'évacuation des composants internes de la cuve, qui sera prolongée par le démantèlement de la cuve elle-même. Ces opérations devraient s'achever en 2024. Dans le cadre du nouveau scénario DCC, le déclassement de l'installation serait obtenu fin 2035 (contre 2047 précédemment) ;
- Réacteurs graphites gaz – UNGG : arrêtés entre 1973 et 1994, ces 6 installations ont eu leur décret de démantèlement entre 2008 et 2010 (sauf Chinon A1 et A2). L'évacuation du combustible et la vidange des circuits ont été réalisées pour tous ces réacteurs et les opérations de démantèlement des bâtiments conventionnels et nucléaires périphériques aux « caissons réacteurs » sont en cours. À la suite de la décision ASN de 2020, des dossiers d'autorisation de démantèlement seront remis pour tous ces réacteurs en 2022 afin d'obtenir de nouveaux décrets permettant de poursuivre les opérations de démantèlement conformément à la stratégie de démantèlement en air. L'ouverture de la partie supérieure du caisson tête de série UNGG – Chinon A2 – est prévue en 2033, les premières sorties des internes et briques de graphite sont prévues à partir de 2040 sur une période de 14 ans. En parallèle les autres sites UNGG finalisent leurs travaux et opérations de mise en configuration sécurisée (2035). Dans l'état de configuration sécurisée, 80 % des surfaces sont déconstruites et les caissons réacteurs en attente de démantèlement sont dans un état sûr permettant d'avoir progressé suffisamment sur la TTS pour en recueillir le retour d'expérience et sécuriser ainsi les 5 autres opérations. Les ouvertures des caissons suivant la TTS se positionnent à partir de 2055 ;
- Creys Malville : arrêtée en 1998, la centrale a obtenu son décret de démantèlement en 2006. Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, vidange des circuits, transformation et élimination du sodium utilisé pour le

refroidissement dans tous les circuits, mise en eau de la cuve, ouverture, retrait et découpe des bouchons de la cuve, la découpe du bouchon couvercle cœur (pièce de plusieurs centaines de tonnes) est en cours. Les prochaines étapes concernent le démantèlement des internes de cuve (fin prévue à horizon 2026), le démantèlement électromécanique dans le bâtiment réacteur, puis l'assainissement (la fin de démantèlement se situe en 2038) ;

- Brennilis : arrêtée en 1985, la centrale a obtenu un décret de démantèlement partiel en 2011 autorisant tous les démantèlements périphériques au « bloc réacteur ». Les principales étapes suivantes ont été réalisées : évacuation du combustible, démantèlement de la salle des machines, du bâtiment combustible, des bâtiments auxiliaires, des échangeurs de chaleur et de la station de traitement des effluents. Les prochaines étapes concernent l'instruction du dossier de demande de démantèlement complet en vue de l'obtention du décret de démantèlement à horizon 2022, permettant de réaliser le démantèlement du bloc réacteur (fin des opérations positionnées en 2040). L'enquête publique a été lancée comme prévu le 15 novembre 2021 pour une durée de 7 semaines. L'avis du commissaire enquêteur est attendu mi-février 2022.

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont ») (voir note 14).

En 2020, à la suite de la mise à l'arrêt définitif de la centrale de Fessenheim, une reprise de la provision pour dernier cœur pour les 2 tranches de Fessenheim a été effectuée à hauteur de 99 millions d'euros, avec concomitamment une sortie de stock du combustible non irradié en réacteur au moment de l'arrêt, et parallèlement la constitution de provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs relatives au traitement de ce combustible et au stockage des déchets qui seront issus du traitement.

En 2021, hormis en lien avec les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe au 1^{er} janvier 2021 (voir note 2.1.1), les provisions pour derniers cœurs évoluent peu.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

28.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

28.5.1 Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Depuis le 31 décembre 2020, les modalités de calcul du taux d'actualisation ont évolué comme suit :

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des spreads des obligations d'entreprises de notation A à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assuranciers, de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé s'établit à 3,46 % pour 2021. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1^{er} juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2021 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [-0,6 % ; 0,6 %] ([-0,6 % ; 0,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [0,6 % ; 3,1 %] ([0,2 % ; 3,2 %] à fin 2020) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,46 % (3,51 % à fin 2020) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond réglementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;

- de références des spreads d'obligations pris en compte aux entreprises de notation A à BBB permettant de construire une courbe de spread robuste, dans un contexte d'obligations de notation AA peu nombreuses en particulier pour les maturités longues, contrairement aux obligations de notation BBB qui constituent la majorité des obligations investment Grade et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %), soit une hypothèse d'inflation de 1,7 % au 31 décembre 2021, en hausse de 50 points de base par rapport au 31 décembre 2020, qui reflète en particulier la hausse observée des points morts d'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 3,7 % au 31 décembre 2021, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 3,3 % – l'augmentation étant liée notamment à celle de la courbe de taux souverains – et 1,2 % au 31 décembre 2020), soit un taux d'actualisation réel de 2,0 % au 31 décembre 2021 (2,1 % au 31 décembre 2020).

28.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et l'arrêté du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond est applicable à compter de l'année 2024. Jusqu'en 2024, le plafond est égal à la moyenne pondérée de 2,3 % et de ce nouveau plafond. La pondération affectée au montant de 2,3 % est fixée à 50 % pour l'année 2020, 25 % pour l'année 2021, 12,5 % pour l'année 2022 et 6,25 % pour l'année 2023 ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2020, à partir de la référence UFR, s'établit à 2,80 % au 31 décembre 2021 (2,66 % au 31 décembre 2020).

Le taux d'actualisation réel retenu dans les états financiers au 31 décembre 2021, en application des modalités de calcul présentées ci-avant, est de 2,0 %.

28.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	31/12/2021		31/12/2020	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	16 121	10 683	18 998	10 246
Dont non liée au cycle d'exploitation	3 282	1 726	2 727	1 297
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36 779	14 233	35 580	13 300
Aval du cycle nucléaire	52 900	24 916	54 578	23 546
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 479	12 680	19 693	12 775
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	7 718	5 050	7 400	4 714
Derniers cœurs	4 349	2 660	4 258	2 711
Déconstruction et derniers cœurs	32 546	20 390	31 351	20 200
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE				
PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		45 306		43 746

* Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	2021		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans*	Total
Gestion du combustible usé	7 846	8 275	16 121
Dont non liées au cycle d'exploitation	540	2 742	3 282
Gestion à long terme des déchets radioactifs	5 116	31 663	36 779
Aval du cycle nucléaire	12 962	39 938	52 900
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	347	20 132	20 479
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 903	4 815	7 718
Derniers cœurs	262	4 087	4 349
Déconstruction et derniers cœurs	3 512	29 034	32 546

* Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 20 % et 41 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 32 % et 96 % pour la déconstruction.

Ces approches peuvent être complétées par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

Le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée 31/12/2021	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,10 %	- 0,10 %	+ 0,10 %	- 0,10 %
Aval du cycle nucléaire					
● gestion du combustible usé	11 819	(120)	124	102	(107)
● gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	(472)	504	385	(413)
Déconstruction et derniers cœurs					
● déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 680	(291)	299	-	-
● déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 050	(88)	91	88	(91)
● derniers cœurs	2 660	(54)	55	-	-
TOTAL	46 442	(1 025)	1 073	575	(611)
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	34 276	(917)	963	515	(548)

Note 29 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations

passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2021 prend en compte les derniers éléments de devis connus intégrant la remise en état des sites de production.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres mouvements ⁽⁴⁾	31/12/2021
		Exploitation ^{(1) (3)}	Financières ⁽³⁾	Exploitation ^{(2) (3)}	Financières ⁽²⁾		
Avantages postérieurs à l'emploi	10 561	825	283	(667)	(166)	(42)	10 794
Avantages long terme	1 055	90	9	(81)	-	-	1 073
PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL	11 616	915	292	(748)	(166)	(42)	11 867

(1) Dont 581 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 326 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 8 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (724) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (24) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(3) Voir note 13.

(4) Voir notes 6 et 11.2.

(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

(6) Les « Autres mouvements » s'expliquent par l'ajustement des provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi au titre des exercices antérieurs, pour un montant de (42) millions d'euros. Cet ajustement résulte de l'évolution de la méthode d'attribution des droits pour l'évaluation des engagements relatifs aux indemnités de fin de carrière (voir note 1.1).

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2020	32 418	(13 203)	19 214	(19)	(7 579)	11 616
Charge nette de l'exercice 2021	873	(166)	707	8	302	1 017
Autres mouvements *	(42)	-	(42)	-	-	(42)
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	149	(228)	(79)	-	79	-
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 173)	449	(724)	-	-	(724)
SOLDE AU 31/12/2021	32 225	(13 148)	19 076	(11)	(7 198)	11 867

* Voir note 30 renvoi (6) ci-dessus.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2021 s'élèvent à 149 millions d'euros dont 626 millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses et (477) millions d'euros de gains dus à l'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Coût des services rendus de l'exercice ⁽¹⁾	581	485
Charges d'intérêts (actualisation) ⁽²⁾	292	395
Rendement escompté des actifs de couverture	(166)	(212)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	221	185
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	81	94
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	8	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 017	957
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽³⁾	891	774
Résultat financier	126	183

(1) L'augmentation observée sur le coût des services rendus résulte essentiellement de l'impact de l'évolution des hypothèses actuarielles sur les engagements au 1^{er} janvier 2021, conséquence de la baisse du taux d'actualisation (- 0,4 %).(2) Les charges d'intérêts (actualisation) de 292 millions d'euros sont en diminution de 103 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2020, conséquence de la baisse du taux d'actualisation entre le 1^{er} janvier 2021 (0,9 %) et le 1^{er} janvier 2020 (1,3 %).

(3) En 2021, le montant correspond aux dotations d'exploitation (915 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (24 millions d'euros).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres mouvements*	31/12/2021
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières		
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	10 561	825	283	(667)	(166)	(42)	10 794
dont :							
Retraites	7 162	456	214	(509)	(161)	-	7 162
Charges CNEG	459	11	4	(14)	-	-	460
Avantages en nature énergie	2 173	251	49	(118)	-	-	2 355
Indemnités de fin de carrière	71	41	5	(3)	(5)	(42)	66
Autres	697	66	11	(23)	-	-	751

* Voir note 30 renvoi (6).

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2021	31 152	(13 148)	(11)	(7 198)	10 794
dont :					
Retraites	23 779	(12 606)	-	(4 011)	7 162
Charges CNEG	501	-	-	(41)	460
Avantages en nature énergie	5 067	-	-	(2 712)	2 355
Indemnités de fin de carrière	602	(527)	-	(8)	66
Autres	1 203	(15)	(11)	(426)	751

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2020	31 363	(13 203)	(19)	(7 579)	10 561
dont :					
Retraites	23 757	(12 656)	-	(3 939)	7 162
Charges CNEG	488	-	-	(29)	459
Avantages en nature énergie	5 340	-	-	(3 167)	2 173
Indemnités de fin de carrière	630	(532)	(5)	(22)	71
Autres	1 148	(15)	(14)	(422)	697



30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises	31/12/2021
		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	1 055	90	9	(81)	1 073
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	900	78	8	(72)	914
Médailles du travail	135	9	1	(7)	138
Divers	20	3	-	(2)	21



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 13 148 millions d'euros au 31 décembre 2021 (13 203 millions d'euros au 31 décembre 2020) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	13 148	13 203
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	12 606	12 656
dont en % :		
Actions	32 %	33 %
Obligations monétaires	67 %	67 %
Immobilier	1 %	-
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	527	532
dont en % :		
Actions	33 %	37 %
Obligations monétaires	67 %	63 %
Autres actifs de couverture	15	15

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,70 % au 31 décembre 2021 (1,20 % au 31 décembre 2020) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,3 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 1,29 % pour 2021 (1,77 % pour 2020) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 1,06 % pour 2021 (1,40 % pour 2020).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution moins favorable des marchés financiers sur le marché obligataire.

élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction depuis 2017 du panel sur ces durations. La hausse du taux d'actualisation est liée essentiellement à la hausse des taux sans risque constatée fin 2021.

L'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 1,30 % au 31 décembre 2021 (0,90 % au 31 décembre 2020).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone-euro est de 1,7 % (1,2 % au 31 décembre 2020).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,8 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Les lois de salaires, utilisées pour le calcul des engagements, sont basées sur les évolutions de salaires constatées sur la période 2015-2018 (retraitées des effets exceptionnels), comparables aux évolutions de salaires constatées sur les derniers exercices.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2020	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2021
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour charges relatives :							
• au personnel	69	24	-	(55)	(2)	-	36
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	270	10	-	-	-	1	281
• aux autres charges	1 187	237	360 ⁽²⁾	(663) ⁽¹⁾	(14)	-	1 107
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	1 526	271	360	(718)	(16)	1	1 424

(1) Dont 459 millions d'euros de reprises de provision pour contentieux fiscaux à la suite de l'arrêt du 17 juin 2021 annulant la décision rendue le 11 décembre 2020 (voir note 14).

(2) La dotation exceptionnelle au 31 décembre 2021 est en lien avec des procédures contentieuses en cours.

Note 32 Dettes

EDF a fait évoluer la présentation au bilan des positions d'appels de marge sur dérivés conclus avec l'ensemble de ses partenaires bancaires afin d'en améliorer la lisibilité et sa compréhension. Ce changement, mis en œuvre de façon prospective sur l'exercice 2021, consiste désormais à ne plus présenter une position nette d'ensemble au bilan mais des positions reflétant les en-cours individuels débiteurs et créditeurs d'EDF auprès de chacun de ses partenaires bancaires. Au

31 décembre 2021, la ligne « Instruments de trésorerie » comprend un montant de 2 691 millions d'euros au titre des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés (voir renvoi (4)). Les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés sont inscrites à l'actif du bilan sur la ligne « Instruments de trésorerie » pour un montant de 36 millions d'euros (voir note 20 renvoi (3)).

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2021	Montant brut au 31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	2 826	10 983	33 763	47 572	47 346
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	149	844	398	1 391	1 340
Autres emprunts	6 804	6	2	6 812	3 118
Dettes financières diverses					
• avances sur consommation	-	5	21	26	26
• autres dettes	1 696	1	-	1 697	1 025
Dettes financières (voir note 33)	11 475	11 839	34 184	57 498	52 855
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	7 499	-	-	7 499	7 188
Dettes fournisseurs et comptes rattachés ⁽²⁾	10 946	-	50	10 996	7 970
Dettes fiscales et sociales ⁽³⁾	8 630	-	-	8 630	8 110
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 070	-	-	2 070	1 938
Comptes créditeurs ⁽⁴⁾	17 945	674	-	18 619	16 655
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	39 591	674	50	40 315	34 673
Instruments de trésorerie⁽⁵⁾	3 306	266	667	4 239	5 075
Produits constatés d'avance⁽⁶⁾	507	1 024	1 544	3 075	3 202
TOTAL DETTES	62 378	13 803	36 445	112 626	102 993

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensuels particuliers et professionnels pour 7 071 millions d'euros au 31 décembre 2021 (6 782 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(2) La hausse sur la période concerne principalement les dettes vis-à-vis d'EDF Trading dans un contexte de hausse des prix.

(3) Au 31 décembre 2021, ce poste inclut un montant de 1 457 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 448 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et conventions de placement et de trésorerie avec les filiales. Au 31 décembre 2021, les comptes créditeurs comprennent également une dette de 294 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre une créance de 1 974 millions d'euros au 31 décembre 2020 (voir note 20 renvoi (2)).

(5) Ils correspondent notamment aux pertes latentes sur instruments de change ainsi qu'à l'ensemble des positions créditrices d'appels de marge sur dérivés d'EDF auprès de ses partenaires bancaires (2 691 millions d'euros au 31 décembre 2021 contre une position nette créditrice d'un montant de 2 345 millions d'euros au 31 décembre 2020).

