

【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】 平成27年6月30日
【事業年度】 第2014年度（自 平成26年1月1日 至 平成26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】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-1182
【事務連絡者氏名】 弁護士 甲立 亮
同 菊川 聡史
同 山口 敏寛
【連絡場所】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所
【電話番号】 東京(03)6888-1143
【縦覧に供する場所】 該当なし

注(1) 本書中、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) 本書中、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、2015年5月29日現在の株式会社三菱東京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=135.61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。表中の「NS」は、数値が重要でないため、表中に記載されないことを意味する。「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。

放射性廃棄物管理庁（ANDRA）	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。かかる目的のため、当該庁は、産業、研究および環境担当省の監督下において、短寿命廃棄物の長期的管理のためにフランスのオーブ県において貯蔵センターを稼動した。
AP913手続	INPO（原子力発電運転協会）が策定する機器の信頼性の証明および機器の正常性検査の導入を目的とした標準手続。かかる手続は、機器の故障の重大性に基づき機器を分類することからなる。かかる手続により、各機器について重大性に応じた保守管理戦略を展開することが可能となる。
建設アセンブラ	EDFにおいて、建設アセンブラは以下の点を統制する。 ・ EDFの発電所の設計と操業 ・ 開発プロジェクトの組織 ・ 完成までのスケジュールと建設コスト ・ フランス原子力安全当局との関係 ・ 操業上の経験から得たフィードバックの統合 EDFの建設アセンブラとしての役割は、発電所の設計、建設および操業に関する産業方針を確実に統制することである。
原子力安全当局（ASN）	フランス政府に代わり、原子力安全当局（ASN）は、労働者、患者、一般市民および環境を原子力使用に関連して生じるリスクから保護するため、フランス国内の原子力の安全性と放射線防護を監督している。原子力安全当局は、とりわけ、フランス国内での原子力施設の外部からの管理に関する責務を有する。ASNは、300名超の職員からなる独立した監督機関である。国レベルでは、ASNは、原子力安全および放射線防護総局（DGSNR）により代表されている。
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、接触熱が発生し、一次冷却水がこれらの集合体の間を下から上まで通っており、このエネルギーを蒸気発電機へ運搬する。
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。
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。

IEG国家基金	2004年に設立された行政管理機関。2005年以降、当該機関は、電気およびガス産業に従事する従業員の退職給付およびその他の給付制度（高齢リスク、労働災害リスク、職業病リスク、障害および死亡ならびに雇用者と従業員とで負担する拠出金の未回収リスク等を含む。）に関する責務を負っている。
クリーン開発メカニズム(CDM)	CDMは、温室効果ガス（GHS）の排出量削減またはその捕捉を目的としたプロジェクトおよび発展途上国における持続可能な開発計画に基づき京都議定書によって規定されたメカニズムである。かかるメカニズムは、附属書Ⅱ国（発展途上国）におけるかかるプロジェクトに投資を行う附属書Ⅰ国（先進国）のすべての公的または私的機関は、見返りとして炭素クレジットを取得すると規定している。これらのクレジットは、排出量割当てを満たすためにかかる関係者が使用するか、もしくは、国際排出量取引（IET）または欧州排出量割当取引制度（EU ETS）における炭素市場で売却することができる。 CDMは、京都議定書の加盟国会議として機能している関係者会議の権限下に置かれ、業務執行委員会により監視されている。その権限は2001年のマラケシュ合意により規定されている。
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。
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。
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。
エネルギー規制委員会（CRE）	フランスのエネルギー規制委員会（CRE）は電気およびガス市場が適切に機能するよう保証するため2000年3月30日に設立された。CREは、独立した機関としてフランスのエネルギー市場の開放を統制する。CREは、すべての発電業者と有資格顧客が平等に電力網に対しアクセスできるよう保証する。管轄権内において、当委員会は監視、認可およびすべての紛争の解決を行い、また必要な場合に制裁措置を課す。CREの権限の詳細は「第2 3（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。
中断可能性	顧客が補償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。

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。
DNN	非国営配電事業者。
下流部門	「燃料サイクル」および「下流資産ポートフォリオ」を参照。
下流資産ポートフォリオ	事業者や最終顧客を含めたあらゆる契約上の電力販売責任。
アーニング・アット・リスク（EaR）	一定期間および任意の信頼区間内で、市場の不利な動向の中、収益予測と比較して、会社に生じ得る最大収益減少リスクを統計的に測定する財務指標。
EBITDA	総営業利益に相当する利子、税、減価償却費および償却費控除前利益。
連結範囲の変更による影響	買収、売却および当グループの連結範囲の変更を含む、任意の年度中に起こった連結範囲の変更による影響。
為替レートの変動による影響	事業年度の損益計算書において認識される為替レートの影響は、ユーロと当グループの連結範囲で子会社が使用するその他の運用通貨との間の平均為替レートの変動を反映する。
電気およびガス産業（IEG） 身分規程	電気およびガス産業における在職中および退職した（在職中でない）フランスの従業員に適用される1946年に開始された特別な身分規程。かかる規程は、以下の領域において通常法とは異なる。 ・退職給付 ・労働協約（給与体系、労働時間および組織） ・従業員の代表組織 ・社会的活動
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。
電力価値連鎖	電力価値連鎖は、非規制業務（発電および供給）と規制業務（送電および配電）の双方を含む。
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。

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用に約4%にまで増加させたウラン。
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。
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。
FNCCR	フランス全国委託元当局連合会（ <i>Fédération nationale des collectivités concédantes et régies</i> ）。
燃料	「集合体燃料」を参照。
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。このサイクルは3段階に分類される。 ・上流部門：ウラン鉱からの濃縮加工、転換、濃縮、燃料生産（2年超の工程を要する。） ・主要サイクルで、原子炉内での燃料使用にあたる過程：受領、搭載、運転、排出（これは、3～5年の工程を要する。） ・下流部門：プール貯蔵、原子炉内の使用済燃料の再利用可能な原料への再処理、高レベル放射性廃棄物のガラス固化、貯蔵前の一時保存
一般的ハザード	原子力分野で、一群の原子力発電所に共通して起こる予測不可能な技術的事故
温室効果ガス	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。

エネルギー粗利益	エネルギー粗利益は損益計算書の会計データから算出され、エネルギー（すなわち、電力およびガス）売却から発生するエネルギー、燃料および送電費用におけるマージンを示す。
IAEA	ウィーン（オーストリア）に拠点を置く国際原子力機関。
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。
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（旧COGEMA）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。
IPP	政府の規制を受けずに事業を行う独立系発電事業者。IPPは、フランス国外において立案されたプロジェクトおよび／またはユニットのみを意味する。
京都議定書	気候変動を抑制するために1997年に採択された国際議定書。2002年に欧州連合によって批准され、2005年2月16日に発効。当該議定書の目的は、温室効果ガスの排出を減少させることである。
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。
液化天然ガス（LNG）	−162°C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。
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。
中間部門	ガス事業の供給力、輸送および管理を可能にするガス事業の全資産。これらは、基幹施設（ガス・パイプライン、貯蔵設備、LNGターミナル等）の場合もあり、または契約上のもの（所定の容量に関する権利、調達契約等）の場合もある。中間セグメントは取引および交渉活動を含む。
混合酸化物（MOX）	ウラン酸化物（天然または使用済み）とプルトニウムの混合物を基にする核燃料。
メガワット・メガワット時 （MW/MWh）	MWhは、設備発電エネルギーの単位で、設備出力（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、稼動期間中の累積エネルギー節約量の合計に当たる。
国内割当計画	当該計画はフランス政府が各複数年（NAP 1：2005年から2007年、NAP 2：2008年から2012年）ごとに排出権取引システムのために割り当てる温室効果ガス排出権の総量および該当する産業施設への割当ての方法を規定している。
非相互接続地域	フランス都市部と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）。
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、原子力発電所の存続期間のすべての段階（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。
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。
PCB	ポリ塩化ビフェニル。
PCT	ポリ塩化テルフェニール。
発電所供給力	技術が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中の供給可能率。稼動率（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、技術が利用不可能な事態（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。フランス国内のEDFの原子力設備では、理論上の最大発電容量は553TWh（63.1GW×8,760時間）である。
プルトニウム（Pu）	原子番号94（中性子の数）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。

雇用後給付	通常のフランス法に加えて、電気およびガス産業（IEG）身分規程によって取得される特別給付は、IAS第19号に基づき認識され、主として以下の事項に関連する。 ・特別退職補助給付 ・退職手当および特別退職補助給付 ・エネルギー（ガスおよび電気）の現物給付ならびに教育費用に対する補償金 ・アスベスト関連の給付および労働災害または職業病による非就業者に対する年金 ・特別休職給付 ・遺族給付 これらの特別給付は通常法制度の下では補償されないが、資産ファンド（保険証券）およびEDFが認識する引当金によって補償される。
PPA	電力購入契約。この種の長期契約は一般的にIPPプロジェクト（上記参照。）の基盤となる。
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。
プロフィット・アット・リスク（PaR）	任意の信頼区間におけるプロフィット・アット・リスク（PaR）とは、1年の計画対象期間におけるポートフォリオ（時価）の期待値の最大減少額である。
放射線防護 （線量測定－放射線量）	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。人体への放射線被曝量は、線量当量によりシーベルト（Sv）で数値化される。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曝した放射線量を示す指標として用いられている。現場当事者の動員により、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。
遠隔測定	電力網に注入されるかまたは電力網から取り込まれた電力エネルギー量を遠隔から測定すること。
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。
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。

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をわずかに多く、ウラン同位体をより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原子炉で一般的に用いられる。
RPD	フランスの公共配電網。
RPT	フランスの公共送電網。
系列	原子力分野において、一系列の発電所とは、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。
STEP	揚水発電所（STEP）とは、一方の貯水池がもう一方の貯水池よりも高い位置にある2つの貯水池を有し、それらがポンプで繋がれ、水が汲み上げられることでタービンが電力を生産する発電所をいう。
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管理を可能にする）ことである。
貯蔵センター	原子力施設（ラアーグまたはセントラコの施設）から出される低レベルまたは中レベルの短寿命放射性廃棄物は、フランスのオーブ県に所在するANDRAのスーレス貯蔵センター（1992年より操業開始）へ輸送される。この貯蔵センターは、1,000,000m ³ の廃棄物を収容可能であり、約60年間貯蔵可能な容量を有する。極低レベル短寿命放射性廃棄物は、ANDRAのモールヴィーエー貯蔵センター（同じくオーブ県に所在）へ輸送される。この貯蔵センターは、2003年10月に操業を開始し、耐用年数は約30年間である。
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（消費者または電力事業者）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。
サーム (th)	1サームは1,163KWh、または4,186百万ジュールに相当する。
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。

送電料金負担金（CTA）	送電および配電に従事する従業員に関して2005年以前に設定された特別給付を補償するため、消費者への請求に適用される負担金。CTAは2025年に終了する予定で、毎年の支払いは、電気ガス産業国家基金（CNIEG）によってなされる予定である。
トリチウム（ $_3\text{H}$ ）	水素同位体。加圧水型原子炉の排水の中に存在し、ベータ線を放射する。
超遠心分離法	本プロセスは、六フッ化ウラン（ UF_6 ）の入った真空のシリンダーの超高速回転を含む。遠心力効果によって、重い分子（ $_{238}\text{U}$ ）は周辺に集積し、軽い分子（ $_{235}\text{U}$ ）は、中心に向かって移動し、同位体分離効果を生み出す。
UO_2	フッ素化および濃縮化された天然ウラン。加圧水型原子炉の燃料集合体で核分裂性原料として使用される化学的に特に安定したウラン酸化物。
上流部門	「燃料サイクル」および「上流資産ポートフォリオ」を参照。
上流資産ポートフォリオ	電力供給力に寄与する全資産。これらはインフラ（発電所等）である可能性もあるが、それらの契約上の等価物である長期契約、持ち株、発電エネルギーの割当量の権利を付与する契約である可能性もある。
ウラン（U）	天然の状態ではウランは、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。
バリュー・アット・リスク（VaR）	一定期間および任意の信頼区間において、市場に不利な変動が発生した場合のキャッシュ・フローのポートフォリオに与える経済価値（市場価額または時価）の潜在的な最大損失リスクを統計的に測定する財務指標。
ガラス固化	高温でガラス板と混合することによって、高レベル廃棄物の濃縮液をガラス構造内で固定化するプロセス。
廃棄物	1 MWh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。

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 (*Etablissement Public industriel et commercial*、またはEPIC) の形態で設立された。

EDFは2004年8月9日付法第2004-803号および2004年11月17日付命令第2004-1224号によって、フランスの株式会社に組織変更された。当社の存続期間は、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年間に設定されている。

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、1946年4月8日付フランス法第46-628号、1983年7月26日付フランス法第83-675号、2000年2月10日付フランス法第2000-108号、2004年8月9日付法律第2004-803号およびフランス・エネルギー法の立法面を体系化する2011年5月9日付フランス命令第2011-504号等のより具体的な法律、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除外されるもの以外については、商行為を営む会社に応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

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人以上の発起人が存在しなければならない。

2005年11月21日以降、EDF株式は、欧州議会による指令2004/39/ECおよび金融商品市場に関する2004年4月21日付欧州理事会の目的において、規制市場であるユーロネクスト・パリに上場している。2013年12月31日現在、フランス政府により1,571,433,448株（資本金の84.49%およびEDFの議決権の84.56%）、機関投資家および個人投資家により254,927,584株（資本金の13.70%およびEDFの議決権の13.72%）ならびにEDFグループの従業員および元従業員により31,965,255株（資本金の1.72%およびEDFの議決権の1.72%）が保有されている。さらにEDFは、自己株式 (*auto contrôle*) として1,682,181株（自己資本の0.09%を占め、議決権はない。）を保有している。

フランス商法上当社定款の中で規定すべき事項は、1) 目的、2) 商号、3) 発行済株式の種類、種類別の株式数およびそれらの株式資本の構成割合または名目価値、4) 資本金総額、5) 株式の形態、6) 登録された事務所、7) 会社の法的形式、8) 自然人または法人を問わず、定款に署名する者の属性、9) 会社の存続期間、10) 会社の経営組織の構成、組織および権限に関する規定、11) 利益の分配、準備金、残余財産に関する規定、12) 会社の初代経営者および監査人の氏名、13) 株式の譲渡または売買に制限がある場合に、譲受人の登録に必要な条件、14) 現物出資の内容、各現物出資の評価および各現物出資に対して発行された株式数、15) 優先株主および優先権の内容、である。

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、フランス金融市場監督局（*Autorité des marchés financiers*、以下「AMF」という。）の一般規制に準拠して、年次報告書の形式で届出書類（*Document de Référence*）を提出する。2007年4月19日に第R.07-036号として同書類（2006年*Document de Référence*）を提出し、2008年4月14日にも第R.08-022号としてかかる届出（2007年*Document de Référence*）を行った。さらに、2009年4月14日に第D.09-0243号として同書類（2008年*Document de Référence*）を提出し、2009年5月15日に第D.09-0243-A01（2008年の*Document de Référence*を改訂）を提出し、2010年4月8日に第D.10-0227号（2009年の*Document de Référence*）を提出し、2011年4月18日に第D.11-0320号（2010年の*Document de Référence*）を提出し、2012年4月10日に第D.12-0321号（2011年の*Document de Référence*）を提出し、2013年4月5日に第D.13-0304号（2012年の*Document de Référence*）を提出し、2014年4月8日に第D.14-0312号（2013年の*Document de Référence*）を提出し、また2015年4月14日に第D.15-0344号（2014年の*Document de Référence*）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

各会社の1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

短期債務証券（譲渡性証券（*titres de créances négociables*））を発行した株式会社の資本は、225,000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相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。

当社は、資本金および法律または定款により配当できない準備金の合計額を株式資本の額が下回る場合、または配当することにより下回ることが予測される場合には、減資が行われないう限り、株主に対して配当を行うことはできない。再評価による差額を分配することはできない。当該差額の全部または一部は、株式資本に組み入れられる。

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。

事業年度中または事業年度末に作成され、監査人により監査された貸借対照表において、前事業年度終了以降、必要な減価償却費、償却費および引当金を設定し、繰越損失（もしあれば）および法律または定款に従って準備金に組み入れられる金額を控除し、かつ次期繰越利益額を考慮に入れた上で、当社がなお利益を得た場合には、法定の条件に従い、当該事業年度の財

務書類の承認前に中間配当の支払を行うことができる。かかる中間配当の額は、上記で定められた利益の額を上回ってはならない。

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。また、(i) 当社の株式資本の5%以上に当たる株式を有する一人または複数の株主、(ii) 緊急時における利害関係者、(iii) 緊急時における労働委員会、または(iv) 株式を株主名簿上少なくとも2年間保有しており、合計して当社議決権の少なくとも1%を保有する株主により構成される有効に承認された株主組合は、商事裁判所の裁判長に対して総会を招集するための代理人の選任を請求することができる。会社の会計監査人もまた総会の招集を取締役に請求することができ、もし取締役会がこれに応じない時は総会を直接招集することができる。

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。また、延期された臨時株主総会が準備金、利益また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ことのみを目的として再度開催される場合にも、定足数要件は不要とされる。一方、それ以外の臨時株主総会が再度開催される場合において、定足数要件を充足するためには、行使可能な議決権のうち少なくとも20%を保有する株主が直接出席すること、または書面や委任状または定款により規定されている場合においては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て投票を行うことが必要とされている。定足数要件が充足されない場合には、再度招集された総会を最大2か月間延期することができる。定足数が充たされない状況下においては、株主は原則としていかなる審議も行うことはできない。ただし、延期となった株主総会の議題に関する質問についてののみは、審議を行うことができる。

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。

直接出席または定款に規定されている通信手段もしくは委任状による代理や書面による投票により出席者とされた者が投票を棄権した場合、その者は株主投票にかけられた決議事項に対して反対票を投じたものとして計算される。

一般的に各株主は株主総会において1株につき1議決権を有している。フランス商法においては、会社が保有する自己株式または直接もしくは間接に会社の支配下にある法主体が有する株式については議決権がなく、定足数および多数決に関する計算には算入されないとされている。また、会社が数種類の株式を発行する場合には、利益の配当に関して優先権を有する優先株式について、定款をもって議決権がないものとして計算することができる。

⑨ 取締役、取締役会および会計監査人

当社は、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号の規定（特に同法第6条の規定）、フランス政府からの財政支援を受ける企業に対するフランス政府の財務監督を組織する1935年10月30日付命令の規定ならびに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号に従い、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、2014年12月31日現在、取締役会には、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1983年7月26日付フランス法第83-675号によれば、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。EDFの定款の修正決議が行われた2006年2月14日の株主総会以降、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日に開催される定時株主総会の終了時に満了するものとする。何らかの理由で取締役会の構成員に欠員が生じた場合、その後任者は、取締役会の全員が再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。

2005年6月6日開催の定時株主総会の決議により、会計監査人が、6事業年度の期間について選任された。この期間は、2010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の終了時に満了する。

2011年5月24日の株主総会において、Deloitte et AssociésおよびKPMG SAの会計監査人をさらに6事業年度の期間について再任することを決定した。この任期は、2016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の終了時に満了する。

・ Deloitte et Associés、代表者：パトリック・スイッサ氏、住所：185, avenue Charles de Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine

・ KPMG SA、代表者：ジャック＝フランソワ・レチュ氏、住所：Immeuble Le Palatin, 3 Cours du Triangle, 92939 Paris La Défense Cédex

上記の指定された監査人はEDFの2014年の *Document de Référence* 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權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。

法律に別段の規定のある場合を除き、株主は株主総会予定日の15日前に通知を受ける。ただし、かかる通知期間は、第2回目の通知後の株主総会および延長総会については、10日間に短縮することができる。

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。かかる通知には特に1)会社名、必要であれば会社のロゴ、2)会社の形態、3)株式資本、4)登記上の本店、5)総会の議案、6)取締役会が株主に呈示する決議案の文言、7)会社が郵便投票の記入用紙を株主全員に送付しない場合には、かかる用紙の入手場所および条件、8)株主が株主総会において電子的な通信手段を用いて投票することが可能なウェブサイトのアドレスおよび必要に応じて質問を送ることのできる電子メールアドレスが記載される。

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。かかる通知はまた、上記の情報に加えて、1)会社の登録番号、2)登録場所および登録番号、3)総会の日時および場所、ならびに4)総会の性質(通常、臨時または特別)の詳細な事項を含まなければならない。

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。

株主は、その資格と身分を確認する書類の簡単な提示により、株主総会に参加することができる。取締役会は、必要と判断すれば、個人用の入場許可証を作成、配布し、当該入場許可証の提示を要求することができる。

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、郵送により投票することができる。かかる郵送により、または委任状を会社に送付することにより投票を行った後は、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。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株式の譲渡不能証明は、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。

(特にインターネットによる)電子投票についてのフランス商法第R.225-79条および第R.225-80条の規定に従い、株主総会の開催が公表される時に、取締役会の指示があれば、様式への電磁的記入および署名を当社の作成したウェブサイト上で直接行うことができる。これは、フランス民法第1316-4条第2項第一文の規定に従ったIDコードおよびパスワードで保護されたシステムまたはフランス民法第1316-4条第2項第一文の規定に準拠するその他のシステムを利用して行われる。

委任状または株主総会前にかかる電磁的システムを介して行われる投票、ならびに提供された受領確認は、撤回不可能であり、あらゆるものに反対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

なし

(iii) 議決権の制限

なし

⑪ 株式の保有報告基準

フランス法は、自然人や一定の法主体において単独でまたは共同して、直接、間接を問わず、フランスの上場会社の発行済株式資本もしくは議決権の5%、10%、15%、20%、25%、33%（1/3）、50%、66%（2/3）、90%もしくは95%を超える株式を取得する者または持株数もしくは議決権数の増減により前記した割合を超えてまたは下回って株式を保有するに至った者は、会社およびAMFに対して、前記数値をまたぐその日から4取引日目の取引終了までに、特に（1）単独でまたは他者と共同で保有する株式の数、（2）株式に付される議決権の数、（3）直接または間接に株式および／または議決権にかかる証券の数、（4）基準保有数をまたいだ日および（5）その理由を通知しなければならない。かかる法定の公開基準の数値をまたいだ場合、AMFにより定められ、AMFのウェブサイトにおいて入手可能なモデルに基づく標準開示様式に、フランス語または英語のいずれかで、その旨報告しなければならない。その後、AMFは当該情報を公開する。仮に株主が当該通知義務を履行しなかった場合には、関連する数値を超えて保有する株式および議決権については、保有者が当該通知義務を果たしてから2年が経過するまでの間は、議決権行使を行えないこととなる。

かかる通知には、（1）発行される株式およびそれに付される議決権を将来取得できる証券（特に、ワラントおよびカバード・ワラント、株式転換可能社債ならびに新株または既存の株式に転換または交換可能な社債）の数、（2）契約または金融商品に基づいて報告者が取得できる発行済株式（または議決権）、（3）現金決済のみによるもので、かつ株式保有と類似の経済効果を有する契約または金融商品（例えば、差額決済契約、エクイティ・スワップ、エクイティ・バスケットの対象となる金融商品）によりカバーされる発行済株式（または議決権）も記載される。

フランス法およびAMF規則は、フランスの上場会社の発行済株式または議決権の10%、15%、20%または25%を超えて取得する者に対して、追加的な報告義務を課している。それらの者は、5取引日以内に、「対象会社」およびAMFに報告書（*déclaration d'intention*）を提出しなければならない。当該情報はAMFによって公開されることとなる。当該報告書においては、取得者は単独取得かそれとも共同取得か、取得を継続し続ける意図があるかどうか、会社を支配する意図があるかどうか、取締役会に取締役を送り込む意図があるかどうか等を含めた向こう6か月間の意向を明示しなければならない。取得者は記載した意向について、環境、財務状態または株式保有に重大な変更が生じたことを根拠とする場合には、修正することができる。意向を修正した場合には、新たな報告書を提出しなければならない。

上記義務の履行を怠った株主については、そのすべてまたは一部の議決権に関して、会社の議長、株主およびAMFの要求を受けた商事裁判所（*Tribunal de Commerce*）によって最長5年間その行使を停止される可能性がある。また、18,000ユーロの罰金が課される可能性もある。

加えて、当社定款は当社株式資本および／または当社議決権の0.5%またはその倍数を表章する株式を、単独もしくは他者と共同で、直接、間接を問わず所有または支配するに至った株主、または持株数が当該数値を下回ることとなった株主は、会社に対して、株式名簿への登録から5取引日以内に、その保有する株式数を通知しなければならない旨を定めている。仮に株主が当該通知義務を履行しなかった場合には、すべての株主総会について、議決権のうち当該関連数値を超過する部分については、保有者が当該通知義務を果たしてから2年が経過するまでの間は、これを剥奪されることとなる。

株式保有者が要求される通知を行うことができるように、当社は定時株主総会から15暦日以内に、当該株主総会の日付における発行済議決権の総数に関して、AMFに対して通知を行い、またBALOにて公表しなければならない。加えて当社は、前回公表した以降に発行済議決権の総数に5%以上の変動があったことを認識した場合においては、当該変動を認識した日から15暦日以内に、BALOにて発行済議決権の総数についての公表をしなければならず、またAMFに対して書面により通知しなければならない。AMFは当該情報を公開する。

AMFの規則の下では、AMFによって認められた一部の例外を除き、フランスの上場会社の株式資本または議決権の30%を超えて単独または他者と共同で保有する者は、当該会社の株式資本のバランスをとるため、公開買付を開始しなければならない。当該義務を怠った株主はその有する議決権の全部または一部についてその行使を一時的に停止される。

加えて、上場会社は毎月、その総議決権数および保有する自己株式数が前回公表した数値と異なる場合には、それらを公表しなければならない。

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。上記の機関から提供されたリストについて、当社は、リスト上で代理登録されていると判断する者に対して、株式の保有者に関する上記の情報を要求することができる。

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。

当社が、身分を確認済みである無記名式または記名式証券の保有者が、証券の所有者である第三者に代わり所有者であるかのように行為していると判断する場合、当社は上記と同様の条件で、かかる保有者にこれらの証券の真の所有者の身分およびその各々が所有する証券数を明らかにするよう要求する権利を有する。

さらに、上記で言及した情報の要求に続き、当社はフランス商法第L.228-3条以下の規定に従い、当社の株式資本または議決権の40分の1超を所有する法人に、当該法人の株式資本または株主総会において行使される議決権の3分の1超を直接もしくは間接に保有する者の身元情報を提供するよう要請することができる。

上記規定、また、より一般的には、証券の所有者の身元確認に関する法の規定により要請を受けた者が法定期間内に要求された情報を提供しなかった場合、または自身もしくは証券の所有者の身分もしくはその保有する証券数に関し不完全もしくは誤った情報を提供した場合には、直ちにまたは将来、株式資本化され、かつかかる者により口座に登録されている株式または証券は、適正な開示がなされる日まで、すべての株主総会における議決権を喪失し、配当金の支払についても同日まで延期される。

さらに、登録者が上記規定、またより一般的には証券の所有者の身元確認に関する法の規定を故意に無視した場合、当社の登記上の本店所在地を管轄する裁判所は、当社または当社の株式資本の少なくとも5%を有する1人以上の株主からの要請により、合計で5年を超えない期間にわたり当該株式に付随する議決権の全面的または部分的な停止、また場合によっては同期間にわたる相応の配当金の支払停止を命じることがある。

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権することができる、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、取締役会会長もしくは一人または複数の執行副社長に1年以内の社債の発行権限を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、2014年11月21日開催の株主総会において修正された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 会社の目的（定款第2条）

上記（1）記載の法律に従ったフランスおよび外国における会社の目的は、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、特にフランス・エネルギー法および地方自治体一般法典第L.2224-31条ならびに委託契約により委託された公益事業任務の遂行。また、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一方で、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および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
- ・研究およびエンジニアリング活動を含むあらゆる顧客層を対象としたエネルギー分野におけるすべての産業、商業またはサービス活動のより総体的な開発
- ・保有もしくは使用しているすべての有形および無形資産の価値の向上
- ・上記の目的のいずれかに関わるあらゆる財産、不動産および事業の創出、取得、賃貸またはリースならびに同様のあらゆる施設、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活動に関連するすべての手続および特許の登録、取得、運営もしくは売却
- ・会社設立、資産の抛出、株式もしくは所有権の引受けもしくは買取り、投資参加、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経営への直接的もしくは間接的な参入

- ・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、または当社の事業に有利もしくはこれを発展させる性質のあらゆる目的に、直接もしくは間接に、全面的または部分的に関連した、すべての産業、商業、金融、動産または不動産に関わる業務への従事

② 株式資本

株式資本は930,004,234ユーロであり、1株当たりの額面金額0.5ユーロの全額払込済株式1,860,008,468株からなる。
フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス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

株式資本は、法律で定められた条件に従いこれを増資、減資または償却することができる。
株式資本の変更により、フランス政府持分として、前項「② 株式資本」に定められた基準を下回らせてはならない。

④ 株式の払込み

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、額面金額の払込みおよび（場合により）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を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、残額の払込みは、取締役会の決定または（場合により）仮処分（急速審理）において下された商事裁判所の裁判長の決定により、増資が最終決定された日から5年以内に1回または数回にわたり行われるものとする。

増資払込請求の株主に対する通知は、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当社の本店所在地における官報へ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。

関連する機関により定められた期間に株主が払い込まない場合、未払金額は払込期日から法定利率により自動的に利息を生じる。かかる利息の発生は、法律で定められたその他の請求または罰則を妨げるものではなく、とりわけ当社は未払金額が払い込まれていない株式を法令および規則の規定に従った方法で売却させることができる。

⑤ 株式の形式

株式は、法令および規則の規定に従うことを条件として、株主の選択により記名式または無記名式とする。

株式は、フランス商法第L.228-1条以降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、現行の法令および規則に定められた条件に従い、有価証券中央預託機関に対し費用を負担して、場合により、当社の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もしくは名称、国籍、生年月日もしくは設立年月日、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対して課せられる制限を知らせよう要求することができる。当社は上記の機関より送られた一覧表を考慮した上で、当該一覧表に記載されており、第三者のために登録されているものと当社が判断する者に対し、株式の保有者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、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営業日以内に当該証券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

株式は、法令および規則の規定に従うことを条件とし、自由に取引可能である。株式は口座に登録され、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の証券にも同様に適用される。

会社に対し一定の割合の株式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に加えて、当社の株式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すべての個人または法人は、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営業日目の日の取引終了時まで、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。

法的基準を定める上記規則は、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、証券の所有者の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場合もしくは下回った場合には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証券に帰属する議決権を喪失する。

上記、「(1) ⑩ 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

各株式には、これが表章する資本の割合に比例する、会社の利益および資産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条件および制限に従い、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。

株主が負担する責任は、その出資額を上限とする。

株主の相続人、債権者もしくは譲受人または株主を代理するその他の者は、当社の資産に対する差押えの実施を要請できず、またその分配または競売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、当社による詳細な検討とその株主総会による決定に委ねなければならない。

株式の交換、併合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もしくは売却を決定することにより、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

(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、共同保有者の請求により、裁判所が代理人を任命する。

(ii) 株式に付随する議決権は、定時株主総会においては用益権者に、臨時株主総会では所有者に属する。

⑨ 取締役会

(i) EDFは、2014年8月20日付フランス政令第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。

上記の枠組み内において、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、上記の政令第6条IIに従い、フランス政府の代表者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が3分の1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。

会長兼最高経営責任者は、各取締役に對し、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。

(iv) 株主総会で任命された取締役が1名以上死亡および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。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、必要な場合、取締役に支給される出席手当の額を決定する。従業員の代表者である取締役に、手当は支給されない。

取締役がその職務遂行のために負担した経費は、その証明書類に基づいてEDF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に相当する手当を受ける。

(vi) 株主総会で任命された各取締役は、同株主総会により解任することができる。

(vii) 会長兼最高経営責任者の発意により、取締役会は必要と判断すれば、議事日程に応じてEDFの株主またはEDF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。）。

企業委員会またはその代理となる組織の秘書役は、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、取締役会および会計監査人」についても参照。

⑩ 取締役会会長の職務

上記の2014年8月20日付フランス政令第19条に従い、当社の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、辞任したものとみなす。

当社の運営は、取締役会会長がその責任において引き受け、取締役会会長は最高経営責任者の役職を有するものとする。最高執行役に関する法令および規則の規定が取締役会会長に適用される。

フランス商法第L.228-40条に従い、取締役会は、会長および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

(i)取締役会は、必要なときに、取締役会会長の招集により、法令および規則の規定に従って開催される。ただし、例外として、2014年8月20日付フランス政令第12条第2項に従い、過半数の取締役に取締役会を招集することができる。かかる場合には、当該取締役がその議事を示さなければならない。取締役会が2か月間開催されていない場合には、取締役の3分の1以上で、特定の議事について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、テレビ会議または取締役を特定することができ、取締役の有効な参加を確保し、フランス国務院の命令に規定される性質を有するその他の電気通信手段により開催することができる。定足数の算定においては、テレビ会議またはその他の上記通信手段により参加する取締役は出席とみなされる。

取締役会の招集通知は、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その他の方法で少なくとも7日前に送付される。招集通知には議事を記載する。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全取締役に対し、その任務遂行のために必要な情報および書類を提供する。

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以上が出席していなければ有効な審議を行うことができない。内部規則により定足数および過半数を計算する上では、適法な条件下で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電気通信手段により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、取締役会の議長および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電気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、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正当な権限を付与された者により有効に証明される。

⑫ 取締役会の権限

取締役会は、当社の事業方針を決定しその実施状況を監督する。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これに関する事項を決定する。

取締役会は、取締役に構成される専門的な諮問委員会（特に監査委員会、戦略委員会、報酬委員会）を設置する決定を行うことができる。かかる委員会の構成および任務については取締役会が決定し、少なくとも1名、従業員の取締役を派遣しなければならない。委員会はその任務の遂行に関し取締役会に報告を行う。下記、「第5 5 (1) ② (iii) 取締役会の委員会」も合わせて参照。

内部規則により、各委員会の任務とその運営方法が定められている。

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

取締役会会長兼最高経営責任者は、取締役会の業務を組織化および指揮し、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人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を担当する取締役会副会長の役職に任命することができる。取締役会副会長は最大5名までとし、各副会長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、その職務および権限を保持する。

取締役会会長兼最高経営責任者は、必要と判断する数の代理人を立てる権限を有する。取締役会副会長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

当社と、当社の最高経営責任者もしくは当社の執行役代理のうち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、取締役会の事前の承認に従わなければならない。

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執行役代理のうち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社員もしくは取締役もしくは監査人もしくは一般的に経営幹部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。

取締役会の事前承認は、当社のかかる契約における利益を示す根拠を提示することによりなされ、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の明確化が必要である。

上記段落の規定は、通常の独立当事者間取引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株式資本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が、適用ある場合には、フランス民法第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の控除がなされる。

⑮ 株主総会

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、自己の名義で、また、フランス居住者ではない株主の場合、株式の名義人として登録された仲介業者の名義で、記名株式として口座に登録されることによって正当化されるすべての株主により構成される。

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、その資格と身分を確認する書類の簡単な提示により、株主総会に参加することができる。取締役会は、必要と判断すれば、個人用の入場券を作成、配布し、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、株主総会における代理人とすることができる。委任状およびその撤回は書面により行われるものとし、会社へ送付される。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（場合により）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、郵送により投票することができる。かかる郵送により、または委任状を会社へ送付することにより投票を行った後は、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。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。

委任状および郵送投票用紙ならびに株主出席証明は、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、取締役会またはこれが不可能な場合は会計監査人もしくはかかる目的のために適法に授權された者により、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。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。

法律に別段の規定のある場合を除き、招集通知は株主総会の予定日の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、法律を遵守し法定期限内に行為する株主の連合は、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、正当であることを証明しなければならない。また、企業委員会は、フランス労働法に従い、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、法律の要件に従って出席者名簿が作成される。

会長兼最高経営責任者は、株主総会の議長を務め、会長兼最高経営責任者が不在の場合、かかる目的のために取締役会により権限を与えられた取締役が議長を務める。会長ならびに授權された取締役の双方が不在の場合、株主総会がその議長を任命することができる。

自身または委任状により最大の票数を有する株主総会の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、開票検査官として任命される。

株主総会の幹部は秘書役を任命するものとする。秘書役は株主以外からも選任することができる。

幹部は、出席者名簿を確認および承認しかつこれに署名し、会議中の偶発事象を解決し、投票を管理し、かつ議事録を作成することに責任を負う。

作成された議事録およびその決議の抜粋は法律に従って認証される。

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

定時株主総会は、出席株主、その代理人、または郵送で投票した株主が、合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回目の会議が招集される場合、いかなる定足数も要求されない。出席株主、その代理人、または郵送で投票した株主が所有する票数の過半数にて決議される。

- (iv) 臨時株主総会は、付属定款の改正に対してのみ権限を与えられる。ただし、付属定款の改正は、株式の定期的な再編成に起因する業務に関するものを除き、株主の会社に対する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組入れにより実現される増資に関連して特別な法律の規定に従い、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、または郵送で投票した株主が、合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、または郵送で投票した株主が、合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。

上記の規定に従い、臨時株主総会においては、出席株主、その代理人、または郵送で投票した株主の3分の2以上の票数で決議とする。

⑯ 株主の情報開示請求権

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

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、償却費および減価償却費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す。

当該事業年度の利益から過年度の損失（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。何らかの理由により法定準備金の額が上記の10分の1の額を下回った場合、再び控除が必要となる。

分配可能利益は、当該事業年度の利益から、過年度の損失および法律または付属定款に基づく準備金組入額を控除し、これに過年度の繰越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額として適当と判断する額を差し引くものとする。

また、株主総会は、分配可能準備金の一部の分配を決定することができる。その場合、当該決定において、分配が行われた準備金項目を明示するものとする。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、分配を行ったことに伴い資本が、適用ある法律または定款により分配できない準備金の額と資本金の額とを加えた額を下回るかまたは下回る可能性がある場合、株主に対し分配を行ってはならない。再評価による差額はこれを分配してはならず、その全額または一部は株式資本に組み入れることができる。

損失（もしあれば）は、特別勘定に計上され、それが吸収されるまでその後の事業年度の利益から控除されるか、または減資により消化される。

- (ii) 事業年度末において、2年以上にわたり記名式株式を保有している株主がその事業年度に係る配当金の支払日においても当該株式を保有している場合、当該株式に関して、他の株式につき支払われる配当金の10%に相当する特別配当（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セント未満を切り捨てる。

同様に、事業年度末において、2年以上にわたり記名式株式を保有している株主が、準備金、利益またはプレミアムの資本組入れによる増資の発行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、当該事業年度末現在の1株主当たりの株式資本の0.5%を超えてはならない。

⑱ 配当の支払条件

株主総会は、適用ある法的条件に従い、分配された配当の全部または一部について、現金により支払を受けるか、または株式により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。

償却費、減価償却費ならびに前年度からの損失および法律または定款に基づき準備金として積み立てる額（もしあれば）を控除し、かつ前事業年度末からの繰越利益額を考慮に入れた上で、EDF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会計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、適用ある法的条件に従い、当該事業年度の財務書類の承認前に、中間配当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、中間配当の全部または一部について、現金により支払を受けるか、または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。中間配当の額は、上記の規定により確定された利益の額を上回ってはならない。

さらに、株主総会では金融資産を含む当社の資産を交付することによる配当、中間配当、配当剰余金もしくは配当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。株主に付与される配当額が現金以外で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される。また、株主会議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時効となる。

上記、「（１）⑦ 利益の分配」についても参照。

⑲ 解散と清算

当社の存続期間が満了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。

もっとも、フランス通貨金融法典第R.151-1条および第R.152-5条の規定に従い、取得者／投資家は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際には、フランス当局に対して届出(*déclaration administrative*)をしなければならない。現行の行政規則によれば、フランスの会社の株式資本または議決権の33.33%超を保有する場合には、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(*Direction du Trésor et de la politique économique*) 139, rue de Bercy, 75572 Paris Cedex 12) に送付しなくてはならない。

さらに、非居住者は、株式資本（または議決権）の10%以上を取得する、または10分の1の株式保有基準をまたぐ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、または単独でもしくは親族と共同で当社の配当受領権の25%未満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、単独でもしくは親族と共同で当社の株式の5%未満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。

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、0.1%の登録税が課されることになる。

仮に譲渡人が、書面による契約に基づき当社の株式を譲渡しない場合においても、当該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、0.2%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。

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。

フランスの国内法では、フランスの非居住者に支払われる配当には、通常30%のフランス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（Code général des Impôts）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。）において配当の支払が行われる場合、フランス一般租税法第187-2条に基づき、75%の源泉徴収税が適用される（一部例外もある。）。ただし、2014年2月11日付フランス税務当局によるガイドラインBOI-INT-DG-20-50-20140211第1190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。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、自らが配当の受益株主であり、かつ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（30%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、2012年9月12日付フランス税務当局による行政ガイドラインBOI-INT-DG-20-20-20-20-20120912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30%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 資産税

下記の両方に該当する場合、保有する当社の株式について、資産連帯税として知られる資産税は課されないことになる。

- ・フランスの課税上におけるフランス居住者でないこと
- ・所有する株式について、当社に対する影響を行使できないような場合で、かつ直接、間接を問わず、その所有割合が10%未満であること

⑤ 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（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

2010年3月1日以後に発行された本社債について

フランスの2009年予算修正法（*Loi de finances rectificative pour 2009*）第3号（フランス税務当局により、同局の公式ガイドライン（2014年2月11日付BOI-INT-DG-20-50-20140211）において解釈される2009年12月30日付法第2009-1674号（以下「予算修正法」という。））の導入後、2010年3月1日以後に発行された本社債（2010年3月1日より前に発行された本社債と併合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受ける本社債を除く。）について発行体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。）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、本社債権者の税務上の居住地にかかわらず75%の源泉徴収税が適用される（例外もあり（一部は下記に規定される。））、日仏租税条約の有利な規定に従う。）。非協力国の一覧は、省令により発行され、毎年更新される。

上記にかかわらず、予算修正法は、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生じさせるものではないことを発行体が証明できる場合、非協力国に居住もしくはは定住する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%の源泉徴収税が適用されない旨を規定している（以下「例外規定」という。）。本社債が以下に該当する場合、2014年2月11日付BOI-INT-DG-20-50-20140211第990号、2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-20-40-20140211第70号および2015年3月20日付BOI-IR-DOMIC-10-20-20-60-20150320第10号に基づき、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に従い、発行体による本社債の発行の目的および結果の証明がない場合であっても、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国間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、証券決済、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。）の決済業務が認められた場合。

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するものについて

2010年3月1日以後に発行された本社債のうち、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するフランス一般租税法第131条の4の規定の恩恵を受けるものに係る利息その他の所得の支払については、フランス一般租税法第125のA条IIIに定める源泉徴収税が免除される。

フランス税務当局の公式ガイドラインである2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第100号に基づき、ユーロ建てであるかその他の通貨建てであるかを問わず、2010年3月1日より前に発行された非協力国の債券で、支払がフランス国外で行われる場合にも例外措置が適用され、フランス法上の債券、または2014年2月11日付BOI-RPPM-RCM-30-10-30-30-20140211第50号を参照し、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に定める意味における譲渡性証券（*titres de créances négociables*）、またはフランス法もしくは外国の法律に基づいて発行され、フランス税務当局により同様の分類に該当すると判断されるその他の債務証券を構成するものは、上記で言及されるガイドラインに従い、フランス一般租税法第131条の4の規定の適用においては、フランス国外で発行されたものとみなされる。

さらに、2010年3月1日以後に発行された本社債で、2010年3月1日より前に発行された本社債と併合（フランス法の意味における統合）され、1つのシリーズを構成するものについて発行体が行う利息その他の所得の支払は、非協力国において支

払われること、または非協力国に設立された者もしくは居住する者に対して発生するかもしれない支払われることのみを理由に、フランス一般租税法第119条の2に定める源泉徴収税の対象とならない。

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償還により支払を受ける金額が本社債の発行価額を超える場合の差額（以下「発行差益」という。）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。なお本社債の譲渡によって生ずる所得については、その譲渡人が法人である場合には益金となるが、個人である場合には一定の場合を除いて日本国の租税は課せられない。上記にかかわらず、日本国の居住者が2016年1月1日以後に支払を受ける本社債の利息、および日本国の居住者が2016年1月1日以後に本社債を譲渡または償還を受けたことにより生ずる所得は、申告分離課税の対象となる。

日本国の非居住者および外国法人が支払を受ける本社債の利息および発行差益には、原則として日本国の租税は課せられない。なお、日本国の非居住者および外国法人が本社債を日本国内において譲渡したことにより生ずる所得については、譲渡人が日本国内に恒久的施設を有する外国法人である場合を除いて、原則として日本国の租税は課せられない。ただし、かかる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）⑤「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	2014年	2013年 ⁽⁸⁾ (再表示後)	2013年 ⁽⁷⁾ (再表示前)	2012年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2012年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2011年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2011年 ⁽³⁾ (再表示前)	2010年 ⁽²⁾ (再表示後)	2010年 ⁽¹⁾ (再表示前)
売上高	72,874 (9,882,443)	71,916 (9,752,529)	75,594 (10,251,302)	72,178 (9,788,059)	72,729 (9,862,780)	65,307 (8,856,282)	65,307 (8,856,282)	65,320 (8,858,045)	65,165 (8,837,026)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,279 (2,343,205)	16,099 (2,183,185)	16,765 (2,273,502)	15,998 (2,169,489)	16,084 (2,181,151)	14,939 (2,025,878)	14,824 (2,010,283)	16,623 (2,254,245)	16,623 (2,254,245)
営業利益 (EBIT)	7,984 (1,082,710)	8,334 (1,130,174)	8,411 (1,140,616)	8,159 (1,106,442)	8,245 (1,118,104)	8,452 (1,146,176)	8,286 (1,123,664)	6,240 (846,206)	6,240 (846,206)
連結会社の税引前利益	5,433 (736,769)	5,392 (731,209)	5,322 (721,716)	4,825 (654,318)	4,883 (662,184)	4,672 (633,570)	4,506 (611,059)	1,814 (245,997)	1,814 (245,997)
EDFの純利益	3,701 (501,893)	3,517 (476,940)	3,517 (476,940)	3,275 (444,123)	3,316 (449,683)	3,148 (426,900)	3,010 (408,186)	1,020 (138,322)	1,020 (138,322)

- (1) 2010年に発行された2010事業年度のデータ。
- (2) 2011年に発行された2010事業年度のデータは、EDF Luminusの最適化業務の表示の変更について再表示されている。
- (3) 2011年に発行された2011事業年度のデータ。
- (4) 2012年に発行された2011年の再表示前データは、雇用後給付に係る数理計算上の損益の会計処理方法の変更の影響について再表示されている。
- (5) 2012年に発行された2012事業年度のデータ。
- (6) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売 (DSSA) 事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (7) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (8) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

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日に 終了した 年度	2014年	2013年 ⁽⁶⁾ (再表示後)	2013年 ⁽⁵⁾ (再表示前)	2012年 ⁽⁴⁾ (再表示後)	2012年 ⁽³⁾ (再表示前)	2011年 ⁽²⁾ (再表示後)	2011年 ⁽¹⁾ (再表示前)	2010年
非流動資産	195,202 (26,471,343)	182,933 (24,807,544)	183,485 (24,882,401)	181,758 (24,648,202)	181,792 (24,652,813)	163,281 (22,142,536)	163,026 (22,107,956)	158,744 (21,527,274)
流動資産	72,769 (9,868,204)	66,832 (9,063,088)	69,697 (9,451,610)	68,085 (9,233,007)	68,085 (9,233,007)	67,980 (9,218,768)	67,980 (9,218,768)	63,670 (8,634,289)
売却目的 保有に分類 された資産	18 (2,441)	1,154 (156,494)	3,619 (490,773)	241 (32,682)	241 (32,682)	701 (95,063)	701 (95,063)	18,145 (2,460,645)
資産合計	267,989 (36,341,988)	250,919 (34,027,126)	256,801 (34,824,784)	250,084 (33,913,891)	250,118 (33,918,502)	231,962 (31,456,367)	231,707 (31,421,786)	240,559 (32,622,206)
自己資本 (当グループ 持分)	35,191 (4,772,252)	34,207 (4,638,811)	34,207 (4,638,811)	26,257 (3,560,712)	25,858 (3,506,603)	28,483 (3,862,580)	30,570 (4,145,598)	31,317 (4,246,898)
非支配持分	5,419 (734,871)	4,998 (677,779)	4,663 (632,349)	4,854 (658,251)	4,854 (658,251)	4,189 (568,070)	4,337 (588,141)	5,586 (757,517)
非流動 引当金	68,596 (9,302,304)	61,470 (8,335,947)	62,475 (8,472,235)	61,267 (8,308,418)	61,688 (8,365,510)	53,956 (7,316,973)	51,560 (6,992,052)	49,465 (6,707,949)
その他の 非流動負債	100,891 (13,681,829)	94,110 (12,762,257)	95,290 (12,922,277)	99,350 (13,472,854)	99,350 (13,472,854)	93,925 (12,737,169)	93,925 (12,737,169)	91,666 (12,430,826)
流動負債	57,892 (7,850,734)	56,134 (7,612,332)	57,877 (7,848,700)	58,307 (7,907,012)	58,319 (7,908,640)	51,003 (6,916,517)	50,909 (6,903,769)	49,651 (6,733,172)
売却目的 保有に分類 された資産 に関連する 負債	—	—	2,289 (310,411)	49 (6,645)	49 (6,645)	406 (55,058)	406 (55,058)	12,874 (1,745,843)
自己資本 および 負債合計	267,989 (36,341,988)	250,919 (34,027,126)	256,801 (34,824,784)	250,084 (33,913,891)	250,118 (33,918,502)	231,962 (31,456,367)	231,707 (31,421,786)	240,559 (32,622,206)

- (1) 2011年に発行された2011事業年度のデータ。
- (2) 2012年に発行された2011年の再表示前データは、雇用後給付に係る数理計算上の損益の会計処理方法の変更の影響について再表示されている。
- (3) 2012年に発行された2012事業年度のデータ。
- (4) 2013年に発行された2012事業年度のデータは、改正されたIAS第19号の遡及適用の影響およびEDF Énergies Nouvellesのストラクチャード・アセット開発・販売 (DSSA) 事業の一環としての発電資産の処分に係る表示の変更の影響を反映するために再表示されている。
- (5) 2014年に発行された2013事業年度のデータ。
- (6) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響ならびにその他の債権および債務における流動・固定配分の変更を反映するために再表示されている。

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	2014年	2013年(1) (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年	2011年	2010年
営業活動によるキャッシュ・フロー (純額)	10,625 (1,440,856)	10,865 (1,473,403)	11,189 (1,517,340)	9,924 (1,345,794)	8,497 (1,152,278)	11,110 (1,506,627)
投資活動によるキャッシュ・フロー (純額)	△12,393 (△1,680,615)	△11,707 (△1,587,586)	△12,275 (△1,664,613)	△14,410 (△1,954,140)	△6,791 (△920,928)	△14,927 (△2,024,250)
財務活動によるキャッシュ・フロー (純額)	1,223 (165,851)	896 (121,507)	1,011 (137,102)	4,657 (631,536)	△1,591 (△215,756)	1,948 (264,168)
非継続事業からのキャッシュ・フロー	-	-	-	-	-	357 (48,413)
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△545 (△73,907)	54 (7,323)	△75 (△10,171)	171 (23,189)	115 (15,595)	△1,512 (△205,042)

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

純負債額に関する情報

(単位：百万ユーロ (十億円))

12月31日に終了した年度	2014年	2013年(1) (再表示後)	2013年 (再表示前)	2012年	2011年	2010年
借入金およびその他の金融負債	55,652 (7,546,968)	51,637 (7,002,494)	53,313 (7,229,776)	59,932 (8,127,379)	50,034 (6,785,111)	47,777 (6,479,039)
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,083 (△418,086)	128 (17,358)	176 (23,867)	△797 (△108,081)	△834 (△113,099)	49 (6,645)
現金および現金同等物	△4,701 (△637,503)	△5,096 (△691,069)	△5,459 (△740,295)	△5,874 (△796,573)	△5,743 (△778,808)	△4,829 (△654,861)
流動性の高い資産	△12,990 (△1,761,574)	△12,566 (△1,704,075)	△12,548 (△1,701,634)	△10,289 (△1,395,291)	△9,024 (△1,223,745)	△9,285 (△1,259,139)
RTE ⁽²⁾ および被共同支配子会社への貸付金 ⁽³⁾	△670 (△90,859)	△670 (△90,859)	△1,005 (△136,288)	△1,397 (△189,447)	△1,400 (△189,854)	△1,914 (△259,558)
純負債額	34,208 (4,638,947)	33,433 (4,533,849)	35,462 (4,809,002)	41,575 (5,637,986)	33,285 (4,513,779)	34,389 (4,663,492)

(1) 2014年に発行された2013事業年度のデータは、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響を反映するために再表示されている。

(2) RTE: Réseau de Transport d'Électricité

(3) 2012年12月31日までのデータについては、被共同支配子会社への借入金（比例連結により連結。）を含める。

2【沿革】

以下にグループの発展の主要な沿革を記載する。

EDFは、1946年に設立された。1946年以前、電力分野は、フランス全土の多くの地域会社によって発展を遂げていた。1930年代末、約200社の発電会社、約100社の送電会社および1,150社の配電会社が存在した。

約250の地域の公益事業とともに、かかる多数の民間会社が約20,000の配電権に責任を負っていた。発電および配電分野において、かかる非常に分裂した小さな会社から大きなグループが数社誕生した。

1946年、電力およびガス分野は国有化された。1946年4月8日付法律によりEDFはEPICとして設立され、電力およびガス産業（IEG）に関する特別な地位を付与された。この法によっても一定数の非国営の配電会社（DNN）および地方配電会社（ELD）が生き残った。

1946年から2000年までの期間に、当グループの産業基盤は発達した。当初は、石炭を燃料とする火力発電所を有し、石油および水力発電所と続き、特に1952年にティグネおよび1960年にセール・ポーンソンにダムが建設された。1963年、フランスのエネルギー分野の独立を、原子力を用いて確保するというフランス政府の決定に基づき、EDFは、シノンに最初の商業用原子力発電ユニット（70MW）、天然ウラングラファイトガス（UNGG）系の最初の発電機6台（その建設は1972年まで続いた。）の運転を開始した。1973年および1979年の石油危機は、火力から原子力への変換を加速させる結果となった。1969年、UNGG系は加圧水型原子炉（PWR）系に替えられ、PWR系は新しい発電所の34基の合計900MW系列発電ユニット（建設は1988年まで続いた。）、20基の合計1,300MW系列発電ユニット（建設は1994年まで続いた。）、ならびに2000年および2002年に運転を開始した4基の合計1,450MWのN4発電ユニットに使用された。

1990年代初め、EDFは国外で著しい拡大を遂げた。1992年、当グループは、アルゼンチンの配電供給会社Edenorの株式資本の持分を取得し、かかる持分は90%まで増加した。1996年5月、EDFはブラジルの電力会社であり、リオデジャネイロ州の配電供給会社であるLightの株式資本を取得し、2004年12月31日に、EDFはLightの株式資本の94.8%を所有していた。1998年12月、EDFは、London Electricity（2003年6月30日にEDF Energyと名称を変更した。）の100%の株主資本を取得した。この方針はさらに続き、2000年、EnBWの株主資本の20%（2005年までには45.01%に引き上げた。）を取得し、2001年にはIEB Consortiumはイタリア企業Edisonの株式持分（63.8%）を取得し、この63.8%のうち、EDFは18.03%を所有した。2002年、London Electricityは、英国の東部および南東部の配電会社2社それぞれにおいて、EPN Distribution Plc.およびSeeboard Plc.の株主資本100%を取得した。

フランスにおいて、近年の主要な発展は欧州規則によって推進された市場の自由化であった。1999年2月、市場の20%（もしくは100GWh）を占める年間の電力消費量を超える施設が、供給業者を選択する資格を得た。有資格の閾値はその後段階的に低下した。2000年5月に、市場の30%が、その後、2003年2月に市場の37%が自由競争に門戸を開いた。2004年7月、全市場の69%にあたる非住宅用顧客の市場全体が自由化された。2007年7月以降、市場は住宅用顧客を含め、完全に自由化されている。

同時に、自由市場が効率的に機能するための機関が設置された。フランス電力規制委員会（後のエネルギー規制委員会、Commission de Régulation de l'Énergie、またはCRE）が、2000年5月に設立された。同年、市場のすべての事業者に対して、公平なアクセスを保証するために、EDFは、高圧および超高圧公共送電網を管理する独立したグループ内企業としてRéseau de Transport d'Électricité（2005年にRTE EDF Transportの名称でEDFの完全子会社となり、後にRTE Réseau de Transport d'Électricitéと名称を変更）を設立した。2000年、当グループは、取引のスペシャリストであるルイ・ドレフュス氏とともに、商事会社としてEDF Tradingを設立した。2003年に同社はEDFの完全子会社となった。2001年、EuronextおよびEDFを含む電力市場の様々な工業および金融業者が、フランスの電力取引所Pownextを設立した。2001年、EDFが、EnBWに出資することを承認することを条件に、欧州委員会はEDFに対し、競争相手の市場へのアクセスを容易にするため供給量入札システム（仮想発電所、またはVPP）の実施を要請した。2003年、EDFグループはCompagnie Nationale du Rhôneの株式をSUEZ（現在のGDF SUEZ）に売却した。

2004年11月20日、2004年8月9日付法律に従って、EDFはフランスの株式会社となり、取締役会が設置された。

2005年5月12日、EDFおよびA2A SA（旧AEM SpA）は、Edisonの共同買収に関する契約を締結した。2005年10月4日に公開買付けを開始し、続いて2005年10月26日に共同買収が完了した。

2005年から、EDFグループは欧州に再度焦点を当てる戦略を続行し、子会社EdenorおよびLightの支配的持分ならびにメキシコにおける資産を売却した。

EDFは2005年度下半期に新規株式公開を果たした。かかる株式公開は、当社による196,371,090株の新株発行、ならびにEDFの従業員、元従業員および特定の子会社に対するフランス政府による34.5百万株超の株式売却によって実行可能となった。その後、2007年12月3日にフランス政府は、所有する45百万株を売却した。

2006年11月下旬には、EDFグループにより50%を保有されている子会社のEDF Énergies Nouvellesが、株式市場に上場した。これは、EDF Énergies Nouvellesの株式18,946,854株の新株発行が含まれ、そのうちの4,798,464株がEDFグループに留保された。

2008年1月1日から、EDFの配電事業は、2006年12月7日付フランス・エネルギー法に準拠した配電事業活動への貢献の結果として、EDFが完全所有することとなった子会社であるÉlectricité Réseau Distribution France (ERDF) により行われている。

2008年、EDFグループは、中国の公共事業であるCGNとジョイント・ベンチャーを設立し、最も大きなエネルギー会社の1つである英国のBritish Energyを2009年1月に買収し、米国を拠点とするConstellation Energyの原子力資産の半分近くを2009年11月に取得したことによって、国際的に原子力の再興において大きな役割を果たした。またEDFは、2009年後半にベルギーの会社であるEDF Luminusの株式の51%を取得し、2010年6月にはEDF Luminusへの出資金を63.5%まで引き上げた。

2010年10月29日にEDFは香港のCheung Kongグループに対する英国配電網の売却を完了させ、また2011年2月17日、ドイツのバーデン・ヴュルテンベルク州にEnBWの45.01%の株式の売却を完了させた。

2011年、EDF Énergies Nouvellesの株式50%を保有した戦略的パートナーシップから10年経過し、EDF Énergies Nouvellesの株式への簡易型の選択型の現金による買付または株式交換の慣行に続く少数株主のスクイズ・アウトによって、その保有が100%まで増加したことにより、EDFは再生可能エネルギーを利用した発電の分野における主要な事業者としての地位を確かなものとした。

A2Aとの戦略的パートナーシップから7年超が経過した2012年5月24日、EDFはイタリアで最も歴史の古い電力会社であり、イタリアの電力市場における中心的企業の1つで、欧州において4番目の市場規模であるEdisonを承継した。この取引はガスチェーンのすべての段階におけるEdisonの専門性（炭化水素の探鉱および生産から天然ガスの直接販売に至るまで。）を頼りにして、当グループのガス戦略の一環として実施された。

2013年5月24日、EDFならびに中欧および東欧におけるチェコの中心的なエネルギー会社であるEnergetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH) は、スロヴァキアの第2位の配電事業者および電力供給業者であるStredoslovenska Energetika a.s. (SSE) の49%の持分をEPHに売却することに関し、最終契約を締結した。かかる取引は、2013年11月27日に完了した。

2014年4月1日、2013年7月29日にExelonと締結したConstellation Energy Nuclear Group (CENG) に関する取引が完了した。かかる取引の後、CENGはEDF (49.99%) およびExelon (50.01%) による保有を維持し、EDFはアメリカの先駆的な原子力事業者であるExelonに対して、CENGが所有する合計4.2GWの合計発電量を有し、米国における3つの敷地に所在する原子炉5基の運営管理を行う権利を委譲した。EDFは、CENGの持分をExelonへ売却するオプションを付与されており、かかるオプションは2016年1月から2022年6月までの間に行使することができる。

2014年に、EDFおよびVeolia Environmentは、合弁子会社であり、エネルギー・サービス分野における国際的な先駆的企業の一つであるDalkiaに関する2000年に締結したパートナーシップを解消した。2014年3月25日に締結された契約に規定された取引は、2014年7月25日に完了した。これらの事業が実施された後、EDFはCitelumグループおよびDalkiaグループの国際事業に承継されたVeoliaを含む、フランスにおけるDalkiaのすべての事業ラインを承継した。

2014年11月6日、F2i、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesは、約600MWの容量を備えた、再生可能エネルギー分野において、イタリアで3番目の規模の会社を設立する契約が完了したことを発表した。新たな会社の株主は、株式資本の70%を保有するF2iであり、かかる会社は株式資本の残りの30%を保有するEdisonおよびEDF Énergies Nouvellesにより所有される。EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesは、発電の管理および最適化における専門性により貢献している。かかる新たなプラットフォームの業務および管理を提供するために、別会社がEDFグループの子会社として設立されている。

3【事業の内容】

EDFグループは、原子力エネルギー、再生可能エネルギーおよび火力エネルギーの発電、送電、配電、供給、エネルギー効率化およびエネルギー・サービスならびに取引というすべての電力事業に携わる総合的な公益事業会社である。EDFグループは、フランスの電力市場における中心的な事業者であり、欧州（英国、イタリア、中東欧諸国）においても確固たる地位を有しており、これにより当グループは世界における主要電力公益事業会社の1つで、かつ定評のあるガス事業者となっている。

(単位：GW)	純発電容量 ⁽¹⁾		総発電容量 ⁽²⁾	
	2014年	2013年	2014年	2013年
原子力	72.9	72.8	77.7	77.5
化石燃料火力	35.0	36.5	43.1	47.3
水力およびその他再生可能エネルギー	28.3	27.7	32.5	32.4

(1) 純容量：連結会計方法の基準に基づく当グループの発電容量。

(2) 総容量：当グループが持分を有しているユニットの実質的な容量合計。

EDFグループは、2014年12月31日現在、世界全体で136.2GWe（出典：EDF。連結会計方法の基準に基づき計算された数値。）の純設備容量と623.5TWhの発電量を持つ、世界で最大規模の発電設備の1つを保有している。世界の10大電力供給業者のうち、EDFグループは、原子力発電、水力発電およびその他再生可能エネルギーがその発電構成を占めていることから、その1キロワット時当たりの二酸化炭素の排出量は最も低い（出典：かかる電力供給業者10社により公表されたデータに基づく比較。）。

EDFグループは、全世界で38.5百万件の顧客口座（出典：顧客1人当たり、電気用に1つとガス用に1つの2つの顧客口座を持つことができる。）（その内の28.3百万件がフランス国内）に電気、ガスおよび関連サービスの提供を行っている。

当グループの事業は、フランスおよび国際市場の間で、競争事業および規制業務にわたり、また上流部門と下流部門の統合に基づき、均衡の取れた模範となる選択を反映している。2014年、当グループは連結売上高72.9十億ユーロ、EBITDA17.3十億ユーロ、ならびに経常外項目を除く純利益4.9十億ユーロを計上した。

(1) 戦略

① 状況

EDFが事業を行っている業界は、以下の主要な世界的傾向を中心に構築されている。

- ・特に人口が増加している新興国における、長期にわたるエネルギー分野の成長（2009年と比較して、2035年には+40%）は、電力分野においてはさらに持続的である（2035年には+70%）。これまでに、1.3十億人（出典：万人のための持続可能なエネルギー報告書、国際エネルギー機関（IEA））が電力を利用することができず、これが発展に至る道のりの主要な障害になっている。
- ・一次資源および一次エネルギーの長期的な入手のために増えつつある費用。
- ・気候変動の影響を抑えるために、エネルギー生成における二酸化炭素排出量の削減目標を達成する必要性。電力分野はこの要件を達成する中で主要な役割を担っている。
- ・最先端の技術に対する先進国による独占の終わり。
- ・都市システム、地元産のエネルギー、およびスマート・グリッドとスマート・メーターを含む、ますます都市化された世界（今日では世界人口の54%が都市部に居住しており、都市化現象の割合は2050年までに66%に達すると予測されている（出典：世界都市化予測、国連、2014年）。）の需要を満たすような多くのエネルギー対策。
- ・主要な産業上のリスクに関する、安全性に対する検討の高まり。

一次エネルギー資源の入手費用および気候に関する制限が増加しているにもかかわらず、拡大する需要を満たすということは、世界的なエネルギーの課題である。しかしながら、環境的にも気候的にも持続可能な、かつ手頃な価格の電力を生成するために、あらゆる種類の一次資源（原子力、再生可能エネルギー、化石燃料）が各国に適応するエネルギー構成を創出するために利用され得ることから、電力は「エネルギー担体」として他よりも優れている。

これに関連して、二酸化炭素の低排出技術は最優先事項とされており、一方でその下に置かれるエネルギー需要は、エネルギー効率の高い使用法を通じて管理されなければならない。

これらの傾向は、危機の発生または増大により勢いを増している。

世界経済の成長率は約3%回復した。しかしながら、この数字は不変のものではなく、危機後の段階では明らかに二分されている。一方においては、米国、英国、中国、東南アジアといった国々は成長を遂げているまたは回復の道を進んでおり、他

方では、日本、欧州大陸（ドイツを除く。）といった国々においては成長レベルが不振であり低迷している。最後に、ロシア、南米（特にブラジル）といった一部の新興国は、成長率が急落し、または一種の不景気に陥っている。

この2層構造の世界経済に加え、地政学的な緊張も生じており、2014年においては、ウクライナにおける紛争とロシアに対する経済制裁、イラン問題解決の難航、中東および多くのアフリカ諸国における情勢の悪化または不安定な情勢に見られるように、かかる緊張は高まった。

逆説的ではあるが、この状況は原油価格の下落を伴い、原油価格は2014年の最後の数か月間にわたり、1バレル当たり110米ドルから1バレル当たり50米ドルまで下落した。短期的には、この現象は地球温暖化問題に係る地球規模の緩和操作には有利に働かず、一方で、パリ気候会議（COP 21）が2015年の終わりに予定されている。これに関して、需要の低迷という点では、かかる分野は試練の時にさらされており、欧州は、二酸化炭素の排出量を40%削減し、再生可能エネルギーの占める割合を27%まで分担し、消費を27%減少させるといった2030年に向けた目標を強化するべく取り組んでいる。エネルギーの推移は、国によって異なった形で生じており、これもまた事業モデルの転換における1つの要素となっている。

② 戦略的展望

これらすべての変更および現在進行中である地政学的な進展を考慮して、EDFは、既に世界で有数の発電会社の地位を占めているが、低炭素電力の基準となることを目指している。かかる基準には以下が含まれる。

- ・EDFが事業を行う各国において、関係する様々な公的機関およびすべての利害関係者との緊密な協力により、技術的、経済的および環境的に実行可能な最良の発電構成を目指す。フランスにおいては、グリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案が現在議会により審議中であり、当グループにとっての活動の開発計画を明確にしている。
- ・発電および供給におけるノウハウにより、顧客に対する最善のサービスの質を保証する。とりわけ原子力の安全に関しては主導的立場にあり、フランス、欧州および世界の他の国々において、すべての既存の設備および今後建設される設備に対して恩恵を還元する。
- ・新たな再生可能エネルギーを統合し、近隣諸国との新たな相互接続能力の開発を支援することにより、ネットワークの保守管理および開発を継続する。
- ・効果的な電力使用を拡大させ、増加させる。エネルギー効率の必要性、（需要重視の管理）、スマート・グリッド管理システム（スマート・グリッド）および電気モビリティは、持続可能な都市の構想に寄与するプロジェクトである。
- ・エネルギーに関するサービスにおける地域社会のニーズに対処し、バリュー・チェーンをさらに少なくするための活動を開発する。
- ・未来へ向けたソリューションを整えるために、発電、送電、配電、供給、サービスおよび取引のバリュー・チェーン全体を刷新する。当グループの事業全体に影響を及ぼすデジタルへの移行は、この刷新への機運において機会を提供している。