(6) Au 31 décembre 2021, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 746 millions d'euros (1 713 millions d'euros en 2020). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Euelium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat. Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées (voir note 5).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2020	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2021
Emprunts en euros	3 232	-	-	-	-	3 232
Emprunts en devises	10 292	-	-	736	-	11 028
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros ⁽¹⁾	19 733	1 850	(3 400)	-	-	18 183
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	14 089	-	-	1 040	-	15 129
Emprunts obligataires	47 346	1 850	(3 400)	1 776	-	47 572
Emprunts long terme en euros	1 340	400	(349)	-	-	1 391
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 340	400	(349)	-	-	1 391
Titres de créances négociables en euros	2 071	2 391	-	-	-	4 462
Titres de créances négociables en devises	214	368	-	63	-	645
Emprunts contractuels à caractère financier	833	2 788	(1 905)	(11)	-	1 705
Autres emprunts ⁽²⁾	3 118	5 547	(1 905)	52	-	6 812
Total emprunts	51 804	7 797	(5 654)	1 828	-	55 775
Avances sur consommation	26	-	-	-	-	26
Autres dettes financières diverses ⁽³⁾	110	19	(19)	-	675	785
Comptes bancaires créditeurs	35	-	-	-	56	91
Débts bancaires différés	8	-	-	-	-	8
Intérêts à payer	872	-	-	-	(59)	813
Total autres dettes financières diverses	1 025	19	(19)	-	672	1 697
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	52 855	7 816	(5 673)	1 828	672	57 498

(1) EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior de 1,75 milliard d'euros le 23 novembre 2021, complétée par une seconde émission de 100 millions d'euros le 6 décembre 2021 (voir note 2.2.2).

(2) La variation s'explique principalement par 2 822 millions d'euros résultant d'émissions de TCN nettes de remboursements et 874 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques et dont la contrepartie est enregistrée en disponibilités (voir note 20 renvoi (4)).

(3) Elles comprennent principalement 408 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 21 renvoi (2)) et 267 millions d'euros au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 22 janvier 2022 sur la souche 2014. EDF a ainsi réclassé ce montant de 267 millions d'euros des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain du remboursement.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I – Euros		28 973		52		21 583		50 556	100	91
CHF	550	532	2	1	(550)	(532)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 789	33	16	(3 000)	(3 570)	4 385	5 219	100	9
HKD	2 416	274	1	-	(2 416)	(274)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 051	4	2	(137 000)	(1 051)	-	-	-	-
NOK	1 000	100	-	-	(1 000)	(100)	-	-	-	-
USD	18 185	16 056	60	29	(18 185)	(16 056)	-	-	-	-
Total II – Autres devises		26 802	100	48		(21 583)		5 219	100	9
TOTAL I-II		55 775		100		-		55 775		100

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% 31/12/2021	% 31/12/2020		Montants	% 31/12/2021	% 31/12/2020 ^m
Emprunts Long Terme et ÉMTN	48 570			(16 170)	32 400		
Emprunts Court Terme	6 812			-	6 812		
Dette à taux fixe	55 382	99	99	(16 170)	39 212	70	68
Emprunts Long Terme et ÉMTN	393			16 170	16 563		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	393	1	1	16 170	16 563	30	32
TOTAL	55 775	100	100	-	55 775	100	100

(1) Les données présentées au titre de l'exercice 2020 intègrent une correction relative à des dérivés non pris en compte.

Note 34 Écarts de conversion-passif

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2021 un gain latent de change de 260 millions d'euros (336 millions d'euros au 31 décembre 2020) dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des cross currency swaps et 53 millions d'euros concernant des emprunts en dollars intégralement couverts par des cross currency swaps.





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Autres informations

Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31/12/2021		31/12/2020	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1- Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	-	-	-	-
Swaps de taux long terme				
EUR	9 323	9 323	10 385	10 385
USD	3 576	3 576	3 300	3 300
GBP	4 481	4 481	3 854	3 854
Sous-total	17 380	17 380	17 539	17 539
2- Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	40 593	33 057	32 688	24 353
CAD	136	374	435	574
USD	23 312	24 617	16 671	20 643
GBP	9 354	14 199	6 138	8 903
CHF	142	404	192	361
ILS	440	554	354	405
PLN	213	253	137	177
JPY	123	741	79	835
CNY	1 075	797	102	102
MXN	105	105	102	101
Autres	921	1 016	637	740
Swaps de capitaux long terme				
EUR	3 821	35 196	4 247	33 880
JPY	1 051	61	1 083	63
USD	17 118	1 812	15 807	1 709
GBP	17 505	2 334	15 120	2 557
CHF	532	-	509	-
ILS	90	90	86	86
PLN	12	21	14	14
NOK	100	-	96	-
MXN	-	-	-	10
HKD	274	-	254	-
Sous-total	116 917	115 631	94 751	95 513
3- Swaps de titrisation	-	-	62	62
4- Opérations sur valeurs mobilières	-	-	-	-
Adhats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	134 297	133 011	112 352	113 114
5- Swaps sur matières premières				
Produits pétroliers (en milliers de barils)	7 168	7 168	6 218	6 218

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2021 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2021	2020
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	130	141
Instruments de change	511	(274)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	739	710
Instruments de change	(82)	(118)

* Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan au 31 décembre 2021 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• Swaps de taux	145	2 120
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, swaps de change et options de change	54	177
• Cross Currency Swaps	1 007	2 203
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Produits pétroliers	-	98
TOTAL	1 206	4 598

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2021, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2021	31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	19 038	18 298	10 061	8 332	55 729	53 255
Engagements liés aux opérations d'exploitation	11 578	13 785	9 566	6 921	41 850	36 784
• Engagements d'achats de combustible et d'énergie	7 711	10 598	8 369	6 758	33 436	27 083
• Autres engagements liés à l'exploitation	3 867	3 187	1 197	163	8 414	9 701
Engagements liés aux opérations d'investissement	2 890	3 192	385	36	6 503	6 626
Engagements liés aux opérations de financement	4 570	1 321	110	1 375	7 376	9 845
Engagements hors bilan reçus	2 498	11 680	331	648	15 157	13 330
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 193	873	331	248	2 645	2 848
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	68	-	-	73	-
Engagements liés aux opérations de financement	1 300	10 739	-	400	12 439	10 482





ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2021, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2021	31/12/2020
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	6 002	4 090	3 697	5 003	18 792	12 078
Achats de combustible nucléaire	1 709	6 508	4 672	1 755	14 644	15 005
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	7 711	10 598	8 369	6 758	33 436	27 083

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 54 TWh pour l'exercice 2021 (59 TWh pour 2020), dont 7 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2020), 25 TWh au titre de l'éolien (31 TWh pour 2020), 11 TWh au titre du photovoltaïque (11 TWh pour 2020) et 4 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2020).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2021 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants compensée en partie par l'ajustement des prix des matières.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La baisse de ces engagements s'explique principalement par la reprise par EDF Energy de la garantie octroyée précédemment par EDF au titre des engagements de retraite au Royaume-Uni.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La baisse de ces engagements concerne principalement EDF International pour 2 160 millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à un volume global maximal fixé à 150 TWh depuis le 1^{er} janvier 2020.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

Note 37 Passifs éventuels

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'événements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'événements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2021 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2019, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et également remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Contentieux ARENH - Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé au Président du Tribunal de Commerce de Paris en 2020, d'ordonner en urgence la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Par ordonnances en date des 20, 26 et 27 mai 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris s'est prononcé à titre provisoire sur des demandes de suspension des contrats ARENH introduites par 4 fournisseurs alternatifs (TotalEnergies, Gazel, Alpiq et Vattenfall) dans le cadre de procédures de référé. Le juge des référés a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et a ordonné la suspension des livraisons pour 3 d'entre eux (TotalEnergies, Gazel, Alpiq). EDF a fait appel des ordonnances TotalEnergies, Gazel et Alpiq. Le 28 juillet 2020, la Cour d'appel de Paris a confirmé les ordonnances du Tribunal de Commerce. Le 24 septembre 2020, EDF s'est pourvu en cassation. Seul TotalEnergies demeure partie à l'instance.

En parallèle, EDF avait notifié à titre conservatoire le 2 juin 2020 la résiliation des contrats ARENH liant aux fournisseurs d'énergie Alpiq, Gazel et TotalEnergies. Par une ordonnance en date du 1^{er} juillet 2020, le Président du Tribunal de Commerce de Paris a considéré que la résiliation d'EDF était dépourvue d'effet. EDF a fait appel de cette décision. Le 19 novembre 2020, la Cour d'appel de Paris a infirmé l'ordonnance du Tribunal de Commerce et dit n'y avoir lieu à référé rétablissant ainsi les effets de la résiliation.

En outre, une procédure en référé a été introduite fin septembre 2020 par Ohm Énergie visant à obtenir cette fois-ci la suspension des paiements dus au titre de la livraison de volumes ARENH, qui a été poursuivie par EDF de manière illicite selon elle, alors qu'elle en avait demandé la suspension d'avril à juin 2020 sur le fondement de la force majeure. Le 23 octobre 2020, le Tribunal de Commerce de Paris a rejeté toutes les demandes d'Ohm Énergie.

Parallèlement, sept procédures au fond ont été initiées à ce jour, par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Énergie Grands Comptes et Priméo Énergie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwater.

Le 13 avril 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure

étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de Commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de Commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur ne s'est pas pourvu en cassation.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de Commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwater condamnant EDF à leur verser des dommages et intérêts représentant plusieurs dizaines de millions d'euros au total.

Les autres procédures sont en cours.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait actuellement l'objet de quatre procédures devant l'Autorité de la concurrence.

La première, relative aux pratiques commerciales d'EDF et de certaines de ses filiales sur les marchés de services énergétiques, fait suite à une plainte déposée le 17 octobre 2016 par la société Xélan. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Cette procédure est toujours en cours d'instruction.

La deuxième procédure fait suite à une plainte déposée par Engie le 19 juin 2017 portant sur les pratiques commerciales d'EDF en matière de fourniture au détail d'électricité et de gaz, et notamment sur les conditions dans lesquelles EDF a donné accès à son fichier de clients aux tarifs réglementés Vert et Jaune à compter de fin 2015, dans le cadre de l'extinction de ces derniers, aux fournisseurs d'électricité qui en faisaient la demande. Les pièces saisies dans le cadre des opérations de visite et de saisies de novembre 2016 ont été versées dans la procédure Engie. EDF, Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et Cham ont reçu le 27 mai 2021 une notification de griefs de l'Autorité de la concurrence portant sur les marchés de la fourniture au détail d'électricité et de gaz, des services de gestion et de maintenance multitechniques et d'optimisation énergétique, et des actions de maîtrise de l'énergie conduisant à la délivrance de Certificats d'Économies d'Énergie. Une décision de l'ADLC est attendue à la suite de la tenue d'une séance devant le collège de l'Autorité en novembre 2021.

La troisième procédure fait suite à une saisine d'office de l'ADLC en date du 4 novembre 2019. Elle porte sur la constitution d'un partenariat dans le domaine de l'exploitation de réseaux de chaleur. EDF, Dalkia, Electricité de Strasbourg, ES Services Énergétiques et EDEV ont reçu le 3 mai 2021 une notification de griefs, à laquelle les entreprises ont répondu le 16 juillet 2021. La procédure contradictoire se poursuivra en 2022.

La quatrième procédure, relative à la politique de prix d'EDF pour ses offres de fourniture d'électricité aux clients non résidentiels dont la puissance de raccordement est inférieure à 36 kVA, fait suite à une plainte de la société Plüm Énergie en date du 14 septembre 2020. Cette plainte était assortie d'une demande de mesures conservatoires destinée à faire intervenir l'Autorité en urgence. Le 18 février 2021, l'Autorité a rejeté la demande de mesures conservatoires de Plüm. La procédure au fond est toujours en cours.

Enfin, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à son encontre par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC a toutefois considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. La décision de l'Autorité est susceptible de faire l'objet d'un appel dans un délai d'un mois à compter de sa notification aux parties.

Si l'Autorité de la concurrence devait, au terme de son instruction au fond dans une de ces procédures, conclure à l'existence d'une pratique anticoncurrentielle, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment une sanction financière. En application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce, le montant maximum potentiel des sanctions s'élève à 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes du Groupe.

Une provision est comptabilisée à ce titre au 31 décembre 2021.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

Note 38 Actifs dédiés**38.1 Réglementation**

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Le décret du 1^{er} juillet 2020 a codifié les obligations réglementaires relatives aux actifs dédiés dans les articles D. 594-1 et suivants du Code de l'environnement, complétés par l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 1^{er} juillet 2020. Ces textes précisent, notamment sur la base du code des assurances, la liste des actifs éligibles qui inclut notamment des actifs non cotés. Ils autorisent en particulier, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE, qui détient 100 % du capital de RTE depuis le 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Depuis le décret du 1^{er} juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de dotation aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret porte le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans, au lieu de 3 ans précédemment.

38.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenue par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place, d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA « EDF Invest ».

Le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé le principe d'une allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes d'ici 2025.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés principalement par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement non cotés, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2021, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 8 626 millions d'euros dont 7 908 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, pour une valeur de 3 343 millions d'euros au 31 décembre 2021 (2 788 millions d'euros au 31 décembre 2020) ;

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

- les participations d'EDF dans Teréga, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madriela Red de Gas (MRG), Géosel, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Korian & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France).

La composition du portefeuille au 31 décembre 2021 est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2021		31/12/2020	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Titres de participation CTE (société détenant RTE) ⁽¹⁾	2 705	3 343	2 705	2 788
Autres Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	24 944	29 741	24 195	27 148
Autres titres immobilisés et prêts d'actionnaires	3 839	4 330	3 136	3 421
Total actifs dédiés – immobilisations financières	31 488	37 414	30 036	33 357
VMP	50	50	260	262
Total actifs dédiés – VMP	50	50	260	262
Total actifs dédiés avant couverture	31 538	37 464	30 296	33 619
Instruments de couverture et autres éléments	16	(10)	48	229
TOTAL ACTIFS DEDIES APRES COUVERTURE ⁽²⁾	31 554	37 454	30 344	33 848

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2021 ainsi qu'au 31 décembre 2020.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2021, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 109,3 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2020, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 103,5 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2021	31/12/2020
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 726	1 297
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 233	13 300
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	17 730	17 489
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	587	590
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	34 276	32 676

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2021

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2020 (103,6 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2021 et aucune dotation n'a été réalisée en 2021 (pour rappel, les dotations se sont élevées à 297 millions d'euros en 2020 conformément à l'obligation réglementaire de dotation en 2020 incombant à EDF). Au 31 décembre 2021, le taux de couverture des provisions est de 109,3 %.

L'année 2021 aura à nouveau été une année extrêmement favorable sur les marchés actions. En effet, la dynamique économique est restée très soutenue malgré les inquiétudes causées par l'apparition de plusieurs variants du virus de la Covid-19, compte tenu de la mise en place de campagnes de vaccination dans les pays développés ayant permis de limiter les effets de la crise sanitaire sur l'activité économique, ce qui a contribué à la performance des marchés actions.

Sur l'année, les indices actions ont fortement progressé sous l'effet de la très bonne performance du marché américain suivie par celle de l'Europe, les autres zones étant moins dynamiques. De manière moins habituelle, ce sont les méga-capitalisations qui ont progressé le plus dans toutes les zones à l'exception des pays émergents.

En lien avec la reprise économique, les marchés obligataires ont souffert de la remontée des taux. À titre d'exemple, les taux allemands à 10 ans ont progressé de + 0,4 % pour s'établir à - 0,2 % et les taux américains de + 0,6 % à + 1,5 %. Cette hausse est cependant modérée compte tenu de la hausse de l'inflation. Les banques centrales ont néanmoins réussi à rassurer les marchés en insistant sur le caractère transitoire de ce phénomène et donc leur capacité à ne retirer que graduellement leurs politiques de soutien monétaire.

EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés, dans le domaine des compteurs électriques intelligents via un investissement complémentaire dans Energy Assets Group (C72) au Royaume-Uni (à pourcentage de participation inchangé), dans le secteur des télécoms en France avec une prise de participation minoritaire en consortium dans C71 (Orange Concessions – réseaux de fibre optique), dans des actifs immobiliers en France et en Allemagne (92 France, C79, C82, C84) via des participations minoritaires et dans des parts de fonds d'investissement diversifiés non cotés.

Au 31 décembre 2021, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 1 834 millions d'euros dont 764 millions d'euros dans le résultat financier et 1 070 millions d'euros dans le résultat exceptionnel. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (856 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés obligataires ((85) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (1 070 millions d'euros).



ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
ATMEA	143					
CTE (ex C2S)		468		321		
Framatome		157		458		
EDF Energy	123	160		62		2
EDF Renouvelables	2 881					26
EDF International	13 048					262
EDF Trading	2 943	3 280		3 969		9
Edison						1
Enedis	1 997	58		1 824		10
Dalkia France	1 788	71		292		36
Groupe PEI	568			108		13
Citelum	123					2
EDF Luminus	80					1
Edvance		60		51		
Comptes-courants ⁽²⁾				2 076		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 797		(5)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾			11 912			
Convention d'intégration fiscale				1 529		

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Sofilo pour 598 millions d'euros, Enedis pour 532 millions d'euros et PEI pour 474 millions d'euros.