電力といった不可欠なエネルギー資源にとって、これらすべての課題は、公共サービスの取組みに該当し、これは当グループのDNAとなっており、各地方の状況に適応される。

③ 当グループの戦略的分野

(i) 当グループの現行ベースでの競争上の利点の強化

EDFの中核事業における、産業上の専門知識

当グループは、設計、建設および資源運用の総合業者として、発電、送電、配電、および下流部門の管理（供給、エネルギー効率化およびエネルギー・サービス）に関して、定評ある産業上のノウハウを有しており、その産業施設の安全性、業績および顧客の満足度において他の模範となっている。

発電に関しては、当グループは、すべての低炭素の分野、すなわち原子力エネルギーおよび水力発電を含む再生可能エネルギーにおける技能を強化し、それらを火力発電所において維持することを目的としている。

安全な原子力は、EDFのように、継続的な改善に努める一方で、運転、生産および設計の技能を統合する事業者の責任に加え、独立した管轄権を有する安全当局としての事業者の責任に依拠するものである。

2011年の福島原子力発電所事故および欧州におけるストレス・テストを受けて、EDFは再びその原子力発電所の洪水および地震に対する防災を強化し、極端な事象（例えば、電力供給および放熱板の不足）に対処するための迅速な介入部隊を設立することを決定した。（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

多くの国が手頃な価格での無炭素のエネルギーに関する要件を満たすために原子力エネルギーに依存している、または原子力エネルギーに目を向けている今日では、国際原子力機関（IAEA）および世界原子力事業者協会（WANO）の指導の下で、より安全で要求水準の高い原子力の世界に向けた国際的規律を実施することが重要である。

EDFは世界規模の参照例となっており、その技術を提供し、より安全な原子力を運営し、発展させることを希望する事業者または国を支援することができる。

フランス：世界における当グループの産業上の正当性の基盤

フランスにおいて、EDFは数年来実施されている活動を継続する予定である。当グループは、国内市場においていくつかの優先事項を設定している。

- ・発電所の業績、ネットワークおよび顧客支援の改善
- ・グラン・カレナージュ（*Grand carénage*）産業計画およびフラマンビルのEPR（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）による原子力発電ならびにとりわけ水力発電所および洋上風力発電所における再生可能エネルギーといった、低炭素エネルギーへの投資を通じた産業設備の強化
- ・その企業用顧客および商業用顧客について2015年末に規制料金の廃止を緩和するための、革新的な範囲でのエネルギー・ソリューションの構築
- ・Dalkiaを主要な開発の推進者とするためのフランスにおける当グループへのDalkiaの統合
- ・成功を収めた有効な実験期間後のスマート・メーター（Linky）の配備計画のERDFによる続行（「第2 3（2）②（ii）（ホ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」を参照。）
- ・協力者が機動力を高め、発展させるための支援を行い、新たな有能な人材を誘致する当グループの能力による、技能の更新

英国：地位の強化

EDFの目標は、国の発電所の運転再開への深い関与を利用し、英国における基盤を広げることである。とりわけ、プロジェクト（「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」を参照。）に係る異なる構造および融資保証についての主要な契約条件の欧州委員会による2014年10月8日付の検証は、ヒンクリー・ポイントにおける2基のEPRユニットの建設計画における新たな重要なステップとして評価されている。しかしながら、最終的な投資判断は、特定の条件、とりわけ投資契約全体に係る合意および提携投資家との契約の完了ならびに負債による資金調達に係る合意に従って行われる。

同時に、当グループは最大限に安全な条件に従い、現行の英国の原子力発電所の耐用年数を延長し続けている。

EDF Energyは、その商業上の関係の質および提案された申し出に焦点を当てることにより、個人および専門家の顧客ポートフォリオを開発することを目指している（「第2 3（3）①（iv）（イ）顧客事業」を参照。）。

イタリア：当グループのためのガスのプラットフォーム

2012年以降Edisonを完全支配下に置くことによって、EDFグループはその発電構成を多様化し、イタリアにおいてその存在感を強化することができ、ガス供給に関しては重要な戦略地政学的な地位を享受している。

ガスに関して、EDFはEdisonの技能およびインフラ上の位置付けについて期待することができるが、これらは（特にロビゴのLNGターミナルにおいて）当グループの技能およびインフラ上の位置付けを補完するものである。

ポーランド：成長の見通し

当グループは、経済活動でも電力消費の面でも成長の見通しがあることを特徴としたこの国において展開することを目指している。当グループの中核事業のうちの2つである火力発電および再生可能エネルギーについてEDF Polskaを統合した後、当グループは2015年前半にB2Bの顧客のための販売およびマーケティングならびにエネルギー・サービスの戦略を開始した。

ベルギー：エネルギー・サービスにおける戦略的野望

子会社であるEDF Luminusを通じて、当グループはベルギーにおいてその顧客サービスの質およびエネルギー・サービスの提供に重点を置いている。さらに、この企業は、国の供給保証および再生可能エネルギー発電所（水力発電所および洋上風力発電所）の開発において積極的な役割を果たしている。

その他の欧州諸国

欧州大陸で活動している当グループは、その資産ポートフォリオを最適化し、業務上のシナジーを促進することを目指している。

当グループはまた、エネルギーの需要が順調に増えているという点で戦略国家である中国における活動を続けており、そこで泰山における2基のEPRの建設、および超々臨界圧の石炭火力発電所の建設に共同出資者とともに参加している（「第2 3（3）③（iii）（イ）中国におけるEDFグループの事業」を参照。）。

（ii）世界の顧客のニーズへの対応

さらに、EDFは、地元の事業者との提携を通じて価値を構築するプロジェクトを進展させることにより、国際的な基盤を進展させ、その専門知識の多様性が高く評価されることを目指している。

発電に関して、当グループは、低炭素エネルギーにおいて世界的に有数な事業者としての地位を維持することを目指している。

- ・原子力は、二酸化炭素を排出せずに競争力のある電力を提供し、世界のエネルギー構成において本来あるべき立場に置かれている。ロシア、ブラジル、インド、中国、南アフリカといった国々ならびに英国、ポーランドまたはフィンランドといった欧州連合における数か国は、原子力が自国の電力発電において重要な役割を担うようになるであろうと認めている。
- ・新たな再生可能エネルギーについては、当グループはそのポートフォリオの成長だけでなく、海底タービンといったイノベーションにおいても、強い野心を抱いている（「第2 3（4）①（ii）（イ）新エネルギーについて－その他の技術」を参照。）。
- ・水力発電に関しては、ラオスのナム・テウン2のダムの実験が、EDFの技能を証明している。アジア、アフリカまたは南米におけるその他の国々においては、とりわけ人的影響および環境影響の管理ならびに国際機関との提携に関する当グループの専門知識に関心が持たれている。
- ・火力発電所においては、EDFは最も近代的で環境に優しい技術の専門知識およびプロジェクト管理に関するノウハウを提供することを目指している。

さらに、当グループは、インフラを強化または近代化し、スマート・グリッドに移行することを希望する国々とのネットワークの計画、設計または運転における経験が高く評価されることを望んでいる。顧客に適応した提案の最適化、取引および供給を含む下流部門の活動に関しては、EDFは顧客のポートフォリオの価値を成長させ、フランス国外においてその専門知識を拡大することを目指している。EDFは、顧客との良好な関係を通じて顧客のニーズを満たすことに尽力しており、それに加えてエネルギー効率化の手段および投資におけるサポートを行っている。EDFはまた、エネルギー不足に直面している顧客に適切な解決策を提案している。

最後に、EDFにとって、ガスはエネルギー事業の重要な構成要素の1つでもあり、とりわけ当グループのコンバインド・サイクル・ガス・タービンへの供給、または最終顧客への供給の増進を可能にしている。ダンケルクのメタン・ターミナルへの投資および2012年におけるEdisonの独占的支配権の買収が、この取組みの中核にある。（「第2 3（4）②（ii）（ロ）インフラ」、「第2 3（3）③（i）（ハ）ロシア」および「第2 3（3）②イタリア」を参照。）。

（iii）EDF独自の専門知識を予想される長期的なニーズに結びつけることによる将来の統制

EDFは、地球温暖化、供給保証および世界規模での電力需要の絶え間ない増加に関連した主要なリスクに世界が直面する将来に備えるために、技術革新および研究開発への努力を強化したいと望んでいる。そのために、すべての事業において、発電施設とネットワークの安全性および性能、そしてその利用の効率性を予測する当グループの能力を向上させるべく、2,000人のエンジニアおよび技術者が動員されている（「第3 6（2）研究開発部門の優先事項」を参照。）。

当グループは、主に以下に重点を置く予定である。

- ・二酸化炭素排出量が少ない発電方法。例えば、原子力および水力に加えて、次世代太陽光発電、集光型太陽熱発電、洋上風力発電または海底タービン発電のような技術は、電力貯蔵の開発とも関連して、将来の潜在的可能性を示している。
- ・世界中の（燃料としての）石炭の持続可能な利用に向けた重要課題である二酸化炭素の捕捉および貯蔵。
- ・資材の寿命に関連する投資、とりわけ運転性能および安全性レベルを向上させるための一部の大型設備機器の交換。研究開発における重要なテーマは、資材の老朽化についての研究であり、これは発電所の耐用年数の算出における主要なパラメータである。
- ・とりわけスマート電力システムの開発を通じて大きな変化が生じているネットワーク。フランスにおいて、Linkyスマート・メーターが現在配備される段階にあり、EDFがメーターのすぐ下流にある顧客に対して提供する予定のサービス（例えばより容易な消費コントロールを可能とするもの）は、当グループにとってはその技能を証明し、その革新的な能力を確固たるものとする機会である。
- ・販売およびマーケティングの分野における、地元のエネルギー・ソリューションを通じた研究開発努力。EDFにより実施された研究は、手頃な価格での低炭素の建物、スマート・ビルおよび送電、快適性または産業のための電力の効率的な利用法の開発を支援することを目指している。したがって、これらの機会により、EDFは高性能の電力システムのおかげで、特に持続可能な都市周辺に建設された低炭素社会へ向けた移行において、積極的な役割を果たすことができるようになる（「第2 3（7）②（ix）（イ）持続可能な都市」を参照。）。
- ・当グループが自らに定めた目標を達成するために、新しい才能を誘致し、さらなる訓練を増やすこと（「第2 5（1）②向上した雇用および技能予測」を参照。）。

当グループは2015年1月に、「キャップ2030年」計画を開始したが、これはかかる予定における当グループの戦略的指針を定め、また当グループの顧客および世界的な効率性に焦点を当てた、商業的、産業的および社会的にまとまりのある計画を立てることを目指したものである。これらの指針は、2015年全体にわたって事業全体およびすべての提携企業に共有される。キャップ2030年は、エネルギー部門における大きな改革に直面し、気候変動との戦いにおける関係当事者としての当グループの特性を強化することができる可能性がある。この計画は、資産基盤の優位な競争力および当グループの従業員の関与に依拠することができる。

④ 投資方針

(i) 2014年における投資

当グループは、全体的な営業投資プログラムを継続し、その額は2014年において13.6十億ユーロ（スマート・メーターに関するLinkyプロジェクトを除く。）であった（2013年においては13.0十億ユーロであった。）。純投資（Linkyおよび戦略的事業を除く。）は、2014年において12.0十億ユーロであった（2013年においては11.8十億ユーロであった。）。これらの数字は、規制活動（26%）および非規制活動（74%）の両方に重点を置いている。純投資は、非規制分野において、新たな容量（新たな原子力発電所、コンバインド・サイクル・ガス・タービン）の開発に3.1十億ユーロ（全体の26%）、また保守管理に係る投資に5.8十億ユーロ（全体の48%）（そのうち3.8十億ユーロがフランスにおける原子力発電所の保守管理に関連するもの。）が割り当てられている。純投資はフランスにおいて-0.5%と変動がなく、8.7十億ユーロとなった。これは、フランスの産業施設において当グループが過去数年間にささげてきた継続的な投資努力を反映するものであり、島部業務における新たな発電方法の実施効果によりわずかに相殺されている。その大部分がフランスで行われたその他の活動（EDF Énergies Nouvelles、ダンケルクLNGおよびDalkia）に対して1.2十億ユーロが投資されている。英国において継続されている純投資は、特に原子力事業においておよそ1.5十億ユーロとなっている。その他の諸国において、純投資は0.6十億ユーロに達した。

(ii) 2015年から2018年における投資

2015年から2018年までの期間に、当グループは大規模な産業プロジェクトを実現させる予定であり、ダンケルクのメタン・ターミナルまたはフラマンビル3のEPRといった一部のプロジェクトは既にかなり進行した段階にある。当グループはまた、総合発電会社としての戦略に従って、フランスにおける配電網および再生可能エネルギーへの投資を継続して行う予定である。このように、当グループは、純投資は2015年に13.0十億ユーロと最大額に達し、その後は資産の移動に沿って次第に減少し、2018年には11.0十億ユーロの最大額に達するであろうと予測している。新たな開発プロジェクトは、キャップ2030年の計画に沿って、非戦略的資産の売却を通じて独占的に資金調達されなければならない。

(2) EDFグループのフランス国内の活動について

① フランスの非規制業務

EDFの行っているフランスの非規制業務（競争に開かれている事業）には発電ならびに電力および天然ガスの販売が含まれる。EDFは営業上の市場のリスクを最適に管理することによって、顧客に対するエネルギーの供給を保証し、総利益を最大化するため、上流資産（エネルギーおよび燃料の生成と調達）および下流資産（卸売および小売）の合同運営管理の統合モデルを実施している。

(i) 発電

EDFは、欧州最大の発電所を運営し、その発展と継続性を管理する上で不可欠なあらゆる技能および業績推進力を有する発電・エンジニアリング部門にフランス本土における主な発電事業をまとめている。

2014年12月31日現在、発電・エンジニアリング部門の従業員数は、41,545名（2013年から1,277人増加。）であった。発電・エンジニアリング部門は、原子力発電、水力発電および火力発電の3つの事業セグメントを中心に組織されている。さらに同部門は、技術部門を通じて、かかる3分野において当グループ全体に技術的能力および産業的能力を提供している（「第2 3（3）EDFグループの国際事業について」を参照。）。

(イ) EDFの発電所の概要

(a) 発電所の構成および特性

2014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については、「第2 3（2）② (iii) 島部エネルギー・システム」を参照。）に96.8GWの総設備・発電容量を有するEDFは、主要欧州諸国（ドイツ、イタリアおよびスペインを含むENTSO-E（欧州送電系統運用者ネットワーク）35の加盟地域（この計算は、当年の統計を翌年の4月30日にのみ入手できるため、2013年度のENTSO-E統計に基づき行われている。））における総設備容量の10%近くを占める、欧州最大の発電設備を保有している。

2014年、フランスにおいてEDFの発電所の発電量は、揚水発電にかかる水力発電量を除き460.4TWh、また揚水発電にかかる水力発電量を含めて468.3TWhであった。

2014年12月31日現在、フランス本土におけるEDFの発電容量は、以下のとおりである。

・加圧水型原子炉（PWR）型の58基の原子力ユニット（ユニットとは、原子炉、蒸気発生器、タービン、発電装置、補助装置およびこれら収納する建物を含む発電ユニットとして定義されている。）。これらのユニットは、900MWから1,450MWまでの発電容量を有し、19か所に散在しており、その平均運転年数は29年である。

- ・稼働中の32基の火力発電ユニットがあり、その平均運転年数は約26年である。また、9基のユニットが、長期操業停止を保証されている（「保証付長期操業停止」中の発電施設は現在、再開または事業撤退の決定を待っている。）。
- ・水力発電ユニットは436基であり、その平均運転年数は（計算上）70年である。
上記に加え、下記の発電施設もある。
- ・フランスにおけるEDF Énergies Nouvelles（「第2 3（4）①（ii）（ロ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）の風力発電設備およびフランスにおけるTiruグループ（「第2 3（4）①（iii）エネルギー・サービス」を参照。）の焼却所。
- ・発電・エンジニアリング部門の事業範囲内にある運用施設であり、当グループの子会社のSHEMA（100%）、FHYM（69.5%）およびCERGA（ドイツの電力会社であるEnBWと50／50の対等所有）を通じて所有する水力発電所83基。これらの発電所は、2014年において合計で設備容量が約121MWおよび発電量が約575GWhであった（発電量および設備容量は持分に応じて比例按分表示されている。）。

（b）過去3年間の設備容量および発電量の推移

以下の表は、フランス本土における過去3年間の発電所の設備容量の推移を示している。

設備容量 ⁽¹⁾	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在		2012年12月31日現在	
	MW	%	MW	%	MW	%
原子力	63,130	65	63,130	65	63,130	65
水力 ⁽²⁾	19,947	21	20,026	20	20,010	20
火力 ⁽³⁾	13,695	14	15,028	15	14,734	15
合計 ⁽⁴⁾	96,772	100	98,184	100	97,874	100

(1) 電力網に接続された最大容量（単位：MW）を表示。

(2) 2014年の数値は、コルシカ島および海外県の440MWを除く。

(3) 2014年の数値は、コルシカ島および海外県の1,013MWを除き、保証付長期操業停止中のユニットの2,490MWを含む。

(4) この数値は風力の12MWの発電容量を含まない。

以下の表は、フランス本土における過去3年間のEDFの設備容量による発電量の推移を示したものである。

発電量	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在		2012年12月31日現在	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
原子力	415.9	90.4	403.7	87.4	404.9	89.1
水力 ⁽¹⁾⁽²⁾	37.5	8.1	42.6	9.2	34.5	7.6
火力 ⁽³⁾	6.9	1.5	15.6	3.4	14.9	3.3
合計 ⁽⁴⁾	460.4	100	461.9	100	454.3	100

(1) 2014年の数値は、コルシカ島および海外県の1.3TWhを除く。

(2) 純揚水発電量：2014年に揚水発電所（STEP）の運転に必要な電力消費量は7.9TWhであり、その結果、水力発電量（揚水発電に係る消費量を含む。）は、ランス川の潮汐発電所の発電量（518GWh）を含めて45.4TWhであった。

(3) 2014年の数値は、コルシカ島および海外県の2.4TWhを除く。

(4) これらの数値は、特定の数値の合計を小数点第1位まで求めたものとなっている。

(ロ) 発電所の優位性

2014年12月31日現在、EDFのフランス本土における設備容量は合計96.8GWであって、欧州最大の発電所を有している。

かかる発電所の重要な資産は以下のとおりである。

- 原子力および水力発電施設に起因する、可変発電コスト（可変発電コストは、発電されたエネルギー量により直接的に変動するすべてのコストである。電力発電の可変コストは、主に燃料コストである。）が変動しにくく、炭化水素および炭素市場の変動に対するエクスポージャーが限定的である競争力のある発電構成。
- 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。発電所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。河流水力発電所は基礎発電として使用される。原子力発電所は、その低い可変発電コストにより、ベースロード発電およびミッドメリット発電に使用される。調整可能な水力発電（ダム由来）および火力発電所は、ミッドメリット発電およびピークロード発電に使用される。
- EDFがその耐用年数にわたり完全に管理する、原子力発電所の標準化された重要な施設。さらにEDFは発電所の耐用年数を延長し、技術的な性能を向上させるべく取り組んでいる。
- 厳格化する環境規制の流れにおいて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、95%を超える二酸化炭素排出のない発電所。
- 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。

(ハ) 原子力発電

EDFの原子力発電所による発電量は、2014年12月31日現在、揚水発電量を除くEDFの総発電量の90.4%である。原子力発電所の詳細については、下記に記載する。

(a) EDF原子力発電所

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33年、電力容量が約900MWの34基からなる900MW系列（総電力容量30,770MW）
- 平均運転年数が26年、電力容量が約1,300MWの20基からなる1,300MW系列（総電力容量26,370MW）
- 平均運転年数が14年、電力容量が約1,450MWの4基からなる最新型のN4系列（総電力容量5,990MW）

平均運転年数が29年の合計58基がEDFの所有する19か所の施設で稼働中であり、2014年12月31日現在、これらの合計設備容量は63,130MWである。

2014年末現在、これらのユニットの稼働時期および直近の10年点検の時期は以下のとおりである。

ユニット	稼動年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検	ユニット	稼動年	直近の 10年点検 終了年	次回の 10年点検
フェッセンハイム1	1978	2009	VD4	グラブリンヌ6	1985	2007	VD3*
フェッセンハイム2	1978	2011	VD4	クリュアス3	1984	2014	VD4*
ビュジョイ2	1979	2010	VD4	クリュアス4	1985	2006	VD3
ビュジョイ3	1979	2013	VD4*	シノンB3	1987	2009	VD3
ビュジョイ4	1979	2011	VD4	シノンB4	1988	2010	VD3
ビュジョイ5	1980	2011	VD4*	パリュエル1	1985	2006	VD3
ダンピエール1	1980	2011	VD4*	パリュエル2	1985	2005	VD3
グラブリンヌ1	1980	2011	VD4*	パリュエル3	1986	2007	VD3
グラブリンヌ2	1980	2013	VD4*	パリュエル4	1986	2008	VD3*
トリカスタン1	1980	2009	VD4	サンタルバン1	1986	2007	VD3*
トリカスタン2	1980	2011	VD4*	フラマンビル1	1986	2008	VD3*
ダンピエール2	1981	2012	VD4*	サンタルバン2	1987	2008	VD3*
ダンピエール3	1981	2013	VD4*	フラマンビル2	1987	2008	VD3*
ダンピエール4	1981	2014	VD4*	カットノン1	1987	2006	VD3
トリカスタン3	1981	2012	VD4*	カットノン2	1988	2008	VD3*
トリカスタン4	1981	2014	VD4*	ノジャン1	1988	2009	VD3*
グラブリンヌ3	1981	2012	VD4*	ベルヴィル1	1988	2010	VD3*
グラブリンヌ4	1981	2014	VD4*	ベルヴィル2	1989	2009	VD3*
ブライエ1	1981	2012	VD4*	ノジャン2	1989	2010	VD3*
ブライエ2	1983	2013	VD4*	パンリー1	1990	2011	VD3*
ブライエ3	1983	2004	VD3	カットノン3	1991	2011	VD3*
ブライエ4	1983	2005	VD3	ゴルフシュ1	1991	2012	VD3*
サンローラン1	1983	2005	VD3	カットノン4	1992	2013	VD3
サンローラン2	1983	2013	VD4*	パンリー2	1992	2014	VD3*
シノンB1	1984	2013	VD4*	ゴルフシュ2	1994	2014	VD3*
クリュアス1	1984	2005	VD3	ショーB1	2000	2010	VD2
シノンB2	1984	2006	VD3	ショーB2	2000	2009	VD2
クリュアス2	1984	2007	VD3*	シボー1	2002	2011	VD2
グラブリンヌ5	1985	2006	VD3	シボー2	2002	2012	VD2

*ASN（原子力安全当局）による原子炉の稼動継続の適合性の確認待ち（ASNは、各供給停止後の原子炉の再稼動の承認を行う権限があり、また適合性が認められる場合には、その後の10年に係る稼動継続の条件を決定する技術面での提言を行う責任を負っている。）。

900MW系列の最初のユニットは、1978年にフェッセンハイムで産業利用のために稼動した。最新のユニットはシボーで2002年に産業利用のために稼動した。40年を超える技術的な予想耐用年数（会計上および最初の原子力ユニットの設計上の基準期間）に対して、平均使用年数が約29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の平均水準である。

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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（f）原子力発電所の廃炉」を参照。）。

発電割当契約

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。

この発電所において、EDF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1.5GW）を有している。

・EnBW（17.5%）およびスイスの電力グループCNP（15%）と共同所有するフェッセンハイム1－2

- ・ EnBW（５％）と共同所有するカットノン １－２
- ・ Électricité de Laufenbourg (Axpoグループ)（17.5％）と共同所有するビュジョイ ２－３
- ・ Electrabel (GDF Suezグループ)（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EDF Luminus (3.3％)と共同所有するショーB １－B ２

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、関連する発電ユニットごとに、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（最初の３基が関連する。）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業績上のリスクを負う。一方で、パートナーは操業上の役割は担わない。

さらに、EDFは第２のタイプの発電割当契約（合計でおよそ2GW）に調印し、パートナーが特定の発電所よりかかる発電所の平均実績に基づいた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係る。

- ・ ショーB １－B ２（最新型N 4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グループCNP（21.8％）

（b） 原子力発電所の操業および技術的実績

原子力発電とは、その可変コスト、主に燃料コストが営業コスト（営業コストとは現金支出を伴うコスト（減価償却費および資産価値の減損を除く。））であり、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）ならびに保守管理コスト（費用および投資）。建設関連の投資、廃炉費用または減価償却費および引当金は含まない。）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ためには、発電エネルギー量ならびに固定営業コストおよび保守管理コストの最適化が必要となる。燃料サイクルのてこ入れに関しては、「第２ 3（２）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題」に詳しく述べる。

原子力発電所の操業方法

発電サイクルおよび計画的な操業停止

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、整備資材の入手可能性および原子炉燃料の効率的な使用に関わる問題を調整するために、EDFは現在、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いる。2014年末におけるそ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。
- ・ 6基の900MW系列、20基の1,300MW系列、および4基のN 4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、保守管理を行うために、操業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種類の計画的操業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（Arrêt pour simple rechargementまたはASR）。簡単な保守管理または定期的な検査もこのタイプの停止期間に行われるが、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り、標準的な停止期間（標準的な期間は、義務付けられた経常的な保守管理の分量に応じて調整される。）は、約35日間である。
- ・ 燃料交換および保守管理のための部分的点検（PI）。その標準的な期間（標準的な期間は、義務付けられた経常的な保守管理の分量に応じて調整される。）は約70日間である。

10年ごとに、10年点検の実施のために、発電所は約110日間の標準的な期間中（標準的な期間は、義務付けられた経常的な保守管理の分量に応じて調整される。）停止される。かかる期間の長さは、作業および保守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。
- ・ 一次回路の水力テスト、貯蔵所のテスト、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保守管理業務。

10年点検の終了時に、ASNは原子炉の再稼動を許可するか否かを決定し、その後10年間の操業継続に係る条件を定めた技術面での指示を交付する。

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。EDFの

最終顧客の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的大幅な消費変動および冬季の消費レベルの大きな変動（冬季気温が1℃下がるとフランスの電力消費量の増加は2,400MW（出典：RTE）に達する可能性がある。）のため、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。2003年の熱波では、河川における非常に高い温度の影響、とりわけ「川岸の」ユニットの操業状況に関する影響が浮き彫りにされた。これに従い、「川岸の」ユニットについては、冷却能力が気候にさほど左右されないため、7月および8月中のユニットの操業停止数を減らし、最大出力での操業を継続できるように、発電ユニットの操業停止頻度の見直しが行われた。

発電および技術的実績

2014年の原子力発電所による発電量は415.9TWhであって、2013年の発電量から12.2TWhの増加であった。

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ににより得られる（ $Kp = Kd \times Ku$ ）。

- ・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、計画的操業停止、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エネルギー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）
- ・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、環境的および社会的な制約、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。

2014年において、Kp係数は2013年（73.0%）から増加して75.2%となった。これは、Kdが80.9%（2013年より2.9ポイント増加）であったことおよびKuが93.0%（2013年より0.6ポイント減少）であったことの結果である。

2014年においては以下の特徴が見られる。

- ・主要部品の修復および交換に関して2007年以降実施されている積極的な保守管理戦略により、予想外の供給不足（2013年の2.6%に対して2014年には2.4%）に関するパフォーマンスが改善した。
- ・供給停止期間が管理され、予定されていた平均供給停止期間が半分に短縮された。これは、供給停止中の定期的な保守管理の量を安定させ、保守管理作業の準備の質を改善し、また再稼働の管理を強化することを目指して2013年に実施され、2014年において強化された、予定された供給停止を管理するための手続の成果である。

しかしながら、発電所では向こう10年間にわたって予定されている大規模保守管理計画が始まり、大量の作業により供給停止期間が延長されるため、今後数年間の課題は、この計画および計画の供給停止期間に及ぼす影響を産業的に管理する見込みである。さらに、フランスにおいては電力の季節的な需要が強いこと（「EDFの原子力発電所の操業」を参照。）および再生可能エネルギーの開発状況を鑑み、課題は変化してきた。今日、EDFの最大の目標は、年間で重要な時期である冬季に90%を上回る原子力発電所が持続的に利用可能であることを含めて、冬季において最大の発電容量を有することである。2014年から2015年の冬季（2014年12月1日から2015年2月14日）には、かかる数値は93.4%に達した。

フランスの原子力発電所に係る投資プログラム

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、また状況が許せば耐用年数を延長す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）」と呼ばれる。）について原則的に承認した。この投資プログラムは、現在稼働中の58基の原子炉につき2025年までに最大55十億ユーロまで達すると見積もられている。この表示数値は、かかるプログラムの本格展開に向けた解決策の最適化、追加の検討作業を行い、また現在議会により審議中であるグリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案に基づき規定された複数年のエネルギー計画（*Programmation Pluriannuelle de l'Énergie*またはPPE、および戦略計画）を考慮した後に、以後次第に確認される予定である（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制」を参照。）。

この産業計画は、グリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案の目的、複数年のエネルギー計画、フランスの原子力安全当局（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承認手続を遵守した上で、徐々に実施される予定である（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

これに従い、EDFは引き続き多くの作業を行う予定である。

とりわけ、現在から2015年末までに、技術的、組織的および人的な活動により、EDFは技術上および産業上の資産を維持し、発展させることを目指す。交流発電機、変圧器または蒸気発生器といった発電所の主要な部品の修復または交換プログラムを継続して行う予定である。2014年末までには、以下の作業が行われた。

- ・修復が予定されている合計49基のユニットのうち、39基のユニットの交流発電機の固定子が修復された。

- ・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。2014年末現在、174個のうち61個の主要な変圧器のポール（すなわち約35%）が修復された。
- ・1990年から2014年末までの間に、2014年における1基を含めて26基のユニットにおいて蒸気発生器が交換された。さらに、かかるユニットの3回目の10年点検に際して、ブライエ3の3基の蒸気発生器の交換が進行中である。これは、この設備の供給業者であるArevaが、その組立てと試運転を考慮して、原子炉圧力装置に係る2005年12月12日付命令（「ESPN」命令）により要求されたすべての要件を満たしているという証拠を示すことを見込んで延期された。

したがって900MW系列のユニットの3回目の10年点検は、大型な部品の交換に着手する機会となる。

経常的な保守管理の組織的な面について、EDFは、予定外の供給停止の発生を減少させるために、信頼性を高め、材料の正常性報告書を作成することを目指したAP913手続（冒頭の用語集を参照。）を継続して展開している。

発電および予定された供給停止の運用管理の強化はまた、各供給停止について、供給停止ユニットの継続的な管理を行う運用センターの体系的な導入を通じて、また新しい情報システムの展開により継続して行われている。最終的な目標は、供給停止における極めて重要な活動を継続的に管理し、技術上の警告に素早く反応することによって、供給停止の平均延長期間を短縮することである。2014年末現在、この計画は、予定された供給停止の平均延長期間が2013年と比較して半減したことから、既に結果を示している。

原子力発電所の産業計画は、1,300MW系列のユニットの第3回および第4回10年点検、900MW系列のユニットの第4回10年点検ならびにN4系列のユニットの第2回および第3回10年点検が行われる際に、2015年以降も継続して行われる予定である。この計画は、福島原子力発電所事故後に認識されたさらなる安全性の向上および施設の稼働期間を40年超まで大幅に延長することを認める変更を具現化する機会を提供する見込みである（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

原子力発電費用に関するフランス会計検査院からの報告書および原子力発電費用に関するフランスの議会委員会からの報告書については、それぞれ「第3 7（2）②（vi）（イ）（f）原子力発電費用に関する会計検査院の報告書」および「第3 7（2）②（vi）（イ）（g）原子力発電費用に関する議会委員会による報告書」も参照のこと。

(c) 環境、安全性および放射線防護

環境保護

EDFは、ISO 14001認証の管理システムに沿った環境手続を基準として用いている（「第2 3（7）②（i）（イ）環境管理システム（SME）」を参照。）。多くの発電所について2002年に開始されたISO 14001認証は、2004年にはすべての原子力発電所を含むところまで拡大された。2005年、2008年および2011年の更新の後、ISO 14001認証は2014年にすべての原子力発電所について再び更新された。

これに関連して、EDFは、原子力発電所の放射性液体およびガスの環境に対する排出率を軽減すべく、最大限の努力をしている。1990年から2002年の間に、既に規制限度をかなり下回る水準まで達していたが、EDFは放射性液体排出量を30倍（チタンおよび炭素14を除く。）減少させた。それ以降、放射性液体排出量は、再び半減し、現在非常に低いレベルにある。

放射性廃棄物の管理計画に関して、2004年以降、極低レベルの廃棄物（VLLW）はオーブのモールヴィーエー処理施設に移動された。低レベルおよび中レベルの廃棄物（LILW）については、EDFはすべての原子力施設において即時の保管を制限する処置を引き続き講じており、セントラコ工場（EDFグループの子会社であるSOCODEIが所有）に依存している。焼却チェーンは2014年において正常に稼動した。溶解オープンは2015年においても再稼動していないが、かかる再稼動により発電所は完全に正常な運転に戻る事が許可される予定である。

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）（ハ）（d）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）（ハ）（f）原子力発電所の廃炉」を参照のこと。

ASNの権限の下で、環境放射能を測定する全国ネットワークが設立された。これは、環境放射能の測定結果を統合し、これらの測定結果の精度を保証することを目的としている。原子力発電所の周辺での環境放射能の規制測定結果は、2010年1月からウェブサイト（www.mesure-radioactivite.fr）で一般に公開されている。

絶えず存在する原子力安全対策

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内（市場競争力、環境問題等）で最優先に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、発電所の稼動時に発生し得るリスクを考慮する。
- ・厳格な稼動規則の適用および真の安全性の文化の確立を通じた技術チームの慎重な調査を重ねる態度を基礎とする。
- ・原子炉58基の標準設備に関する経験の集積（2,000年を超える原子炉稼動年数（EDFのPWR発電所の合計稼働年数））を基礎とする。
- ・自動的操業停止（ART）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組みを組み入れる。
- ・故障の修繕を見越し、設備の良好な稼動を維持し、継続的に原料および装置を開発し、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。

原子力の安全性は内的小および外的小な多くの制御を受ける。フランスにおける原子力施設の外部による安全制御はASNによって実施される。

国レベルでは、以下の2種類の検査が行われている。

- ・ASNによって、不定期または定期的に実施される施設の規制点検（2014年にはEDFのすべての原子力施設において421件の点検）が行われている。
- ・1989年以来、安全性再検査手続が10年ごとに行われており、2006年のTSN法において正式なものとされている。これは、操業中の原子力発電所による安全基準の遵守を強化し、フィードバックおよび新しい知識に基づきかかる基準を再評価することを目的とする。このように再評価された安全基準は（即時の検討が必要となるような大きな問題がなければ）次の再検査まで使用される。かかる目標はその遵守の監視を行うASNによって設定され、EDFは当該目標に合致する解決策を提案し、ASNの承認を得た後にこれを実施する（「第2 3（2）①（i）（ハ）（a）EDF原子力発電所」を参照。）。10年ごとの安全性再検査は、発電所の耐用年数を延長する重要なステップである（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」および「第2 3（5）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」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、良好な業務慣行を奨励するために調査を実施している。とりわけ、最初のEDFの企業内OSARTが2014年に開催され、EDFはIAEAにより定められた基準を完全に遵守しているという判断を下した。
- ・ 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。

EDFはまた、以下の内部統制手続を実施している。例えば、3年から4年に一度、EDFは、各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、原子力発電所の総合的な安全性に係る見解を示す年次監査を行い、当社の経営陣に改善策を提案している。

特に、人為的動作を改善するためのEDFの尽力により、ここ数年にわたって自動的操業停止（ART）（安全性を確保するための防御措置の起動による発電所の自動的および即時的操業停止）の年間平均数が減少した。2010年には40回のARTが発生したが、この数値は2014年には31回まで減少した。

EDFは、原子力の透明性および安全性に関する2006年6月13日付法律に従う（「第23（5）法令および規制に関する環境」を参照。）。かかる法律は、すべての人に対し、健康と環境に対する原子力の影響に関する情報へのアクセスを保証し、原子力の安全性の透明性を形成する。

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が作成した内部緊急時計画（*Plan d'Urgence Interne*、またはPUI）
- ・ 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（*Plan Particulier d'Intervention*、またはPPI）

さらなる効率性を提供し、よって、全住民の保護を向上するために、かかる計画は故意による危害のリスクをも想定している。

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。かかる実習は危機管理計画の正確な運用を確実にするだけでなく、特に役割を明確化し、必要な物的資源および人的資源を確認することによって、危機管理計画を向上させることができる。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。2014年には、11回の全国レベルの実習が開催された。

2011年3月の福島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ョイ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てきた。2012年末以降、緊急事態が生じたいずれの敷地のいずれのユニットについてもFARNを配置することができている。このシステムは現在では完全に運用可能となり、同じ敷地において4つのユニットに同時に介入することができ、2015年末までには6つのユニットにおいても同時介入が可能となる予定である。

FARNの目的は以下のとおりである。

- ・ アクセスインフラが部分的に破壊されている可能性のある、問題の生じた敷地で緊急措置を講じているチームへの支援を行い、またはかかるチームからの引継ぎを行うために24時間以内に行動する。
- ・ 敷地の一部において環境が放射能汚染されている、または化学汚染による影響を受けている可能性のある、部分的に破壊された敷地（例えば非耐震型第3次建物）において、数日間自主的に行動する（特に食料および宿泊設備の供給に関して支援を行う後方支援力を含む。）。
- ・ 数日間のうちに防護重機および介入重機を配備する。
- ・ 活動の管理および調整を行う立場にいるために、会社の経営幹部、敷地の管理者およびチームならびに地方自治体との継続的なつながりを確保する。
- ・ 長期的な危機の場合には、当初の数日間の自主的な活動を超えて、長期的な活動のために準備をする。

FARNは、事故の状況が生じた場合に、既に実施されている危機管理計画をサポートすることを目的としている。

安全性に関する重要事象（ESS）

国際原子力事象評価尺度（INES）では、7を最も重大とする1から7の尺度で事象を分類する。原子力の安全上重要でない事象は、「不一致」または「レベル0」と分類される。

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、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。

2002年から2013年の間に、EDFでは、その発電所全体で、最大でもレベル2の事象（安全性規則の重大な不履行に関する異常事象）が年間合計で1件報告されている。2014年において、安全性レベル2の重大な事象はなかった。2013年に達成した業績に続き、2014年においてレベル1の事象の平均数は原子炉1基当たり1.14件（すなわち66件）（前年では1.19件）と、引き続き改善した。分類されない事象（レベル0）の平均数は、2013年における10.36件に対して、原子炉1基当たり9.66件（すなわち560件）である。

放射線防護

現場の関係者を動員することによって、電離放射線の影響からの従業員の保護に関する継続的なパフォーマンスの向上が可能となった。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集団線量は、10年未満で半分となっている。2014年、平均個人線量は、1原子炉につき0.72マン・シーベルト（2014年の年間集団線量は41.6マン・シーベルト）である。2014年の集団線量測定結果は、2013年の値（45.9マン・シーベルト）に対して下落した。EDFは、今後数年間において稼働中の発電所のための産業計画により生じる作業量に照らして集団線量測定を管理するために、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）アプローチを積極的に続けている。

EDFは、放射線被曝を、12か月の周期で体全体で20mSv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、2014年および12か月の周期を通して、EDFの従業員または請負業者のうち、16mSvを超える個人線量にさらされた関係者はおらず、集積線量が14mSvを超えた関係者は5人のみであった（2013年は8人）。

今後は、既に達成したレベルを考慮して、最悪の線量測定結果（特に回路の洗浄によるもの）を出した原子力発電所に努力を集中させる必要がある。

(d) 核燃料サイクルおよび関連する問題

EDFのフランス国内の原子炉において使用された核燃料の年間平均基準消費量は、約1,200トン（重金属、天然濃縮ウラン、再濃縮ウラン、プルトニウム）であって、このうち約1,050トンがENU燃料（濃縮天然ウラン）、100トンがMOX燃料（再濃縮されたプルトニウムから生成された燃料）および50トンがERU燃料（再濃縮ウラン）に相当する。

核燃料サイクルは、原子炉におけるエネルギー発電、ならびに燃料の排出および処理を行うための、燃料の供給に関連する、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
- ・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年とどまる。
- ・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）：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日付のフランスの法律により義務付けられる中間的なプール貯蔵、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、通常は請負業者および／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 ）として取得した。産業事業者がサービス契約に基づきより精巧な製品への転換（フッ素化、濃縮および製造）を実施し、中核サイクルの業務を提供する。EDFはほとんどの場合において燃料および原料を所有し、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。

フロントエンド（上流部門）

当グループの統合の一環として、EDFおよびその子会社のEDF Energyに対するウラン供給および関連サービス（転換、濃縮）が相互に行われている。

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、サイクルの各段階の業務を全体で統括し、長期的な見通しでの契約のポートフォリオを管理している。

EDFは、燃料サイクルのフロントエンドの様々な段階において燃料（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燃料集合体）を備蓄することにより、サイクル中の鉱山または発電所における生産に不透明感が生じた場合の短期市場への依存を回避している。これらの在庫は、大幅な変動が生じる可能性のある商品市場および上流部門のサービスについて、供給および価格保証を提供する。

天然ウランの供給

EDFに対するウラン供給の大部分は、7年間から20年間の長期契約の締結または確定的な契約により最終的に保証されるであろう相互コミットメント（価格交渉に従い、対象期間の終了時における供給量を保証するオプション）により長期的に保証さ

れている。この政策の主要な目的は、EDFに対する供給の長期的な安定を保証し、価格リスクに対する部分的な回避に寄与することである。

EDFは、天然ウランの必要性から、その原産地および供給業者について、その資源の多様化政策を採っている。かかる政策により、オーストラリア、カナダおよびカザフスタン等の有望な地域からの供給を強化することができる。

AREVAグループは重要な供給業者である（「第3 4（3）依存因子」を参照。）。EDFおよびAREVAは、2012年2月に、長期的なEDFの供給の確保に寄与するウラン供給に係るパートナーシップの原則について合意した。これに関連して、EDFおよびAREVAは、2014年から2035年までに約30,000トンのウランの供給を確保するために、2012年に2つの契約を締結した。

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上昇による影響は制限され、軽減される一方で、起こり得る価格の下落からは利益が享受できる。

フッ素化（または転換）

EDFの需要は、AREVAグループのComurhexの工場、ならびにカナダおよび英国の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。

転換サービスにおけるEDFの長期的な需要は、2013年にEDFが締結した契約により、さらに賄われることとなった。

天然ウランのウラン235への濃縮

激しい競争状況下での濃縮サービスの供給を確保するために、EDFのニーズは、その大部分がUrenco（英国、ドイツ、オランダおよび米国）およびTenex（ロシア）といった濃縮業者により確保されている。

2008年にAREVAとEDFとの間で締結された長期契約に従い、ジョルジュ・ベッセ第2工場（超遠心分離技術を利用し、従来のEurodifのガス拡散施設に取って代わるAREVAの新たな施設）によるEDFに対する濃縮サービスの供給が2013年に開始された。次第に、EDFにより供給される濃縮サービスの大部分がこの新たな工場によりもたらされることとなる見込みである。

したがって、フランスおよび英国のEDFの発電所（既存のおよび将来の原子炉の両方）による濃縮サービスの需要は、一定の通貨ベースでは減少しても、主に固定価格契約により、2020年以降も満たされるよう強化されている。

再濃縮ウラン（ERU）

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になる。ウランは使用済燃料の質量の約95%を占める。

この方法は、需要を大幅に上回る天然ウランの供給により経済的な正当性を欠いたこと、また新たな産業構造が利用可能となることを期待して、2013年に停止された。EDFは現在2020年までにこの過程を再開するための状況について検討している。

現在使用されていない再処理ウランは、後に使用するために安定した状態で貯蔵されている。

燃料集合体製造

燃料集合体製造業者であるAREVA NPおよびWestinghouseとの間の契約は、少なくとも2020年まで条項を保証するために2014年に更新されている。

EDFの需要の大部分は、AREVA NPとの間で締結された契約によって満たされている。

炉心内の燃料の管理

EDFは、異なる系列における核燃料の性能を段階的に向上させる戦略を導入した。この戦略によって、操業停止の基準を季節により変動する需要に確実に対応させつつ、原子力発電所の供給力を向上させるために、燃料のエネルギー効率は上昇し、運転サイクルが最適化した。その結果、EDFはその発電所について12か月から18か月の製造サイクルを選択した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）。

フランスにおけるバックエンド（下流部門）

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。AREVAは、処理に対して責任を負い、ANDRAは、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日付法律に従い、最終廃棄物の長期的な貯蔵管理に対して責任を負う。

原子力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、プルトニウムをこの処理においてMOX燃料の形態に分離してリサイクルを行う戦略を現在行っている。処理される量は、MOX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。

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、年間およそ1,000トンの使用済燃料の処理が可能である。

EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理

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AREVA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。数十年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 UO_2 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 UO_2 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一時的に貯蔵される。

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AREVAとの関係は、2008年12月19日に締結された包括契約により構築された。かかる包括契約の最初の契約履行により、2010年7月12日に、処理—リサイクル契約および2008年から2012年までの期間を対象とした利用契約に加えて、廃棄物の回収および貯蔵ならびにラアグの工場の永久的な操業停止および廃炉のための協定（「RCD-MAD／DEM」協定）への署名が行われた。

2013年から2020年の期間に係る処理—リサイクル条項は、EDFとAREVAが2014年6月に署名した基本条項の適用を受けており、2015年度上半期に署名されるであろう2013年—2020年の実施契約において正式なものとなる予定である。

処理—リサイクル契約には以下の事項が含まれる。

- ・ EDFの発電所からラアグの再処理工場への使用済燃料の輸送およびその中間貯蔵
- ・ 高レベル廃棄物からのリサイクル可能な燃料物質（ウランおよびプルトニウム）の分離およびその調整
- ・ 使用済燃料から抽出された放射性廃棄物の調整
- ・ 貯蔵センターへ搬出されるまでの調整後廃棄物の中間貯蔵
- ・ MOX燃料形式へのプルトニウムのリサイクル
- ・ 再処理ウランの酸化および中間貯蔵（「再濃縮ウラン（ERU）」を参照。）

実施契約には、EDFからAREVAに委託されたサービスの価格および量が定められている。2014年に調印された基盤となる条件には、使用済燃料およびMOX燃料の年間処理量をそれぞれ約1,100トンおよび123トンまで引き上げることが定められている。

RCD-MAD／DEM協定は、ラアグの施設の廃炉費用に係るEDFの拠出金を明記しており、このためにEDFからAREVAに支払われる最終的な全額が定められている。最終的な支払いは2011年に行われ、EDFは（AREVAにより保有される）ラアグのかつての施設の廃炉に対して資金提供を行う義務に関して、その支払責任から解放されている。

調整後の最終的な廃棄物の貯蔵

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30年超の場合は長寿命（LL）、それ以外は短寿命（SL）と呼ばれる。

長寿命高レベル廃棄物（HLW-LL）

使用済燃料の処理により、HLW-LL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。廃棄物はその後、ラアグの特定施設に一時的に貯蔵される。旧天然ウラングラファイトガス（NUGG）発電所の操業および現行のPWR施設における40年間の操業から排出され、この方法で発生した長寿命高レベル廃棄物の体積は、全部で約6,700立方メートルである。

1991年12月30日付法律に従い実施された研究および調査に基づき、2006年6月28日付の別の法律において、長寿命高レベル廃棄物における長期的な管理プログラムが定義されている。かかる法律では、放射性物質および放射性廃棄物の管理のため、国の計画における基準的解決として地層中の処理が定められており、「（中略）中間貯蔵の後、原子力の安全上または放射線防護上の理由から地層の表面または浅い部分において貯蔵できない最終的な放射性廃棄物は、深い地中貯蔵所に貯蔵される。」と定められている。かかる法律ではとりわけ、「（中略）長寿命高レベル放射性廃棄物または長寿命中レベル放射性廃棄物の管理（中略）を保証するために、（中略）敷地を選定し、貯蔵センターを設置するためのこれらの廃棄物に関する調査および研究、とりわけ深い地層中における可逆性のある貯蔵（中略）が続行されており、2015年に承認の申請（中略）が審査され、この承認に従い、2025年にかかる貯蔵センターの操業を開始することができる。」と規定されている（2006年6月28日付法律について疑問がある場合は、「第2 3（5）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。この計画は、原子力政策審議会によって2012年9月28日に確認された。これによりANDRAは、この計画に係る公開討論会を開催するために、2012年10月9日のフランス公開討議委員会前にこの問題を取り上げ、2013年に公開討論会が開催された。

この公開討論会の報告および結果が2014年2月12日に公表された。ANDRAは、2014年5月6日付の公開討論において表明された見込みについてどのように考慮していくかに関する声明を出した。ANDRAは、実際の状況の下ですべての貯蔵機能（業務リスクを管理するために取られた技術的措置および手段、貯蔵された一連の廃棄物を除去する能力、貯蔵の監視を行うことのでき

る方法および感知装置、廃棄物を受け入れる「小部屋」および通路の密封技術）を検査するために、設備が始動する試験的な産業段階を加えることを決定した。

地層中の貯蔵庫の計画が産業的な段階にある場合は、ASNによって公布され、また設計から完了まで一貫して遂行される安全要件を遵守した上で、技術的、産業的および経済的に最適化され、管理された施設を作るために、新たな問題に対処することになる見込みである。この問題に対応するために、産業的な設計および建設の段階を成功に導くように計画を進展させかつ最善の構成を決定することを目指して、最善の計画方針が今後決定されなければならない。

2011年にANDRAと廃棄物排出者は、フランス原子力産業のすべての技術を活用して地層貯蔵プロジェクトの完了を促す目的でパートナーシップを形成した。このパートナーシップでは、対象となる課題に関する共同研究を実施し、ANDRAのプロジェクト・チームと原子力事業者が十分に情報を得られるようにその間の橋渡しとなり、プロジェクトのガバナンスに対して寄与するものである。2012年および2013年において、ANDRAはとりわけ廃棄物排出者により提案された設計オプションについて検討する事前調査を実施した。ANDRAは廃棄物排出者と共同で、価値を分析する中で識別された最適化の評価基準について、プロジェクトの実施にかかる基準を含むべく研究している。ANDRAは、基本的な技術選択においてこれまでに追加した最適化、ならびにASN、国家評価委員会（CNE）による提言および公開討論の結果による勧告を考慮した上で、貯蔵費用を評価する作業を開始した。廃棄物排出者およびASNに意見を聞いた後、フランスのエネルギー担当大臣がこれらの費用の価額を決定し、公示する予定である。

長寿命中レベル廃棄物（ILW-LL）

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、HLW-LLより低い放射能を持つ。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。NUGG施設の操業および現在のPWR施設の操業期間としての40年間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見込みである。HLW-LLとは異なり、ILW-LLは熱を発生させないことから最終的な貯蔵前の冷却のために長期間の中間貯蔵期間を要さないため、HLW-LLよりも迅速な貯蔵に適している。

HLW-LLと同様に、ILW-LLも、2006年6月28日付法律に従い深い地層中での放射性廃棄物の貯蔵に関する決定を待つ間、ラアグの専用施設において一時的に貯蔵される。

長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）

EDFの長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）（グラファイト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23（2）①（i）（ハ）（f）原子力発電所の廃炉」を参照。）。この廃棄物は、その寿命を考慮すると、現存の地上の貯蔵施設（後述を参照。）に貯蔵することはできないが、長寿命高レベル廃棄物および長寿命中レベル廃棄物よりも放射能が低レベルであることから、2006年6月28日付法律は、この種の廃棄物が特定の方法で地下に貯蔵できることを規定した。2010年から2012年の放射性物質および放射性廃棄物管理国家計画（PNGMDR）の範囲内で、またANDRAとのパートナーシップにより、原子力事業者はグラファイト処理および中間貯蔵の解決策を統合する代替的な管理シナリオについて検討した。2008年における当初の調査において敷地を特定することができなかったため、ANDRAは2013年に調査を再開し、2015年末までに公的機関に対して結果を提示する予定である。

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）

短寿命低レベル廃棄物（LLW-SL）（グローブ、フィルター、樹脂等）は、原子力施設から生じる。これらは、低レベル廃棄物および中レベル廃棄物のために設計され、ANDRAにより管理されているスーレンス貯蔵センターの表層部分において貯蔵されている。

極低レベル廃棄物とは、放射能が自然放射能と非常に近いものをいう。主に原子力施設の廃炉により生じるこの廃棄物は、主としてがれき（コンクリート、くず鉄、断熱材、パイプ等）から生じる。この廃棄物は、ANDRAが管理するモールヴィーエー貯蔵センターの表層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、EDFの子会社であるSOCODEI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。2011年に金属廃棄物熔解炉において生じた事故後のセントラコ工場の完全閉鎖の後、2012年6月に、ASNはSOCODEIに対して工場の焼却炉を再稼働させることを許可し、これによりSOCODEIは原子力発電所の敷地内に一時的に貯蔵された廃棄物の処理を再開できるようになった（「第23（2）①（i）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）。2015年にSOCODEIは、廃棄物溶融施設の再稼働に必要な措置を実施している。

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、使用済燃料の管理（原子炉における未照射の燃料を含む。）および放射性廃棄物の長期的な管理に関する引当金を設定している（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。

使用済燃料の処理から発生した長寿命中レベルおよび高レベル廃棄物（長寿命ILWおよびHLW）の将来の管理に係る費用を評価するため、この種の貯蔵庫の利用を基本解決策として定めた2006年6月28日付法律に基づき、EDFは、深い地層中における貯蔵庫の利用量の見積りを行った。

操業停止したNUGG原子力発電所の廃炉から生じる長寿命低レベル廃棄物（LLW-LL）について、EDFは、これらの廃棄物の予想発生スケジュールおよびANDRAにより定められる貯蔵方法に関連する仮定費用に基づき、引当金を設定した。

短寿命廃棄物（LILWおよびVLLW）の除去費用および貯蔵費用は、既存の貯蔵センターの稼働のためにANDRAおよび様々な輸送業者と締結した契約の条件により決定される。かかる契約は、発電所の廃炉から生じる廃棄物の除去費用および貯蔵費用を規定しており、業務上の廃棄物に関する費用は年間経費に含まれている（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類に対する注記29.1.2を参照。）。

2014年12月31日現在におけるEDFの引当金は、2006年6月28日付法律の規定（第L.542-1条において成文化され、フランス環境法に従っている。）および2007年に発行された施行文書に従って設定されている。この法律に従い、エネルギー担当大臣がANDRAにより提案された数値に基づき、原子力事業者およびASNの見解をまとめた後に、貯蔵費用についての新たな評価を承認し、これを公表する予定である。

（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備

EDFは、原子力エネルギーが将来のエネルギー需要のための持続的かつ経済効率の良い解決策を構成すると考えている。世界のウラン埋蔵量は、2040年まで予測された全世界の需要を十分に満たすほど豊富にあるため（IEAの「世界エネルギー予測2014」）、相対的なエネルギーへの非依存が可能となり、さらに原子力は二酸化炭素を排出しないという点で、気候変動との関連では極めて価値のあるエネルギーでもある。

第4世代原子炉（「第3 6（2）①競争力のある無炭素発電構成の強化および開発」を参照。）の開発は、天然ウランの消費水準の大幅な減少および数千年にわたるエネルギー埋蔵量の増加を可能にする。

さらに、原子力政策審議会が2012年9月28日に開催され、フランスの原子力産業および技術に対する信頼ならびにフラマンビルのEPRプロジェクトの継続を再確認した。

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、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年を超えて延長するための技術的条件の実施。
- ・主に日本の福島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。
- ・フラマンビルにおける1基目のEPRの建設。
- ・当グループのフィードバックを生かし、新型の第3世代の原子炉（出力1,000MWおよび1,500MW）を開発することによるEPRの最適化。

稼働中の発電所の耐用年数の40年を優に超える延長

福島事故後の追加安全評価（ASA）

2011年9月15日に、EDFは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。追加の評価報告書は、日本における福島原子力発電所事故の後に、ASNおよび欧州理事会の要請により作成された。

これらの評価は、日本での出来事を鑑み、事故後のフィードバックに対する直接的な対応として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の、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り、ま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確定的に検討することとなる。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生かされており、世界の別の地域で生じる可能性のある事故から教訓を得ることができる。

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年代の終わりならびに原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月付法律（TSN法）による成文化（また後にはフランス環境法による成文化）が行われて以降、フランスで実施された定期安全審査により、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、現在の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状況の検討を強化するための追加措置を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）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）も認めている。この「ハードコア」は、ASAに関して検証された状況（安全性基準において想定されている水準を超え、同じ敷地のいくつかの設備に影響を及ぼす冷却機能の喪失または長期的電源の喪失へとつながる攻撃）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、さらなる安全評価の後に規定された福島原子力発電所事故後の行動計画における規制上の要件を反映した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2018年までに設置されていなければならない各ユニットの「燃料補給の」電気資源を有していなければならない。その一方で、臨時のバックアップ用ディーゼル発電機が2013年度上半期に58基それぞれについて設置された。2012年6月に公表された決定もまた、FARNの実施を裏付けるものであった（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）。「ハードコア」の完全な定義は、2014年1月にASNにより発令された技術面での規則に記載されている。福島原子力発電所事故を受けて行われた作業は、2030年まで継続し、EDFは、ASNの推奨に適合するべくこれらすべての改善策について検討し、達成するために、産業部門のすべての専門知識および資源を結集し続ける予定である。

EDFのPWR設備の耐用年数

2006年TSN法を反映した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、最善の国際的な慣行（安全基準）を考慮して、10年ごとの施設の安全点検を定めている。

900MW系列の第3回10年点検に関連した調査報告の一部として、ASNは、2009年7月初旬に、EDFが900MW系列の原子炉の安全を最大40年間管理する能力が疑われるような一般的問題はない旨を公言した。

ASNの包括的見解は、各原子炉に関する決定により補完される。2014年12月31日現在適用ある法律に従い、900MW系列の各原子炉の10年点検の後、ASNは各々の再稼動を承認する予定である。10年点検後に原子炉を再稼動させてから6か月後に、事業者はASNに安全審査の結果を提出し、安全当局は、当該原子炉をさらに10年間継続して利用するための承認を付与するか否かを決定するためにかかる審査結果を利用する。ただし、必要に応じてかかる事業者により実施されなければならない追加の技術的規定があることを条件とする。

トリカスタン1のユニットは、最大40年まで操業を継続するために必要な手続がすべて終了した最初のユニットである。これは、第3回10年点検の後の10年間にかかるユニットが運転を続けることの適合性について、2010年11月4日にASNにより肯定的な見解が公表されたことにより立証されている。かかる際にASNにより出された技術的な指導に沿って、EDFは2014年末までにドンゼール・モンドラゴンの水力発電所を強化するために着手した作業を完了させ、これにより最長1,000年間に一度の洪水が起こった場合の洪水リスクに対して原子力発電所を適切に保護する予定である。

フェッセンハイム1のユニットは、かかる手続が最後まで終了した2番目のユニットであり、2010年3月に第3回10年点検を完了し、その後2011年7月4日に、ASNにより、さらに10年間かかるユニットが運転を続けることの適合性について肯定的な見解が出されている。かかる見解は、原子炉の基礎部が2013年半ばまでに強化され、冷却材が喪失した場合に、持続的に剰余電力を排出するための技術上の安全策が実施されることを条件に出されたものである。フェッセンハイムの2番目のユニットもまた、2012年3月に第3回10年点検を完了し、その後に原子炉の再稼動が承認された。これら2つのユニットおよびその他のユニットにつき、EDFはASNにより規定された条件に従い、追加の作業の遂行に取り組んでいる。実際に、これらの作業は2013年に最初のユニットにおいて完了した（フェッセンハイムの発電所に係る決定に関しては、「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制」を参照。）。

総計で、2014年末には、900MW系列のユニット34基のうち23基が第3回10年点検に合格しており、そのうち1基（ブライエ3）については進行中である。これらのうち6基（フェッセンハイム1および2、ビュジョイ2および4、トリカスタン1およびダンピエール1）は、ASNとの情報交換の過程を完了した（ASNの見解および技術面での規則が受領された。）。すべての原子炉について、EDFはこれらの規定に従いASNにより要求された作業を実施し、または実施する予定である。

EDFの産業戦略は、とりわけ第3回10年点検および福島原子力発電所事故後のその他の改善策に関連して行われた多額の投資を考慮に入れ、安全性およびパフォーマンスの面で最良な状態で、優に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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）、格納貯蔵庫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。

ユニットの耐用年数を40年超まで延長するために実施する安全性向上策に関連して、主要な戦略を提示するために2010年9月に開催されたASNの最初の会合を受けて、EDFは2011年にASNに対して情報ファイルを提出した。ASNは、フランス放射線防護原子力安全研究所（IRSN）によって、また2012年1月18日および19日にはASNが採用した専門家からなる常任の「原子炉」グループによって、かかる情報ファイル検討させた。かかる常任グループは、この提案を承認し、これらを完了させ、場合によっては強化することを提言した。

ASNの要件は、常任グループの決定により策定されており、2013年6月末に受領された。2013年10月には、EDFはASNに第4回10年点検に備えて900MW系列のユニットの安全性を向上させる戦略を明示した情報ファイルの最初のドラフトをASNに提出し、これにより規制上の安全性点検の作業を開始した。

この提出書類の第2版はその後2014年2月に送付された。ASNは、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関連する安全性の見直しに係る主要な戦略決定について、2015年に最初の見解を交付し、2018年から2019年にこの再調査の「包括的な」段階に係る最終的な見解を交付し、40年超の最終的な利用許可の決定は原子炉ごとに行われると述べている。

安全性という絶対的な最優先事項を尊重し、また複数年のエネルギー計画（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照。）の一環として、現在の原子力発電所の耐用年数を延長することにより、発電所に相当する産業上の資産ベースをより良く利用することができ、新しい発電所への投資の決定に伴う資金フローを2025年以降へ繰り延べることができ、また産業上の観点から有益とされる、新たな発電所の操業開始の時期を引き伸ばすことができる。

フラマンビル3のEPR（欧州加圧水型原子炉）プロジェクトの進捗報告 建設アセンブラのエンジニアリング

フラマンビル3のEPRプロジェクトを完了させるために、EDFは、自ら建設アセンブラの任務を遂行している。これは、発電資産の開発、修復および廃炉においてEDFが取った立場に見合った任務であり、その内部のエンジニアリング能力に基づいたものである。この任務によって、発電所の設計および操業、開発プロジェクトの組織、建設スケジュールおよび建設費用、ASNとの関係、ならびに操業上の経験によるフィードバックの直接的統合に関して直接的な統制を維持することが可能である。

プロジェクトの立上げ段階

2004年10月、EDFの取締役会は、エネルギー政策指針を定めた計画法（いわゆる「POPE法」）に沿った、フランスのフラマンビルにおけるEPR原子力発電ユニットの建設の着手を決定した。

新型のEPR原子炉の建設について、フランス公開討議委員会（CNDP）により公開討議が行われた。フラマンビル3の原子力発電所のための建設許可に関する命令は、2007年4月11日に発表された。2012年9月28日に、原子力政策審議会は、フラマンビルにおけるEPRプロジェクトの続行を再確認した。

調査

作業報告書の作成および現場での建設の円滑な実施の確保のために、完了調査が行われている。

ASN（原子力安全当局）への対応

2010年10月、EDFは、フラマンビル3の試運転申請の最初の草案をASNに提出し、その完了の前に調査を始めることについて許可を求めた。試運転申請のための補足書類が2014年10月にASNに送付された。申請自体は2015年の最初の6か月間および原子炉に燃料が投入される少なくとも1年前までに正式に提出されなければならない。ASNはまた、EPRの統制システムの構造に対してEDFによって行われた変更は、文書作成および代替的な設計特性の見直しをサポートするために2009年10月に行われた要求を満たしていると考えている。

供給契約および業務契約

2014年に、工事についての建設予算が引き続き確保され、試運転の段階までに必要となる残りの工事につき主要供給業者との間で契約が締結された。主要な6本の契約（ボイラー、土木工事、コントロールシステム、パイピング、海上工事およびトンネル解体ならびに発電機－コンデンサー－給水所）は、建設予算の約70%を占めた。AREVAとの間で締結されたボイラー契約を除く主要契約は、国際的な入札公告の後に落札された。

機器製造

建設に必要な機器の製造は、現在順調に進んでいる。最初の主要な部品が2010年に敷地に運び込まれ、タービン部分の主要な部品が2011年に運び込まれたが、原子炉部分のほとんどの機器が2014年に入手された。ただし、その可否基準が製造業者およびASNにより協議中である原子力耐圧機器（ESPN）の規制に適合する一定数のバルブおよび安全と分類された機器を除く。

2013年10月に原子炉容器が敷地に運び込まれ、2014年1月に原子炉建屋に設置された。最初の蒸気発生炉が2014年9月初旬に導入された。

敷地における作業

EPR原子炉であるフラマンビル3の建設が、2007年の終わりより進行中である。2014年に、建設におけるいくつかの重要な段階が完了したが、これにより試験段階に向けたプロジェクトの移行が進展した。

- ・2014年1月に原子炉容器が運び込まれた後、一次回路の溶接が開始され、最初の蒸気発生器が運び込まれた。
- ・原子炉建屋の内部ドームのコンクリート化の完了。
- ・EPRの統制室が稼動した。これはEPR原子炉における最初の運転であった。
- ・ポンプ室（特にろ過）および機械室（タービン軸柱の注油システムを含む。）の最初のシステムテスト。
- ・全体的なシステムテストのための、ユニットの指令制御システムの敷地への設置。
- ・ニュークリア・アイランド、とりわけ燃料建屋における浸水およびプールの検査。
- ・最初のディーゼルモーターに加え、最終非常用の最初のディーゼルモーターが運び込まれ、その組立てが開始された。
- ・ニュークリア・アイランドにおけるRRI冷却回路の最初の流動性テスト。
- ・フラマンビルの敷地（ユニット1、2、3）の現地危機センターに最初のコンクリートが流し込まれた。フラマンビルは、福島原子力発電所事故後の提言に従った建物のフランスでは系列初のタイプであり、フランスの各原子力発電所の敷地に建設される予定である。

2014年末現在、電気機械アセンブリは大幅に進行し、従来のアイランドおよびニュークリア・アイランドについて、現場での試験段階が開始された。

稼動予定および予算

2012年12月に、EDFは、フラマンビル3プロジェクトの建設費用の増額を発表し、その総費用は8.5十億ユーロに達した。「系列初」効果（フラマンビル3は、フランスにおいて15年ぶりに建設される最初の原子力発電所である。）に加え、特定の要因がこの費用をさらに圧迫した。したがって、この再評価は、とりわけ原子炉建屋のメンテナンス用クレーンの操作卓の交

換およびそれが作業予定の管理に及ぼした影響といった工業的な不測の事態に関連する追加費用を考慮に入れたものである。EDFはまた、追加的な技術的研究、新たな規制上の要件の統合（原子炉圧力装置に係る命令を含む。）および福島事故後に学んだ教訓も考慮に入れた。

2014年11月下旬のプロジェクト審査の一環として、施設の稼働を2016年から2017年まで延期するという作業スケジュールの遅れを受けたすべての供給業者について、予備作業が実施された。

このスケジュールの修正は、AREVAが以下に関する問題に直面したことに起因するものである。

- ・容器の蓋および容器内の部品等の装置の納入。
- ・とりわけAREVAとその下請業者により仕上げられた一括組立てに関する、フラマンビル3が系列初となっている原子炉圧力装置に係る規則（2005年12月12日付ESPN命令）の実施。かかる命令の要件を実際に遵守していることを示す手続については、それが適用された時点では定められていなかった。

AREVAはまた、加圧器バルブについての専門家による評価および容器の材質（上面および底面）の冶金学的評価（これらの検査は容器の質について強制的に行われる。）に係る進行中の分析について、EDFに対する報告を行った。後者の問題に関しては、検査の条件に係るASNによる承認を受けた後、2015年4月に追加の検査が実施された（「第3 7（7）①後発事象」を参照。）。

EPRの追加安全評価の結果

追加安全評価はまた、建設中のEPRについても、この原子炉は当初の設計から頑健性を引き継いでいることを踏まえた上で実施された。実施予定の追加措置は、スケジュールと一致している。

EPRに関して、2011年11月におけるASNの常任専門家グループによる分析により、現在フラマンビルで建設中の発電所の設計は、福島で見られた深刻なタイプの事故に関して強化された保護のレベルを既に満たしていることが示された。これに関連して、常任グループは、EDFは計画された設備から深刻な事故による影響を防ぎ、制限することに関して「ハードコア」を目標とした設備を特定しなければならないと考えている。この分析は、追加安全評価に係るASNの報告書により確認された。

（f）原子力発電所の廃炉

EDFは、原子力発電所の廃炉に関し、規制面、財政面および技術面での全責任を負う。EDFにとっての課題は、廃炉プロセスにより、原子力発電のライフサイクル全体に対する統制を実施することである。