(3) Dont C3 pour 5 144 millions d'euros, EDF Trading pour 1 489 millions d'euros, EDF Energy pour 879 millions d'euros et Edison pour 850 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,88 % du capital d'EDF au 31 décembre 2021. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

39.2.2 Relations avec ENGIE

En ce qui concerne le service commun relatif aux activités de distribution et de fourniture de GPL sur les villes d'Ajaccio et de Bastia en Corse, ENGIE a annoncé à EDF en octobre 2020 qu'elle envisageait de cesser son activité GPL en Corse.

Dans ce contexte, l'article 96 de la loi de finances pour 2022 permet une prise en charge partielle par l'État, des coûts associés à la conversion des usages des

réseaux de GPL à l'électricité ou aux ENR pour une durée maximale de vingt ans par voie d'ordonnance.

Cette disposition est sans impact pour EDF à ce stade. À terme, la perspective d'une fin d'exploitation de la distribution du GPL et de conversion à l'électricité des usages nécessitera des investissements de renforcement de réseaux de distribution d'électricité.

39.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex-groupe AREVA (Orano et AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining ;
- fluoration et enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat Orano Chimie-Enrichissement (ex Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Recyclage (ex Orano Cycle) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

ÉTATS FINANCIERS

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Note 40 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2020 et 2021 se décompose comme suit :

(en euros)	2021	2020
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	453 660	453 660
Administrateurs ⁽²⁾	436 934 ⁽³⁾	439 946 ⁽⁴⁾

(1) Le Conseil d'administration réuni le 17 février 2021 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2021, identique à la rémunération fixe annuelle fixée pour l'exercice 2020. Le Président-Directeur Général bénéficie en outre d'avantages en nature correspondant à la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

(2) L'Assemblée générale du 6 mai 2021 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle au titre des rémunérations à allouer aux administrateurs de 440 000 euros pour l'exercice 2021.

(3) Ce montant inclut les rémunérations versées en 2021, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2021, pour un montant de 35 505 euros.

(4) Ce montant inclut les rémunérations versées en 2020, au titre de leur mandat, à des administrateurs dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2019, pour un montant total de 50 142 euros.

Note 41 Événements postérieurs à la clôture

Mesures réglementaires exceptionnelles et perspectives de production nucléaire en France

Mesures réglementaires exceptionnelles

Pour l'année 2022, dans le contexte de forte augmentation des prix de marché de l'électricité, l'État a mis en place un bouclier tarifaire basé sur le principe d'une augmentation maximale des Tarifs Réglementés de Vente (TRVE) de 4 % TTC au 1^{er} février 2022 pour les clients résidentiels par rapport aux tarifs en vigueur au 1^{er} août 2021. Ce bouclier tarifaire s'articule autour de deux articles de la loi de finances 2021-1500 du 30 décembre 2021 pour 2022 :

- l'article 29 prévoit une baisse de la TICFE (encore appelée CSPE) applicable à compter du 1^{er} février 2022. Cette baisse concerne tous les consommateurs, particuliers comme professionnels, au TRVE et en offres de marché, dans la limite du montant minimum légal (1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels). Cette baisse s'applique aux quantités d'énergie livrées jusqu'au 31 janvier 2023. Les nouveaux tarifs de la TICFE ont été fixés par décret ;
- si malgré la mise en œuvre de la baisse de la TICFE la proposition d'augmentation tarifaire de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) excède 4 % TTC sur le TRVE résidentiel par rapport aux tarifs en vigueur au 31 décembre 2021, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de s'opposer à cette proposition par dérogation au Code de l'énergie en fixant par arrêté conjoint des ministres de l'Économie et de l'Énergie les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession aux entreprises locales de distribution (ELD) à un niveau inférieur. Dans ce cas, la loi prévoit en 2023 un rattrapage des TRVE lissé sur douze mois permettant de couvrir les pertes de recettes supportées par EDF en 2022. Par ailleurs, un mécanisme de compensation des pertes supportées par les entreprises locales de distribution d'électricité pour leurs offres aux TRVE et par les fournisseurs d'électricité pour leurs offres de marché est également mis en place par ce même article.

Le 13 janvier 2022, le gouvernement français a annoncé des mesures exceptionnelles complémentaires destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les consommateurs en 2022. Ces mesures, dont les modalités de mise en œuvre restent à préciser, consistent en particulier en une attribution complémentaire de 20 TWh de volume d'ARENH pour 2022, sur la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2022 à un prix de 46,2 €/MWh. Les effets de cette mesure annoncée en janvier 2022 sont de deux ordres pour EDF : la nécessité d'acheter ces 20 TWh d'ARENH afin de les livrer aux autres fournisseurs, avec un effet prix négatif très significatif au vu des prix de marché actuels ; l'augmentation de la part d'ARENH versus celle au prix de marché dans l'empilement des coûts pour le calcul des TRVE au titre de 2022, ce qui aura un effet à la baisse sur les prix de vente aux clients, au TRVE comme en offre de marché.

Les mesures complémentaires concernent également l'extension du principe de plafonnement à 4 % TTC de l'augmentation du TRVE aux clients non résidentiels encore éligibles à celui-ci, sur le territoire métropolitain et dans les zones non interconnectées.

Dans son communiqué de presse du 13 janvier 2022, EDF a indiqué prendre acte des mesures annoncées par le gouvernement français destinées à limiter la hausse des tarifs de l'électricité en 2022. EDF a indiqué que les conséquences financières ne pouvaient pas être déterminées de façon précise à ce stade. Dans l'état des informations dont EDF disposait à cette date, l'impact de ces mesures sur l'excédent brut d'exploitation (EBE) 2022 a été estimé à environ 8,4 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 31 décembre 2021 et à environ 7,7 milliards d'euros sur la base des prix de marché au 12 janvier 2022, par rapport à une situation qui aurait prévalu sans la mise en œuvre des différentes mesures. EDF a indiqué que l'impact final sur l'excédent brut d'exploitation (EBE) dépendrait des prix de marché sur la période de mise en œuvre de ces mesures, qu'il communiquerait dès que possible et régulièrement sur l'évolution de cette estimation et dans l'attente a retiré sa guidance 2022 Endettement Financier Net/EBE.

EDF indiquait également qu'il allait examiner les mesures appropriées pour renforcer sa structure bilancielle et toute mesure de nature à protéger ses intérêts.

Dans une délibération du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une augmentation de 35,4 % TTC (soit 44,5 % HT) des tarifs bleus résidentiels et de 35,9 % TTC (soit 44,7 % HT) des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2022. Cette proposition est justifiée au premier ordre par la forte augmentation des prix de marché de l'énergie. Avec intégration d'une baisse maximale de la TICFE confirmée par le décret n° 2022-84 du 28 janvier 2022, cette proposition aurait abouti à une augmentation de 20 % TTC des tarifs bleus résidentiels et de 20,9 % TTC des tarifs bleus non résidentiels. Conformément au principe du bouclier tarifaire, cette proposition a été rejetée par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ont fixé l'augmentation des tarifs bleus résidentiels de 4 % TTC (24,3 % HT) et une augmentation des tarifs bleus non résidentiels de 4 % TTC (23,6 % HT) dans le cadre d'arrêtés tarifaires du 28 janvier 2022 publiés au Journal officiel le 30 janvier 2022 et mises en œuvre à compter du 1^{er} février 2022.

La CRE a indiqué que si le prix moyen hors taxes résultant de l'application des tarifs bleus aux clients résidentiels en France Métropolitaine continentale avait été de 57,2 €/MWh selon sa proposition tarifaire, celui-ci sera de 31,2 €/MWh selon l'arrêté tarifaire du 28 janvier 2022. Selon l'article 181 de la loi de finances 2022, la différence fera l'objet d'un rattrapage en 2023 et ouvre droit, à compter du 1^{er} février 2022, à une compensation des fournisseurs d'offres de marché aux consommateurs résidentiels et des entreprises locales de distribution. La CRE a par ailleurs indiqué qu'elle procéderait ultérieurement à l'évaluation de l'impact de volumes d'ARENH supplémentaires en 2022, ce qui devrait avoir pour conséquence de réduire le rattrapage prévu pour 2023 ainsi que la compensation des fournisseurs prévue par l'article 181 de la loi de finances.



**ÉTATS FINANCIERS**

Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2021

Perspectives de production nucléaire

EDF a actualisé le 13 janvier 2022 son estimation de production nucléaire pour 2022, révisant celle-ci à 300 – 330 TWh contre 330 – 360 TWh précédemment, cette révision résultant du prolongement de la durée d'arrêt de 5 réacteurs du parc nucléaire français d'EDF. Lors de contrôles de maintenance préventive sur le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Civaux (Vienne), programmés dans le cadre de sa visite décennale, des défauts avaient été détectés à proximité de soudures des tuyauteries du circuit d'injection de sécurité (RIS). Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 et ont fait apparaître des défauts similaires sur les réacteurs de Civaux 2 et Chooz 2. Les contrôles et expertises en cours sur le réacteur de Chooz 1 se poursuivent jusqu'à l'obtention d'un bilan complet. Par ailleurs, dans le cadre de la visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Penly, des contrôles de maintenance préventive ont fait apparaître des défauts similaires sur le circuit RIS.

La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement ont conduit EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1. L'élaboration du programme de contrôles sur l'ensemble du parc nucléaire se poursuit en intégrant, au fur et à mesure, les enseignements tirés des premières expertises réalisées.

Dans le cadre de son programme de contrôles sur le parc nucléaire, le 7 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire 2022 à 295 – 315 TWh, contre 300 – 330 TWh et indiqué que l'estimation de production nucléaire pour 2023, actuellement de 340 – 370 TWh, serait ajustée dès que possible.

Le 11 février 2022, EDF a ajusté son estimation de production nucléaire pour 2023 à 300 – 330 TWh contre 340 – 370 TWh précédemment. Cette estimation tient compte notamment :

- d'un programme industriel chargé, avec 44 arrêts de réacteurs pour maintenance et contrôle, dont 6 visites décennales, auquel s'ajoutent 2 arrêts programmés démarrés en 2022 qui se poursuivront en 2023 ;
- de la poursuite du programme de contrôles et de réparations des tuyauteries potentiellement concernées par le phénomène de corrosion sous contrainte, dont l'instruction se poursuit.

Les mesures réglementaires énoncées ci-dessus, ainsi que les nouvelles estimations de production nucléaire, auront des effets significatifs sur les états financiers d'EDF à compter de 2022. Elles sont sans effet sur les états financiers au 31 décembre 2021.

Accord d'exclusivité pour l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power

EDF et GE ont annoncé le 10 février 2022 la signature d'un accord d'exclusivité concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel. L'opération potentielle apporterait à EDF l'expertise de GE Steam Power dans les technologies et services liés aux turbines à vapeur pour centrales nucléaires afin de renforcer ses positions dans l'industrie

nucléaire. Elle permettrait de créer une entité, au sein du groupe EDF, leader mondial des équipements et services relatifs à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires. Aujourd'hui, les turbines à vapeur de GE Steam Power sont installées dans la moitié des centrales nucléaires au monde et dans toutes celles d'EDF en France.

L'opération envisagée porterait sur les équipements d'îlots conventionnels de GE Steam Power pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle – les plus puissantes au monde – ainsi que sur la maintenance et les mises à niveau des centrales nucléaires existantes. Les turbines à vapeur de GE Steam Power pourraient notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (European Pressurized Reactor) ainsi que les SMR (Small Modular Reactor).

GE conserverait Steam Power et ses activités de services de pointe et continuerait à les proposer pour les îlots conventionnels de centrales nucléaires du continent américain, soit une base installée de plus de 100 GW. GE conserve aussi GE Hitachi Nuclear Energy, un fournisseur de premier plan dans le domaine du cycle de vie des réacteurs, qui déploiera le premier SMR commercial, connecté au réseau, au Canada. GE reste engagé dans le secteur de l'énergie nucléaire et continue d'investir dans la technologie de nouvelle génération qui jouera un rôle important dans la transition énergétique.

Les activités nucléaires et les équipes concernées par l'opération potentielle sont situées dans une quinzaine de pays, dont près de 70 % en France, notamment sur des sites industriels comme Belfort et La Coudre.

Les conditions financières de la transaction envisagée n'ont pas été précisées. À l'issue du processus d'information-consultation des institutions représentatives du personnel concernées, les accords définitifs pourraient être conclus. La réalisation de l'opération reste par ailleurs soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises et pourrait intervenir lors du premier semestre 2023.

Lancement d'un plan d'actions

Comme annoncé le 13 janvier 2022, EDF a présenté à son Conseil d'administration, réuni le 17 février 2022, un plan d'actions ayant pour objectif de renforcer sa structure bilancielle dans le contexte des événements de début 2022. Ce plan vise à poursuivre la stratégie du Groupe qui s'appuie sur un mix équilibré entre nucléaire et renouvelables, qui développe des services d'efficacité énergétique et qui apporte toujours plus d'innovation à nos clients.

Afin de financer cette stratégie, EDF a fait part de son intention de :

- soumettre dès que possible au Conseil d'administration, sous réserve des conditions de marché, un projet d'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, conduisant à l'émission d'environ 510 millions d'actions nouvelles, d'un montant d'environ 2,5 milliards d'euros, prime d'émission incluse ;
- proposer une option de versement en actions des dividendes au titre des exercices 2022 et 2023.

L'État, premier actionnaire d'EDF, a fait part au Conseil d'administration de sa position sur ces deux points, qui feront l'objet d'une communication séparée ;

- réaliser des cessions à hauteur d'environ 3 milliards d'euros en cumul sur les années 2022-2023-2024.

2【主な資産・負債及び収支の内容】

前掲の連結財務書類に対する注記を参照。

3【その他】

(1) 後発事象

後発事象の詳細な記述については、本書「第3 3 (3) ⑥貸借対照表日後の後発事象」、「第3 3 (3) ⑦決算終了後の後発事象」および「第3 3 (3) ⑨後発事象」ならびに2021年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記23および個別財務諸表の注記41を参照。

(2) 訴訟

本項は、連結財務書類の注記17.3に記載されているもの以外の主な訴訟手続、および財務書類の承認から2022年3月17日までの間に生じた当該手続の重要な進展について記載している。

以下に記載されたものおよび2021年度の連結財務書類の注記に記載されたもの以外に、当社の知る限りにおいて、過去12か月間において、当社および／もしくは当グループの財政状態または収益性に対して重要な影響を与える可能性がある、または与えた行政、訴訟または仲裁手続（当社が認識している係属中または発生する可能性がある手続を含む。）は存在しない。

AMFによる調査

2013年7月以降に市場に提供されている財務情報に関してAMFが行っている調査の一環として、2019年4月5日、AMFは、EDFに対して2件の苦情を通知したが、EDFはこれに対して異議を唱えた。2020年7月28日、AMFの懲罰委員会（*Commission des sanctions*）は、「ヒンクリー・ポイントC原子力発電所プロジェクトの商業契約条件に関する合意」と題する、2013年10月21日付プレスリリースにおいて、ヒンクリー・ポイントC原子力発電所の建設に関して虚偽の情報または誤解を生じさせるような情報を流布したとして、EDFに対しては5百万ユーロの制裁金を科した。

これとは対照的に、懲罰委員会は、2015年9月21日に公表された当グループの財務書類における全部連結の一環としてヒンクリー・ポイントCプロジェクトを遂行するというEDFの決定に関する内部情報を可能な限り速やかに開示する義務に違反していないとして、EDFおよびその現会長兼最高経営責任者の両者をこの点において免責した。

2020年10月5日、EDFはこの決定に対する単独の異議申立てとして、パリ控訴院に上訴した。EDFの上訴を受け、AMFの局長も懲罰委員会の2020年12月3日の決定に対して交差上訴を行い、EDFに科された罰金額を8百万ユーロに引き上げるよう要求した。しかしながら、AMFの局長の交差上訴は、2つ目の異議申立てを棄却した懲罰委員会の決定に異議を唱えるものではない。結果として、本件に関する懲罰委員会の決定は、最終的なものとなった。パリ控訴院の判決は、2022年5月12日に下される。