原子力発電所の廃炉は、1980年に国際原子力機関（IAEA）により定められた分類に従い、3つのレベルを伴う。

- ・レベル1：発電所の操業停止、燃料排出、回路の排水（99.9%の放射能を除去）の後、最終的な操業停止（最後に廃炉となった非原子力施設を取り壊し、監視下に置かれた施設にのみ立入りを制限する。）。
- ・レベル2：非核建造物および核建造物（原子炉建屋を除く。）の撤去、廃棄物の貯蔵および貯蔵設備への輸送、原子炉周辺の設備の隔離および格納ならびに監視。
- ・レベル3：原子炉建屋ならびに原料および依然として放射能を含む機器の完全な解体および撤去。これにより監視は不要となる。これらの作業の後、敷地は産業目的で再利用が可能となる。

通常、レベル1およびレベル2へのプロセスが、原子炉が最終的に操業停止した後約5年から10年間にわたって連続して行われる。レベル3に達するまでのプロセスには約10年から15年を要すると見積もられている。さらに、廃炉となっている期間中に、従来の建物が保持され、利用される可能性がある。

2001年以降EDFによって採用されている基準シナリオは、「設備の最終的な操業停止から廃炉までの間が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（基本的な原子力施設のための一般規則を策定した2012年2月7日付命令を参照。）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は、TSN法およびかかる法律の施行に係る2007年11月2日付命令第2007-1557号に服する（「第2 3（5）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。特定の敷地については、かかるプロセスに以下の特徴が見られる。

- ・ASNによる合意後の、廃炉を許可する単一の命令。
- ・最終的な操業停止および廃炉に関する安全基準システムに含まれる、ASNとの主要会議の開催。
- ・運営に関わる従業員からは独立し、ASNにより監査されている事業者のための内部承認手続であり、承認された安全基準システムの範囲内での作業開始を許可したもの。
- ・命令の取得前の予備段階。この期間においては、以下の事項が定められている。
 - 最終的な操業停止から少なくとも3年前までに、事業者は、監督機関およびASNに対して（施行令第2007-1557号の第37条に規定）廃炉の手順について概説した書類一式を提出しなければならない（施行令第2007-1557号の第40条に規定）。
 - 審議会および公式の調査が実施されなければならない（命令第2007-1557号の第38条に規定）。

議会により審議中であるグリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る法律は、法的枠組みの改定を要求しており、最終的な操業廃止と廃炉を区別することを目指すものである（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制」を参照。）。

操業停止となった第1世代の発電所の廃炉

EDFは、操業停止となった発電所（ショーAにおける加圧水型原子炉（PWR）が1基、ブレンリスにおける重水炉（HWR）が1基、クレイ・マルヴィルにおける高速中性子炉（FNR）が1基ならびにビュジョイ、サンローランおよびシノンにおけるグラファイトガス減速原子炉（NUGG）が6基）に関して、2025年に予定されたANDRAによるLLW-LL貯蔵庫の稼働開始により認められたとおり、できる限り速やかにこれらを完全に廃炉とすることを選択した。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。

責任ある所有者として、EDFは、廃炉に関し、委託機関として行為する。

最終的に操業停止したEDFの第1世代ユニット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（CIGEO深地層貯蔵計画）の利用を必要とする長寿命廃棄物が約2%含まれる。

短寿命VLLWおよびLILWの除去に係る既存の方法は、以下の手順によって補完される予定である。

- ・放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（*Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets actifs*またはICEDA）を建設するプロジェクトがビュジョイの敷地において実施中である。2006年6月および7月に行われた世論調査では好意的な意見が得られ、2010年4月23日に、EDFによる施設の建設を承認する命令が發布された。しかしながら、同時に、命令および建設に対する抗議が申請された。リヨン行政裁判所は、建設予定の都市の地区計画の規則を遵守していないという理由で、2011年12月にICEDAの建設許可を取り消し、この判決はリヨン行政裁判所における抗告審により追認された。この決定は、2014年3月24日に國務院（*Conseil d'État*）により却下された。2014年12月に、リヨン行政控訴裁判所は、2011年12月のリヨン行政裁判所の判決を無効にし、これにより当初の建設許可の有効性は復活した。EDFは速やかにかかる施設を担当する企業を再動員した。作業は2015年4月に再開される予定である。試験用の最初の放射性廃棄物が2017年半ばに到着することを目指している。
- ・LLW-LL貯蔵センターは、放射性物質および放射性廃棄物の長期的かつ持続可能な管理に関する2006年6月28日付法律により定められている。2008年におけるANDRAによる最初の敷地調査で結果が得られなかったため、2012年末にフランス政府に対して報告書を提出した後、ANDRAは2013年に調査を再開し、2015年末までに当局に対してその結果を提出しなければならない（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

ショーAおよびクレイ・マルヴィルの発電所の廃炉プロセスは継続している。ショーAは、稼働中の58基と同様の技術を利用しているが、より古い構造の加圧水型原子炉である。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、アクセス条件ならびに材料の搬入および搬出が他の既存のPWR発電所よりも困難であることを意味している。

ブレンリスに関しては、2008年に締結されたCEAとの契約（*同契約に従い、CEAはフェニックスの廃炉について全責任を負うこととなった。*）に従い、EDFはその廃炉について全責任を負うこととなった。EDFは、2008年7月下旬に、ブレンリスの発電所の廃炉の承認を求める新たな申請書をASNに対して提出した。この申請は、2007年6月6日に、國務院がEDFによる原子炉の完全な廃炉を許可する命令の取消しを決定したことを受けて行われたものであった。この命令の取消しは、原子炉の廃炉が及ぼす影響に関する調査が命令の發布前に公開されていなかったことを理由として行われたものである。この決定を受け、EDFは2007年に、廃炉作業の停止中に安全策が実施されることを保証するための措置を講じた。2009年10月27日から2009年12月11日まで世論調査が行われた。2010年3月15日、この世論調査によりこのプロジェクトに対する否定的な意見が発表されたが、かかる意見と同時に、特定の作業を完了させることが提言された。2011年7月28日の官報において發布された命令により、発電所の部分的な廃炉作業を再開し、これを終了させることが可能となった。この命令の対象に含まれた廃炉作業は、現在進行中である。しかしながら、最終的かつ完全な解体作業は、EDFが2011年12月29日に申請した追加的な命令により、命令の一部により要求された期限を遵守しつつ、承認されなければならない。ASNが表明した見解に従い、原子力安全および放射線防護調査団は、2012年12月にEDFに対して、ブレンリスの完全な廃炉についての許可を求める要請は、ICEDAの建設許可が取り消されているために現在の状況では進めることができないと通知した（「第6 3（2）①EDFに関する法的手続」を参照。）。2014年12月4日付のリヨン行政裁判所の判決では、ICEDAの建設許可の有効性が復活したことにより、EDFは、先の申請を行って以来生じてきた新たな規則、特にINBの規則の適用を考慮して、ブレンリスの完全な廃炉に係る申請についての調査を再開することとなった。

NUGGの6基の原子炉について、EDFの廃炉プログラムには、そのLLW-LLの貯蔵センターにおいてグラファイトを直接取り除くことが含まれている。廃炉スケジュールは、ANDRAが貯蔵センターを利用できるスケジュールに合わせて変更された。

廃炉費用

EDF原子力発電所

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、監視および保守管理ならびに現場警備に対する引当金を設定している（「第6 1（1）連結財務書類」の2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3を参照。）。引き当てられた金額は、レベル3に達するためにEDFが負う廃炉費用の見積額に相当する。2007年末以降、2006年6月28日付法律の規定およびその施行令に基づき、廃炉からの長寿命放射性廃棄物の管理に対応する部分は、放射性廃棄物のすべての引当金と同分類とされる。したがって、廃炉に関する引当金は、実際の生産工程にのみ関連する。

操業停止した第1世代の発電所に関して、その技術は（NUGG、HWR、PWRおよびFNRの）それぞれで大きく異なっている。廃炉費用は、2008年に行われた見積りに基づき評価され、業界において積み重ねた経験、直面した規制上および技術上の問題ならびに技術的および規制上の進展を考慮に入れて2012年に見直された。操業中のPWR設備とは異なり、操業停止した第1世代原子炉はそれぞれが大きく異なるため、廃炉費用見積額は原子炉ごとに見積もられた。この廃炉作業のための資金調達について、EDFの財務書類には引当金が計上されており、これに対応する引当金は2014年に再度見積もられている（「第6 1（1）連結財務書類」の2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3を参照。）。

稼働中の標準的なPWR原子炉に関して、2014年以降、引当金は4基の900MWユニットを有する標準的な敷地を基に実施されたEDFの「ダンピエール」調査に基づいて設定されている。この調査は、廃炉による廃棄物の管理を除く、すべての廃炉関連業務を対象とした（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3および注記29.1.5を参照。）。

1999年に、ダンピエールの敷地の代表例を用いて行われた廃炉費用見積りの詳細は、EDFが行った第1世代発電所における廃炉作業およびその他の事業者（主に米国の事業者）が行ったレベル3の廃炉作業（原子炉建屋、原料および放射能を含む機器の完全な解体および撤去）のフィードバックを考慮に入れ、EDFにより2009年に更新された。この更新が行われた際に、分析的アプローチにより、ダンピエールの敷地の900MW型ユニット4基の設備容量（キロワット）当たり廃炉費用は、PWR発電所全体を十分に賄い、58基の稼働ユニットに関する廃炉引当金は、修正の必要がないことが十分に実証された。

2009年のダンピエール調査の更新の一環として、EDFは、特に米国のメインヤンキー原子炉に基づく調査をLa Guardia事務所へ委託した。その結果において、まずLa GuardiaおよびEDFによる見積りが非常に似ていることが示されており、次に相互比較の実施には考えられる範囲および仮定の綿密な検査が必要とされることが示された。特に、各国において定められた特定の要件、発電所の標準化と均一性の水準、子会社、敷地当たりのユニットの数、敷地の産業目的での再利用等を考慮に入れることが望ましいとされている。EDFは、単独の所有者、事業者、設計者およびアセンブラとして、発電所についての知識およびこの分野に特化した技術企業としての専門知識を生かしている。

さらに、2003年後半にOECDにより実施された国際的な比較によれば、EDFによる見積額は、その他の国々による見積額と一致している。数件の特別なケース（スウェーデン、日本）を除き、各当事者により前払いされた費用は実際にはほとんど同等であるが、フランスは平均を10%から15%下回っており、これは主としてPWR原子炉の廃炉により合理的に見積られる一連の影響によるものと説明される。

最終的に、フランス会計検査院により「原子力発電所の費用」に係る2014年5月の報告書において報告されたとおり、国家間の比較は、適用ある規則が異なるだけでなく、廃炉費用の見積りに関して考慮される範囲が1つの国と別の国では大幅に異なることから、細心の注意を要して行われる。

EDF、AREVAおよびCEAのサイクル終了時の義務を評価する方法についての監査は、DGECの支援の下で2014年に行われる予定である。これらの監査は、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日付法律ならびに原子力の資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令に基づき遂行されるものである。EDFに関するかかる監査の結果は、2015年半ばに入手可能となる予定である。

第三者施設であるラアーグ（AREVA）およびフェニックス（CEA）

施設の廃炉の責務は施設の運営者に課せられることから、EDFはこれらの操業に係る財務的な義務から解放されることを望んでいる。

このように、2010年7月にAREVAとの間で、また2008年後半にCEAとの間で締結された契約では、両当事者による財務上の責任が明確にされている。EDFは、現金を支払った後は、操業停止したフェニックスの発電所およびラアーグの発電所の廃炉に関するすべての義務から解放された。

（g） 長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）

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。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（「第6 1（1）連結財務書類」の2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47.5を参照。）。

EDFがかかる引当金とするものは以下に関するものである。

- ・原子力発電所の廃炉（2014年12月31日現在、13.9十億ユーロ）。

- ・放射性廃棄物の長期管理（2014年12月31日現在、7.7十億ユーロ）。
- ・放射性廃棄物の将来的な長期管理に係る費用に関連する原子力発電所の炉心核燃料のための引当金の一部（2014年12月31日現在、476百万ユーロ）。

使用済燃料の管理のための引当金および未照射の燃料の費用に関する炉心核燃料のための引当金は、運転サイクルの一部であるため、適用範囲となる資産ベースから除外されている。

2013年7月に設置されたEDF投資部門は、EDFの専用資産のうち非上場投資のポートフォリオの運用を任されている。EDF投資部門により運用される資産には、インフラ、不動産および投資ファンドへの投資に関連する非上場有価証券が含まれている。2014年12月31日現在、EDF投資部門により運用される資産は、3,264百万ユーロの価値があり、その中にはRTEにおける当グループの50%の持分、天然ガスの輸送および貯蔵サービスの開発を行っているTransport et Infrastructures Gaz France (TIGF) という企業への投資、および2014年10月以降は鉄道車両をリースするイギリスの企業であるPorterbrook Rail Finance Limitedへの投資が含まれている。

2006年6月28日付法律により、専用資産のポートフォリオ価値が引当金の価値と同等以上となるために、有効期間は5年間、すなわち2011年6月までと定められている。2010年12月7日付NOME法により、資産が負債を完全に補うようにするために5年間の免責期限延長が事業者に対して認められた。

2014年12月31日、専用資産は、22.0十億ユーロの引当金に対して、23.0十億ユーロの実現可能価額を計上した（「第6 1（1）連結財務書類」の2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47.5を参照。）。

(二) 水力発電

2014年、EDFの水力発電所の発電量は、揚水発電にかかる消費量を除いたうえで、発電量合計の8.1%であった。

(a) EDFの水力発電所

フランス本土におけるEDFの水力発電所は、436基の発電所から構成される。

- ・発電所の約11%が100MWを超えるユニット容量を有し、これは総発電量の58%にあたる。
- ・発電所の約50%が12MW未満のユニット容量を有し、これは総発電量の8%未満にあたる。

発電所の平均運転年数は、70年（算術平均）である。

下表は、容量が12MWを超えるか超えないかで区別した、過去3年間の水力発電所の最大容量ならびに揚水作業を除く発電量および揚水作業による消費量の概要である。

容量が12MW以下の水力発電所	2014年12月31日	2013年12月31日	2012年12月31日
最大容量 (MW)	997.5	997.0	996.2
純揚水発電量 (TWh)	2.8	3.2	2.6
揚水作業による消費量 (GWh)	40.0	47.1	40.3
揚水発電を含む発電量 (TWh)	2.9	3.2	2.6

容量が12MW超の水力発電所	2014年12月31日	2013年12月31日	2012年12月31日
最大容量 (MW)	18,949.2	19,029.4	19,013.3
純揚水発電量 (TWh)	34.7	39.4	32.0
揚水作業による消費量 (GWh)	7.8	7.0	6.7
揚水発電を含む発電量 (TWh)	42.5	46.4	38.6
最大容量合計 (GW)	19.9	20.0	20.0
純揚水発電量合計 (TWh) ⁽¹⁾	37.5	42.6	34.5
揚水発電を含む発電量合計 (TWh) ⁽²⁾	45.4	49.6	41.2

(1) これらの数値は、特定の数値の合計を少数第1位まで四捨五入した数値である。

(2) 2014年におけるランス川の潮汐発電所の発電量（518GWh）を含む。

フランス本土においては、EDFの水力発電所は主に、ピレネー、アルプス、マシフ・サ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20%にあたる、約20GW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。）、年間約43.5TWhの発電容量（すなわち平均水力発電量に基づく容量。冒頭の用語集を参照。）を有する。これによりフランスは、再生可能電力に関し、欧州連合内で第2位となっている。

様々な水力発電の施設が、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またはピークロード発電時において、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。

- ・ライン川沿いの発電所のような「河川設置型」発電所は、蓄電能力を有さず、利用可能な水の流れに応じて発電する。
- ・発電所に貯水量がある場合、ピーク時の需要に対応するため、1週間または1日のうちに時折利用される（湖よりも小さい）平均規模の貯水池を利用することができる。
- ・山間部（アルプス、マシフ・サントラルおよびピレネー）の人口池（季節性の貯水池）の発電所。
- ・揚水貯蔵発電所（フランス語の頭文字から、通常フランスではSTEPとして知られている。）は、需要が少なく電力価格も低い期間に、下流の貯水池から上流の貯水池まで水を揚げ、（貯蔵された水を上流の貯水池から下流の貯水池へとタービンを通じて放出することで）ピーク時にエネルギーを生成するために利用される水を溜める。

- ・ランス川の潮汐発電所は、潮の干満を利用し、非常に規則的な電力供給を行う。

種類	電力	50年間の平均発電容量
河川設置型	3.6GW	17.1TWh
人工池	8.8GW	15.8TWh
調整池式発電所	3.1GW	8.8TWh
潮汐発電所	240MW	0.5TWh

フランス本土におけるEDFの揚水貯蔵水力発電所では、2014年における発電量の5.5TWhに対して、その発電容量は4.2GWである。上流の貯水池からの天然水の供給に関係するこれらの発電所の発電容量は、平均で1.1TWhである。

(b) 水力発電の安全性

水力発電の安全性は、水力発電所の設計時および稼動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が存在もしく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、発電業者の継続的な最優先の懸案事項である（「第3 4（2）②（ii）水力発電の安全性リスクの管理」を参照。）。リスク管理には、以下の3つの主要な活動が含まれる。

- ・業務リスクの管理。これには下流河川における水流または水位の変動に関連する管理が含まれる。
- ・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、特にフランス環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*、またはDREAL）により監督される施設の定期的な監視および保守管理を通じた、ダムまたは貯水池の故障に伴う主要リスクへの対処策。最大規模のダムのうち、68のダムが、該当する地方当局により実施される特別な管理手続（*Plan Particulier d'Intervention*またはPPI）の対象となっている。

EDFは、とりわけ継続的な構造上の健全性評価という方法により、保有するダムの定期的な監視および保守管理を行っている。多様なパラメータによる各敷地のリアルタイムでの分析および解釈（コンクリートの目視検査および機械部分の検査等を伴う、沈下、圧力および漏洩の測定）により、EDFは、ダムの状態に関する定期的な報告書の作成が可能である。設置されたセンサーのおかげで、グルノーブルおよびトゥールーズにおけるEDFのチームは、最大規模のダムまたは到達困難なダムを必要に応じてリアルタイムで遠隔的に解析することができる。

さらに、150の最も大きなダムそれぞれの総合的な検査および排水または水中機器を用いた構造検査が、10年ごとに行われる。かかる業務は、公的機関（地域レベルではDREALの事務所およびとりわけ大規模ダムおよび水力発電施設について責任を負っているフランス中央政府機関である *Service Technique de l'Énergie Électrique et des Grands Barrages* またはSTEEG）の監督の下で実行される。2014年、EDFは完全な技術的な検査を12か所において実施した。

組織レベルでは、EDFの会長兼CEO直属の水力発電安全性検査官が、EDFの会長兼最高経営責任者に宛てて年次報告書を作成しており、かかる報告書は水力発電安全性に係る当事者すべても閲覧することができる。この報告書は、水力発電安全性検査官によって当該年度中に実施された分析、検査および評価に基づいており、継続的な改良および補強を保証するために、当グループの施設の水力発電の安全性の水準について見解を述べることならびに検討すべき問題および成長が必要な分野について言及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で公開されている。水力発電の安全性は、水力発電における絶対的な優先事項であり、長年にわたる業務慣行および方針のしっかりとした継続的な再調査を促進してきた。水力発電の安全性は、EDFの資産の保守管理に関連した判断を左右する決定的要因である。

これらの措置は、水力発電の構造の安全性に関する2007年12月11日付命令第2007-1735号により定められた手続に従い、フランスの監視機関（地域レベルではDREAL、中央レベルではエコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣の保護下にある2つの行政機関、すなわち気象エネルギー総局またはDGECおよびリスク防止総局またはDGPR（大規模ダムの研究および監視部署である *Bureau d'Études Techniques et de Contrôle des Grands Barrages* またはBETCGBの支援を受けている。）によって定期的に検査される。この命令は、水力発電の構造（ダム、堤防、運河等）を種類別に分類し、運営、安全性および監督に関する所有者、事業者または受託事業者の義務を定めるものである。

(c) 水力発電所の性能

高度自動化発電所

水力発電設備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15GW超、すなわち水力設備容量の約75%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。

2014年における発電所の技術的性能および水力発電の状況

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。2014年の水利条件は、前年度がとりわけ良好な水利条件であったのに対して、平年に近い水準であった。

揚水発電所の運転に必要な電力を差し引く前の水力発電量は、フランス本土で45.4TWh、かかる揚水発電にかかる消費量を差し引いた後では37.5TWhであった。

水力発電設備全体の稼働率、すなわち年間のうち発電所がフル稼働した時間の比率は、2013年と比較して安定を維持し、2014年においては79.4%であった。2014年において、EDFの水力発電所の非稼働率の16.4%は、主として「SuPerHydro」改修計画（下記参照）の一環である資産の保守管理作業（予定されていた非稼働率）によるものであり、一方で非稼働率の4.2%は作業の遅延および故障（予想外の非稼働率）によるものであった。需要反応率、つまり、発電所が受注した注文の処理開始への反応成功率は、過去数年にわたり99%を超えている。

2006年以降、EDFは、長期にわたって高水準の水力発電の安全性を維持し、発電所の技術的性能を保持するために、技術面でのアップデートを遂行し、敷地の保守管理計画を改善した。設備を改修するための予算総額は、作業の規模を考慮して2011年に見直され、現在は2007年から2015年までの期間について約900百万ユーロに達している。このうち800百万ユーロは設備の安全性に費やされる。この水力発電所の改修計画は、フランス語で「*Sûreté et Performance de l'Hydraulique*（水力発電の安全性および性能）」、または「SuPerHydro」と呼ばれ、その作業中、近年記録した供給停止よりも長期の供給停止期間を伴う（これにより全体的な稼働率が数パーセント・ポイント低下する。）。この計画は、2014年12月31日に91%の実現率を達成しているが、水力発電所の発電容量の予想外の非稼働率または需要反応率のいずれに対する影響もなく、十分な水準を維持した。2015年末にこの計画が終了する際に、EDFは、発電所の自然な老朽化を補い、発電所の性能と安全性を維持するためにこれらの投資を継続する予定である。

2011年において、EDFは水力発電所の工業パフォーマンスを向上させるために、2021年までの総額840百万ユーロの別の意欲的な近代化計画に着手した。「RenouvEau」として知られるこの計画は、とりわけ電気設備の改修、監督管理ならびに情報化された経営手段、保守管理手段および運転手段を通じた、水力発電所の保守管理および運転の近代化を目標としている。近代化され、標準化された保守管理および運転の実行（電子運営、電子監督、コンピューターを利用した保守管理等）により、とりわけ発電容量、供給力およびシステムのサービスへの寄与に関して水力発電所のパフォーマンスの向上が可能となった。2011年および2012年の数箇所の敷地における検査の後、この計画の様々な構成要素が、2013年に産業的な段階に移り、2014年には本格展開が開始された。とりわけ、2014年末には、遠隔監視のための優れたツールを提供する5つのeオペレーティング・センターがすべてサービスを開始した。すべての発電所グループは、2020年までにこれらのセンターに接続する予定である。

(d) 水力発電に関する課題

水力発電のセグメントは現在、グリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案の施行、水へのアクセス管理および開発といった課題に対処しようと努めている。

委託契約の更新

水力発電施設は、100MWを超える施設に関する法律による委託または4.5MWから100MWまでの容量の施設に関する県指令による委託およびその容量が4.5MW未満の施設に係る県の許可証に基づき稼動している。

EDFは、現在フランスの水力発電委託の過半数を担当している。

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年の当初期間があり、その後は、30年から50年の期間で更新されるのが一般的である。かかる委託契約の更新は、水資源管理に関する新たな要件を組み込み、また、1999年10月11日付命令第99-872号（2008年9月26日付命令第2008-1009号により改正）に付属する最新の仕様において定められた規定を取り入れるために、仕様を更新する機会を提供する。この最新の命令は、競争市場での水力発電委託申請に係る規則および手続について定めている。将来の受託事業者について、以下の3つの選定基準が定められている。すなわち、（i）水力発電の運営のエネルギー効率の保証、（ii）水資源のバランスの良い管理のためのガイドラインの適用、（iii）認可当局にとって最良の経済的および財務的状态の保証である。運営者の指定に関する新たな手続の存続期間は、従前は11年間であったのに対して（これらの存続期間は、入札要請から落札者の選出に至るまで、委託を行うための自由競争手続の期間全体に及ぶものである。）理論上は5年間である。

2006年フランス財政法（2006年12月30日に改正）は、「水力発電委託の更新に際して」電力の販売による収益に比例した手数料を導入することについて規定している。2010年7月12日付グルネル第二法は、委託契約の手続との関連で、手数料が委託当局に応じて個別に設けられた制限を超えることがないように規定している。

現行法では、満了となる委託契約がかかる手続後に更新されない場合、元受託事業者は一切の補償を受けられない。委託契約の満了時には、政府所有の設備（ダムからタービンに至るまで）はすべて、正常に作動し良好に維持されておかなければならない。2006年の改正財政法は、近代化作業または発電容量を拡大させることのできる作業が委託契約の後半期に行われていることを条件として、かかる作業に関連する未償却費用の払戻しについて規定している。

しかしながら、委託がフランス政府によって早期に終了された場合は、事業会社は補償を受け取る。この政府による補償は、委託契約の仕様に規定されたとおり、委託契約の業務が期限前に終了することにより既受注事業者に対して生じる不足額を填補することを目的としている。

これに関連して、政府は満了に近づいている委託の管理を体系化することを決定した。

2010年4月22日、政府は、5,300MWの総容量を有し、フランスの水力発電所の総容量の約20%を占める10件の委託契約の、入札要請による更新を発表した。政府は、渓谷別別に分類を行うためにEDFが保有する12件を含む13件の委託契約について、早期終了の手続を希望している。

2015年から2025年の間に、さらに1,000MWに相当する委託契約が満了する予定である。

現在議会により審議中の、グリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案により、既存の競争率の高い入札手続が完結したが、これはフランス国家に次の選択肢を与えている。

- ・「水力で連結された施設のつながり」を形作る集团的な委託契約およびグループ分けされた委託契約については、「重心」方式に基づく委託契約の終了日の決定。
- ・民間の事業者および公共の提携者（政府、地方自治体等）により構成される半公共の水力発電会社の設立（それぞれ株式資本の少なくとも34%を保有している。）。
- ・エネルギー遷移に関連して事業者側の投資と引換えに特定の委託契約を延長すること。

フランス議会は、この新たな法律に継続して審議している。

このような状況において、EDFは数年にわたり、各委託契約につき、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最高付け値

を提示する準備を自ら整えてきた。これらの取組みを追求する中で、EDFは、自身の操業およびエンジニアリングにおける包括的な専門知識ならびに環境保護の分野におけるあらゆる専門知識に依拠している。

水へのアクセス管理

フランスにおいてEDFの239の大規模ダムにより保有される貯水量は、国内表面貯蔵量の75%に相当する、7.5十億立方メートルである。

当グループの水力発電施設は、経済発展および環境の両方にプラスの影響を与えている。EDFは、様々な水に関する利害関係者と連係して、その水資源に関して、積極的な管理方針を採用している。EDFは地方選出議員、農家、漁業者、観光地の管理者および工業事業者等と契約を締結している。

EDFは、地元の利用者との協議を重視している。このプロセスはまず、水力発電所の操業が環境およびその他の利用者に実際に及ぼす影響について、かかる影響の軽減が技術的に可能であり、かつ財務的に合理的な場合にその軽減を試みるのに先立って、かかる影響を測定することを目的としている。

結果として、700百万立方メートルの水が、毎年、発電以外の目的（飲料水の補給、降雨量の少ない期間の水の補給、灌漑、人口雪の作成、ウォータースポーツ等）で必要とされる場合、ダムから放出される。

水および水域環境に関する2006年12月30日付法律には、水資源管理（特に、最小流量（水生生物を保護するためにダムの下流で維持されている最低流量）の恩恵および水力発電所操業の柔軟性）に関する規定が含まれている。

EDFは、これらの規定が、水力発電事業に限定された中期的な影響をもたらすと予測している（「第2 3（5）法令および規制に関する環境」を参照。）。

より一般的には、その最初の発電施設の操業開始以来、EDFは、とりわけ生物の多様性に関して発電事業が環境に与える影響についての理解を深めてきた（「第2 3（7）②（x）生物多様性の保全」を参照。）。2011年には、この願いは、水生環境と水域環境の保護と復旧を目的とした水生環境および水域環境のためのフランスの国家機関であるOnemaとのパートナーシップの締結により現実のものとなった。4年間続くこの枠組み合意は、水資源の管理、水生動物種の管理および河川の動力に加え社会経済面に伴ういくつかの問題を対象としている。研究および開発に関連するかかる合意の付属書では、水力発電施設の存在および利用される運営方法に対する水界生態系の反応に関する研究を要求している。

2011年10月6日にフランス政府により承認されたアリエ川のプテにおけるダムの再構築プロジェクトもまたこの戦略の一環である。公的機関による後援の下で、選任された代表者および地方組織と国家組織により行われた協議の結果、このダムの最新設計は、環境パフォーマンスと再生可能エネルギー資源からの電力発電を一体化したものとなる。EDFの水力工学部門（CIH）により開発されたこの画期的なプロジェクトによると、ダムの高さは17メートルから4メートルに減少し、移動する魚がダムを通過することが容易になるが、これによるダムの最大出力および発電容量への影響はわずか10%である。詳細な研究が現在CIHにより行われている。EDFのR&Dチームは、設計作業を最適化するために250平方メートルの池において未来の施設の小規模なモデルを建設した。

開発

フランスの水力発電容量の95%が現在利用されている。それでもなお、EDFは新プロジェクトの研究および実現を通して、水力発電事業の開発を継続している。

- ・EDFは、2008年以降、アルザスに225百万ユーロ規模の総容量130MWの水力発電の開発計画に携わっている。
 - 2008年にEDFは、2.7MWの容量を持つブリザックの水力マイクロ発電所の操業を開始した。この発電所の完工式において、EDFはアルザスにおける開発計画を発表した。

- ―2009年にEDFは、ライン川のドイツ側の川岸にあり、1.4MWの容量を持つケールのマイクロ発電所の操業開始に関与した。ケンプ・ダム近郊で、8 MWの容量があり、28GWhの発電が可能な同様のプロジェクトが2016年の操業開始を予定して進行中である。
- ―EDFは、容量28MWの追加のタービン発電機の設置によるガムスハイム水力発電所の強化について研究している。イフェツハイム・ダムでも同様の作業が行われ、容量38MWの追加のタービン発電機がライン川のドイツ側の川岸に設置された。これは2013年の春に操業が開始された。
- ―ヴォージュ山脈では、ノワール湖のかつての揚水貯蔵水力発電所において、容量約55MWの最新の発電所の開発の余地を改善するべく、技術研究が進行中である。
- ―特にストラスブール（ここでは誘導水流のために水車流量が利用される（水流を起こして魚の行き来ができるように誘導するため。）。）およびケンプの魚道の実現といった、水資源および生物多様性の保護対策を実施する。
- ・EDFは、ブルターニュのコート・ダルモール県のパンポル・ブレアの敷地のタービン試験場を操業させる予定である。その目的は、潮流からの発電の原理を実際の条件の下で測定することである（「第2 3（4）①（ii）（イ）新エネルギーについて」を参照。）。最初の潮汐タービンの開発が続けられており、2013年から2014年の冬にはおよそ1,700時間の海上でのテストが行われた。EDFは、産業上のパートナーであるDCNSとOpenHydroとともに、達成された完成度は、かかるプロジェクトを次の段階に進めるにあたり十分であると考えており、次の段階にはとりわけ新たな500kWの海上タービン2基の建設が2015年末より前に開始することが含まれている。
- ・予備流量からの発電は、引き続き開発される予定である。その目的は、タービンで予備流量を処理し、関連する電力の一定量を回収するための設備を一定数のダムに設置することにある。2014年には3セットの予備流量タービンが設置された。当年度において、イゼール川のボーモン・モントゥ・ダムおよびドラック川のノートルダム・ド・コミエール・ダムにおいてユニットの操業が開始された。ドゥー川のラ・プレティエールに設置された予備流量タービンは、2014年末以降準工業的な操業が行われている。これら3箇所による発電は2015年に開始される予定であり、その容量はそれぞれ1,570kW、1,250kWおよび235kWであり、それぞれ12.4GWh、10.0GWhおよび1.3GWhの年間発電量がある。総容量が約13MWであり、約75GWhの発電容量を持つプロジェクトが2015年から2020年までの期間における操業開始を予定して現在検討中または進行中である。開発中のプロジェクトの中では、ライン川のケンプにおけるプロジェクトが最も重要である。8 MWの最大発電量と28GWhの発電容量を有するこの施設は、2016年に稼動する予定である。

さらに、EDFは、とりわけ以下を含む、発展のために利用可能なあらゆる機会を利用することを目標としている。

- ・「小規模」水力発電所（容量12MW未満）の開発。イゼール県のエシロールにおけるル・ロンドー発電所の建設が2013年に開始され、2014年に完了した。この発電所は容量が2.2MWで、2015年より毎年約14GWhを発電する予定である。EDEVを通じたEDFグループの完全子会社であるSHEMAおよびその子会社は、小水力発電所の建設プロジェクトの管理および運営を専門としており、この目的で81の発電所を所有している。これらの子会社の目標の1つとして、以下による小規模水力発電所の開発が挙げられる。
- ―既存の発電所の発電容量の最適化および増加（マイエンヌ県における16の発電所の改修、ヴァール県、ロット県およびドルドーニュ県における発電所の改修計画）
- ―フランスにおける既存の小規模水力発電施設の取得
- ―新たな小規模水力発電所の建設（カンタル県において建設中の容量が2.6MWのパリス発電所および検討中のその他のプロジェクト）
- ―プロジェクトの開発のためのパートナーシップの構築。これには例えば、Vinciとの提携における、Voies Navigables de Franceとの官民パートナーシップ協定への調印が含まれており、これによりエヌ川およびムーズ川の29のダムの取替えを行い、ムーズ川のその他2つのダムの近代化を行った。30年契約は、31のダムの資金調達、設計、建設、そしてその後の運営、維持管理ならびに大規模な保守管理および修復を対象としたものである。いくつかのダムに、2020年までに総容量8,300kWのマイクロ発電所を配備する計画が進行中である。
- ・フランスにおける揚水貯蔵水力発電所（STEP）の潜在力の最適化。欧州委員会のプロジェクトの一環として、EDFはル・シェラのSTEPにおけるタービン発電機のユニットの1つにつき、これが変速的に稼動できるようにするために変換するプロジェクトを開始した。
- ・エネルギー政策指針（「第2 3（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）を定める2005年7月13日付法律（POPE法）において特に詳述されている「余剰発電」の可能性（例えば、既存の水力発電所の容量の増加）の検証。この検証の目的はピーク時の需要への対応策の開発に貢献することである。2011年5月31日付の命令に従い、EDFはサヴォワ県にあるラ・バティ発電所の既存のユニットについて、電力網において利用可能な容量を45MW増加させるように適応させている。同様に、2011年12月18日付命令により、EDFは、セール・ポーンソン発電所の委託契約において容量を約55MW増加させることが承認された。最終的に、2013年6月17日付命令に従い、EDFは同じくサヴォワ県のラ・コッシュのSTEPにおいて、新たな