CRE／REMITによる調査

2016年12月1日、CRE（フランスのエネルギー規制委員会）は、EDFならびにその子会社であるEDF Trading LimitedおよびEDFT Markets Limitedがエネルギー卸売市場の統合性および透明性（REMIT）に関する2011年10月25日付規則（EU）第1227/2011号の規定に違反するおそれのある行為を2016年4月1日以降行ったことが有罪となるかについて調査を実施した。CREは、EDFに対し、2018年7月5日付の書簡にて、本件を紛争調停および制裁に関する委員会（CoRDis）に付託した旨の通知を行った。2021年12月17日、EDFおよびEDF Trading Limitedは、CoRDisの苦情に関する通知を受け取った。

オランダの消費者・市場庁（ACM）は、（オランダを拠点とするコンバインド・サイクル・ガス火力発電所である）スロー発電所の供給力に関して調査を開始した。2020年11月19日、EDFおよびEDF Trading Limitedは、ACMから苦情の通知を受領したが、手続の結果を示すものではない。

発電所に関する行政許可に対するNGOおよび団体による申立て

当グループの発電所に関するいくつかの許認可（ASN（原子力安全当局）、県による決定、政令、命令等）について、主に環境団体により裁判所に異議申立てがなされている。

ADLCによる調査

1. EDFを非難するADLCの2022年2月22日付決定

2022年2月22日、フランス競争当局（ADLC）は、電力供給分野における市場シェアの維持ならびに関連するガスおよびエネルギー・サービスの供給市場における地位の強化を可能にするために支配的な地位の乱用行為を行ったとして、EDFグループに対し300百万ユーロの制裁金を科した。2017年にENGIEにより行われた異議申立て（2021年12月31日に終了した年度の連結財務

書類の注記17.3を参照。)に続く今回の決定において、ADLCは、EDFがガスおよびエネルギー・サービスの市場オファーを商業化するために、規制販売料金（TRV）の対象となる顧客のファイルからのデータおよびTRV契約の管理専用の商業インフラを使用したことを批判している。

本件において和解手続の恩恵を受けたEDFは、2つの事項を約束した。1つ目は、青色TRVの顧客ファイルを希望する代替電力供給業者に提供すること、2つ目は、青色TRVの顧客および見込み客の電話加入手続を、市場オファーを受ける顧客および見込み客の手続から分離することである。

2. ADLCの2022年1月18日付決定に対するパリ控訴院への上訴

2021年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記17.3に記載されているとおり、ADLCは2022年1月18日付決定において、エネルギー小売事業者協会（ANODE）がADLCに対して行った異議申立ておよび保護措置の要求を却下した。かかる申立ては、EDFが青色規制販売料金（TRVE）の終了による影響を受けた非住宅用顧客のデータベースへのアクセスを維持することを拒否し、2020年12月31日に料金廃止契約に自動的に切り替えたことに関連する。しかしながら、ADLCは、ANODEが提出した事実は、申立てのあった慣行の存在を立証するのに十分な証拠に裏付けられていないと判断した。ANODEは最終的に、ADLCの2022年3月1日付決定を不服として上訴した。

4【日本とIFRSおよび日本とフランスとの会計原則の相違】

a. 日本の会計原則とIFRSとの相違

EDFグループの2021年12月31日現在の連結財務諸表は、国際的な会計基準の適用に関する2002年7月19日付欧州規則1606/2002に準拠して、2021年12月31日現在において国際会計基準審議会（IASB）により公表され、欧州連合により適用の承認がなされている国際的な会計基準において規定された表示、認識および測定規則に準拠して作成されている。これらの国際的な会計基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）ならびにSICおよびIFRIC解釈指針である（以下、総称して「IFRS」という。）。

これらの会計原則は日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。本書記載の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

(1) 連結財務諸表

(a) 連結財務諸表作成における在外子会社および関連会社の会計処理の統一

IFRSでは、連結財務諸表は、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、統一的な会計方針を用いて作成される。

日本の会計原則では、連結財務諸表作成上、同一環境下で行われた同一の性質の取引等について、親会社および子会社が採用する会計方針は、原則として統一されなければならない。ただし、実務対応報告第18号「連結財務諸表作成における在外子会社等の会計処理に関する当面の取扱い」により、在外子会社の財務諸表がIFRSまたは米国で一般に公正妥当と認められる会計原則に準拠して作成されている場合、および国内子会社が指定国際会計基準または修正国際基準に準拠した連結財務諸表を作成して有価証券報告書により開示している場合には、日本の現行の会計基準との整合性を維持するために一定の項目について修正すること（のれんの償却、退職給付会計における数理計算上の差異の費用処理、研究開発費の支出時費用処理など）を条件として、これらの財務諸表を連結決算手続上利用できるとされている。

また、同一環境下で行われた同一の性質の取引等についての投資会社および持分法適用関連会社が採用する会計方針は、企業会計基準第16号「持分法に関する会計基準」に従って統一することが要求されているが、その際には実務対応報告第24号「持分法適用関連会社の会計処理に関する当面の取扱い」に従って、在外関連会社の財務諸表がIFRSまたは米国会計基準に準拠して作成されている場合、および国内関連会社が指定国際会計基準または修正国際基準に準拠した連結財務諸表を作成して有価証券報告書により開示している場合については上記の実務対応報告第18号で規定される在外子会社等に対する当面の取扱いを適用することができる。

(b) 連結方法

IFRSに基づき、当グループは、子会社、関連会社および共同支配企業に対する投資、ならびに共同支配事業に対する投資について、以下の会計処理を行っている。

・ 被支配企業

子会社は、当グループが独占的支配を行使する会社であり、完全連結されている。当グループは、以下の3つの条件が充足された場合に、当該企業を支配している。

- 当該企業に対するパワーを有している。
- 当該企業への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有している。
- 投資者のリターンの金額に影響するようにパワーを用いる能力を有している。

当グループは、支配の判定に際し、すべての事実および状況を考慮する。他の当事者による行使の場合も含め、すべての実質上潜在的に行使可能である議決権も考慮される。

・ 関連会社および共同支配企業に対する投資

関連会社は当グループが財務および営業の方針に重要な影響力を行使するが独占的支配または共同支配のいずれも有していない企業である。当グループの投資が20%以上である場合には、重要な影響力が存在すると推定される。

共同支配企業は、当該企業に対して共同支配を行使する当事者（共同支配投資者）が、当該企業の純資産に対する権利を有しているパートナーシップである。共同支配とは、少数のパートナーまたは株主によって共同で運営される企業の支配を共有する契約上の合意であり、そのため、財務および営業の方針は当事者全員の同意による。

関連会社および共同支配企業に対する投資は持分法により会計処理されている。これらは、取得後に生じた純資産持分に係る調整後、該当する場合には減損控除後の取得原価で貸借対照表に計上される。純利益に対する持分は、損益計算書の「関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分」に計上される。

・ 共同支配事業に対する投資

共同支配事業は、当該事業体に対して共同支配を行使する当事者（共同支配事業者）が、当該事業体の資産に対する直接的な権利および負債に対する義務を有している共同支配の取り決めである。当グループは、共同支配事業の事業者として、その投資に関連する資産および負債ならびに収益および費用を勘定科目ごとに報告する。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、実質支配力基準により連結の範囲が決定され、支配の及ぶ会社（子会社）は連結の範囲に含まれる。ただし、子会社のうち支配が一時的であると認められる企業、または連結することにより利害関係者の判断を著しく誤らせるおそれのある企業については、連結の範囲に含めないこととされている。また、非連結子会社および重要な影響力を与えることができる会社（関連会社）については、持分法の適用範囲に含める。なお、日本においても、IFRSの共同支配企業に該当するものには持分法が適用される。共同支配事業を定義する会計基準はないが、IFRSの共同支配事業に該当する組合等への出資については、その持分に係る資産および負債ならびに収益および費用を、原則として純額で計上することが定められている。

(c) 非支配持分および非支配持分に帰属する純利益の表示

IFRSでは、非支配持分は連結貸借対照表および連結自己資本変動計算書上、自己資本の一項目として表示される。連結損益計算書上の「グループの純利益」および「純利益および自己資本直入損益計算書」の「純利益および自己資本直入損益」には親会社の純利益および非支配持分に帰属する純利益の両方が含まれる。

日本の会計原則では、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に基づき、当期純損益には非支配株主に帰属する当期純損益が含まれるが、非支配株主持分は子会社の資本のうち親会社に帰属しない部分であり、連結貸借対照表および連結株主資本等変動計算書上では株主資本とは区別される。

(2) 企業結合

(a) 事業の定義

欧州連合により2020年4月21日に採択された「企業結合—IFRS第3号の改訂：事業の定義」は、2020年1月1日以後に生じた企業結合に適用され、事業の取得と資産グループの取得との区別を明確化することを意図している。それらは、企業が事業（または業務）ではなく単一の識別可能な資産または類似する識別可能な資産のグループを取得したのか否かについて、取得した総資産の公正価値のほとんどすべてが単一の資産または類似する資産のグループに集中しているか否かに基づいて決定する集中度テストの使用を認めている。

日本の会計原則においては、事業は、企業活動を行うために組織化され、有機的一体として機能する経営資源と定義されているが、事業の取得と資産グループの取得との区別を明確化する基準は設定されていない。

(b) 子会社の資産および負債の評価ならびに非支配持分の算定

IFRSでは、IFRS第3号「企業結合」により、子会社の資産および負債は結合日時点の時価により評価され、非支配持分は当該時価に非支配持分割合を乗じて算出される（全面時価評価法）。非支配持分は、公正価値（全部のれん方式）または被取得企業の純資産の公正価値の持分割合（部分のれん方式）のいずれかによる評価が認められる。この選択は取引毎に行われる。

日本の会計原則においても、企業結合においては、企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」に従って、全面時価評価法が適用されている。ただし、全部のれん方式を適用することは認められず、部分のれん（購入のれん）方式により親会社持分に対応するのれんのみが計上される。

(c) 取得に直接起因する関連コスト

取得に直接起因する関連コストは、IAS第32号およびIFRS第9号に準拠して計上が求められる債券または資本性金融商品の発行費を除き、発生した期間の費用として扱われる。

ただし、非支配持分の取得または処分で企業の支配の喪失とならないものに直接要した取引コストは、当該企業の期中の活動による損益には含まれず、資本に計上される。

日本の会計原則においても、取得関連費用は発生した事業年度の費用として処理するが、社債発行費または株式交付費（(13)を参照）については繰延資産として計上することもできる。

(d) のれんの償却

IFRSでは、のれんは償却されず、少なくとも年に1度、減損テストの対象とすることが要求される。

日本の会計原則では、のれんを20年以内に定額法その他合理的な方法で定期的に償却することが要求されている。のれんの未償却残高は、減損処理の対象となる。

(3) 異常損益項目の分類

IFRSでは「異常損益項目」という概念は存在しない。

日本の会計原則では、異常損益項目は、臨時的かつ金額的に重要な損益項目、すなわち、特別損益項目として定義されている。かかる項目には、固定資産売却損益、売買目的以外に分類される投資有価証券の売却損益、前期損益修正損益、災害による損失等が含まれるが、これに限らない。

(4) 売上高

IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」に基づき、売上高は、基本的に、エネルギー販売（最終顧客向けおよびトレーディング活動の一環としての）、送配電網の使用に関連した引渡しサービス、ならびに接続サービスによる収益から成る。これらはまた、その他のサービスおよび財の引渡しによる収益、主にエンジニアリング、運営および保守サービス、エネルギー販売に関連したサービス、発電所またはその主要部品向けの設計、引渡しおよび試運転サービスによる収益を含む。エネルギー販売に係る収益は、顧客への引渡しが行われた時点で認識される。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーの量は、消費統計および販売価格見積りを用いて計算され、これに基づいて売上高に認識される。

IFRS第15号の本人か代理人かの区別に係る規定に準拠して、エネルギー引渡しサービスは、以下のいずれかに該当する場合に、売上高に認識される。

- ・ これらのサービスを、エネルギー供給サービスと区別できない場合、または
- ・ エネルギー供給サービスと区別でき、特にサービス実施のリスクを負担するかまたは最終顧客への引渡し料金を設定できることを理由に、当該事業体が本人とされる場合。

一部のグループ企業がそのリスク管理方針の下で実施するエネルギー・トレーディング業務および最適化取引は、購入額差引後の純額で認識される。

その他のサービスまたは財の引渡しによる売上収益は、契約の分析に基づき、以下の3つの場合に、時の経過に従って認識される。

- ・ 当グループがサービスを実施した時点で、顧客が同時に、当該サービスにより生み出されるすべての便益を受け取り、かつ費消する場合（特に運営および保守サービスの場合）。
- ・ 供給する財またはサービスを他の顧客に再配分できず、当グループがその時点までに実施した作業に対する支払いに権利を有する場合（特に発電所または一顧客のために特別に設計された主要部品向けの一定の設計、引渡しおよび試運転業務の場合）。
- ・ 当該サービスが資産（財またはサービス）を生み出すかまたは向上させ、顧客が当該サービスの実施が進むに従い、その支配を獲得する場合。

日本の会計原則では、2018年3月30日に企業会計基準第29号「収益認識に関する会計基準」および企業会計基準適用指針第30号「収益認識に関する会計基準の適用指針」（合わせて「同基準等」）が公表され、2021年4月1日以後開始する年度の期首から適用されるが、早期適用も認められている。同基準等は、IFRS第15号の基本的な原則を取り入れることを出発点とし、これまで日本で行われてきた実務等に配慮すべき項目がある場合には、比較可能性を損なわない範囲で代替的な取扱いを追加することを基本的な方針として開発が行われている。同基準等に基づく、約束した財またはサービスを顧客に移転することにより履行義務を充足した時に、または充足するにつれて、充足した履行義務に配分された額で収益を認識するものとされ、供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーについてはIFRS第15号による会計処理と同様の会計処理が行われることとなる。

同基準等の適用前においては、売上高は実現主義の原則に従い、一般に商品等の販売または役務の給付によって実現したものについて計上されるが、電力料売上高は検針日基準（実現主義の一形態であり、電気・ガス・水道会社において適用される。）で収益計上され、期末日現在で供給済であるが未計測かつ未請求の電力料に係る売上高は計上されない。

なお、2021年3月26日に改正企業会計基準適用指針第30号が公表され、電気事業及びガス事業における決算月の検針日から決算日までに生じた収益の見積りに係る使用量および単価の見積方法についての代替的な取扱いが定められている。改正企業会計基準適用指針第30号は、2021年4月1日以後開始する年度の期首から適用される。代替的な取扱いでは、使用量の見積りについては、その月の日数に対する未検針日数の割合に基づき日数按分により見積ること、単価の見積りについては、決算月の前年同月の平均単価を基礎とすることができるとされている。

(5) 研究開発費

IFRSでは、研究費は発生した期に費用として計上される。IAS第38号の下で資産計上に適格な開発費は無形資産に計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

日本の「研究開発費等に係る会計基準」では、研究開発費はすべて発生時に費用として処理することを求めている。ただし、企業結合により被取得企業から受け入れた研究開発に係る資産は、その他の限られた項目と合わせて、その適用範囲から除かれている。

(6) リース取引

(a) 契約にリースが含まれているか否かの判定

IFRS第16号に基づいて、契約が特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合には、当該契約はリースであるかリースを含んでいるとされる。法形式上はリース契約ではないが、資産または特定の資産

グループの使用を支配する権利を購入者に与える識別された取決めは、当グループによりリースとして取り扱われ、IFRS第16号を参照して分析される。

日本においては、法形式上はリース契約ではないがリースとして認識すべき契約に関する上記のような会計基準はない。

(b) 借手としてのリース契約の認識

IFRS第16号は、短期リースおよび少額資産リースを除くすべてのリースを、当該リース資産が利用可能となった時点で、使用权資産（「グループ所有発電用有形固定資産およびその他の有形資産」に表示）および当該リース・コミットメントに係る対応する金融負債（「流動および非流動金融負債」に表示）として、借手の貸借対照表に認識することを求めている。

リースの当初認識において、使用权資産およびリース負債は、関連するオプションが行使されることが合理的に確実である場合にはリースの更新または解約に関する仮定を考慮に入れた上で、リース期間にわたる将来支払リース料を割り引くことにより評価される。

一般に、リースの計算利率を算定することは困難であることから、リース負債を割り引くために、借手の追加借入利率が使用される。この利率は、EDFのゼロ・クーポン債金利を基礎とし、これを当該契約の当初認識日現在の通貨リスク、カントリー・リスク・プレミアム、リース契約期間および当該子会社の信用リスクについて調整したものである。一定の場合には、子会社固有の追加借入利率を基礎とする。