タービン発電ユニットの設置を開始した。240MWの容量を有するこのペルトンのユニットは、フランスにおけるこの技術について最も影響力のある例となる見込みである。これにより、既存の施設の容量は20%増加し、毎年追加で約100GWhを発電する予定である。POPE法の規定に基づくその他のプロジェクトも、検討されている。

- ・設備のアップグレード中に容量を増設する機会を得ること。2010年にEDFは、ルバンのSTEPの大規模な改修作業中に、設備のパフォーマンスを改善する機会を得た（これにより、808MWの最大容量を有するSTEPのエネルギー生産量が約20%増加した。）。
- ・委託契約更新の一環として、既存設備のアップグレード（近代化、最適化された発電等）を採用する。これにより、中部ロマンシュの委託契約更新および2010年12月31日に公表された命令に従い、EDFは、6基の既存の小水力発電所の建設の代わりに、93MWの容量および既存の発電所よりも155GWh多い560GWhの発電容量を持つ新たな地下発電所（ロマンシュ・ガヴェ発電所）の建設工事を開始した。

EDFはまた、地域的および地方の開発に対する支援を受けて、その事業体により追求される戦略の範囲を強化した。このアプローチは、「1地域に1つの川」開発プログラムを構築したことに示されており、このプログラムにより2013年末までにフランス南西部、すなわちロデズのロット、タルヌおよびトゥルイエールの渓谷）、チュールのドルドーニュ渓谷およびフォワのピレネー渓谷において3つの機関を開設した。2014年に、このプログラムはサヴォワ地方、スッド・イゼール・ドローム地方およびデュランス・メディテラニー地方の3つの新たな機関ならびにタルブのピレネー渓谷のデスクの開設をもって全国的な展開を続け、これによりフランスにおける機関は合計で6つとなった。

「1地域に1つの川」プログラムにより、これらの地域とその地域社会との間で新たな関係が構築され、2014年にはプログラムの当局により組織されたいくつかのイベントが行われた（新たな事業機会の創設を促す革新的な木工細工ワークショップおよび製造のノウハウに関する一連のワークショップ等）。2014年に、「1地域に1つの川」プログラムの投資ファンドを通じた技能ベースのスポンサーシップまたは財政支援によって、当グループの水力発電施設が位置する渓谷における労働市場にプラスの影響を及ぼす革新的なプロジェクトの誕生を支援するために、10件の申請についての検討が行われた。

(ホ) 火力発電

2014年、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1.5%を占めた。平均稼働年数が26年のこの発電設備は、（総設備容量13,695MWに対して）総稼働設備容量11,205MWを有していた。

火力発電方式は、高い感応性および柔軟性（立上りが迅速で、電力調整が可能である。）を有し、長期間にわたり操業停止（待機）を行うことができ、またはすぐさま運転を再開することができ、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。

さらに、最も近代的な火力発電所は、有効な最新の指令の環境要件を満たしている。

火力発電方式は、生産と消費の均衡をリアルタイムで確保し、電力消費の変動に対応していくためのエネルギー構成における不可欠な要素の1つである。水力発電設備の一部（貯水池および揚水発電所）とともに、火力発電方式は、ミッドメリット時およびピークロード時の電力要求に対処するために使用される。したがって、火力発電所は顧客の消費（または需要）の変化に対応してEDFの発電容量を調整する上で重要な役割を果たす。

(a) EDFの火力発電施設

2014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る。（この表においては、マルティエグの3基の燃料油火力発電ユニットの操業停止が考慮されている（「第2 3（2）①（i）（ホ）（b）火力発電に関する課題」を参照。））。

燃料	ユニット 容量 (MW)	2014年12月 31日現在 稼働 ユニット数	総容量 (MW)	開始年	過去3年間のエネルギー生産量 (TWh)		
					2014年 12月31日	2013年 12月31日	2012年 12月31日
石炭	250	5	1,235	1966年から 1971年まで	5.8	14.0	12.7
	580	3	1,740	1983年および 1984年			
燃料油	535	1	535	1975年	0.1	0.2	0.8
	585	3	1,755	1968年から 1974年まで			
	685	4	2,740	1976年および 1977年			
燃料油および 二重燃焼ター ビン	85	4	340	1980年および 1981年	0.1	0.1	0.2
	203	1	203	1992年			
	134	1	134	1996年			
	125-129	2	254	1997年および 2007年			
	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	1.1	1.3	1.2
	465	2	930	2012年および 2013年			

フランス本土において運転中の火力発電の設備容量は11,205MWであり、2011年に操業開始したブレノのコンバインド・サイクル・ガス・タービンならびに2012年および2013年に操業開始したマルティエグの2基のコンバインド・サイクル・ガス・タービンが含まれる。これらは、フランスにおけるEDFの最初のコンバインド・サイクル・ガス発電所であり、ヴィトリー・シュル・セヌ（アリギ）、ヴェール・シュル・マルヌおよびモンローにおいて操業を開始した極度のピークロード時（「極度のピーク」とは年間の稼働時間が200時間より少ない発電所をいう。）に対応することのできる高応答性の設備である燃焼タービンにおいて行われた投資を補足している。さらに、モンローの燃焼タービン2基は、天然ガスまたは国内産燃料油を利用して運転することができ、その柔軟性をさらに高めている。

2014年末現在の予備の火力発電容量が2,490MWであるのに対して、フランス本土におけるEDFの火力発電所の総設備容量は13,695MWである。

(b) 火力発電に関する課題

ミッドメリットロード容量需要を満たすための最新の石炭火力発電ユニットによる発電方式の刷新

ミッドメリットロード容量について、最新の（すなわち、最も効率的な）石炭火力発電ユニットを維持することは、競争力のある容量を確保するための最善の解決策である。

特に、最新の600MW石炭火力発電ユニットは、火力発電設備の中で最も燃費が良い（より効率性の高い、臨海にあるユニットおよび大規模容量用地）という利点を有する。その能力はそれらの発電の柔軟性とともにより重要な利点である。それらの設備は、燃焼排ガスの脱硫および脱硝システム（二酸化硫黄排出の90%を削減し、酸化窒素排出の80%を削減する。）を装備している。これらのプロセスは、ユニットに2008年以降適用されている環境規制を遵守していること、また2015年より実施される予定のより厳格な規制を満たしていることを意味している。これらの石炭火力発電ユニットの改修プログラムは、信頼性を高め、2035年までその耐用年数を延長することを目指して、現在進行中である。

しかしながら、EDFは、環境規制における制限のため、250MWの石炭火力発電ユニット9基の稼働を停止することを予定している。これらのユニットのうちの2基（ブレノ3および4）は2014年に操業停止され、2013年には別の2基が既に操業停止されているため、これにより閉鎖されたユニットは4基となった。残りの5基のユニットに関し、来たるべき操業停止を考慮した保守管理プログラムが策定されている。

ピーク時の需要を満たすための燃料タービン設備の強化および燃料油火力発電所の改修

2007年以降、EDFは、ヴィトリー・シュル・セヌ（アリギ）、ヴェール・シュル・マルヌおよびモントローの敷地において、燃焼タービンを通じた極度のピーク時の容量が1,060MWの発電所の操業を開始した。この速応型の設備は、電力消費量の高い期間中に稼働する。

さらにEDFは、このように2016年から適用される環境規制を遵守しつつ、2023年までの操業が可能となるように、窒素酸化物を排出しない燃焼器を有する燃料油火力発電ユニット2基を設置することを決定した。

コンバインド・サイクルの火力発電所の近代化

2011年にブレノの敷地においてフランスで最初のコンバインド・サイクル・ガス発電所（CCGT）の操業が開始し、また2012年にマルティエグにおいて最初のコンバインド・サイクル・ガス発電所の操業が開始した後に、EDFは2013年にマルティエグにおいて2番目のコンバインド・サイクル・ガス発電所の操業を開始した。マルティエグのコンバインド・サイクル発電所は、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改良したものであった。この発電ユニットの改良は欧州で初めて行われたものであった。マルティエグの敷地の容量は930MWであり、その発電量は従来型の火力発電ユニットの発電量を50%超上回るものである。これらの火力発電所の改修および近代化プロジェクトにより、EDFは二酸化炭素、二酸化窒素および硫黄酸化物の空気中への排出を削減することができる見込みである。さらに、燃料油火力発電ユニットは、極少の硫黄含量の燃料（硫黄含量0.55%未満）を現在使用している。

マルティエグの改良プロジェクトの完了とは別に、2011年12月に、EDFはGeneral Electricのフレックス・エフィーシェンシー50の技術に基づく次世代コンバインド・サイクル・ガス発電所について、General Electricとの共同開発に取り組むことを決定した。この共同開発によって、容量については、30分未満に575MWの発電が達成可能であり、（基準型のCCGT発電所における57%から58%の間の平均発電量に対して61%の）発電量を有するという革新的な特性を持ち、基準型のCCGT発電所の二酸化炭素排出量を平均10%下回るといふ、良好な環境パフォーマンスを提供するコンバインド・サイクル発電所を操業する機会が提供される予定である。フランス北部のブションの敷地における建設が2013年4月に開始した。2016年より、2年間をかけてプロトタイプの検査が行われ、検査が完了したことを条件に、EDFに引き渡される予定である。

二酸化炭素の捕捉および貯蔵（CCS）テクノロジーの分野では、EDFグループは、産業パートナーとともに、燃焼後および酸素燃焼物捕捉プロジェクトに参加し、二酸化炭素の輸送および貯留に関する研究を行っている。二酸化炭素の捕捉に関する実験装置が、ル・アーブルの敷地において2013年に作動した（「第3 6（2）①競争力のある無炭素発電構成の強化および開発」を参照。）。このプロジェクトは、その25%がADEMEによって調整された研究実験装置ファンドを通じての融資の提供を受けており、Alstomとのパートナーシップにより実施されている。この実験装置により、石炭の燃焼により発生する燃焼排ガスの中に発見される二酸化炭素について、燃焼後のアミンをベースとした捕捉（アンモニアをベースとした化合物を利用して二酸化炭素を捕捉することにより構成される化学過程）の影響について実験を行うことが可能となり、これに伴い工業環境にお

ける新たな技術の影響の評価および運転中の柔軟性の分析が行われた。この試みでは、およそ2,000トンの二酸化炭素を捕捉する結果となり、これにより技術の産業的な実現可能性が立証されている。この実験装置は、現在は動作していない。

環境規制の枠組みの展開

今日、EDFの火力発電所は、環境保護指定施設（*Installations classées pour la protection de l'environnement*、またはICPE）に適用される規制、温室効果ガスの排出に関する規制および大気環境に関する個別規制に照らして稼働されている（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

EDFのフランス本土における発電所からの二酸化炭素の総排出量は、2014年に6.2百万トンに達した（EDF（SEIを含み、PEIを除く。）の範囲内において、2014年の総排出量は、8.0百万トンであった。）。

EDFは、旧型の火力発電所の操業停止、最新の発電所の改築、公害軽減のための手順の実施および硫黄含有量の低い燃料の使用により、1990年から2020年の間に二酸化炭素排出量を30%（トン単位で測定される。）を削減し、2005年から2020年の間に硫黄酸化物、窒素酸化物および煤塵の排出量を少なくとも50%削減することを目標としている（「第2 3（5）法令および規制に関する環境」を参照。）。2014年末には、これらの目標のすべてが達成されたが、硫黄酸化物の排出量の削減は例外であり、2005年以降の削減はおよそ40%であった。この硫黄酸化物排出量削減目標は依然として変更されていない。

発電および技術的実績

火力発電量は、2014年に6.9TWhとなった。これはフランス本土のEDFの発電量の約1.5%に相当する。

2014年において火力発電所のすべての部品の信頼性が確認されており、これは欧州の基準に従っている。最適化サービスからの要求に対して燃焼タービンおよび燃料油ユニットにより達成された反応率は、2014年において非常に良好であった。予定外の供給停止を最小限にすることは、ミッドメリット時およびピーク時の発電に利用される火力発電所のような施設にとって最も重要な目標である。年間を通して変動的に必要とされるかかる発電方法は、最高水準の安定性および供給力を確保することにより、システムの安全性を確実にすることを最優先事項としている。2014年において、石炭ユニットは5.8TWhを供給し、CCGT発電所は1.1TWhを供給し、燃料油ユニットは71GWhを供給し、燃焼タービンは48GWhを供給した。

マルティエグの敷地は、2015年2月5日に火災に見舞われた。それ以降、CCGT（ユニット5および6）は両方とも操業停止している。この火災により、ユニット6の蒸気タービンが損害を受け、ユニット5および共通エリアに対して二次的な損害が及んでいる。現場チームの迅速な対応のおかげで、影響は抑えられ、負傷者は出なかった。この敷地を保護する活動、清掃、専門家による評価および分析が現在行われている。ユニット5は遅くとも2015年6月には復活し、ユニット6は2015年から2016年の冬までには復活する見込みである。火災が保険の適用を受けているため、EDFが負担する復旧費は、限られた額となる見込みである。

既存発電所の廃炉

EDFは、既存の火力発電施設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（「第6 1（1）連結財務書類」の2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記30を参照。）。

2014年において、EDFは、永久に操業停止した発電所において廃炉化作業を継続した。

（ii）販売およびマーケティング

（イ）フランス市場について

（a）需要

2014年の国内ガス消費量は、2013年と比較して16.5%減少し、390TWh（出典：GRTgaz、2014年の消費報告。）となった。気候の影響の調整後、ガスの国内消費量は5.4%減少した。

2007年7月1日以降、フランスの市場は電力およびガスの販売について、完全に開放されている。すべての顧客は、エネルギー供給業者を自由に選択することができる。顧客は、いつでも事前の通知を行うことなく、自ら選択した供給業者からの市場価格での提供を自由に選択することができる。

主要な競合企業であるGDF SUEZは、フランス本土に11百万超のガスおよび電力顧客を有する、最大手のガス供給業者でもある（出典：gdfsuez.com のウェブサイト（欧州における電力部門に関する説明報道資料。））。企業および地方自治体の顧客セグメントにおけるその他の主要なガス供給業者は、Tegaz、ENI、Gaz Natural、Gazprom、E.ON(SNET)およびAntargazである。住宅用顧客セグメントにおいては、Direct ÉnergieおよびENIが最大の供給事業者である。

2011年7月1日以降施行されている2010年12月7日付のNOME法により、電力およびガスの供給に関する特定の規則が定められている。かかる法律の主要な規定は、エネルギー法において成文化されており、以下のとおりである。

- 約40社の電力供給業者がEDFとの枠組契約を締結し、この数字は2013年と比較して変動はなかった。利用可能な半年間の供給量は、およそ35TWhほどわずかに増加した。この増加は、2014年1月1日以降に電力網事業者が減少したことにより利用可能とされたARENHの量に相当する（「第2 3（2）①（iii）（ホ）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）」を参照。）。

・自社の発電容量

- ・2014年においてARENHに接続された71.3TWh
- ・供給量入札の仲介（バーチャル・パワー・プラントまたはVPP）（「第2 3（2）①（iii）（ハ）供給量入札」を参照。）を通じてEDFグループが2014年に利用可能となった3.0TWh（特定の数字の合計に相当する額であり、小数第1位まで四捨五入されている。）。
- ・輸入
- ・電力卸売市場

電気および天然ガスの規制料金に対する権利

NOME法の導入以来、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以下の契約に加入している家庭用および非家庭用最終消費者：これらの顧客は要望により規制販売料金の恩恵を得る。かかる顧客は法的な期間制限なく、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。
- ・その敷地の電力に関し、36kVA以上の契約に加入している非家庭用最終消費者：NOME法の発布日に規制販売料金からの恩恵を得ている顧客および発布日以降に新設された敷地のみが、2015年12月31日まで継続して恩恵を得ることができる。かかる顧客は、毎回1年間は契約することを条件として、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。2016年1月1日以降、かかる顧客は、これらの敷地における消費に関し、規制販売料金からの恩恵を得ることはできない。

- ・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家庭用および非家庭用最終消費者：これらの顧客は要望により規制販売料金の恩恵を得る。

EDFおよび地方配電会社（*Entreprises Locales de Distribution*またはLDC）のみが、規制販売料金で電力を供給することができる。

2014年3月17日に公布された消費に関する法律第2014-344号により、天然ガスの規制販売料金に対する権利を定義する原則は修正された。ガスに関する状況は、顧客カテゴリー別に、今後は以下のとおりとなる。

- ・年間30,000kWh未満の天然ガスを消費する、家庭用および非家庭用最終顧客：これらの顧客は要望により天然ガス規制販売料金の恩恵を得る。したがって、かかる顧客は法的な期間制限なく、規制料金および市場価格を混合させることができる。
- ・年間30,000kWh超の天然ガスを消費する、家庭用および非家庭用最終顧客：これらの顧客は、一度市場価格を選択した場合は、規制料金の恩恵を要求することはできず、また以下の日以降はこれらの料金の対象とはならない（2つの例外が規定されている。（a）年間150,000kWh未満を消費する主に居住用建物の単独の所有者またはかかる建物の共同所有者の団体は、その後もこれらの料金の対象となる消費敷地の規制料金から恩恵を得ることができる。（b）未だに規制料金の対象となっており、その消費量が年間100,000MWh未満のLDCは、2015年12月31日まで引き続きかかる料金の恩恵を得ることができる。）。
 - ―送電網につながっている非家庭用顧客については、2014年6月18日。
 - ―年間200,000kWh超を消費する非家庭用顧客については、2014年12月31日。
 - ―年間30,000kWh超を消費する非家庭用顧客については、2015年12月31日。

GDF Suezおよび地方配電会社のみが、規制販売料金で天然ガスを供給することができる。

料金体系および統合電力料金原則

料金体系には、電力販売に適用される規制料金の範囲が含まれる。フランス本土における敷地に対する電力供給については、以下の3つの料金が存在する。

- ・青色料金：最大契約電力が36kVA以下である低電圧供給の最終消費者に適用される料金。
- ・黄色料金：最大契約電力が厳密に36kVA超である低電圧供給の最終消費者に適用される料金。
- ・緑色料金：（1kV超の電圧に接続している）高電圧供給の敷地に対する電力供給に適用される料金。

これらの料金の変更は、エネルギー大評議会（*Conseil Supérieur de l'Energie*）およびCREの助言的見解を受け、フランスの経済およびエネルギー担当大臣からの指示によって設定される。2015年12月7日より、これらの変更はCREの実証された提案によって設定され、CREの決定を受領した後3か月の期間内に経済担当大臣および／またはエネルギー担当大臣からの反対がない場合に承認されたとみなされるものとする。

これらの規制料金は、従来の供給業者（EDFおよびLDC）により提供される。これらは、容量提供についての手数料および消費量に比例する変動部分を含み、これに時刻または季節によって調整される価格が加えられる。料金の範囲は、顧客の消費量の変化を様々な選択肢（例えば、住宅用顧客のピーク時／オフ・ピーク時）と併せて考慮するように設定されている。

この料金は、以下の要素をすべて含むため、「統合」されたものとして知られている。

- ・「供給」部分（料金費用の約60%。青色料金を支払っている住宅用顧客の場合、税金を除く。）には、ARENHに係る費用および補足供給費用（容量の保証、顧客管理および供給に係る費用に加えて供給業務に係る通常の報酬を含む。）の追加分に対応した「エネルギー」部分が含まれる。
- ・RTEの運営する公共送電網および配電網事業者の運営する公共配電網を利用する費用を含む「電力網」部分（料金費用の約40%。青色料金を支払っている住宅用顧客の場合、税金を除く。）。「配電」部分ともいわれる。

2009年8月12日付命令を修正する2014年10月28日付命令では、各料金カテゴリーについて、「電力の規制販売料金の水準は、EDFおよび地方の配電会社による規制料金での電力の供給活動の費用に加えて、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に係る費用、電気の卸売市場における補完的購入に係る供給費用（容量の保証、電力供給に係る費用および商業費用ならびに供給活動に係る正常利益を含む。）を考慮に入れたうえで決定される。」と実際に規定されている。この費用累積による料金の設定は、2014年11月1日に有効となった。

さらに、公共サービス事業の一環として、EDFはまた、2005年1月1日以降、2004年4月8日付命令第2004-325号に定められた手順に従い電力の基本必須料金（*Tarif de Première Nécessité*またはTPN）を課している。この命令は、供与条件を満たすすべての顧客に対する料金の自動割当てを可能にすることを目的として、2012年3月6日付命令により改定された。2013年4月15日に公布された法律第2013-312号（ブロッツ法）により、より多くの消費者がこれにより恩恵を得られるように、基本必須料金に対する資格条件が修正された。また、すべての電力供給業者がこの基本必須料金を提案しなくてはならない旨も定められている。現在議会により審議中であるグリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案では、2016年12月31日までに、その参照税金収益が上限を下回る顧客が、電力請求書または家庭におけるエネルギー効率を高めることを目的とした費用の一部をエネルギー小切手で支払うことを可能とすることを目指したTPNの代替策について規定している（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制」を参照。）。

最後に、フランス・エネルギー法第L.445-5条により成文化されている2003年1月3日付法律第2003-8号第7条（2008年8月13日付命令第2008-778号により追補済み。）により、すべての供給業者によって提供され、すべての最終顧客に転嫁される負担金を財源とするガスの特別責任料金が導入された。

規制料金から恩恵を受ける顧客は供給、配電および関連税金に関して1枚の電力請求書を受領する。かかる請求書には、CREの提案（「第2 3（2）②（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。）に基づき設定された公共送配電網使用料金（*Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité*またはTURPE）を基に計算される電力網使用費用部分が記載される。したがって、発電および販売・マーケティング事業と送配電事業との区別は、強調されている。以下の税金および負担金が電力請求書に記載される。

- ・VAT（付加価値税）
- ・電力公共サービス（*Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité*またはCSPE）（「第2 3（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）に対する負担金。これは2012年7月1日には1MWh当たり10.50ユーロと設定され、2013年1月1日には1MWh当たり13.50ユーロと設定され、2014年1月1日には1MWh当たり16.50ユーロと設定され、最終的に2015年1月1日には1MWh当たり19.50ユーロと設定された。2015年1月1日以降、CSPEには1消費施設当たり年間627,783ユーロという上限が設定され、年間7GWhを超える電気を消費する事業会社が支払うべきかかる負担金の総額には、さらにその追加の額の0.5%の上限が設定されている。
- ・電力最終消費税（*Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité*またはTCFE）に係る地方税がEDFにより徴収され、地方自治体に対して返還された。
- ・年金制度（「第2 5（3）②社会保障政策」を参照。）の手数料部分を賄うCTA課税（*Contribution Tarifaire d'Acheminement*）。

全国エネルギー小売事業者協会（*Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie* またはAnode）による申立てを受けて、国務院は、2014年4月11日付で、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間にわたり、規制料金に係る2012年の料金決定を無効とし、2014年7月28日付の新たな命令が2014年7月31日に官報において公表された。この命令は、青色料金の顧客の送電システムを5%まで再調整するものであった。EDFグループの売上げに対する影響は、2014年において921百万ユーロと見積もられ、予定されている。2014年12月に、EDFは、関連する顧客（または2015年3月における青色料金の住宅用顧客）の通常の請求スケジュールに従って送付された請求書により、かかる金額の請求を実施した。

2014年11月1日現在、規制販売料金の値上がり（税金を除く。）は、2014年10月30日付命令に従い、平均で住宅用青色料金につき2.5%、黄色料金につき2.5%および緑色料金につき3.7%であり、事業用の青色料金については平均で0.7%下落した。この変動は、それぞれの色の料金内で同一ではなかった。これは、2014年10月30日付のCREの見解に従い、それぞれの費用をより良く埋め合わせる選択を行うことによって調整された。

さらに、電力のLDCに対する販売に係る料金に関連して、2014年10月30日付の別の命令が11月1日付で有効となり、2014年11月1日より3.1%の料金の値上がりが導入された。

（d）市場価格に基づく契約

フランスでは2007年7月1日以降、すべての顧客は、規制販売料金を事前の通知なくいつでも自由に停止することができ、EDFまたは別の供給業者により提案された料金に切り替えることができる（ただし、36kVAを超える電力を契約している顧客で、2010年12月7日の後にその権利を行使し、規制料金に戻ることを選択した場合、最低でも1年は現行の料金を継続しなければならない（「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約」を参照。）。）。

送電網に接続する顧客で、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、選択した供給業者と、その電力供給および配電に関して1つの契約を結ぶことができる。かかる顧客の電力請求書には、電力供給料金、公共送配電網使用料金（TURPE）ならびに「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約」に概要が記載されている政府により義務付けられた料金（VAT、CSPE、TCFEおよびCTA）が含まれる。

（ロ）顧客部門

フランスにおけるEDFの販売およびマーケティング活動は、顧客部門により運営管理されている。

（a）供給の概要および供給戦略

EDFは、エネルギーおよびサービスを約27.2百万の顧客口座（海外およびコルシカを除く。）、すなわち33百万超の敷地に対して市場で販売している。供給は、当グループの市場リスク方針に従って展開され、実施されている。

電力市場において、EDFの電力売上高は2014年に353.8TWhとなり、市場シェアは78.8%となった。2013年の電力売上高は380.6TWhであり、市場シェアは79.7%であった。

EDFはすべての種類の顧客にガスを供給している。

2014年、EDFは1.1百万超の顧客へ19.6TWhのガスを販売し、市場シェアは4.7%であった。2014年末現在、EDFは、1百万超の住宅用顧客へガスを供給した（これに対し、2013年末現在では、900,000未満の顧客へガスを供給した。）。

顧客にガスを供給するために、EDFはその子会社であるEDF Tradingを通じて（北および南の送電地点における）ガス市場および石油製品市場に参入し、中長期の資産（分子的資産およびロジスティック資産）も保有している。顧客部門は、各顧客セグメントに特有の課題およびリスクに基づきソーシング戦略を確立している。

EDFは、卓越した顧客関係により、また顧客のニーズに応じた付け値を提示することにより、顧客にとっての魅力を保つことによってポートフォリオの価値を上昇させようと努めている。この目標を踏まえたうえで、EDFは運営上のパフォーマンスの強化と同時に、複数のチャンネルに依拠した供給および顧客関係に係る戦略を実施している。

EDFの電力供給提案は、需要量を管理しピーク時の消費を平坦化させることを促すようなインセンティブを提供することによって、エネルギー効率の概念を一体化するものである。提供する範囲は、スマート・メーターの配備に応じて、徐々に拡大する予定である（「第2 3（2）②（ii）（ホ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」を参照。）。

電力供給およびガス供給に加え、当グループは、すべての市場分野において、エネルギー効率と分散型発電に関する活動および投資において顧客を支援している。2013年以降、EDFグループは、主にフランスおよび欧州における企業顧客および地方政府向けのエネルギー・サービスの全事業を、エネルギー・サービス部門内にまとめた（「第2 3（4）①（iii）エネルギー・サービス」を参照。）。

EDFグループは、顧客が自らのエネルギー消費をより良く管理することができるようなエネルギー効率に係る提案を提供し、または顧客を適切なパートナーと接触するように提案する。

この手順は、2005年7月13日付のエネルギー政策指針法および2010年7月12日付のグルネル第二法案（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）の目的ならびに政府の家庭用暖房の革新に向けた目標に沿っており、これによりEDFはすべての顧客とともに実現した行動の見返りとして省エネ証書（*Certificats d'Économies d'Énergie*またはCEE）を取得することができた。この枠組みの中で、EDFは高機能な電力ソリューション（断熱性の高い建物内のヒートポンプ、電気自動車等）の開発に寄与している。EDFは、フランスにおいてCEEを発行している有数の事業者である（「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」を参照。）。

2006年に導入されたCEEの構想は、とりわけエネルギー効率に関する2012年10月25日付指令により定められた目標の達成に寄与するべく、2015年1月1日に変更され、第3期（2015年－2017年）の国民の義務は第2期の2倍の700TWhに設定された。CEEの制度は、財務的なインセンティブ（税額控除、ゼロ金利の規制エコ・ローン（*prêt réglementé à taux zéro*またはEco-PTZ）等）に加えて、現在議会により審議中のグリーン成長に向けたエネルギー遷移に係る草案により定められた、2017年に開始する年間500,000世帯のエネルギー・リノベーションの目標の達成に寄与する構想の1つである。

また、EDFは周知された持続可能な地域における行動により、エネルギー送電における主要事業者としての地位を確立している。EDFは、スマート・メーターの配備に向けて準備を進めており、将来的な高性能電力システムの促進にも取り組んでいる。実際にEDFは、主要な出資者、設備の供給事業者、通信事業会社、産業界および学会とともに、グラン・リヨン地区の25,000の消費者（個人、企業および地域社会）向けに、かかる顧客がエネルギー消費に詳しくなり、これを理解する手助けを行い、またその消費を削減する手助けとなるような、革新的な電力ソリューションの実験である、スマート・エレクトリック・リヨンのデモンストレーター等のプロジェクトの設計および開発に参加する中で、サービスの提供についての実験を行っている。

EDFグループは、エネルギー送電において地元企業の基準パートナーとなることを目指している。基準パートナーは、地元の再生可能エネルギーを生み出し、緑地地域を開発することを目指すエネルギー効率化プロジェクトにおいて、地元企業を支援する。EDFグループは、とりわけ電気自動車の開発に携わっている。EDFグループはフランス全土にわたって存在しており、フランスの人口および産業ネットワークならびにすべての地方当局との強力なつながりを維持している。EDFグループの存在感は、エネルギー効率化に関連する当グループの価値（すなわち顧客への近接性、サービスの継続性、専門性および連携等）を実体化することに役立っている。

最終的に、当グループは、エネルギーの請求金額が不安感を悪化させる要素にならないように活動を行っている。30年間近く、EDFは支払いの援助、家計の支援および保護といった3つの面で、エネルギー不足と闘い、これを防ぐ努力を中心となって行ってきた。エネルギーの社会的料金の導入およびこれに関連する保護策に加えて、EDFは、厳しい状況にある顧客の支援を行い、住宅向け共有基金（FSL）および「生活向上」プログラムに対して貢献している。EDFのアプローチは、公的機関およびエネルギー供給不足の防止を目指す関連分野における事業者とのターゲットを定めたパートナーシップにより補完されている。

（b）顧客の種類別の業務

A．住宅用顧客

2014年12月末現在、EDFは、約27.5百万の住宅用電気供給地点および1百万超のガス供給地点を有していた。2014事業年度において、電力販売量は128.4TWhまで増加し、天然ガスの販売量は9.3TWhであった。

EDFは、省エネを行うべく顧客に寄り添うことにより、継続的に顧客の信用を向上させるように努めている。

EDFは、近接性、個性化および積極性を伴う以下の9つの「EDFと私のコミットメント」を実施した後の顧客との信頼感のある対話を重視している。

1. 顧客のニーズに合った提供の提案
2. 公平な請求
3. 柔軟な個人別の支払方法の提示
4. 簡易なインターネットの提供および当社のアドバイザーによる配慮
5. 顧客にとって有用な場合には連絡を取る
6. 顧客に対して省エネのための具体的な解決策を探す手助けをすること
7. 可能な限り速やかに補償すること
8. クレームがあった場合には即座に対応し、または処理にかかる時間を知らせること
9. 困難な時にアシストすること

2014年にはEDFにより顧客の要求が処理された後に、顧客の90%超が満足であると答えている（出典：BSC満足度バロメーター）。

EDFは、次第に要求が厳しくなり変わりやすい顧客の行動の変化に対応するために、近代的な「多重チャンネルの」関係を提供している。これにはインターネットの利用（固定サイトおよびモバイル・サイト、スマートフォンのアプリケーション）および様々な顧客への連絡方法の開発（ウェブ上でのコールバック、電話でのチャットおよびビデオ会議等）が含まれている。

エネルギーの提供

EDFは、住宅用顧客に対して主に規制販売料金で電力を提供しているが、2007年以降は市場価格でも天然ガスおよび電力を提供している。

住宅用顧客市場（約30百万件の問い合わせ、年間約100百万の顧客への請求および約9百万の安全なインターネット上の顧客スペース）における供給活動に関して、EDFは複数のチャンネルに基づく顧客関係戦略を提供している。これには、午前8時から午後9時まで週6日営業でサービスを提供する顧客サービスセンター（CRC）、自動音声応答システム、ショッピング・ネットワーク、インターネットのサイト、契約管理に安全にアクセス可能なスマートフォンアプリが含まれる。

住宅用顧客へのサービス

住宅用顧客に対して幅広い提供およびサービスが提案されている。

- ・省エネ専用のサービス：多様な暖房システムまたは断熱ソリューションに関するアドバイス、修繕工事計画に伴う個別支援、EDFのPartenaires Bleu Cielからの見積りの要請ならびに住宅修繕プロジェクトのためのEDFの財務パートナー（Domofinance）からの財務ソリューションの利用。これらすべてのサービスはインターネットにおいて入手可能であり、これにより家庭における省エネに話題を絞った公開討論の枠組みにおけるEDFの専門家またはその他のインターネット利用者との対話が可能となる。
- ・その他のサービス：口座のペーパーレスの管理方法（イー・ビルディング、推定利用ではなく正確な利用による毎月の支払い（*Relevé confiance*）、オンライン代理店等）、利用可能な保険サービス（電力請求保険（*assurance facture énergie*またはAFE）、電気および配管の故障点検のサポート（*assistance au dépannage électrique et plomberie*またはADEおよびADEP）ならびに商品の監視（*Suivi conso*）。

省エネ証書（CEE）の獲得

住宅用顧客に関し、高性能の材料およびパートナーを重視した方針に基づき、住宅の保温効果に係る修繕についてCEEを獲得し、これにより建設および修繕の専門業者は、EDFの技術照合システムの遵守を条件として、EDF「Bleu Ciel」パートナーに指定されることによる恩恵を受けることができるようになった。かかる指定の利用は、その条件を正確に規定し、パートナーからEDFに支払われる使用料の額を設定する使用許諾によって保護されている。このパートナーのネットワークにより、自宅の修繕を行おうとする顧客は、エネルギー効率性についての資格を有する専門業者を利用することが可能となる。