その後、使用权資産は予想リース期間にわたり償却され、リース負債は償却原価、すなわち金融損益に認識された利息を加算し、支払ったリース料の額を減算した額をもって計上される。

当グループは、IFRS第16号により認められた2つの免除規定の適用を決定したため、期間が12か月以下のリースおよび新規個別価額が5,000米ドル未満の資産のリースは、貸借対照表に認識しない。従って、これらのリースに係る支払は、リース期間にわたり定額法により損益計算書に認識される。

日本では、企業会計基準第13号「リース取引に関する会計基準」により、リース取引は、「特定の物件の所有者たる貸手が、当該物件の借手に対し、合意された期間にわたりこれを使用収益する権利を与え、借手は、合意された使用料を貸手に支払う取引」と定義されている。借手は、リース取引をファイナンス・リース取引とそれ以外の取引（オペレーティング・リース取引）に区分する。ファイナンス・リース取引とは、解約不能かつフルペイアウトの要件を満たすものをいい、ファイナンス・リース取引に該当するかどうかについてはその経済的実質に基づいて判断すべきものであるとしている。ただし、解約不能リース期間がリース物件の経済的耐用年数の概ね75%以上、または解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値がリース物件を借手が現金で購入するものと仮定した場合の合理的見積金額の概ね90%以上のいずれかに該当する場合は、ファイナンス・リースと判定される。ファイナンス・リース取引については、リース資産およびリース債務を、原則として、リース契約締結時に合意されたリース料総額からこれに含まれている利息相当額の合理的な見積額を控除する方法により計上する。当該利息相当額については、原則として、リース期間にわたり利息法により配分する。オペレーティング・リース取引については、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行う。なお、少額（リース契約1件当たりのリース料総額が300万円以下の所有権移転外ファイナンス・リース）または短期（1年以内）のファイナンス・リースについては、通常の賃貸借取引に係る方法に準じて会計処理を行うことができる。

(7) のれんおよび長期資産の減損

IFRSでは、資産に著しい減損が生じたかもしれない兆候がある場合で、かつ、資産の回収可能価額（資産または資金生成単位の公正価値から処分費用を控除した金額とその使用価値のいずれか高い金額と定義されている）が帳簿価額より低い場合に、資産の減損損失が認識される。

IFRSに基づく資産の使用価値は、日本の会計原則における割引後将来キャッシュ・フローと類似している。また、資産の公正価値の最善の証拠は、i)拘束力のある販売契約における価格、ii)市場価格、iii)貸借対照表日現在、取引の知識がある自発的な当事者の間で独立第三者間取引条件による資産の売却から得られる金額について、事業体が入手することのできる最善の情報とされている。一度認識された減損損失は、その後当該資産（のれんを除く）の減損の理由が存在しなくなったか減少した場合には、戻し入れられる。

日本の会計原則では、資産または資産グループの減損の兆候が認められ、かつ帳簿価額が当該資産または資産グループの継続的使用およびその最終的な処分から生じると見込まれる割引前将来キャッシュ・フローの総額を超過する場合に、回収可能価額（正味売却価額と使用価値のいずれか高い方）と帳簿価額の差額につき減損損失が認識される。また、一度認識された減損損失をその後の期間において戻し入れることは認められない。

(8) サービス委譲契約

IFRSでは、IFRIC第12号「サービス委譲契約」の対象となる委譲契約については、適用される報酬の方法に応じて、委譲契約の運営者はインフラを無形資産または金融資産として計上する。

IFRIC第12号の適用範囲外にある契約については、契約内容に応じて、IAS第16号、IAS第17号およびIAS第18号を適用することを求めている。

委譲の大部分について、当グループは、実質的に、委譲者はIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配という性質を持たないと考えている。そのため、IFRIC第12号は、当グループの委譲契約の特性により、連結貸借対照表および損益計算書に限定的な影響しか与えていない。

日本では、企業会計基準委員会の実務対応報告第35号「公共施設等運営事業における運営権者の会計処理等に関する実務上の取扱い」において、公共施設等運営権の対価について合理的に見積もられた支出額の総額を無形固定資産として計上し、原則として、運営権設定期間を耐用年数として定額法、定率法等の減価償却を行うこと等の、公共施設等運営事業における運営権者の会計処理が定められている。

(9) 補助金

IFRSでは、補助金については、補助金を用いて取得した資産の直接減額を行うか、または受け取った補助金を負債に含め、対応する資産の経済的便益の使用に応じて利益に振り替える。

日本の会計原則においては、補助金については、受け取った補助金を一時に損益計算書上の利益に計上するとともに、補助金を用いて取得した資産に係る圧縮損の計上、または剰余金の処分として純資産の部の一項目の積立金により圧縮記帳を行う。

(10) 金融商品

(a) 分類および測定

IFRS第9号「金融商品」では、金融資産及び金融負債を以下のように分類し、測定することが要求されている。

金融資産については、金融資産の管理に関する企業の事業モデル及び金融資産の契約上のキャッシュ・フロー上の特性の両方に基づき、以下のように事後測定するものに分類しなければならない。

- ・ 償却原価で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローを回収することを保有目的とする事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- ・ その他の包括利益を通じて公正価値で事後測定するもの： 契約上のキャッシュ・フローの回収と売却の両方によって目的が達成される事業モデルの中で保有され、契約条件により元本及び元本残高に対する利息の支払のみであるキャッシュ・フローが所定の日に生じる場合。
- ・ 純損益を通じて公正価値で事後測定するもの： 上記以外の場合。

ただし、企業は、当初認識時に、売買目的保有又は企業結合における取得者によって認識される条件付対価ではない資本性金融商品の公正価値の事後変動をその他の包括利益に表示するという取消不能の選択を行うことができる。

金融負債（公正価値オプション及び負債であるデリバティブ等を除く）については、償却原価で事後測定するものに分類しなければならない。

またIFRS第9号では、会計上のミスマッチを除去又は大幅に低減するなどの一定の要件を満たす場合、当初認識時に金融資産及び金融負債を純損益を通じて公正価値で測定するものとして取消不能の指定をすることができる（公正価値オプション）。

日本では、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」に従い、金融資産及び金融負債は以下のように測定される。

- ・ 売買目的有価証券は、時価で測定し、時価の変動は純損益に認識される。
- ・ 個別財務諸表においては、子会社株式及び関連会社株式は、取得原価で計上される。
- ・ 満期保有目的の債券は、取得原価又は償却原価で測定される。
- ・ 売買目的有価証券、満期保有目的の債券、子会社株式及び関連会社株式以外の有価証券（「その他有価証券」）は、時価で測定し、時価の変動額は
 - a) 純資産に計上され、売却、減損あるいは回収時に損益計算書に計上されるか、又は
 - b) 個々の証券について、時価が原価を上回る場合には純資産に計上し、下回る場合には損益計算書に計上する。
- ・ 時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券については、それぞれ次の方法による。
 - a) 社債その他の債券の貸借対照表価額は、債権の貸借対照表価額に準ずる（即ち、取得原価又は償却原価で測定される）。
 - b) 社債その他の債券以外の有価証券は、取得原価をもって貸借対照表価額とする。

なお、時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券についての会計基準における取り扱い、企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等（下記(b)参照）の適用開始に合わせて削除される。同会計基準等の適用開始以降は、市場価格のない株式等について、取得原価をもって貸借対照表価額とすることが求められる。

- ・ 貸付金及び債権は、取得原価又は償却原価で測定される。
- ・ 金融負債は債務額で測定される。但し、社債については、社債金額よりも低い価格又は高い価格で発行した場合など、収入に基づく金額と債務額とが異なる場合には、償却原価法に基づいて算定された価額で評価しなければならない。

IFRSで認められている公正価値オプションに関する規定はない。

(b) 公正価値測定

IFRSでは、IFRS第13号「公正価値測定」は、一定の場合を除き、他のIFRSが公正価値測定または公正価値測定に関する開示（および、売却費用控除後の公正価値のような、公正価値を基礎とする測定または当該測定に関する開示）を要求または許容している場合に適用される。同基準では、公正価値を「測定日時点で、市場参加者間の秩序ある取引において、資産を売却するために受け取るであろう価格または負債を移転するために支払うであろう価格」と定義している。

また、IFRSでは、評価に用いるデータの重要性を反映した公正価値ヒエラルキーは、以下のレベルからなる。

- ・ レベル1（無調整の相場価格）：企業が測定日現在でアクセスできる同一の資産または負債に関する活発な市場における価格。
- ・ レベル2（観察可能なデータ）：レベル1のインプットに含まれる市場価格以外の当該資産または負債に関するデータで、直接観察可能（価格等）または間接的に観察可能（すなわち観察可能な価格から推定される）なもの。
- ・ レベル3（観察不能なデータ）：市場において観察可能でないデータ。観察可能なデータに重大な調整を加えたもの（例えば、観察不能な長期の期間にわたる金利曲線の推定）を含む。

日本では、2019年7月4日に企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」およびその適用指針である企業会計基準適用指針第31号「時価の算定に関する会計基準の適用指針」ならびに関連する基準および適用指針の改正（合わせて「本会計基準等」）が公表され、2021年4月1日以後開始する連結会計年度および事業年度の期首からの適用が求められており、早期適用も認められている。本会計基準等はIFRS第13号「公正価値測定」の定めを基本的にすべて取り入れているが、適用範囲を金融商品およびトレーディング目的で保有する棚卸資産とし、これまで日本で行われてきた実務等に配慮し、財務諸表間の比較可能性を大きく損なわない範囲で、個別項目に対するその他の取扱いを定めている。

本会計基準等が公表されるまでは、時価の算定（公正価値測定）について包括的に規定する会計基準はなく、各会計基準において時価の算定方法が個別に定められていた。金融商品の時価については、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」において、時価とは公正な評価額をいい、市場価格に基づく価額、市場価格がない場合には合理的に算定された価額と定義されていた。また、評価技法に用いるインプットのレベルに基づき時価を分類することは求められていなかった。

(c) ヘッジ

IFRS第9号「金融商品」が定義する適格要件を採用し、当グループは、ヘッジ会計の対象となる取引を以下のとおり識別している。

- ・ ヘッジ関係は、適格なヘッジ手段およびヘッジ対象のみで構成されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、公式に指定され、その開始時から文書化されていなければならない。
- ・ ヘッジ関係は、特にヘッジ比率に関し、ヘッジ有効性の要件を満たさなければならない。

キャッシュ・フロー・ヘッジの場合、ヘッジ対象である予定取引の発生可能性がかなり高くなければならない。ヘッジ関係は、上記の適格要件を満たさなくなった場合に終了する。これには、ヘッジ手段が消滅、売却、終了もしくは行使となった場合、または当初文書化されたリスク管理目的に該当しなくなった場合が含まれる。当グループの外部デリバティブおよび当グループの同様の外部取引とマッチングされた内部デリバティブのみが、ヘッジ会計に適格となる。

当グループは、ヘッジに以下の分類を使用している。

・ 公正価値ヘッジ

これらの金融商品は、貸借対照表に計上されている資産もしくは負債の公正価値の変動、または資産の購入・売却に関する確定契約の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジする。ヘッジ対象の公正価値変動額のうち当該項目のヘッジ対象要素に起因するものは損益計算書に計上され、対応するヘッジ手段の公正価値変動額により相殺される。ヘッジの非有効部分だけが、利益に影響する。

借入金および金融負債は、公正価値ヘッジの対象である債券を含む。ヘッジ会計を適用して、その貸借対照表価額は、ヘッジ対象リスク（外国為替および金利リスク）に起因する公正価値変動額について調整される。

・ キャッシュ・フロー・ヘッジ

これらの金融商品は、発生可能性がかなり高い予定取引をヘッジする。ヘッジ対象取引により生ずるキャッシュ・フローの変動は、ヘッジ手段の価額の変動により相殺される。

ヘッジの公正価値変動累計額のうち有効部分は自己資本に計上され、非有効部分（すなわち、ヘッジ対象の公正価値変動額を上回るヘッジ手段の公正価値変動額）は、損益計算書に計上される。

ヘッジ対象のキャッシュ・フローが現実には発生した時、それまで自己資本に計上された金額は、ヘッジ対象と同様に、純損益にリサイクルされるかまたは、資産取得価額の修正として処理される。

・ 純投資のヘッジ

これらの金融商品は、当グループと機能通貨が異なる事業体への純投資に関わる外国為替リスクのエクスポージャーをヘッジする。ヘッジの公正価値変動累計額のうち有効部分は、当該純投資の売却または清算時まで自己資本に計上され、売却の時点で売却損益に含めて計上される。非有効部分（キャッシュ・フロー・ヘッジに関するものと同様に定義される。）は、直接、損益計算書に計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計の方法は、原則として、時価評価されているヘッジ手段に係る損益または評価差額を繰延ヘッジ損益（その他の包括利益）として計上し、ヘッジ対象（相場変動等による損失の可能性のある資産または負債で、予定取引により発生が見込まれる資産または負債も含まれる）に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べる方法（繰延ヘッジ）による。ただし、現時点ではその他有価証券のみを適用対象として、ヘッジ対象に係る相場変動等を損益に反映させることにより、その損益とヘッジ手段に係る損益とを同一の会計期間に認識する方法（時価ヘッジ）の適用も認められている。在外営業活動体 に対する純投資に対するヘッジに関しては、IFRSと概ね同様の会計処理を適用することが認められている。

また、ヘッジ全体が有効と判定され、ヘッジ会計の要件が満たされている場合には、ヘッジ手段に生じた損益のうち結果的に非有効となった部分についても、ヘッジ会計の対象として繰延処理を行うことができる（なお、合理的に区分できる非有効部分については当期の純損益に計上することができる）。

金利スワップや為替予約を使用したヘッジ会計については、一定の総合的な処理が認められている。

(d) その他の包括利益を通じて公正価値または償却原価で測定する金融資産の減損

IFRS第9号「金融商品」は予想信用損失（ECL）に基づく減損モデルを規定している。債券ポートフォリオの有価証券については、当グループは、信用リスクが低い相手先に対し、格付に基づくアプローチを適用している。リスク管理方針を適用して、当グループの債券ポートフォリオはほぼ全て、「投資適格」である信用リスクの低い相手先の発行商品から構成されている。この状況において、ECLは決算日後12か月の期間にわたり見積られている。信用リスクの著しい増大を示す閾値に至るのは、相手先が「投資適格」の格付けから外れた時である。その場合は、債務不履行リスクの著しい増大の結果、当該商品の残存期間にわたりECLが再評価される可能性がある。

貸付金および債権については、当グループは、相手先ごとのデフォルト確率および信用リスクの変動の評価に基づくアプローチを選択している。

日本の会計原則では、その他有価証券のうち、時価を把握することが極めて困難と認められる金融商品以外のもの（企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等の適用開始以降は、その他有価証券のうち、市場価格のない株式等以外のもの）について時価が著しく下落したときは、回復する見込みがあると認められる場合を除き、時価をもって貸借対照表価額とし、評価差額は当期の損失として処理（減損処理）しなければならない。時価が50%程度以上下落した場合は著しく下落したときに該当する。また、回復する見込みがあると認められるときは、株式の場合は期末日後おおむね1年以内に時価が取得原価にほぼ近い水準まで回復する見込みがあることをいう。債券の場合は市場金利や信用リスク等の要因を考慮して回復する見込みについて判断する必要がある。減損の戻入は認められない。

(e) 金融資産および負債の認識中止

IFRSでは、以下のいずれかの場合に金融資産の認識を中止する。

- ・ その資産が生み出すキャッシュ・フローに対する契約上の権利が消滅する場合
- ・ 資産の所有に付随する実質的にすべてのリスクと経済価値を移転することにより、その金融資産に関連する契約上のキャッシュ・フローを受け取る権利を譲渡する場合。

譲渡した金融資産に生じた持分または当グループが留保する持分は、別の資産または負債として計上される。

当グループは、金融負債に係る契約上の義務が消滅、取消または満了したときに、認識を中止する。債務が貸手との間で実質的に異なる条件で再交渉された場合には、新たな負債が認識される。

日本の会計原則では、譲渡金融資産の財務構成要素ごとに、支配が第三者に移転しているかどうかの判断に基づいて、当該金融資産の認識の中止がなされる。

(f) 負債と資本の区分（金融商品の発行者における分類）

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、金融商品の発行者は、当初認識時に、契約の実質、並びに金融負債、金融資産および資本性金融商品の定義に従って、金融負債、金融資産または資本性金融商品に分類する。

日本では、会社法上の株式として発行された金融商品は、純資産の部に計上される。

(11) その他の包括利益の項目の表示

IFRSでは、包括利益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

- ・ リサイクルを伴う自己資本計上損益の構成項目。

- ・ リサイクルを伴わない自己資本計上損益の構成項目（これは雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動についての関係する）。
- ・ これらの自己資本計上損益の種類毎の関連会社持分。

日本の会計原則では、その他の包括利益の項目について上記の区別を行うことは求められていない。

(12) 借入コスト

IFRSでは、改訂後IAS第23号「借入コスト」により、適格資産の取得、建設または製造に直接的に起因する借入コストの即時費用処理を認める選択肢が廃止され、これらの費用を当該資産の原価の一部として資産計上することが求められている。適格資産とは、使用または販売に供されるまでに相当な期間を要する資産をいう。

日本の会計原則では、支払利息の取得原価算入は限定的な場合のみ認められるが、要求されてはいない。原則として、支払利息は発生した期の費用として処理される。

(13) 新株発行費

IFRSでは、新株発行費は、増資に明示的に関係する対外費用のみを含み、当該費用は、税引後の金額で、発行プレミアム（資本剰余金）から控除される。その他の費用はすべて、当期の費用となる。

日本の会計原則においては、株式交付費（新株の発行または自己株式の処分に係る費用）は、原則として、支出時に費用として処理する。ただし、企業規模の拡大のための資金調達などの財務活動に係る株式交付費については、繰延資産に計上することができ、この場合には、3年以内のその効果の及ぶ期間にわたって、定額法により償却しなければならない。

(14) 引当金

IFRSでは、以下の3つの条件を満たす場合に引当金を計上する。

- ・ 決算日前までに過去の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または解釈上の）がある場合。
- ・ その債務を支払うために、経済的便益を具現化した資源の流出が必要になる可能性が高い場合。
- ・ 債務額につき、信頼に足る見積りが可能な場合。

日本の会計原則では、将来の特定の費用または損失について、その発生が当期以前の事象に起因し、発生の可能性が高く、その金額を合理的に見積もることができる場合に、当期の負担に属する金額を当期の費用または損失として引当金に繰り入れる。また、引当金の現在価値への割引に関する包括的な定めは存在しない。

(15) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IAS第19号「従業員給付」では、確定給付費用の内訳を次のように認識することが求められている。

- ・ 勤務費用を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額に係る利息純額を純損益に認識する。
- ・ 確定給付負債（資産）の純額の再測定をその他の包括利益に認識する。

その他の包括利益に認識した、確定給付負債（資産）の純額の再測定は、その後の期間において純損益に振り替えてはならない。

同基準に基づき、EDFグループの従業員給付引当金は以下のように評価および認識されている。

- ・ 権利未確定の過去勤務費用の即時認識。
- ・ 従業員給付制度の管理および金融費用の当期勤務費用への算入ならびに当該費用のために過年度に設定された引当金からの相当額の戻入。
- ・ 制度資産からの収益控除後の債務にかかる利息費用に相当する「純利息費用」の金融損益への算入。制度資産は、現在、債務の測定に適用される割引率と同じ率を使用して評価されている。債務の割引率と制度資産の実際運用収益率との間の差額は自己資本に直入される。

当グループは、数理計算上の差異を「SoRIE」方式によって全額認識している。

日本の会計原則では、確定給付型年金制度について、過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められており、原則として各期の発生額について平均残存勤務期間内の一定の年数で按分した額を每期費用処理する。数理計算上の差異の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識数理計算上の差異）および過去勤務費用の当期発生額のうち費用処理されない部分（未認識過去勤務費用）についてはいずれも、その他の包括利益に計上する。また、その他の包括利益累計額に計上された未認識数理計算上の差異および未認識過去勤務費用のうち、当期に費用処理された部分については、その他の包括利益の調整（組替調整）を行う。割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたっては合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定め

られている。また、制度資産については、日本では、期首の年金資産の額に合理的に予想される収益率（長期期待運用収益率）を乗じて算定する。

(b) 有給休暇に対する引当て

IFRSでは有給休暇に対する引当てを認識しなければならないが、日本の会計基準ではこうした引当ては要求されていない。

(16) 売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業

IFRSでは、売却目的で保有する資産および負債は、貸借対照表上、他の資産および負債とは区別して表示される。非継続事業からの利益は、損益計算書上、単一の科目として税引後の純額で表示される。キャッシュ・フロー計算書においてもまた、非継続事業の現金および現金同等物の純変動額は別科目として区分して報告される。

日本においては、売却目的で保有する資産および負債ならびに非継続事業に関する上記のような会計基準はない。ただし、売却または廃棄予定の固定資産は「固定資産の減損に係る会計基準」等に従って会計処理される。

(17) 賦課金

IFRSでは、IFRIC解釈指針第21号において賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象が明確にされている。同解釈指針は、税金負債計上の契機となる事象を、関連法規の適用下で賦課金の支払義務を生じさせる活動と定義している。

この解釈指針は、企業がある特定の日現在で営業を行っているか、またはその活動においてある最低閾値に達した場合に支払義務が生じる年次税の会計処理について取り扱っている。一定の税金は、通年にわたり配分されることなく契機となる事象が生じた時点で一括計上され、多くの場合は上半期中に起こる。

日本においては、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）に係る負債計上の契機となる事象について明確に規定した会計基準はない。

(18) 財務活動から生じた負債の変動

IAS第7号「キャッシュ・フロー計算書」では、キャッシュ・フロー計算書の「財務活動によるキャッシュ・フロー」区分に記載された貸借対照表上の負債および金融資産の変動の調整表に利用可能な情報を、資金変動と非資金変動に区分して開示することを会社に求めている。

日本の会計原則においては、このような財務活動から生じた負債の変動の開示について定める会計基準はない。

(19) 法人所得税の税務処理に関する不確実性

IFRSでは、IFRIC第23号を適用して、法人所得税の取扱いに不確実性が伴う場合には、税金資産または負債が認識される。選択した取扱いを税務当局が認容しない可能性が高いと当グループが考える場合には税金負債を認識し、既に支払済みの税金を税務当局が還付する可能性が高いと考える場合には税金資産を認識する。これらの不確実性に関連する税金資産および負債は、ケースごとに見積られ、実現可能性が最も高い金額ないし想定される様々な結果の加重平均により計上される。これらの税金資産および負債は、繰延税金に含まれる。

日本では、企業会計基準第27号「法人税、住民税及び事業税等に関する会計基準」において、過年度の所得等に対する法人税、住民税及び事業税等の更正等による追徴および還付の場合の当該追徴税額及び還付税額、または、更正等により追徴税額を納付したが当該追徴の内容を不服として法的手段を取る場合の還付税額の認識の閾値が定められている。同基準に基づき、当該追徴税額または当該還付税額を合理的に見積もることができる場合には、誤謬に該当する場合を除き、追徴される可能性が高い場合及び還付されることが確実に見込まれる場合に、それぞれ当該追徴税額および還付税額を損益に計上することが求められている。そのため、認識の閾値は、追徴の場合と還付の場合とで異なっている。更正等による追徴税額及び還付税額は、法人税、地方法人税、住民税及び事業税（所得割）を表示した科目の次に、その内容を示す科目をもって表示する。

b. 日本とフランスとの会計原則の相違（法定財務諸表の作成上適用されたフランスの会計原則に係る）

添付の個別財務諸表は、フランスの会計基準当局である会計基準局（ANC）が発行した2014年6月5日付規則2014-03により提示された、フランスのプランコンタブルジェネラルに定義された会計原則および方法に従って作成されている。これらは日本において一般に公正妥当と認められる会計原則（以下「日本の会計原則」という。）とは、いくつかの点で異なる。直近期の財務諸表に関する主な相違点は以下のとおりである。

(1) 貸借対照表の固定性配列法表示

フランスの会計原則では、貸借対照表科目の配列は固定性配列法を採用している。日本においても、電力会社では固定性配列法が採用されているが、一般的には流動性配列法が採用されている。

(2) キャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物

フランスの会計原則では、キャッシュ・フロー計算書上、自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、「現金および現金同等物」からの控除として表示され、非自立型子会社のキャッシュ・ポジションは、運転資本の変動の要素に含まれる。会社が非自立型と判断されるのは、それが持株会社であるか、その売上高の大半がEDFグループ企業との間で生み出されているか、または雇用者の立場を持たない場合である。

日本の会計原則では、個別ベースのキャッシュ・フロー計算書上の現金および現金同等物や運転資本の変動の要素に子会社のキャッシュ・ポジションは含まれない。

(3) 研究開発費

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(5)と同様である。

(4) 長期資産の減損

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(7)と同様である。

(5) 市場性のある有価証券

フランスの会計原則では、市場性のある有価証券は、取得価額で当初認識され、年度末に使用価値で再表示される。上場有価証券の使用価値は年度末の株式市場の株価に等しい。非上場有価証券の使用価値はその会社の成長見通しを考慮した推定取引価値である。未実現損失がある場合は、未実現利益と相殺することなく、当該損失の全額について引当金が計上される。

日本の会計原則では、有価証券（子会社株式・関連会社株式を除く）は経営者の保有目的およびその能力により以下のよう

i) 売買目的有価証券

短期間の価格変動により利益を得ることを目的として保有される。時価で計上され、評価差額は当期の損益として計上される。

ii) 満期保有目的の債券

満期まで保有する積極的な意思とその能力に基づいて、満期までの保有が見込まれる債券。償却原価法に基づいて算定された価額で計上される。

iii) その他有価証券

一時所有であるが、上記のいずれにも分類されない有価証券。時価で計上され、評価差額は税効果を調整の上、純資産の部に計上される（または、部分純資産直入法を採用した場合には、評価差益は税効果調整後で純資産の部に、評価差損は損益に計上される）。

時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券は、当該有価証券が債券である場合は取得原価または償却原価から貸倒見積額を控除した金額で計上され、当該有価証券が債券以外である場合には取得原価で計上される。なお、時価を把握することが極めて困難と認められる有価証券についての会計基準における取り扱い、企業会計基準第30号「時価の算定に関する会計基準」等の適用開始に合わせて削除される。同会計基準等の適用開始以降は、市場価格のない株式等について、取得原価をもって貸借対照表価額とすることが求められる。

一時的でない時価の下落が生じた場合には、有価証券の帳簿価額は時価まで減額され、かかる評価差額は当期の損失として処理される。

(6) 自己株式

フランスにおいては、自己株式は資産として計上され、必要に応じて引当金の設定対象となる。従業員割当を目的として取得された自己株式は、市場価格に基づく減損の対象とはならない。

日本の会計原則では、自己株式は取得原価により、純資産の部の株主資本の末尾に自己株式として一括して控除する形式で表示される。

(7) 年金その他の雇用後給付

フランスにおいては、法定財務諸表上に年金およびその他の雇用後給付を認識することは義務付けられていない。しかし、2000年7月6日に公表されたCNC緊急委員会意見書2000-Aおよびブランコンタブルジェネラル第355-1条の適用により、

雇用後給付を法定財務諸表上に認識することを選択することができる。EDFは、従業員に付与される雇用後給付を認識することを選択している。

確定給付制度に基づく債務は、予測単位給付積増方式により計算されている。この方式は、年金、雇用後給付および長期給付について、期末日現在で、従業員が稼得している受給権の現在価値をその国特有の経済情勢や昇給予想を考慮して決定するものである。

引当金の額は、これらの給付を賄う資産の現在価値を考慮に入れており、当該資産は給付債務の金額から差引かれる。

債務または制度資産の大きい方の10%（以下「回廊」という。）を超える雇用後給付債務に係る数理計算上の損益は、当社従業員の平均残存勤続期間にわたり、損益計算書上で認識される。

日本の会計原則では、個別財務諸表においても退職給付を認識することが求められるが、企業会計基準第26号「退職給付に関する会計基準」において、個別財務諸表における当面の取扱いが定められているため、個別財務諸表における退職給付の会計処理は連結財務諸表における会計処理と一部異なっている。過去勤務債務および数理計算上の差異の遅延認識が認められているため、退職給付債務に未認識過去勤務債務及び未認識数理計算上の差異を加減した額から年金資産の額を控除した額を「退職給付引当金」の科目により固定負債に（または「前払年金費用」等の科目により固定資産に）計上する。なお、当該未認識項目については一括して損益処理することも選択可能である。回廊アプローチの適用は認められないが、割引率を含めた基礎率等の計算基礎に重要な変動が生じない場合には計算基礎を変更しない等、計算基礎の決定にあたって合理的な範囲で重要性による判断を認める方法（重要性基準）が定められている。

(8) リスクおよび費用引当金

「a. 日本とIFRSとの会計原則の相違」の(14)と同様である。

(9) 店頭デリバティブ

フランスの会計原則では、店頭で取引されるデリバティブについては、未実現損失に対して引当金が計上され、未実現利益は認識されない。

日本の会計原則では、デリバティブは市場取引とそれ以外の取引のいずれによるものもすべて時価で評価され、未実現利益または損失が認識される。

(10) 外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益の認識

フランスの会計原則では、外国為替の最適化ポートフォリオに係る未実現利益は、貸借対照表の再評価剰余金に計上されている（未実現損失は金融損益に含まれている）。

日本の会計原則では、外国通貨や外貨建金銭債権債務に係る決算時の換算によって生じた換算差額は、原則として、当期の為替差損益として処理する。なお、企業会計基準第10号「金融商品に関する会計基準」におけるヘッジ会計の要件を充たしている場合には、ヘッジ手段に係る未実現利益と未実現損失のいずれもヘッジ対象に係る損益が認識されるまで純資産の部において繰り延べられる。

(11) 営業債権債務に係る為替差損益

フランスの会計原則では、営業債権債務に係る為替差損益は、営業収益および費用に計上される。

日本の会計原則では、営業債権債務を含む外貨建金銭債権債務等に係る為替差損益は、営業外損益の一項目として表示される。経常取引以外の取引により発生した重要な金額である為替差損益は、特別損益の一項目として表示される。

(12) 法人所得税の会計処理

フランスの会計原則では、個別財務諸表上では繰延税金を認識しない。

日本の会計原則では、税金費用は税引前利益に基づいて計上され、個別財務諸表と連結財務諸表の両方において繰延税金の計上が行われる。

第7【外国為替相場の推移】

表示に用いられた通貨ユーロと日本円との間の為替相場が、2つ以上の日刊新聞紙に最近5年間において掲載されているため、記載を省略する。

第8【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

以下は、当社の株式（以下「本株式」という。）に関する株式事務、権利行使の方法および関連事項の概要である。

1【本邦における株式事務等の概要】

（1） 株式の名義書換取扱場所および名義書換代理人

日本においては、本株式の名義書換取扱場所または名義書換代理人は存在しない。

本株式の取得者（以下「実質株主」という。）に関しては、その取得窓口となった証券会社（以下「窓口証券会社」という。）から交付される外国証券取引口座約款（以下「約款」という。）に基づき、実質株主の名義で外国証券取引口座（以下「取引口座」という。）が開設される。売買取引の実行、売買代金の決済、証券の保管およびその他本株式の取引に関する事項はすべてこの取引口座を通じて処理される。

（2） 株主に対する特典

なし

（3） 株式の譲渡制限

本株式に譲渡制限はない。

（4） その他株式事務に関する事項

① 株式の登録

取引口座を通じて保有される本株式は、窓口証券会社を代理するフランスにおける保管機関（以下「現地保管機関」という。）またはその名義人の名義で当社の登録株主名簿に登録される。

② 事業年度の終了

毎年12月31日

③ 配当等基準日

当社から配当等を受取る権利を有する実質株主を決定するための日本における基準日は、原則として当社の取締役会が配当支払等のために定めたフランスにおける基準日と同一の暦日とする。

④ 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、窓口証券会社の定めるところにより、約款に規定された手続および行為のための手数料および費用として、取引口座を維持するための手数料を支払う。さらに、実質株主は、約款に規定されたその他の費用を支払う可能性もある。

⑤ 公告

日本においては本株式に関する公告は行わない。

2【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 実質株主の議決権の行使に関する手続

議決権の行使は、実質株主が窓口証券会社を通じて行う指示に基づき、現地保管機関またはその名義人が行う。ただし、実質株主が指示をしない場合、現地保管機関またはその名義人は実質株主のために保管されている本株式について議決権を行使しない。