EDFはまた、以下のような省エネに係る研修活動および省エネの促進に貢献している。

- ・建設専門家のための省エネ研修（*Formation aux Économies d'Énergie des des acteurs du Bâtiment*またはFEEBAT）：この計画は、専門建設業団体およびフランス環境エネルギー管理庁（*Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie*またはADEME）とともに、保温効果に係る修繕の市場に対応するための企業の能力を養うことを目的としている。2008年以降、省エネ証書制度の枠組みにおけるEDFの融資を受け、133,000を超える専門家が研修を受けることができた。この制度は、設備の販売業者および第一次請負業者も利用することができる。
- ・「環境グルネル法」規則（*règles de l'art "Grenelle environnement"*またはRAGE）の改変：2007年11月に、専門建設業団体の設置とともにエコロジー・エネルギー・持続可能開発・海洋担当大臣のイニシアチブにより開始されたこのプログラム

は、環境グルネル法の環境課題を考慮に入れた事業に技術的に支援することを目的としている。とりわけFEEBATといった研修ガイドラインの再度の更新および統合により、これらの新規規則は実施する修繕の質を改善することができる。

CEEに関する規制枠組みについては、「第2 3 (5) ⑥ (i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。

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。EDFは、以下の3つの方法で困難な状況にある顧客を支援している。

- ・支払いの援助。エネルギーの社会的料金の設定を含む。
- ・家計の支援。これによりEDFは、困難な状況にある顧客のニーズを満たす柔軟なソリューションを提供することができるように、全国の従業員を動員する。
- ・保護。エネルギー不足に関する研究、良好なエネルギー管理の慣行の教育および困難な状況にある人口集団によるエネルギー効率化のソリューションへのアクセスに関する分野を対象とする。

支払いの補助に関しては、EDFは苦境に陥り不安定な状況にある人々に役立つために設けられたCSPE財政計画を実施している。低収入の顧客は、電気料金および天然ガス料金の請求額についてエネルギー補助金を受けることができ、さらにサービスの当初の設定に係る費用の返済を受けることができる。2012年3月以降、基本必須料金（TPN）および特別連帯料金（TSS）がエネルギー供給会社の顧客と識別されたすべての資格ある利用者に自動的に付与されている。EDFはこれに対して積極的に取り組んでおり、かかる補助の利用者の数を増加させることに協力し、2014年末現在では、TPN利用者の数は約2.33百万、TSS利用者の数は130,000に達した（コルシカおよび海外県を含む。）。この増加はまた、TPNの適格性の閾値を引き上げたこと（家庭の参照税金収益に基づく基準を追加し、補助を受けている社会住宅を拡大したこと）に起因するものでもある。

2014年、EDFは、経済的困難に直面している顧客の未払請求額の清算を支援する住宅向け共有基金（FSL）に対し、23.3百万ユーロの寄付を行った。この基金は、およそ200,000の家庭を援助した。

法的義務に加えて、EDFは「エネルギー・ガイダンス」の提供を促進しており、これには、料金、使用量、エネルギー管理およびカスタマイズされた支払条件に関するサービスおよび助言が含まれる。2014年には500,000名を超える人々がこれによる恩恵を受けた。

経済的に恵まれない人々により近づくため、EDFは店舗ネットワークに加えて、180の受付センターを提供している。多重サービス仲介情報センター（*Points d'information médiation multiservices*またはPIMMS）、2011年10月以降パートナーとなっている全国住宅情報機関（*Agence nationale d'information sur le logement*またはANIL）およびその他地方団体といった社会問題の調停に特化した非営利組織との間でEDFが締結した多数のパートナーシップにより、これらは情報交換と仲介の場所とされ、公益事業の利用を促進するものと認識されている。

EDFはまた、「メディアテール」プログラムの枠組みにおいて、とりわけ社会貢献地域センター（*centres communaux d'action sociale*）、SOS Families/Emmaüs France、Secours Catholique（カトリックの救済）およびSecours Populaire（人民救済）、赤十字、Unis-Citésといった非営利組織ならびにCrédit Agricole（低所得家庭を支援する *Points Passerelles*）とともに、エネルギー管理意識向上のための運動を支援している。2014年、EDFは一方でFédération des PACT、もう一方でrégies de quartiersとの2つの新たなパートナーシップを結んだ。

EDFはまた、社会福祉住宅賃貸人または「*Toits d'abord*（まずは屋根を）」プログラムを通じたFondation Abbé Pierreとの多くのパートナーシップを通じて、住宅修繕の支援のための活動を財政的および技術的に支援している。

EDFは「生活向上」プログラムの枠組みにおいて、全国住宅リフォーム協会（ANAH）との取組みを追及している。グルネル第二法への対応として政府の保護に基づき、2011年に締結され、2014年に改正された契約により、2011年から2013年にかけてエネルギー不足の状況にある住宅所有者が住む50,000戸超の住宅の修繕を実行に移すことが可能となり、EDFはこれに29百万ユーロの寄付を行った。2014年において、かかるプログラムの結果は、年間で約50,000戸の修繕を行うという（これに対して2013年には31,000戸の修繕が実施された。）、活発な成長に沿ったものであった。2014年から2017年の期間に係る契約の更新は、2014年における50,000戸をベースに、2015年、2016年および2017年においてそれぞれ45,000戸であり、これには2014年における32百万ユーロ、その後の3年間にわたる年間29百万ユーロの、より多額のEDFによる財政貢献が含まれている。EDFはまた、この計画の対象となる世帯の特定に協力し、エネルギー管理行動（意識の向上および訓練）に関する専門知識を提供する。

これらの取組みに対して、EDFには省エネ証書が授与される（「第2 3 (5) ⑥ (i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

EDFはまた、地域組織を通じてエネルギー不足の状況にある者が効果的な設備（例えば2014年に配布された8,500の「エネルギー需要コントロール」（MDE）キット）を利用できるようにし、設備の利用法について個人にアドバイス（環境に優しいアドバイス）を提供している。

B. 企業用顧客

EDFは、約1.7百万の企業用顧客を有している。2014事業年度には、規制販売料金および市場価格での電力販売量は179.5TWh、天然ガスの販売量は9.5TWhであった。

この市場は、専門家を含めてその規模を問わず、すべての事業を1つにまとめている。2013年5月、「競争力を確約する」という約束で、新たなEDF Enterprisesのブランドがすべての顧客向けに開始された。これは、顧客のサービスにおける地域的な組織および専門性により可能となった相関的な近接性に依拠するものである。

この約束を果たし、エネルギー請求金額を削減する手助けを行うために、EDF Enterprisesは事業および専門家を支援している。この活動は、EDFグループの持続可能な開発戦略の環境的な範囲に沿ったものであり、電力の急上昇を補填するための投資を避ける中で、フランスの電力システムの性能に寄与することを目標としている。

より詳しく述べると、EDFは電力消費量が集中している顧客の支援を行っている。2014年は、この分野における2つの主要な活動を特長としている。

- ・サン・ジャン・ド・モーリエヌのフランスのアルミニウム生産工場を2013年末にRio Tinto Alcan会社より引き継いだ後、ドイツの実業団であるTRIMETおよびEFDにより形成されたコンソーシアムはその回復に着手した。結果は予測どおりであり、この2つの株主は会社の開発に投資することを決定した。これにより、2014年9月6日に、2009年に停止した「Fシリーズ」のアルミニウム生産ラインが再稼動した。この工場の予想電力消費量は、1.6TWhから2.1TWhまで移行する予定であり、フランスにおける最大電力消費会社の1つとなる予定である。EDFは新会社の35%を保有している。
- ・さらに、電力市場の現在の状況において、またExeltiumの電力集中産業コンソーシアムが直面している財政難を考慮して、2014年10月27日に、ExeltiumとEDFは産業パートナーシップ契約について、この契約を書き直す修正契約を締結し、これにより契約の全体的な経済バランスを維持しつつ、長期的および短期的に、黙示の電力集中事業に競争力を取り戻した。

このパートナーシップの種類は、社会的側面における持続可能な開発を重視し、経済的成果を約束した、EDFの市民への事業としての役割を示すものである。

提供範囲

EDFの提供範囲は、とりわけNOME法による新たな市場規則を遵守している競争力の高いソリューションを提供する電力供給の提供およびガス供給の提供をもって、顧客の要望およびそれぞれの特徴に適合している。

さらにEDFは、すべての顧客（小規模の会社か大規模な事業会社かを問わず。）を対象としたサービス範囲を拡大させた。かかるサービスは以下の事項を目的としている。

- ・24時間年中無休で電気設備に係るすべての故障について2時間以内に修理することを保証することにより、企業用顧客を支援する。
- ・事業の初年度中に電力供給契約による電力をエネルギー需要に対応させるために、顧客が専門家の助言を得られるように支援する提供を通じて、企業の運営開始を手助けする。
- ・多様な敷地の同時請求、ペーパーレス請求、消費状況の監視、専用の警戒態勢、多様な支払オプション等による契約管理の簡素化およびエネルギー費用の最適化。
- ・冷風、温風および圧縮空気の産出ならびに動力化といった、主要な用途を分析することによりエネルギー費用の削減について顧客に助言する。この「需要重視のエネルギー」に係る助言は、エネルギー消費の削減についての主要なソリューションを識別する手助けとなる。EDFは、長期的に省エネに関する行動のための手段を特定することを約束し、それを実行に移すための計画（エネルギー生産性計画）を明示することができる。
- ・3つの分野（断熱設備の構築、エネルギー効率が良い、または再生可能エネルギーを動力源とする装置の設置および産業プロセスの促進）において、省エネ証書に依拠して、エネルギー効率化プロジェクトを最適化し、その実施について支援を行い、より効率の良い設備の設置またはより実績のあるエネルギー・ソリューションに資金提供を行う。
- ・敷地の消費をリアルタイムで表示するエネルギー時計といった教材を通じてまたはエコ表示のキットが各参加者に配布される、従業員向けの啓蒙集会を通じて、企業の従業員の意識を向上させる。エネルギー消費の削減計画を他企業と共有したいと考える、エネルギーを最適化する段階に深く関わっている顧客については、EDFは、約10の企業を呼び集めた地域のネットワークを主導し、3年間の期間にわたりエネルギーの選択について議論する。
- ・顧客にエネルギー管理システムを提供する。この方法により、顧客はエネルギー消費をうまくコントロールすることできるように、エネルギー消費を大局的に見ることができる。これは、EDFの顧客がISO 50001認証を取得しようとする中でプラスの効果をもたらす。
- ・顧客の要望に合わせたサービスを提供する。これには、監査、詳細な工学研究、装置の納品および設置、新たに設置した装置の操業サービスおよび保守管理サービス、資金調達オプション、エネルギー実績の遠隔モニタリングのオプション等を含む。

専門性を強化し、顧客の投資プロジェクトに最適に反応するために、EDFは以下を目的としてパートナー（エネルギーの効率化および二酸化炭素排出の削減に取り組む450超の事業者）を得てきた。

- ・再生可能なエネルギー、点検、炭素の削減ならびに節約分の補正、監視および開発に対するコミットメントを強化するための「低炭素」戦略において顧客を主導する。
- ・何千もの顧客がインターネット上で電力消費負荷曲線をグラフにより見ることができるようになる「負荷曲線遠隔モニタリング」サービスといった、エネルギー消費の遠隔モニタリング・ソリューションを促進する。

最後に、EDFは、スマート・グリッドなどの新たな革新分野において、電力使用の削減を遠隔操作できる機器に係る研究活動を追及しており、ピーク時における電力消費を円滑に行うための研究に貢献している。

常に顧客の様々な要望に可能な限り近づくために、EDFは大規模顧客に特化したサービスを提供している。かかるサービスは、とりわけ以下のものである。

- ・電気およびガスのオーダーメイド供給の提供
- ・顧客の削減能力の開発の提供。特定の状況に応じて、特定の電力に照らした削減を行うことのできる顧客は、経済的な補償（固定ボーナスおよびピーク時に消費されなかったエネルギーに応じた削減に係る補償）を受け取ることができる。
- ・当グループの子会社を通じた欧州規模の支援。EDFは、欧州規模で事業を行い中央集権化した購入体制を持つ大規模企業の管理専用の「大規模企業用顧客および大口顧客」商業ネットワークを持つ。
- ・エネルギー生産契約（PPE）の実施による、エネルギー消費量およびその二酸化炭素排出量の管理支援。これらの契約は、プロセスおよび設備におけるエネルギー効率の良いソリューションに関するEDF Enterpriseの専門知識により支えられ、実施する活動を提案し、これに関連する削減を保証する。これらの活動は、CEE制度により利益を得る省エネ投資へとつながる。
- ・国内割当計画（PNAQ）に基づく、企業の二酸化炭素取引（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）

電力およびサービスの提供に加えて、EDFは、顧客向けの天然ガスについてもすべての提供を取り扱っている。EDFは、単一の連絡者ならびに簡素化した電力およびガス契約を提供している。EDFは、反応性を高め、これにより顧客の期待と市場機会に基づき迅速に調整されたソリューションを顧客に提供するために、天然ガスの調達および開発事業の供給を再編成した。天然ガスの提供は、管理サービスおよび助言サービス（インターネット上の監視、年間の消費量のバランスシート、省エネに関する点検等）によっても強化される。

リレーショナル戦略

EDFは、可能な限り顧客および顧客の課題や要望に沿い続けるというリレーショナル戦略を基調としている。8つの地域販売部門および1つの全国大口顧客部門に散らばっているEDFの従業員は、日々の顧客の要求に対する支援および対応サービスにおいて、EDFの専門性を活用している。

能率性と近接性を顧客関係の軸として、EDFの従業員は顧客のプロフィールおよび消費習慣に対応した顧客に適合するソリューションに依拠し、それにより対話を促し、情報へのアクセスを容易にすることを目標としている。これにより、EDFは伝統的なコミュニケーション手段に加えて、とりわけ以下の方法を開発した。

- ・会社専用のウェブサイト。ウェブサイト上では標準作業を行い、簡易化した提供内容を見て、エネルギー雑誌を読み、テーマごとに分類された「よくある質問」ページにアクセスすることができる。
- ・2009年にエネルギー監視機関が設置され、変化の激しいエネルギー環境における企業行動について顧客が話せる場所を提供し、エネルギーが新たに直面する課題に対応するために必要な調整について熟考する課題を提案することを目標としている。

顧客満足

EDF Entreprisesは、顧客満足度を改善することを目指したプログラムに2011年以降取り組んでいる。2013年において、このプログラムを構成する9つのプロジェクトが、それぞれこれらを実施する9つの商業団体において恒久的な体制へと形を変えた。最良な地域的慣行を定期的に共有することが全国的に計画されている。

このプログラムは、顧客満足度に関わるEDFのチームの動員に役立っており、以下の点を可能にしている。

- ・企業用顧客の期待をより良く考慮すること
- ・顧客本位文化の発展
- ・マネージャーおよび事業ラインの動員
- ・地域間の競争、議論および共有

法人および専門家向け市場における顧客満足度は、2014年において安定しており、77%の顧客が大満足または満足と答えている。2015年においてもこの水準を維持することを目指している。

C. 地方自治体、低所得者向け住宅仲介業者、地方配電会社（LDC）および公共サービス事業者

グルネル環境行動計画の実施に関連した2009年8月3日付法律第2009-967号は、地方自治体に対して地方のエネルギー政策における重大な新しい拠点となるものであった。これを受け、EDFは分権的意思決定を有する各機関および公的機関（病院、大学および主要な大学院、CROUS学生サービスセンター、商工会議所、港および空港）に対してカスタマイズされた解決策を提供することに意欲的に取り組んでいる。

EDFは顧客に対し、5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提供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
- ・ERDFの「配電」部分と関連した、「供給」部分に係る利権契約の締結
- ・規制販売料金での電力の供給
- ・多様なプロジェクト（地方気候プラン、地域緑化、持続可能な街等）に対するサポート
- ・地方自治体に対する持続可能で流動的な提案の開発

EDFは、この市場において56,000超の顧客を以下のとおり管理している。

- ・地方自治体（市町村コミュニティ、共同体間提携公的機関（EPCI）：都市コミュニティ、市町村組合および近隣地域の組合、コミュニティ間の組合、地方議会および総協議会、ならびにこれらが管理する、高等学校および中学校、公的老人ホーム等の施設）
- ・公共サービス：病院、大学および主要な大学院、CROUS学生サービスセンター、商工会議所、港および空港
- ・民間住宅管理会社（社会住宅会社－ESH）または公共住宅管理会社（社会住宅供給公社またはOPH）からの社会住宅賃貸人
- ・大都市区域における156のLDC

これらの顧客はすべて、電力を供給している約1.2百万の敷地に相当し、そのうち、277,000は社会住宅賃貸人（年間消費量は29.6TWh）向けの敷地であり、またおよそ6,000の天然ガスを供給している敷地（年間消費量は0.9TWh）が含まれる。それらに加え、2014年には16.3TWhの電力がLDCに販売された。

2014年において、これらの顧客の商業上の満足度は82%であり、全体の満足度は91%であった。専用の連絡者との関係の質、アドバイス、クレームへの対応、エネルギー不足への対処方法については評価が高かった。顧客の93%はEDF Collectivitésを信頼している。

エネルギー管理

エネルギー消費の管理に関連して、地方自治体との合意書への調印が行われた。特定のコミュニティは実質的にエネルギー分野の専門的能力を備えており、エネルギー需要コントロール（MDE）および再生可能エネルギーに関する問題においてそれらの地域における特定の活動を行う。

社会住宅賃貸人向けの「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することができるようにすることを目指している。2014年において、168,000超の社会住宅が支援を受け、そのうち156,000が修繕工事についての支援を受けた。

戦略は、エネルギーのコントロールに向けた具体的なイニシアチブに、ある区域のすべての居住者を大きく巻き込むことにより成り立っている。これには、公共区域の居住者（コミュニティ、社会住宅賃貸人、学校）向けの「省エネに対する意識の向上」キットが含まれており、環境に優しくするための研修会（エコ・フレンドリー・キット）がこれを支援している。これらの戦略には、EDFの研究開発部門により開発された「エネルギー時計」が含まれている。リアルタイムで建物の消費を監視するこの革新的な装置は、敷地の居住者の意識を高めるためのプロセスを伴うものである。

提供および解決策

EDFは、事業分野ごとに的を絞り込み、再生可能エネルギー源から生成される「バランスの取れた」電力の提供を補完する、固定料金およびARENHに対応してスライドする料金での電力提供の範囲を拡大させた。

EDFの提供内容には、以下の事項も含まれる。

- ・コミュニティの顧客および社会住宅賃貸人に適用される管理サービス。特に、費用および消費データのインターネットでの監視、Di@lège、電子請求、請求書の個人別グループ化、または電子形式による請求データの送付。
- ・コミュニティおよび社会住宅賃貸人に対し、立証された多基準のアプローチ（エネルギーおよび環境基準、技術機会等）により、その不動産物件において実施する省エネと二酸化炭素削減に向けたその時点で最優先の活動を分類するための高効率のエネルギー効率化に関する提案。徹底的なエネルギー点検を行うことで、開発プロジェクトの上流部にある、個人別のエネルギー・プログラムを構築するための、エネルギー需要の管理およびそれを可能にする再生可能エネルギー専門家による助言。EDFは、新しい地域の社会的、経済的および環境的な特異性に最も適している地方のエネルギー・ソリューションの評価を行っている。

(c) 持続可能な都市および地域となるために

都市および地域のエネルギー開発は、今や自然と持続可能な開発目標と密接に関係している。地方自治体にとって、環境への影響、地域経済の活動および貧困が最大の関心事である。

都市部におけるコミュニティおよび主要な事業者の変容に対応すべく、EDFグループはその専門知識、現場経験および専門子会社に依拠して、再生可能エネルギーを開発することによって無炭素の、再生可能な、各地域または都市計画の特徴に順応可能である、経済的に適正なエネルギー・ソリューションを開発した。

したがって、EDF、その子会社およびパートナーは、とりわけ以下のものを提供する。

- ・地域における再生可能エネルギー潜在量を特定し、選択可能なエネルギー・ソリューションを比較するための、様々な地域規模（建物、地区、大都市、地方）に応じた助言
- ・ヒートポンプによる熱エネルギー網等の革新的なエネルギー網
- ・公共施設および個人住宅の修繕
- ・ソフト・モビリティ・ソリューション（徒歩および自転車）の推進ならびに電気自動車の配備および開発（充電設備、電気自動車のカーシェアリングソリューション、「ラストマイル」等）
- ・各プロジェクトの潜在性および特徴に基づく地域エネルギー生産の革新的なソリューション（太陽光発電、バイオガス、バイオマス等）
- ・省エネに係る日常的な教育活動に加え、消費の計測および分析ならびに関係者すべてを巻き込むことが必要とされる活動に基づくエネルギー管理サービス

これらすべての要素（開始時のアドバイス、施行および運営）は、新興地域および既存市街地の両方において持続可能な都市および地域へのアプローチの基盤を構成する。

コミュニティおよび都市における利害関係者のニーズに応じた運営プロジェクトに基づく実践的アプローチならびに研究開発の革新とのバランスを通じて、EDFは維持可能な都市および地域の統一的な参考基準となっている。

現在、フランスでは、検討段階のものから第一弾の完成済プロジェクトに及ぶ、300超の持続可能都市および地域の開発プロジェクトが展開されている。

(d) 公共配電委託

公共配電委託には2つの個別の課題がある。

- ・ERDFが請け負う公共配電網の開発および運営（「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照。）
- ・LDC以外のフランス本土全域を請け負うEDFによる、委託地域全域の公共配電網に接続した規制料金での電力供給。当該課題は、委託仕様書の義務（申込み、支払いおよび配電条件ならびに契約締結等）に従い、すべての青色料金、黄色料金および緑色料金の顧客に電気を供給することからなる。

各委託契約はEDF、ERDFおよび許認可機関により連署されており、自治体または自治体連合にも関係している。公共配電は665の委託契約（そのうち45は単一局内にある）の枠組みの中で行われている。

約50の契約が2015年までに終了する予定である。ニオール、オルレアン、ニース、リヨン、ムランおよびセヌ・エ・マルヌ県との協議では、契約延長のための修正契約を締結することとなった。委託契約の更新、全国および地域的権限の動員、毎年の委託状況報告書（CRAC）の作成、ならびに許認可機関からの監視要求への対応等のための組織が設定された。

当該契約の供給に関する事項は、今後は特に、EDFに関して許認可機関により実施される点検の増加（2010年には40件、2012年には100件、2014年には220件）および新たな分野に関しては申立てや連帯（TPN、未払いの請求書に関する切斷）といった事項が盛り込まれる見込みである。

(iii) 上流部門／下流部門の最適化－取引

(イ) 上流部門／下流部門最適化取引部門の役割および使命

上流部門／下流部門の最適化および取引部門（*Direction Optimisation Amont/Aval & Trading*またはDOAAT）の主な使命は、フランスにおけるEDFの上流部門の資源と下流部門との間の電力のバランスを保ち、統合された上流部門／下流部門全体の売上総利益を最大化することである。

- ・資源：発電施設の設備、電気の長期供給契約、卸売市場での購入、分散型の発電業者に対する購入義務、契約上の負荷分散容量
- ・販路：長期供給契約、最終顧客への販売、卸売市場での販売、フランスの競合業者への販売（VPPおよびARENHを含む。）

最適化とは、EDFの顧客に対する供給義務を満たすための利用可能な様々な資源間の短期的および中期的な経済裁定取引を実行することである。これは、発電、消費、または市場の変動およびその財政面での影響に関連したリスクを管理しながら行われる。

DOAATの目的は、上流部門または下流部門の資産を最大限に利用することならびに卸売市場における最適な購入または売却の機会を継続的に追求することを通じて、「発電・供給」からの電力の売上総利益を確保し、最大化することである。

DOAATは、EDFの発電所のガス、石炭および石油などの化石燃料の供給を管理している。

長期的には、DOAATは、フランス国内の市場戦略および企業戦略において予期される変化の予測に従い、上流部門／下流部門の資産ポートフォリオの構造改革を計画し、提案している。

DOAATは、卸売市場での取引について、EDFの完全子会社であるEDF Tradingに専ら依存している（「第2 3（4）①（i）（ロ）EDF Trading」を参照。）。

（ロ） 上流部門／下流部門のバランス最適化業務

DOAATは、EDFの上流部門／下流部門の電力ポートフォリオの物理的リスクおよびその財政面での影響を管理する責任を負う。

DOAATは、上流部門、下流部門および卸売市場のポートフォリオに関する柔軟性レバレッジの活用ならびにこれらのポートフォリオの価値および構造の変更を多様な期間にわたって行うことの提案を通じて、「発電・供給」（G + S）からの電力の売上総利益を最大化する。

中長期的なDOAATの役割は、財政的経緯ならびに許容可能な物理的リスクおよび財務リスクの展望の決定において、EDFのG + Sポートフォリオに関して、最適化されたバランスの良い見通しを創出することである。その主要な方法は、（i）発電所の稼働性または柔軟性の改善、および発電施設を組み合わせた活用を目指して、新たな保守管理または開発方法を追求すること（DOAATはこの点においてEDFの発電・エンジニアリング部門に対して支援業務を提供している。）、（ii）部門に応じた市場シェア戦略、料金構造の改定、中断規模の評価および新たな商業提案の追求を行うこと（DOAATはこの点においてEDFの顧客部門に対して支援業務を提供している。）、（iii）既存の長期契約の採用および新しく採用された構造的な契約締結を模索すること、ならびに（iv）フランスにおける発電投資プログラムの作成に参加し、特に、下流部門市場における予測可能な長期的変動に伴う発電資産の再開発を行うことである。

電力の供給／需要の管理はまた、グループリスク管理部門からの命令に従って起草され、当社の執行委員会により承認された極度リスク（数量リスク）および価格リスクに関する方針により設定された枠組み内で、より短期間（1か月から3年）に分類される。物理的観点からは、エネルギー量に関する主なリスクは、気温の変化、水の入手可能性、発電所の利用可能性および市場シェアである。したがって、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）、極端な2年間では、それぞれの年の水力発電量の差は約20テラワット／時に上る可能性もある。DOAATはまた、エネルギー卸売市場（電力、ガス、石炭および石油製品）および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する。

DOAATは、「数量リスク」に対応するため、ほぼすべての局面において常にそのコミットメントを充たせるように、十分な物理的余剰電力の保有を確保している。DOAATは、発電所の管理業務（特に原子力発電）のプログラミング、在庫管理（化石燃料、水力発電の予備電力および顧客中断可能性容量）ならびに卸売市場での売買等、一連のレバレッジを行っている。DOAATは、DOAATを代表して市場にアクセスする任務を負っているEDF Tradingを通じ、「価格リスク」を管理する（「第2 3（4）①（i）（ロ）EDF Trading」を参照。）。DOAATに代わってEDF Tradingによりなされた売買は、「価格リスク」規程の枠組み内で行われている。

DOAATは、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おり、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、翌日の需要と調整された提供スケジュールをその前日に知らせ、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。DOAATは、EDFの調整対象における確実な調整のため、顧客ポートフォリオの柔軟性（特に、中断可能性）または発電資産の柔軟性（数時間内に稼働可能な資産（火力発電設備等）または数分内に稼働可能な資産（燃焼タービンおよび水力発電所））を利用することができる。これは、その経済的価値に応じて、EDF Tradingが市場において電力の「スポット」売買機会を通じてそれらをヘッジすることにより、行われる。顧客ポートフォリオおよび発電ポートフォリオの柔軟性は、同日中の裁定取引を可能にさせる。

さらに、DOAATは、G + Sポートフォリオの物理的および財政的バランスに対し、規制上および制度上の変更（隣接国への容量割当メカニズムまたは環境保全要件の強化）が与える影響の分析および評価を行う。

（ハ） 供給量入札

供給量入札（仮想発電所またはVPP）は、EDF Internationalが発電容量の一部を市場に提供すべくEnBWの株式を取得した2001年初めに、EDFにより欧州委員会に対してなされたコミットメントの結果である。当該コミットメントは、EDF Internationalが保有するEnBW株式を、2010年中にバーデン・ヴュルテンベルク州が買い戻すという枠組みを欧州委員会が承認したことにより、2011年11月30日に終了した。

ただし、このコミットメントの終了により、入札で取得した権利が問題視されるものではない。EDFは、より長期の契約による提供コミットメントが失効する2015年半ばまでは、多様な契約相手に対して購入された電力の提供を継続する。EDFにより利用可能となっている電力量は徐々に減少し、完全に終了するまでに、2014年の送電量は2013年と比較して5.4TWh減少し、さらに2015年度第1四半期の利用可能な電力は150MWとなり、第2四半期には10MWとなる予定である。

（二） 長期的な電力の購入契約および売却契約

EDFは、GDF SUEZ、Enel、EnBW、AxpoおよびAlpiq等の欧州事業者と多くの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（主に原子力発電所）が生成するエネルギーに対する権利。発電所の稼働期間中、取引相手方はかかる権利から利益を得る（「第2 3（2）①（i）（ハ）（a）EDF原子力発電所 — 発電割当契約」を参照。）。
- ・ 通常15年から25年間の期間、全面的または部分的に保証される電力引出権

契約のポートフォリオは、EDFの発電設備（主に原子力設備）の設備構造を示すものである（EDFは、ベースロードのエネルギーを売却し、ミッドメリットロードまたはピークのエネルギーを購入する。）。

2014年における売上高および購入高はそれぞれ36.7TWhおよび2.0TWhであった。

（ホ） 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）

NOME法に基づき設立されたARENHは、EDFの競合供給業者に利益のために2011年7月1日以降に導入された。このメカニズムにより、枠組契約の締結後、競合企業が、フランス本土の自身の最終顧客への電力供給のためにEDFから電力の供給を受けること、および電力網事業者がその損失に対応した供給を受けることが可能となった。

基本的なARENHの分配メカニズムは次のとおりである。半年間隔（ウィンドウ）で、EDFの競合企業は、その後の12か月間について送電量予測に基づくARENH依頼をCREに対して行うことができる。

ARENHメカニズムでは、配電される生産電力は量（メガワットによる。）および区分により決定される。顧客は、（i）大口顧客および損失の相殺を目的とする購入者、ならびに（ii）小口顧客の2つの区分に分類される。1つ目の区分を顧客とする供給者には、一定した（ベース）電力についての権利が付与され、2つ目の区分を顧客とする供給者には、30分間隔で電力の調整が行われる生産電力について権利が付与される。2つ目の区分は、フランスの原子力発電量の調整を反映するために設定されたが、徐々に1つ目の区分に集約され、2016年1月1日以降は単一の区分に統合される予定である。

CREは、顧客ポートフォリオおよび命令により設定された分配方法に基づく消費量予想に基づき、各供給者のARENHに関する権利を決定する。その後、各供給者に対して利用可能な分配量が、EDFに対して合計量が通知される。最終顧客への送電に関し、送電量は合計で100TWhを超えてはならない。2014年1月1日以降、この上限を超過した場合には、電力網事業者の損失に対してARENHの権利が徐々に有益に作用する。ARENHの権利は、当局が、フランス国内の最終消費量のうち従来の原子力発電が占める割合を考慮の上で決定するため、消費者への全体供給量を賄うものではない。特に関係当局により年間発電量の割当てに影響する決断がなされた場合等、配電を開始する年よりも前にループ係数（ARENH発電量とフランスの年間消費電力における原子力発電量割合との一貫性を保証する。）が見直される可能性がある。

毎年年末にCREは、最終顧客に利益をもたらす競争促進メカニズムの実用性を保証するために、記録された顧客消費量に基づき各供給業者のARENHの権利を調整する。記録された権利が予想に基づき割り当てられた権利を下回った各供給者には、追加価格が課される。

当初は2013年12月7日に終了する予定であった移行期間中のARENH価格は、エネルギー法第L.337-16条の導入に伴い、補助的情報を提供するCREの見解を踏まえ、経済およびエネルギー担当大臣の政令により設定された。ARENH価格は、移行期間終了時に、国務院の命令により設定される費用の特定および計上方法に基づき、CREの提言をもって省令により決定される予定であった。しかしながら、2015年4月14日現在、当該命令は採択されていない。命令の草案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（Conseil Supérieur de l'EnergieまたはCSE）において審議され、2014年7月24日にCRE、2014年10月20日に競争当局（Autorité de la concurrence）、さらに国務院（非公開意見）の検討の対象となった。また、経済・産業・デジタル技術省およびエコロジー・持続可能開発・エネルギー省による2014年11月4日付共同プレスリリースによると、当該命令案は、事前承認のために、7月の初めに欧州委員会に提出された。政府は、欧州委員会の決定および命令の公表がなされるまで、ARENH価格を現行水準の42ユーロ/MWhに据え置き、価格改定を2015年7月1日まで延期することを決定した。2014年10月

15日の国民議会における公聴会で、CRE委員長であるフィリップ・ドゥ・ラドゥセット氏は、2015年において必要なARENH価格の変動幅は約+2ユーロ/MWhであると見積もった。

ARENH価格は、個人に対する規制販売料金の設定においても考慮される（「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約」を参照。）。したがって、EDFの売上高全体における支配要因は、規制料金、小売市場での供給および卸売市場での競合業者への販売となる。

このメカニズムの導入による2014年のEDFの送電量は71.3TWh（2013年は64.4TWh）であり、このうち11.9TWhが損失に対応する供給であった。2014年1月1日以降、ARENHの送電対象が変更され、NOME法に規定されるとおり、当該時点以降の電力網事業者の損失についてARENHを利用することができる。かかる変更を考慮しない場合の2014年のARENH送電量は、主として市場価格の下落により8%減少した。

② フランスの規制業務

(i) Réseau de Transport d'Électricité (RTE) による送電

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たRTE (Electricity Transport Network) は、フランスの送電網の所有、運営、保守および開発を行う事業者である。かかる送電網は、100,000キロメートル超の高圧あるいは超高压の電気回路および46の国際電線を有しており、欧州最大の送電網となっている。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ている。同社は、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。

2010年、EDFは、RTEの株式の50%を、原子力発電所の廃炉に係る資金調達のための専用資産のポートフォリオへ割り当てた。かかる取引後において、RTEはEDFの完全子会社のままであるが、RTEにおける特定のガバナンス状況（「第2 3（2）②（i）（イ）RTEの組織」を参照。）により、EDFは、2010年12月31日以降、RTEを完全連結ではなく持分法によって連結している。

2014年、RTEグループは、379百万ユーロの純利益（「第6 1（1）連結財務書類」および2014年12月31日現在の連結財務書類の注記23「関連会社および共同支配企業に対する投資」を参照。）を上げた。

以下の表は、過去3年間におけるRTEの電力網上のエネルギー流量の要約を示している。

(単位：TWh)	2014年 ⁽¹⁾	2013年	2012年
供給			
発電量	540.6	550.9	541.6
引込み			
引き込まれた電力	7.9	7.1	6.7
配電（損失を含む。）	465.3	495.0	489.5
実質交換の輸出高⁽²⁾	67.3	48.8	45.3