(2) 配当請求に関する手続

① 現金配当の交付手続

約款に従い、現金配当は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に交付する。

② 株式配当等の交付手続

株式分割により割り当てられた本株式は、現地保管機関またはその名義人の名義で登録され、窓口証券会社はかかる本株式を取引口座を通じて処理する。ただし、実質株主から別段の要請がない限り、本株式の上場証券取引所の売買単位未満の本株式は、すべて売却処分され、その売却代金を取引口座を通じて実質株主に支払われる。

株式配当により割り当てられた本株式は、実質株主から別段の要請がない限り、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

③ 新株引受権

本株式について新株引受権が与えられる場合には、新株引受権は、通常、窓口証券会社を代理する現地保管機関によりフランスで売却され、その純手取金は、窓口証券会社が現地保管機関またはその名義人から一括受領し、取引口座を通じて実質株主に支払う。

(3) 株式の譲渡に関する手続

実質株主がその持ち株の売却注文をなす際の実質株主と窓口証券会社との間の決済は円貨または窓口証券会社が応じうる範囲内の外貨による。窓口証券会社は、国内店頭取引についての本株式の決済を口座の振替によって行う。本株式が海外の投資家に売却されるときは、現地保管機関の本株式の保有残高が減少することがあり、当社の登録株主名簿を通して本株式の移転手続がとられる。

(4) 本邦における配当等に関する課税上の取扱い

本邦における課税上の取扱いの概要は以下のとおりである。

① 配当

- (i) 実質株主に対して支払われる配当金は、個人については課税配当所得となり、法人については益金となる。
- (ii) 個人の配当控除および法人の益金不算入の適用は認められない。かかる優遇措置は、内国法人の配当にのみ認められる。
- (iii) 日本の居住者たる個人または内国法人が支払を受ける本株式の配当金については、かかる配当が窓口証券会社等、日本において資格を有する支払の取扱者を通じてなされる場合、フランスにおける当該配当の支払の際にフランス政府またはそれらの自治区により徴収された源泉徴収税（もしあれば）の控除後の金額に対して、個人の場合は、2014年1月1日以降は20%（所得税15%、地方住民税5%）の税率で、内国法人の場合は、2014年1月1日以降は15%（所得税15%）の税率で源泉徴収される。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。日本の居住者たる個人は、当社から株主に支払われる配当については、源泉徴収がなされた場合には確定申告をする必要はなく、また当該配当については、配当金額の多寡に関係なく確定申告の対象となる所得金額から除外することができる。
フランスにおいて徴収された税金は、上記のとおり個人が確定申告をしないことを選択した場合を除き、日本の税法の規定に従い、外国税額控除の対象となる。
- (iv) 2009年1月1日以降に当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2014年1月1日以降に当社から当該個人株主に支払われる配当については20%（所得税15%、地方住民税5%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年分以後における上場株式等の株式売買損を控除することができ、2016年分以後における上場株式や一定の公社債の売買損等

を控除することができる。なお、復興特別所得税（各種所得税額に対する2.1%の税率）が2013年1月1日から2037年12月31日までの期間において上乗せされて課されている。

また、フランスにおいて源泉徴収された税額が租税条約に基づく制限税率を超過する場合においては、フランスにおいてその超過支払分についての還付請求を行うことができる。詳細については、「第13（1）②配当の際の課税関係」を参照。

② 売買損益

(i) 本邦における株式の売買による損益は、内国会社の上場株式等の売買損益と同様の取扱いを受ける。

(ii) 2009年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)から控除することができ、2016年分以後における上場株式等の株式売買損については、本株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)ならびに一定の公社債の利子所得の金額および売買益等からも控除することができる。

③ 相続税

本株式を相続または遺贈を受けた日本の実質株主には、日本の相続税法に基づき相続税が課せられるが、外国税額控除が認められる場合がある。

(5) 実質株主に対する諸通知

当社が株主に対して行い、窓口証券会社が受領した通知および通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主がかかる通知および通信を希望する場合は、窓口証券会社はかかる実質株主にそれらを送付し、実費は当該実質株主に請求される。

第9【提出会社の参考情報】

1【提出会社の親会社等の情報】

該当事項なし。

2【その他の参考情報】

書類名	提出年月日
(イ) 有価証券報告書 有価証券報告書およびその添付書類 (自 2020年1月1日 至 2020年12月31日)	2021年6月28日関東財務局長に提出
(ロ) 半期報告書 半期報告書およびその添付書類 (自 2021年1月1日 至 2021年6月30日)	2021年9月30日関東財務局長に提出
(ハ) 臨時報告書 臨時報告書およびその添付書類 (金融商品取引法第24条の5第4項および企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第1号の規定に基づく臨時報告書)	2022年6月28日関東財務局長に提出
(ニ) 発行登録書 発行登録書およびその添付書類	2021年6月28日関東財務局長に提出

第二部【提出会社の保証会社等の情報】

第1【保証会社情報】

該当事項なし。

第2【保証会社以外の会社の情報】

該当事項なし。

第3【指数等の情報】

該当事項なし。

Electricité de France S.A.

Siège social :
22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Rapport des commissaires aux comptes

sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2021

A l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'

état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

<i>Notes 1.3.4.2, 1.3.4.5, 15, 18.1 et 20 de l'annexe aux comptes consolidés</i>

Point clé de l'audit	Réponses apportées

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 46 442 millions d'euros, dont 26 052 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 390 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.3.4.2 et 15 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation qui ont évolué en 2020 ont été reconduites en 2021. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers. En particulier elles prennent en compte depuis 2021 les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300 MWe et des études menées en préparation du démantèlement de Fessenheim pour les centrales en exploitation et les impacts de la mise à jour des scénarios d'entreposage des combustibles usés.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.4.5, 15.1.2 et 18.1). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 37 454 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 35 172 millions d'euros) au 31 décembre 2021, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter une charte d'investisseur responsable mise en place en 2021.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 479 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 680 millions d'euros en valeur actualisée (note 15.1.1.5)

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 15.1.1.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable IFRS 9

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

du modèle de dépréciation décrit dans les principes et méthodes comptables de la note 18.1.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 15.1.1.5) et sur la prise en considération des enjeux liés au climat et à l'environnement (notes 20.2.1 et 20.4).

Evaluation des goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie et actifs corporels

Notes 1.3.4.1, 1.3.4.4, 10 et 20.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Réponses apportées

Au 31 décembre 2021, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, actifs corporels et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent des montants significatifs des comptes. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le Groupe EDF opère.

Les notes 1.3.4.4 et 10.8 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. La note 20.2.2 décrit également la manière dont les enjeux liés au changement climatique et au développement durable sont pris en compte au travers des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.

Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et en Italie était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.

En particulier, comme indiqué dans la note 10.8.2, un environnement de marché marqué par un accroissement des efforts européens de décarbonation du mix électrique, des taux durablement bas, une demande orientée à la baisse sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et du développement des énergies renouvelables, des réglementations limitant les hausses tarifaires ou un accès aux moyens de production contraint, sont susceptibles de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.

Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs (ou de reprises de pertes de valeurs) au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.

Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données budgétaires des UGT et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.

Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.

Nous avons notamment vérifié que les hypothèses sous-tendant les scénarios de prix long terme retenus s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation, tel que décrit en note 10.8.2.

Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.4.4, et 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et les analyses de sensibilité.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du président. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2021, KPMG S.A. était dans la 17^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 20^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 17 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle

estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport. Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense, le 17 février 2022

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Marie Guillemot

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

[次へ](#)

フランス電力

登録事業所：ワグラム通り22－30、パリ75008

連結財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2021年12月31日終了年度

株主各位：

意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」、
「会社」、または「グループ」という。）の2021年12月31日をもって終了する年度に係る添付の連結財務諸表について監査を行なった。

私たちの意見では、当該連結財務諸表は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠して、グループの2021年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

意見表明の基礎

監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

独立性

私たちは、2021年1月1日から本報告書の日付までの期間について、フランス商法（Code de Commerce）および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）の独立性の要件に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

評価の妥当性—監査上の主要な検討事項

Covid-19パンデミックに関連する世界的な危機に起因して、当期の財務諸表は、特殊な状況の下で作成され監査された。実際に、この危機および衛生緊急状態に関連して取られた例外的な措置は、企業、特にその営業および資金調達に多くの影響を与え、その将来の見通しについてより大きな不確実性をもたらした。移動の制約およびリモート勤務等の措置もまた、企業の内部組織および監査の実施に影響を与えた。

この複雑かつ変化の著しい状況において、私たちの評価の妥当性に関しフランス商法第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての連結財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、連結財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

フランスの原子力発電関連引当金―核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料―ならびに専用資産の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.4.2、15、18.1および20

監査上の主要な検討事項	対応
2021年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額46,442百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する26,052百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する20,390百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、注記1.3.4.2および15に記載されている規制状況に依存する。この評価は技術的・財務的仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を必要とする。 これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。2021年12月31日現在、2020年度に変更された割引率の算定に使用される方法は2021年度においては変更されていない。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。具体的には(i)1,300MW原子力発電所の償却期間の延長、(ii)フェッセンハイムの解体計画作成のために実施した研究が現在稼働中の原子力発電所に与える影響、および使用済燃料の中間貯蔵に関する更新後のシナリオを反映している。さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記1.3.4.5、15.1.2および18.1）。専用資産の実現可能価額は、2021年12月31日現在37,454百万ユーロ（正味帳簿価額35,172百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の公正価値、ならびにEDF Invest部門が管理する非上場資産の自己資本価値に基づいて決定された。これらの専用資産は、成長資産、固定収益資産および利回り資産に分類され、2021年度に施行された責任投資家憲章に準拠する義務がある。 私たちは、原子力発電関連引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 ・ 当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率、長期割引率、および現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、ならびに予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。 ・ フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。 併せて、引当金の評価については、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実を不確実性として、反映していることが明記される。	私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関連する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された技術的解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の算定方法の準拠性を評価した。 私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定を評価した。 私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、ならびに当期中の仮定の変更に基づく、予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと業界シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。 私たちはまた、以下の妥当性を評価した。 ・ 廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。 ・ 現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りにおいて採用されたシリーズ効果および相互効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,479百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,680百万ユーロである（注記15.1.1.5）。 注記15.1.1.5に記載された経営者が採用したインフレ率および割引率ならびにその算定方法に関して、私たちは、2020年度以後に適用される会計基準および規制上の措置に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを入手可能な市場データまたは専門知識に基づく文書と照合した。 当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関し、私たちは、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書、入手可能な外部のデータおよび評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および評価、特に注記18.1の会計原則および会計処理方法に記載された減損モデルのIFRS第9号会計基準への準拠性について評価した。 最後に、私たちは、注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度（注記15.1.1.5）ならびに考慮された気候および環境問題（注記20.2.1および20.4）に関して検証した。

のれん、有効期間が確定できない無形資産および有形固定資産の評価

連結財務諸表に対する注記1.3.4.1、1.3.4.4、10および20.2.2

監査上の主要な検討事項	対応
2021年12月31日現在、のれん、有効期間が確定できない無形資産、有形固定資産ならびに関連会社および共同支配企業に対する投資は、グループの自己資本の重要金額に相当する。それらは大部分が非規制業務に関係している。 注記1.3.4.4および10.8は、資産に減損損失が生じている可能性を示す兆候の有無を判定するために採用および適用された方法について記載している。これらの注記はまた、減損テストの実施方法についても記載している。注記20.2.2.はまた、減損テストにおいて気候および環境問題がどのように考慮されたかについても記載している。当該テストおよび回収可能価額の算定は、有効期間が確定できない無形資産またはのれんを保有する資金生成単位（CGU）のレベルで毎年実施される。回収可能価額は、これらのCGUの大半については、将来キャッシュ・フローの割引価値に基づいて算定される使用価値に相当する。 私たちは、特にフランス、英国およびイタリアの非規制業務資産の評価を、回収可能価額算定のためのマクロ経済・業界・財務上の仮定に対する評価額の感応度ならびに当該評価に必要な経営者の見積りおよび判断を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 特に、注記10.8.2に記載された通り、電力価格の上昇傾向、欧州の電力構成の脱炭素化に向けた取り組みの拡大および持続的な低金利を伴う市場環境において、エネルギー効率化政策および再生可能エネルギーの開発に関連したエネルギー需要の低下、法律による料金引上げ制限または発電所の逼迫は、非規制業務に関係する一定ののれん、無形および有形資産の回収可能価額を著しく減少させ得るものであり、重要な減損損失につながる可能性がある。	私たちの業務の一環として、私たちは、減損損失（または減損損失の戻入）の兆候の有無をCGUレベルで分析した。私たちはまた、減損テストの一部として経営者が行う見積りおよび仮定形成のプロセスについて理解し、さらに評価モデルの妥当性についても評価した。 私たちは、テスト対象のCGUについて、割引予測将来キャッシュ・フローが当該CGUに含まれる資産から生成される資金と対応していること、またそれが(i)CGU予算データおよびそれを超えるグループの長期の仮定、(ii)過去の実績、(iii)市場の見通し、ならびに(iv)当該資産の予想操業可能期間と整合していることを検証した。 私たちは、経営者への質問を行うことにより、中長期価格仮定の基礎となる種々の仮定（経済成長、原材料および二酸化炭素価格、電力需要、発電容量および相互接続ならびにエネルギー構成の推移）を、エネルギーの国際的組織ないし専門家が実施した外部調査報告書を裏付情報として評価した。 特に、私たちは、注記10.8.2に記載された通り、長期価格シナリオの基礎となる仮定が、欧州の脱炭素化目標に沿っていることを検証した。 私たちは、割引率の仮定の決定方法および整合性を地域毎および事業毎の加重平均資本コスト(WACC)に基づいて評価し、特に、私たちの内部専門家の支援を得て、経営者の採用したリスクフリー・レートおよびリスク・プレミアムと、基礎となる市場の仮定との整合性を分析した。 最後に、私たちは、連結財務諸表に対する注記1.3.4.4および10.8において、特に減損テストおよび感応度分析を実施するために採用された仮定に関し、適切な開示が行われているかどうかを評価した。

特定の検証

私たちはまた、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、取締役会の経営報告書に記載されたグループの情報について法律および規則により求められる特定の検証も実施した。

その適正な表示および連結財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

私たちは、フランス商法第L.225-102-1条の求める連結非財務報告書が経営報告書に記載されたグループに関する情報に含まれていること、また同法第L.823-10条の規定に従い、そこに含まれた、独立第三者によって報告されるべき情報の適正な表示および連結財務諸表との整合性について私たちは検証していない旨が特記されていることを証する。

その他の法律上および規制上の要求に関する報告

年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示フォーマット

私たちはまた、欧州単一電子フォーマットで表示される年次および連結財務諸表に関連して法定監査人により実施される手続に関し、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、最高執行責任者の責任の下に作成された、フランスの通貨金融法（code monétaire et financier）第L.451-1-2条Iに言及される年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示が、2018年12月17日付欧州委任規則2019/815に定める単一電子フォーマットに準拠していることも検証した。連結財務諸表との関連性から、私たちの作業は、これらの連結財務諸表のタグ付けが上記委任規則に定めるフォーマットに準拠していることの検証も含む。

実施した作業に基づいて、私たちは、年次財務報告書に掲載することを意図した連結財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される連結財務諸表が、私たちが作業を実施したものとは一致していることを検証する責任を有しない。

法定監査人の選任

私たちは、KPMG S.A.について2005年6月6日の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについて2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.）の法定監査人として選任された。

2021年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で17年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で20年であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから17年を経ている。

連結財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、欧州連合により採択された国際財務報告基準に準拠した連結財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない連結財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

連結財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業の前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該連結財務諸表は取締役会の承認を受けた。

連結財務諸表監査に対する法定監査人の責任

目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該連結財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該連結財務諸表の利用者が当該連結財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法（Code de Commerce）第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、連結財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。
- ・ 連結財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業の前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において連結財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。
- ・ 連結財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。
- ・ 連結財務諸表に対する意見を表明するために、グループ内の企業または事業活動の財務情報に関して十分かつ適切な監査証拠を入手する。法定監査人は、連結財務諸表の監査の指揮、監督および実施ならびに当該連結財務諸表に対して表明した意見についての責任を有する。

監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の連結財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デファンス、2022年2月17日

法 定 監 査 人

KPMG S.A.

デロイト・エ・アソシエ

Marie Guillemot

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

Electricité de France S.A.

22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris

Rapport des commissaires aux comptes

sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2021

À l'Assemblée générale de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2021, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} janvier 2021 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1.1, 24 et 30 de l'annexe aux comptes annuels qui exposent le changement de méthode comptable relatif à l'application de la mise à jour par le Collège de l'ANC le 5 novembre 2021 de la recommandation n°2013 02 du 7 novembre 2013, relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et avantages

similaires et ayant introduit un choix de méthodes pour la répartition des droits à prestation pour les régimes à prestations définies.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

<i>Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels</i>

Point clé de l'audit	Réponse appropriée

Au 31 décembre 2021, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 46 442 millions d'euros, dont 26 052 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 20 390 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans les notes 1.15.1 et 28 de l'annexe. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les modalités de calcul du taux d'actualisation qui ont évolué en 2020 ont été reconduites en 2021. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers. En particulier elles prennent en compte depuis 2021 les impacts de l'allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 1300MWe et des études menées en préparation du démantèlement de Fessenheim pour les centrales en exploitation et les impacts de la mise à jour des scénarios d'entreposage des combustibles usés.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 37 454 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 31 554 millions d'euros) au 31 décembre 2021, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, classés en actifs de croissance, actifs de taux et actifs de rendement et devant respecter une charte d'investisseur responsable mise en place en 2021.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 479 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 680 millions d'euros en valeur actualisée (note 28.5.3).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites en note 28.5, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés ou à dire d'experts disponibles.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires ainsi qu'avec les données et évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits à la note 1.7.2.

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe pour les provisions liées à la production nucléaire en France et pour les actifs dédiés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28.5.3).

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacré au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans la périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2021, KPMG S.A. était dans la 17^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 20^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 17 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en

cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.822-10 à L.822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la

profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense, le 17 février 2022

KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Marie Guillemot

Michel Piette

Damien Leurent

Christophe Patrier

[次へ](#)

フランス電力

本社：ワグラム通り22－30、パリ75008

財務諸表に対する法定監査人の監査報告書

2021年12月31日終了年度

フランス電力の株主総会御中：

意見

貴社株主総会における委任に基づき、私たちは、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.、以下、「EDF」または「会社」という。）の2021年12月31日をもって終了する年度に係る添付の財務諸表について監査を行った。

私たちの意見では、当該財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の2021年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびに同日をもって終了する年度の経営成績について真実かつ公正な概観を与えている。

ここに表明した私たちの監査意見は、監査委員会に対する私たちの報告書と整合している。

意見表明の基礎

監査の枠組み

私たちは、フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して監査を行った。私たちは、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

当該基準に基づく私たちの責任については、本報告書の「財務諸表監査に対する法定監査人の責任」の項において詳述している。

独立性

私たちは、2021年1月1日から本報告書の日付までの期間について、フランス商法（Code de Commerce）および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）の独立性の要件に準拠して監査業務を実施しており、特に、規則（EU）第537/2014号第5(1)条に列挙された禁止されている非監査サービスの提供は行わなかった。

強調事項

上に表明した意見を限定することなく、私たちは、財務諸表に対する注記1.1、24および30に注意を喚起する。当該注記は、年金および類似給付債務の測定および認識規則に関連し、確定給付制度の受給権の配分方法に関する選択肢を導入した、2013年11月7日付勧告2013-02のフランス会計基準局（ANC）による2021年11月5日付更新の適用に係る会計処理方法の変更について記載している。

評価の妥当性—監査上の主要な検討事項

Covid-19パンデミックに関連する世界的な危機に起因して、当期の財務諸表は、特殊な状況の下で作成され監査された。実際に、この危機および衛生緊急状態に関連して取られた例外的な措置は、企業、特にその営業および資金調達に多くの影響を与え、その将来の見通しについてより大きな不確実性をもたらした。移動の制約およびリモート勤務等の措置もまた、企業の内部組織および監査の実施に影響を与えた。

この複雑かつ変化の著しい状況において、私たちの評価の妥当性に関しフランス商法第L.823-9条および第R.823-7条の求めるところに従い、私たちは、その職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上、最も重要であると判断した重要な虚偽表示リスクに関する監査上の主要な検討事項、ならびに当該リスクへの私たちの対応について、ここに報告する。

これらの事項は、全体としての財務諸表に対する監査の実施過程およびこれに対する私たちの監査意見の形成において対応した事項であり、私たちは、財務諸表の特定項目に対して個別に意見を提供しない。

フランスの原子力発電関連引当金―核サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料―ならびに専用資産の評価

財務諸表に対する注記1.2.2、1.7.2、1.15.1、18、28および38

監査上の主要な検討事項	対応
2021年12月31日現在、EDFが運営者であるフランスの原子力発電所に関連する義務を対象に計上された引当金は総額46,442百万ユーロであり、核サイクル終了（使用済燃料および放射性廃棄物の管理）に関する26,052百万ユーロ、ならびに原子力発電所廃炉および炉心核燃料に関する20,390百万ユーロを含む。 当該引当金の評価は、財務諸表に対する注記1.15.1および28に記載されている規制状況に依存する。この評価は技術的・財務的仮定の設定および複雑な計算モデルの使用を必要とする。 これらは更新され、モデルにおいて考慮された仮定は少なくとも年に一度は見直される。2020年度に変更された割引率の算定に使用される方法は2021年度においては変更されていない。これらの仮定は、適用される規制、廃炉および貯蔵プロセスの実施、または主要な財務的パラメータの変動による影響に関する、報告日現在の経営者による最善の見積りを反映している。具体的には、1,300MWe原子力発電所の償却期間の延長およびフェッセンハイム原子力発電所の解体計画作成に係る研究が現在稼働中の他の原子力発電所に与える影響、ならびに使用済燃料の中間貯蔵に関する更新後のシナリオを反映している。 さらに、会社は、フランスにおける一定の種類の原子力引当金に係る資金を確保するため、いわゆる「専用」資産への配分を求められている。当該資産の実現可能価額は、フランスにおける原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物の長期所蔵に関する会社のコミットメントを填補すべきものである（注記38）。専用資産の実現可能価額は、2021年12月31日現在37,454百万ユーロ（正味帳簿価額31,554百万ユーロ）であり、分散した株式および債券投資の公正価値、ならびにEDF Invest部門が管理する非上場資産の自己資本価値に基づいて決定された。これらの専用資産は、成長資産、固定収益資産および利回り資産に分類され、2021年度に施行された責任投資家憲章に準拠する義務がある。 私たちは、原子力発電関連引当金および専用資産の評価を、以下を理由に、監査上の主要な検討事項と判断した。 ・ 当該引当金の評価の基礎としている仮定、特にコスト、インフレ率、長期割引率、および現在稼働中の原子力発電所の減価償却期間、ならびに予測キャッシュ・アウトフローに関する仮定の感応度。これらのパラメータの変更は、引当金額の重要な修正につながる可能性がある。 ・ フランスにおける原子力引当金の増加、専用資産の実現可能価額の変動、または原子力引当金に対する専用資産の引当率の変動があった場合に、（資金が専用資産の増額に充てられることで）会社の財政状態に与えるマイナスの影響。 併せて、引当金の評価については、一定のシナリオおよび技術上の解決策が未実施であるという事実を不確実性として、反映していることが明記される。	私たちは、フランスにおける原子力発電関連引当金の認識に関連する測定基準を分析し、原子力発電所の廃炉に関する業界シナリオならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関して採用された技術的解決策について理解した。私たちは、適用される会計上、法律上および規制上の測定基準に対する当該引当金の算定方法の準拠性を評価した。 私たちは、会社が使用した計算モデルを検証し、コスト、予測キャッシュ・アウトフローおよび財務的パラメータ（割引率およびインフレ率）について採用された仮定を評価した。 私たちの業務はまた、引当金の算定に使用された費目の検証、ならびに当期中の仮定の変更に基づく、予測コストおよび予測キャッシュ・アウトフローと業界シナリオとの、また入手可能な調査結果および見積価格との調整表の検証にも及んだ。 私たちはまた、以下の妥当性を評価した。 ・ 廃炉技術および使用済燃料・放射性廃棄物管理に対する制御度合いを織り込むために引当金に含まれた不確実性およびリスクに係るマージン。 ・ 現在稼働中の原子力発電所の廃炉に関する見積りににおいて採用されたシリーズ効果および相互効果。これに関する名目コストは当該年度末の経済状況下で20,479百万ユーロに相当し、対する割引後の引当金額は12,680百万ユーロである（注記28.5.3）。 注記28.5に記載された経営者が採用したインフレ率および割引率ならびにその算定方法に関して、私たちは、2020年度以後に適用される会計基準および規制上の措置に対する準拠性を検証した。私たちは、この目的に使用されたデータを入手可能な市場データまたは専門知識に基づく内部文書と照合した。 当該引当金の一部の、専用資産による資金確保に関して、私たちは、報告日現在のポートフォリオにおける専用資産の実現可能価額を入手可能な預託明細証書、入手可能な外部のデータおよび評価額と照合した。私たちはまた、会計処理および評価、特に注記1.7.2の会計原則および会計処理方法に記載された減損モデルの会計基準への準拠性について評価した。 最後に、私たちは、注記に記載されたフランスの原子力発電関連引当金および専用資産に関する開示の妥当性を、特にマクロ経済仮定の変動に対する引当金評価の感応度に関して検証した（注記28.5.3）。

特定の検証

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、私たちはまた、法律および規則が定める特定の検証を実施した。

経営報告書ならびに財政状態および財務諸表に関するその他の株主宛書類に記載された情報

取締役会の経営報告書ならびに財政状態および財務諸表に関するその他の株主宛書類に記載された情報の適正な表示および財務諸表との整合性に関して、私たちが報告すべき事項はない。

私たちは、フランス商法（Code de Commerce）第D.441-6条に掲げられた支払期限に関する情報について、適正な表示および財務諸表との整合性を立証する。

コーポレート・ガバナンスに関する情報

私たちは、経営報告書のコーポレート・ガバナンスのセクションに、フランス商法第L.225-37-4条、第L.22-10-10条および第L.22-10-9条が定める情報が記載されていることを立証する。

フランス商法（Code de Commerce）第L.22-10-9条が定めるところに従って示された取締役が受け取ったかまたは取締役に付与された報酬および給付ならびに取締役の利益となる形で付与されたその他のコミットメントに関する情報について、私たちは、財務諸表または財務諸表の作成に当たり使用された基礎となる情報、ならびに、該当する場合には会社を支配する会社および連結の範囲に含まれる会社の支配下にある会社から会社が入手した情報との整合性を検証した。これらの手続に基づき、私たちはこの情報の正確性および適正な表示を立証している。

フランス商法第L.22-10-11条に従って提供された公開買付または交換の申出があった場合に影響を与える可能性がある则会社が判断した項目に関する情報について、私たちはこの情報を、入手した原始文書と照合した。これらの手続に基づき、この情報に関して、私たちが注意を喚起すべき事項はない。

その他の情報

フランスの法律に準拠して、私たちは、株主および議決権保有者の識別に関して求められている情報が、経営報告書において適切に開示されていることを確認した。

その他の法律上および規制上の要求に関する報告

年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示フォーマット

私たちはまた、欧州単一電子フォーマットで表示される年次および連結財務諸表に関連して法定監査人により実施される手続に関しフランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して、最高執行責任者の責任の下に作成された、フランスの通貨金融法（code monétaire et financier）第L.451-1-2条Iに言及される年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示が、2018年12月17日付欧州委任規則2019/815に定める単一電子フォーマットに準拠していることも検証した。

実施した作業に基づいて、私たちは、年次財務報告書に掲載することを意図した財務諸表の表示が、すべての重要な点において、欧州単一電子フォーマットに準拠しているものと結論付ける。

私たちは、AMFに提出される年次財務報告書に会社によって最終的に掲載される財務諸表が、私たちが作業を実施したものと一致していることを検証する責任を有しない。

法定監査人の選任

私たちは、KPMG S.A.について2005年6月6日の株主総会により、デロイト・エ・アソシエについて2002年4月25日の取締役会決議により、フランス電力株式会社（Électricité de France S.A.）の法定監査人として選任された。

2021年12月31日現在、KPMG S.A.の連続契約年数は合計で17年、デロイト・エ・アソシエの連続契約年数は合計で20年であり、ともに会社の有価証券が規制市場における取引を認可されてから17年を経ている。

財務諸表に対する経営者および統治責任者の責任

経営者は、フランスの会計原則に準拠した財務諸表の作成および適正な表示、ならびに不正または誤謬のいずれによるかを問わず重要な虚偽表示のない財務諸表の作成を可能とするために経営者が必要と判断する内部統制について責任を有する。

財務諸表の作成に当たり、経営者は、継続企業として存続するための会社の能力を評価し、該当する場合には、継続企業に関する事項を開示し、会社の清算または営業終了が見込まれる場合を除き、会計上、継続企業的前提を採用することについて責任を有する。

監査委員会は、財務報告手続ならびに、会計および財務報告手続に関する内部統制およびリスク管理システム、また、該当する場合には内部監査の有効性を監視することに責任を有する。

当該財務諸表は取締役会の承認を受けた。

財務諸表の監査に対する法定監査人の責任

目的および監査アプローチ

私たちの責任は、当該財務諸表に対する報告書を発行することにある。私たちの目的は、全体としての財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得ることにある。合理的な保証は高い水準の保証であるが、職業上の基準に準拠して行った監査が、重要な虚偽表示が存在する場合にそれを常に発見できることを保証するものではない。虚偽表示は不正または誤謬によって生じる可能性があり、個別にまたは集計すると、当該財務諸表の利用者が当該財務諸表に基づいて行う経済的意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に、重要であると判断される。

フランス商法（Code de Commerce）第L.823-10-1条に規定する通り、私たちの法定監査は、会社の存続や経営者の質に対する保証を含まない。

フランスにおいて適用される職業上の基準に準拠して行った監査の一環として、法定監査人はその監査の過程全体を通じて職業的専門家としての判断を行使する。さらに：

- ・ 不正または誤謬のいずれによるかを問わず、財務諸表に係る重要な虚偽表示リスクを識別および評価し、当該リスクに対応する監査手続を立案および実施し、意見形成の基礎となる十分かつ適切と判断される監査証拠を入手する。不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高くなる。その理由は、不正には共謀、偽造、意図的な不作為、不実表示または内部統制の無効化を伴うことがあるためである。
- ・ 内部統制の有効性について意見表明するためではないが、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制について理解する。
- ・ 財務諸表において経営者が採用した会計方針の妥当性ならびに経営者が行った会計上の見積りおよび関連する開示の合理性について評価する。
- ・ 経営者による会計上の継続企業的前提の採用の妥当性および、入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続するための会社の能力に重要な疑義を生じさせるような事象または状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて評価する。この評価は、監査報告書日付までに入手した監査証拠に基づいて行われる。ただし、将来の事象または状況に起因して会社が継続企業として存続できなくなる場合もある。法定監査人は、重要な不確実性が存在すると結論付けた場合には、監査報告書において財務諸表の関連する開示に注意を喚起するか、またはそうした開示がなされていないか不適切である場合には除外事項付意見を表明することが求められる。
- ・ 財務諸表の全体的な表示を評価し、当該財務諸表が、適正な表示を実現する方法で基礎となる取引および事象を表示しているかどうかについて評価する。

監査委員会に対する報告書

私たちは監査委員会に対し、特に監査範囲および実施した監査計画ならびに私たちの監査結果の記述を含む報告書を、提出する。私たちはまた、該当ある場合には、会計および財務報告手続に関する内部統制において私たちが識別した重要な欠陥についても報告する。

監査委員会に対する私たちの報告書には、重要な虚偽表示リスクが含まれる。それは、私たちの職業的専門家としての判断において当該年度の財務諸表の監査上最も重要であると判断されたものであるため、監査上の主要な検討事項として本報告書への記載が求められている。

私たちはまた、監査委員会に対し、フランスにおいて適用される規則、特にフランス商法（Code de Commerce）第L.822-10条からL.822-14条および法定監査人に関するフランスの倫理規定（Code de Déontologie）に規定された意義の範囲において私たちの独立性を確認する、規則(EU)第537/2014号第6条に規定する宣言を行う。適切な場合には、私たちは、その独立性に影響を与えるものと合理的に判断され得るリスクおよび関連するセーフガードについて、監査委員会と討議する。

パリ・ラ・デフアンس、2022年2月17日

法 定 監 査 人

KPMG S.A.

デロイト・エ・アソシエ

Marie Guillemot

Michel Piette

Damien Laurent

Christophe Patrier