(1) 暫定数値（2014年の発電量についての最終的な数値は、2015年7月にRTEのサイト（www.rte-france.com）で公開される。）。

(2) 水利権および配電網を通じた交換を含む。

RTEは、フランスの再生可能エネルギー源の開発を最良の条件で支援することに特別な関心を払っている。送電網および相互接続の開発は、再生可能エネルギーの発展（主に風力エネルギーおよびこれらの電力システムへの統合を含む。）を確保するための重要な要素である。

2014年10月27日および28日、17大電力網事業者が会する国際組織であるG015（送電網事業者）は中国の広東にて総会を開催した。10月29日、G015は設立10周年を記念してシンポジウムを開催した。この組織は、2004年に、PJM（米国）、Tepco（日本）およびRTEの3事業者により創設された。したがって、RTEは創設メンバーの一員である。広東総会では、現在17事業者を擁し、最近では湾岸諸国が組織するGCCIAが加入したことによるG015の前進と評価の高まりが評価された。このような状況下で、現在、G015はより広範かつ認知された代表権を有し、世界的なエネルギー分野における発言力を著しく増している。

2014年10月27日、RTEと中国の電力網事業者であるCSGは、電力網の運営および技術的メンテナンス、電力供給の安全性、新技術の統合、再生可能エネルギーと企業戦略との調整を共有する協働契約を更新した。

2014年のエネルギー・バランス（出典：2014年のフランスにおける電力（RTE）。）

2014年の総電力消費量は、2013年と比較して6%減少して465.3TWhとなり、2002年以降で最低水準となった。この減少は、主として、気象条件によるものである（フランス気象局によれば、2014年は20世紀初頭以降最も温暖な年であった。）。気温は基準気温を0.5℃上回り、冬季でも5℃を下回ることが稀であったため、電気暖房の需要が抑制された。

厳寒期がなかったため、電力消費量のピークは2014年12月9日の82.5GWであった。消費量のピークがこのように低水準となったのは、2004年以来である。しかしながら、冬季における消費量の気温に対する感応度は約2,400MW/℃を維持した。

気象による影響を考慮しない場合の消費量は、経済危機およびエネルギー効率の改善策によって横ばいであった。したがって、気象による影響についての補正後のフランスにおける2014年の年間電力消費量は、0.4%の減少であった。これは、電力消費量が停滞あるいは減少している欧州において、過去4年間に観察された減少傾向を裏付けるものである。

3年連続で減少した巨大産業部門における消費量は、横ばいの67.4TWhとなった。しかしながら、様々な下位部門においては対照的な傾向が見られた。

フランスの全体消費量の減少は、実際には、配電網に接続している顧客の電力消費量が減少したことによるものであった。数年間にわたる増加に続いて昨年度は横ばいとなったが、天候による影響を考慮しない場合、2014年において初めて、2013年

と比較して約0.5%減少した。この傾向は、中小の企業用顧客および住宅用顧客の消費量を抑制する傾向がある経済活動の停滞を反映するものである。また、2012年の熱規制の適用により、設備・建物のエネルギー効率の改善策が講じられ、新設の建物における電力暖房の市場シェアが減少したことも要因となった。

風力発電所および太陽光発電所の導入の増加

発電所の展開においては、再生可能エネルギー分野の増加の継続が特徴的であった。過去数年間は停滞していたものの、風力および太陽光エネルギーの展開が進展し、2014年には約1,900MWの追加容量が導入され（2013年は1,340MW）、フランスにおける風力設備容量は9,100MW超、太陽光設備容量は約5,300MWに増加した。同時に、1,300MWの発電容量を有する火力発電所が閉鎖された。他の発電所における展開はなかった。

2014年、水力を除く再生可能エネルギーによる発電量（27.9TWh）は、火力発電所による発電量を上回った。この電力の過半が風力エネルギーによる発電量であり、残りの内訳は太陽光エネルギーおよびバイオマスである。最大風力発電量7,000MW強および80%の負荷率が、2014年12月27日に達成された。最大太陽光発電量3,700MWおよび80%の負荷率が、2014年5月17日に達成された。これは、これまでに達成されることのなかった水準である。これに加えて、2014年の水力発電量の水準も68.2TWhとやや高く、異例の高水準であった2013年に次ぐ、過去10年間で2番目の水準であった。このような状況において、すべての再生可能エネルギー源による発電量によって、フランスの電力需要の約20%を賄うことができた。

一方で、火力発電部門は、消費量の停滞および再生可能エネルギー源による電力増加の傾向により、困難な状況に置かれた。このため、2014年の火力発電量は40%減少した。天然ガスによる発電量が28%の減少となったのに対し、石炭火力エネルギー部門は最も影響を受け、発電量が58%減少した。フランスのコンバインド・サイクル・ガス・タービンに関しては、引き続き経済状況が懸念事項である。2013年と同様に、夏季の間は数基が閉鎖された。

消費量の減少、再生可能エネルギーの開発および石炭利用の減少等の要因により、二酸化炭素排出量が減少した（「第2 3（7）②（iii）気候変動」を参照。）。

国内消費量の水準が停滞し、フランスにおける市場価格が比較的下がった結果として、輸出高が増加した。2014年のフランスの純輸出高は65.1TWh（2013年は47.2TWh）であり、2002年以降で最高水準となった。輸入高と輸出高の合計は119.8TWhとなり、2013年より7.4%増加した。フランスへの輸入が行われたのは年間約30時間であり、エネルギーの純輸入となった日は1日もなかった。隣接国との取引の分析では、再生可能エネルギーの統合が進み、欧州でのエネルギー構成が変化したことの影響が増大していることが明らかになった。季節および週による風力エネルギーの変動ならびに1日のサイクルにおける太陽光発電量の変動により、欧州諸国における電力取引の変動が増大した。

相互接続容量の需要の増加

フランスがドイツに対して引き続き輸入国であった場合、純輸入高は5.9TWhとなり（2013年は約10TWh）、フランスの価格が比較的競争力を有していることから、2014年における取引高は全体として均衡した。この純輸入高の減少は取引高が減少する結果にはならず、より著しい変動幅をもって、輸出収支を均衡させた。さらに、フランスとドイツの相互接続は、ほぼ半分の時間帯において、双方向で上限に達していた。

ベルギーとの取引高は、2014年にベルギーの原子力発電所の約半数が稼動していなかったことにより大幅に増加し、フランスのベルギーに対する純輸出高は、16.5TWhとなり28%増加した。フランスからベルギーへの取引容量は、ほとんどの時間で上限に達していた。

他の隣接国に対する純輸出高は増加した。スペインについては、フランスは3分の2の時間帯においてエネルギーを輸出しており、スペインにおける再生可能エネルギー発電量が大きく、価格がフランスの価格を下回った時間帯にのみ輸入が行われた。2014年におけるフランス・英国間の相互接続の利用状況は良好であった。年間で99%超の時間帯が輸出に利用され、90%の時間帯で上限に達していた。イタリアについては、引き続き大幅な輸出傾向にあった。イタリアに対する輸出容量は、アルプスを横断する電力網の強化により、2014年10月以降400MW増加した。

（イ） RTEの組織

RTEは、2005年8月30日付命令2005-1069によって承認された定款に準拠して、業務執行委員会および監査役会を有する株式会社（*société anonyme*）である。

RTEの監査役会は、従業員を代表する4名、政府を代表する4名および定時株主総会においてEDFにより任命された4名の委員を含む12名からなり、かかる委員は3つの委員会に分けられる。

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3名で構成される。エネルギー担当大臣の承認後、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、2004年8月9日付法律第2004-803号に従い公共送電網（PTN）を管理し、PTNの委託モデル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。かかる仕様書は、2006年12月23日付命令第2006-1731号により承認された。2008年10月30日に改定が締結され、かかる仕様書は2051年12月31日に終了する予定である。

フランス・エネルギー法第L.111-3条から第L.111-6条に成文化されている指令2009/72/ECに従い、送電網事業者は、当該団体が当該文書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た、エネルギー規制委員会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。RTEは、2012年2月12日付官報において公表されたとおり、2012年1月26日付でCREの認証を取得した。

したがって、RTEは、フランス国内の送電基盤を管理している。同社は、公共送電網の運営および保守を行い、その開発、コミュニティの費用の最小化ならびにシステム、設備および人間の安全の確保について責任を負う。

RTEは、送電網へのアクセスを保証している。同社は、電力網使用料金に基づき、かつ不差別の規則に従い、送電網利用者と契約を締結する。

RTEは、エネルギー流量も管理している。同社は、需要／供給のバランスについて責任を負い、調整を行い、電力流量を管理し、かつ近隣の電力網事業者と協力し外国との相互接続へのアクセス権を管理している。同社は引当金を設定し、損失を補償し、会計上の必要な調整を行い、不具合を是正する。

RTEは、電力送電網の事業者として、欧州市場の統合、発電施設の再構築の促進ならびに新たな公益インフラの統合ならびに顧客および自治体のニーズを満たすような工業施設の維持に関する制限を強化する社会の変革など、業務上の様々な課題に取り組まなければならない。これらのニーズを満たすために、RTEは、CREの承認を得て、新たな投資段階を迎えている。投資は、2009年から2013年までの期間中に年間1十億ユーロ超に増加し、2014年には年間1.3十億ユーロ超に増加した。RTEは、この資金を調達するため、主に送配電網の利用者から支払われる料金からなる自社資金を有している。この料金は、効率的な送電網事業者に係る費用に見合っており、かつCREにより承認されたすべての投資プログラムを通じて投資された元本に対して適切な利益を生み出す限りにおいては、RTEの費用全額を網羅するために差別なく設定されている（「第2 3（2）②（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。）。

(a) 送電基盤の管理

保守管理

RTEは、日々の保守管理、緊急の補修および耐用年数の終了しているまたは損傷している設備の交換を行うことにより、送電網資産の管理を行っている。

1999年の暴風雨以降、RTEは機械的安全プログラムを実施した。数社の外部業者とともに行われた同プログラムの目的は、架空送電線の機械抵抗を強化し、時速150キロの強風に耐えられるようにすることで重大な気候事象から保護すること、および約16,400の落下防止パイロンを变形または設置し、風がさらに強くなった際の連鎖反応を回避することである。このプログラムは、大規模な気象現象が生じた場合に、遅くとも5日以内にすべての変電所へ電力を供給しうることが保証することを目的としている。

2014年末時点で、落下防止パイロンの設置はほぼ完了している（進捗率97%超）。これらの特別なパイロンは、より強力な機械抵抗を有し、3キロメートルから5キロメートルごとに超高压送電線（225,000ボルトから400,000ボルト）上に設置されている。1999年におけるパイロンの損傷の50%が倒木により生じたものであった。そのため、RTEは森林伐採地帯の広幅化作業を行った。かかる作業はほぼ完了している（進捗率98%強）。

全体として、現時点から2017年にかかるプログラムが完了するまでに、RTEは、送配電網を機械的に安全にするため合計2.4十億ユーロ（1年当たりの平均費用は約160百万ユーロ）を支出する予定である。このプログラムは、RTEの送電網上の架空送電線45,000キロメートルに関連する。

2010年12月における大雪、ならびに2009年の暴風雨クラウド、2010年の暴風雨シンシアおよび2011年の暴風雨ヨアヒムは、一部の地域においては1999年の暴風雨よりも強かったもののこれによって引き起こされた損害はより少なく、電力網の機械的安全性のためにRTEのプログラムで講じられた対策の正当性および効果を証明した。

2017年までに、この機械的電力網の安全強化作業により、RTEの顧客への各供給地点が1999年の暴風雨と同等の風速に耐えられる電線の少なくとも1本を通じて、送電網に確実に接続される。これは、より厳しくなった新しい機械的耐性基準を遵守して行われる。

2014年においては、送電品質について過去数年間で達成されている良好な結果が裏付けられた。RTEの顧客の供給停止相当時間は例外的事象を除いて2分46秒相当となった。この結果は、過去10年間における平均を下回るものである。

配電網の開発および新規投資の実現

加えて、RTEは引き続き、電力網の開発および交換も行っている。検討中のプロジェクトおよび完了済プロジェクトは、エネルギー輸送という課題に対処する必要性が高まったことに対応する動きの一環である。毎年、RTEは、エネルギー規制委員会に提出する数年分の投資プログラムを作成している。2014年には、RTEの合計投資額は1,374百万ユーロとなり、そのうち1,243百万ユーロが電力網設備に投資された。2014年のRTEの投資プログラムを占めた主要なプロジェクトは、東ピレネーにおけるフランス・スペイン間の相互接続強化を目的とした直接電流線敷設の継続（2015年2月20日に開通した2,000MWの送電線）、モンテリマールーリヨン間の400kVの送電線の安定性確保、また地方（PACAおよびヴァンデ）への電力供給の安定性確保である。さらに、電力網設備への投資の約35%が、電力品質維持のための修復作業に関連するものであった。

2015年におけるCRE承認済みのRTEの投資プログラムは、1,497百万ユーロである。これは、主として、フレジュス安全トンネルを通じるフランス・イタリア間の直接電流リンクの敷設、シャルルヴィルーランス間の400kVの送電線の修復、および東ピレネーにおけるフランス・スペイン間の相互接続の稼動に関連するものである。地方電力網においては、電力網修復に係る投資の継続に加えて、225kVのオート・デュランス電力網の修復およびドゥー・ロワール・プロジェクトについても作業が行われた。例年同様、主としてエネルギー移行および欧州における市場統合に関する見通しの変化を考慮したITシステムの開発および更新に係る投資も追加的に行われた。

RTEによる投資は、電力供給における安全水準の維持、新たな発電方法（断続的な再生可能エネルギー源を含む。）の導入、欧州電力市場の統合およびインフラ更新の需要の段階的な増加への対応などの課題に対処する必要性が高まったことを背景とするものである。

2014年には、規制資産ベース（RAB）は683百万ユーロ増加し、2014年1月1日現在の12,143百万ユーロから2015年1月1日現在では12,826百万ユーロに増加した（実績額に基づき算出された合計額は、CREの承認待ちである。）。記録のために記載すると、RABは、税引前で7.25%の加重平均資本コスト（WACC）料率の報酬を受けている。これは、投資子会社控除後のRTEの産業資産を表しており、建設中の有形固定資産（2012年末までは4.8%のTURPE 3料率で報酬を受け、2013年から2016年の期間においては、2013年6月30日付官報にて公布された2013年4月3日付のCRE決定による価格に従って4.6%の料率で報酬を受けるもの。）を除外して計算されている。

(b) エネルギー流量管理

費用割当て

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

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。

欧州送電網は、相互に接続しており、ある国から別の国へのエネルギー送電を確保する。かかる相互接続は、送電網を運営する際の安全性（例えば、フランス内の発電もしくは送電装置の突発故障時に、近隣諸国の発電事業者および送電事業者に要請して不足分の補填すること、またその逆も同様とする。）を保証するために、かつ電力供給業者が欧州連合内の別の国の消費者にエネルギーの販売を行えるようにし、欧州電力市場を発展させるために利用される。さらに、かかる相互接続は、近隣諸国間のピーク時の差異を利用することで、欧州全体として発電手段をより効率的に共有することを可能にする。

フランス・スペイン間の相互接続

INELFE（フランス・スペイン間の電力相互接続）は、2008年10月に設立されたフランス・スペイン系の企業であり、フランスとスペイン間の相互接続プロジェクト全体（予備調査から実際の建設工事の完了まで）を遂行する。かかる企業は、このプロジェクトにおけるフランスおよびスペインによる技術的および環境関連の選択の一貫性を保証する。同社は、RTEおよびそのスペインにおける相手方であるREE（Red Eléctrica de España）によって株式を同率の割合で保有され、両社の送電線の研究および建設に関する組織構造および専門知識に依拠している。2009年10月、エコロジー・エネルギー・持続可能開発・海洋省は提案されたルート（最も影響が少ない地域）を承認した。2011年4月22日付の命令により、フランス・スペイン・プロジェクトのフランス部分について、ベクサーサンタ・リュガイアの地下直接電流接続が公共利用に供されることが宣言された。「ベクサ変電所」および「公共トンネル」に関するDPU（公共利用の宣言）は、2011年5月4日付で、ピレネー・オリアンタル（東ピレネー）の知事によっても署名がなされた。試運転は2015年に行われる予定である。このため、2011年10月6日（木曜日）付でBEI、INELFE、REEおよびRTE間で締結された契約においては、欧州投資銀行（EIB）がフランス・スペインの地下相互接続線の資金調達に、電力網事業者2社であるREEおよびRTEに対する350百万ユーロの融資という形で参加することが定められている。かかる融資により、プロジェクトの総予算である700百万ユーロの半額が拠出される。

さらに、復興のための欧州エネルギープログラム（EEPRプログラム）に基づき、欧州連合により相互接続の資金調達のために、225百万ユーロが支給される予定である。この新たな相互接続の第一の目的は、イベリア半島とその他の欧州諸国との間の電力取引容量を、1,400MWから2,800MWに倍増させることである。

欧州電力網の調整

RTEおよびELIA（ELIAは、ベルギーの高圧送電網事業者（30,000ボルトから380,000ボルト）である。）は、フランスおよびベルギーの電力網の運営を調整することを目的として、Coresoと呼ばれる共同会社を2008年12月に設立した。Coresoの設立は、欧州委員会および電力市場の関係者の双方から表明のあった送電網事業者（TNO）間の業務上の連携を強化させるという要求に応えたものである。Coresoは、地域レベルでの独自の再生可能エネルギー発電の統合を向上させ、増加している国境を越えた流量の安全管理を保証する義務を負う。

英国の電力網事業者であるNational Gridは、2009年5月にCoresoの株主となり、続いて2010年11月26日にイタリアならびにドイツ北部および東部における送電網事業者であるTernaおよび50HertzもCoresoに加わった。これら2社のTNOの統合により、技術調整センターは欧州電力網の監督範囲を大きく拡大することができた。この拡大は、欧州の電力網における「共通の利益」の確立に資するというRTEの目的に則ったものであり、他のTNOとの協力を、産業プロジェクトの動向においてのパフォーマンスの強みとする。Coresoは現在、欧州の調整プロセスにおける利害関係者としての認識度を増している。

市場結合

隣接国との交換容量には制約があるため、欧州規則第714/2009号は、相互接続容量の配分時の電力網利用の輻輳に関する問題に対処するため、欧州レベルでの規則を設定している（「第23（5）法令および規制に関する環境」を参照。）。実務的に、本規則の遵守を可能とする方法は2つある。

・公開入札による相互接続容量の配分および交換権利の販売

・非公開入札による配分：相互接続アクセス優先権が、最も安価なエネルギー・ブロックに与えられる。

後者の場合は、市場結合が行われた。市場結合は、電力市場での動向に基づき、また隣接する2つの市場の注文控元帳（売上帳）を統合し、かかる2つの市場に対して輸出入交換容量制限の範囲内で単一の共通価格を送信することにより行われる。

三市場結合と呼ばれるフランス、ベルギーおよびオランダの3つの電力市場の結合は、2006年11月に開始された。これは、Nordpoolを除いて欧州初の事例であり、現在その成功が確認されている。2007年以降、「覚書」が締結された後、ベルギー、フランス、ドイツ、ルクセンブルグおよびオランダにおける電力市場および送電網事業者は、欧州北西部（中欧および西欧（CWE））における電力市場の結合ならびに供給の安全保障のためのより良好な協働体制の確立について、著しい前進を遂げている。2008年10月、関係する送電網のTNO 7社（RTE、Elia、TenneT、Cegedel Net、EnBW、E.ON NetzおよびRWE TSO）は、CWE地域の諸国（フランス、ベネルクスおよびドイツ）の国境への送電容量を入札により割り当てるための「単一の窓口」を利用者へ提供する目的で、「Capacity Allocation Service Company（CASC—CWE）」という名称の共同会社を設立した。2010年11月9日、3年超の作業を経て、RTEおよびCWE地域におけるそのパートナー、電力網事業者ならびに市場は、フランス／ドイツ／ベネルクス地域における市場結合を実施し、成功した。この地域における市場結合により、かかる地域内のすべての国は、国境を越えた発電容量の相互接続の最適化を同時に行うことが可能となった。相互接続の輻輳状態が解消されたことにより、かかるすべての諸国における単一価格が可能となる。

さらに、市場結合の実施以降、かかる地域内では1日を通して単一価格が設定され、市場結合によって可能になった電力網設備の利用による成果を証明した。

この結合は、単一の欧州エネルギー市場の創設に向けた重要な前進である。2014年2月4日、RTEを含む13社の送電網事業者が、フランス以外ではスカンジナビア諸国、英国、ドイツおよびベネルクスを含む欧州北西部のエネルギー卸売市場の結合を開始した。これは、域内の電力市場を形成するための最終段階である。2014年5月13日、この統合はイベリア半島まで拡大した。

（c） RTEの国際的業務

2006年9月に設立されたRTEの子会社であるRTE Internationalは、入札の要請または個別の要請に応じる、フランス国外のすべての技術およびコンサルタント・サービスに関するRTEのインターフェースである。

RTEはその国際的業務の展開戦略・地理的多様化戦略を追求している。

（ハ） 制度および法律に関する情報

2009年7月13日付2009/72/EC指令は、2003/54/EC指令により定められた、送電網の管理は、送電網事業者の独立義務を大幅に強化する一方で、発電または供給活動を行う者とは別の法人により実施されなければならないという原則を確認した。

かかる指令の置換の一環として、フランスは、「独立送電網事業者」と称するモデルを選択した。このモデルは、発電および供給事業を担当するRTEと垂直的に統合された企業（VIE）（当グループ企業を含む。）との関係に関して制限強化という代償を払い、統合されたグループを維持することを可能にしている。

これらの制限は、2009/72/EC指令において定められたものだが、国内法に置き換えられ、フランス・エネルギー法第L.111-9条以下において成文化された。これらは、主にVIE内におけるRTEの取締役の義務履行に係る条件を規定している（とりわけ、取締役および従業員の報酬は、RTE固有の指標に基づかなければならないものとされている。取締役および従業員は、従業員が

特別配当株式制度または利益分配制度に関して2011年6月1日現在で有している権利を例外として、VIEを構成する企業の株式を取得し、またはかかる企業から一切の財務利益を受領することはできない。）。

その他のVIEとの関係については、フランス・エネルギー法第L.111-18条において、送電網のセキュリティおよび安全性のために必要となるサービスを除外して、これらの企業がRTEのためにサービスを提供することを禁止する原則が導入されている。イメージの混同も禁止されており、とりわけ、RTEは、自らの商号を所有しなければならない。

フランス・エネルギー法第L.321-6条の適用に伴い、RTEは、10年以内に構築または大幅に改変しなければならない主要なインフラ、既に決定された投資および3年以内に行わなければならない新たな投資をまとめた電力網開発10年計画の原案を毎年作成している。この計画は、CREに対して送付され、CREは、かかる計画がすべての要件を満たしているかどうかを確認する。かかる計画は、4年ごとに、エネルギー担当大臣に対して提出され、承認を受ける。また、かかる10年計画を適用するため、RTE業務執行委員会委員長は、RTEの中期財務計画に従い、公共送電網への投資プログラムを毎年CREに提出し、承認を受ける。

最後に、フランス・エネルギー法第L.111-34条以下に基づき、RTEは、独立性の原則の遵守の確保、とりわけ電力網開発10年計画の適切な実施の確保を担うコンプライアンス担当役員を指名する。

[次へ](#)

(ii) 配電—Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDFの主な目的は、常に安全性を保証しかつ電力流量のバランスを監視しながら、公共配電網の運用および拡張を行うことである。ERDFは、配電事業を担うEDFの完全子会社であり、2008年1月1日より操業している。ERDFは、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%は地元の配電会社（LDC）により配電されていた。

2014年、ERDFはフランス本土において、約1.3百万kmの電力網を通じて35百万超の顧客（配電地点）へ電力を供給した。

2014年12月31日現在、ERDFの従業員数は38,859人であった。

2014年におけるERDFの電力網に流れた電力量は、以下のとおりである。

(単位：TWh)	2014年	2013年
RTE供給分	328.0	358.0
分散型電力供給者供給分	33.8	31.7
供給合計	361.8	389.7
配電	339.3	364.5
損失	22.5	25.2
引込合計	361.8	389.7

供給および引込み：ERDFは、電力を電力網顧客施設のメーター設備に配電し、ここから電力が引き込まれる。複数の事業者が電力を配電網に供給している。フランスにおける送電網の管理を担っているのは、主に、電力網全体に設けられている変電所レベルで対応する供給を行うRTE（「第2 3（2）②（i）Réseau de Transport d'Électricité (RTE) による送電」を参照。）および配電網に直接供給ができる規模の設備を有する発電施設である。これらの供給は、常に顧客の引込みおよびネットワーク損失を補わなければならない。かかる填補ができない場合、配電品質（電波の質、電圧量または供給の継続）の低下を招く可能性がある。

損失：配電網には電力損失が伴うが、これは主に物理的効果（「鉄損」および「ジュール損」効果）によるものであり、流れる電力量に直接比例する。ERDFは、最終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。2014年の損失は22.5TWhであり、損失率は電力網に供給された電力の6.2%であった。2014年にERDFが損失相殺のために負担した費用は1,178百万ユーロであった。かかる損失を補うために、ERDF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。2014年から段階的に、ERDFは、損失相殺のための電力購入のために、全体量の約35%を上限としてARENHによる配電を利用することができる。

技術仕様：2014年12月31日現在、ERDFが委託を受けている配電網（「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照。）の構成の概要は以下のとおりである。

- ・ 20,000ボルトのA型高圧（HVA）線623,000キロメートル
- ・ 400ボルトの低圧（LV）線706,000キロメートル
- ・ 2,247個のHVB／HVA変電所
- ・ 769,000個のHVA／LV変電所

(イ) ERDFの組織

フランスにおける配電事業は、法的枠組みに従い、ERDF（フランスの株式会社（*société anonyme*）であり、その業務執行委員会と監査役会は公共配電網の運用に責任を負う。）によりほぼ独占的に提供されている。

指令2003/54/EC（当該指令の原則は2009年7月13日付指令2009/72/ECにおいて適用された。）に従い、公共配電網事業者が垂直的に統合された会社の一部である場合には、その組織および意思決定は配電以外のその他の事業から法的に独立していなければならない。この枠組みにおいて、EDFおよびGaz de France（現在のGDF SUEZ）は、それぞれの電力網事業者を子会社化するという原則を維持した。この2つの子会社であるERDFおよびGaz réseau Distribution France（GrDF）は、法的枠組みに従い、共同サービスを行っている（「第2 3（2）②（ii）（ニ）ERDFおよびGrDFによる共同サービス」を参照。）。

2004年8月9日付法律に従って、公共配電網事業者の事業は、2007年に子会社化された。

ERDFの監査役会は合計15名で構成されており、そのうち8名は定時株主総会により選任され、5名は1983年7月26日付の公共部門の民主化に関する法第83-675号の規定に従って選出された従業員の代表であり、そして2名は政府の代表である。ERDFの業務執行委員会は、監査役会の監督の下に職務を遂行する役員5名により構成されている。

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の適用および2015年1月19日付命令第2015-38号に基づき、2015年2月4日付の決定により、ERDFの監査役会会議に出席する政府委員を選定した。

フランスにおけるERDFの使命

ERDF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（「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照。）、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。ERDF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、ならびに他の電力網との相互接続を提供する。
- ・利用者に対し、ERDFの配電網へ効率的に接続するために必要な情報（規制または法律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—Commission de Régulation de l'Énergie）および公共配電委託機関）との関係の監視を行う。
- ・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、提供および修理を行う。
- ・インフラの設計および建設、ならびに電力網関連作業の管理を行う。
- ・当該配電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、保守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。
- ・フランス地方自治体法の第L.2224-31条第III項および第IV項にそれぞれ規定されているLDC、配電事業者および当局に対し、サービスを提供する。

（ロ） 配電事業

ERDFの事業は、多くの業務から構成されている。すなわち、委託を受けた委託資産の管理、継続的な供給を確保するための電力網の運用および保守管理、電力網に関する作業（とりわけ電力網の接続、強化および更新作業）、既存の契約の枠組み内のすべての使用者に対する電力網へのアクセスの提供、メーター設備の運用、ならびに電力網利用者の消費データの取得、処理および伝達である。

投資の変化

2014年、ERDFは3.2十億ユーロを投資したが、そのうちの1.5十億ユーロは主として新規の顧客および電力事業者の接続ならびに電力網の強化に割り当てられた。さらに2014年、委託機関が833百万ユーロを投資した。2014年におけるフランス本土の配電網への投資額は、合計で4十億ユーロ強となった。

ERDFの投資は、以下のとおり変化した。

総投資

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年	2012年
接続および強化	1,501	1,526	1,468
規制上、安全上および配電事業者としての義務	397	417	399
電力網の近代化	979	935	908
作業設備および運用資源	330	300	294
ERDFの投資合計	3,208	3,177	3,069
第三者および地方自治体からの割当作業 ⁽¹⁾	833	803	878
電力網投資合計	4,041	3,980	3,947

(1) 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 (電圧線の埋設等) に関する委託仕様書別紙1第8条) に基づく控除後。

拠出された追加資源は、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、送電品質、電力網の防護性、安全性および環境保全のために割り当てられる。

ERDFは、投資額が増加したことにより、特に以下の資産更新プログラムを実行することが可能になった。

- ・公共サービス契約に規定され、気候事象に対する電力網の潜在的な脆弱性についての完全な分析に基づく「天候非常時」行動計画 (「第2 3 (5) ②フランスにおける公共サービス」を参照。)。同計画は、50百万ユーロの架空HVA電力網の「耐用年数の延長」に関するプログラムにより補完され、遠隔操作設備により停電時に顧客への送電を速やかに復旧できるようになった。
- ・大都市におけるHVAおよびLVの地下電力網の交換計画も実施され、2014年には953キロメートルのHVA地下電力網が交換された。
- ・変電所の最新化プログラム (デジタル遠隔操作および開閉装置の交換等) ならびに特に人口の過密な都市部における当該設備の保護

ERDFは、上記の投資に加えて、電力網の予防的保守業務 (とりわけ縮小作業) に割り当てる予算の引上げも継続している。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年	2012年
予防的保守業務予算	334	273	264

県域協議会

投資プログラムは、地方行政局が計画し議長を務める県域協議会において、毎年地域ベースで分類される。県域協議会は、電力供給の安全性および品質に関する投資支出の効率水準を改善するために、公共配電網に投資するプロジェクト管理者間の対話を深めることを目的として設立された。

協調的な電力網開発および近代化プログラム (PCDMR)

ERDFおよび全国委託機関連合会 (FNCCR—Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) が2013年に締結した協定では、県域における主要な委託事業において展開されている協調的な電力網開発および近代化プログラム (PCDMR) を、委託機関と協調して実施することが定められた。これらのプログラムでは、投資の優先順位を定めつつ電力網の安全性および信頼性の強化によりサービスの品質を改善することに重点が置かれている。

公共サービス契約ならびに環境および景観に関する問題

公共サービス契約の目標ならびに環境および景観に関する目標を達成するために、ERDFは、新たなA型高圧（HVA）線の90%を埋設することおよび新たな低圧（LV）線のうち3分の2を対象に「景観と調和した技法」（建物正面にツイスト・ケーブルを使用）を使用することを約束した。ERDFは、配電網全体の埋設は計画していない。地中電力網は、依然として架空電力網と同様に停電のリスクがある。地中配電網は、外的衝撃（熱波、洪水、工事等）の影響を受け易く、事故現場の特定および顧客への電力供給再開に要する時間は、一般的に架空電力網の場合より長期化する。

2014年、ERDFは、新たな中圧線の98.6%超を地下技法によって設置し、新たな低圧線の81.4%超を地下技法または景観と調和した技法によって設置した。したがって、ERDFは、その監督下で設置された電力網の視覚的な影響を軽減させるという政府に対するコミットメントを上回る作業を行ったことになる。また、「気象災害」対策計画の枠組みの一環として、ERDFは、4,465キロメートル超の架空HVA線を2014年に設置した。

サービスの質

サービスの質は、ERDFの主要な目的の1つである。2014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63.8分であった。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を維持すること、および停電件数の最少化によっても反映されている。

2007年12月24日付命令第2007-1826号は、電力網事業者が遵守すべきサービスの質の基準を定めている。この命令は、構造的な理由により、フランス国内利用者の大多数と比較して著しく不便利な電力供給状況にある利用者に対して、最低限の品質を長期間保証することを目的としている。この命令は、規制当局が、電力網事業者がサービスの平均水準を維持し、常に改善することを奨励するために、公共送配電網使用料金の枠組みにおいて保持している規定を補完する合理的な施策である。2014年の電圧量については、99%を超える顧客が、現在の規制の下で「十分に供給されている。」と考えている。

重大な事故に対応できるよう、ERDFは、緊急介入部隊（FIRE）を利用し、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・運搬できるようにした。FIREによる対応は、とりわけ、2014年2月の暴風雨（ペトラ、クマイラ、ルートおよびウラ）において活用された。

ERDFは、大規模な暴風雨の影響から架空配電網を保護するための保険については、「第3 4（2）③（v）（ハ）暴風雨保険」を参照。

再生可能エネルギーの開発

ERDFの事業範囲では、太陽光発電施設の接続件数が再度増加し、2014年末現在、4,590MW（2013年末現在では3,731MW）の太陽光発電施設が配電網に接続されたが、これは約321,047基（2013年では294,490基）に相当する。公共配電網に接続された風力発電の開発も継続中であり、8,232MW超が2014年末現在までに配電網に接続された。

2014年末現在、ERDFは合計約12.8GWの太陽光発電および風力による発電を接続しており、その内訳は太陽光発電所が4.6GW、風力発電が8.2GWである。この発電量に他の手段による発電量（特に「従来型の」水力発電所（1.4GW）およびコジェネレーション（1.7GW）を含む。）が加算される。2014年末現在、ERDFは、合計約17.6GWの発電規模の発電所を接続した。

電力市場

フランスの電力販売市場は、2007年7月1日からすべての顧客に対して開放されている。

フランスの市場において、27社の電力供給業者が業務を行っている。供給者はERDFと契約を締結し、顧客が電力の供給と配電について網羅した1つの契約に申し込む場合について、供給者と配電事業者との間の規約を定めている。

委託

2014年12月31日現在、ERDFおよびEDFは、人口の約95%を対象とする593件の委託契約の共同受託事業者である。

フランスでは、地方公共サービスの委託に関する慣習法に基づく委託制度によって公共配電網が運用されている。委託機関は、法律の規定に基づき、返還財産（返還財産とは、許認可を受けたサービスの履行にとって必要不可欠なものである。かかる財産は、最初から現地の委託機関に属するものとみなされる。委託契約において、返還財産は委託期間終了時に現地の委託機関に対して強制的に返還されることが定められている。）である配電網を所有している。委託契約は、一般的に20年から30年の期間について締結されるものである。

公共配電網の開発および運営（公共配電網による全国規模の合理的なサービスならびにあらゆる状況下での公共配電網への接続およびアクセス）は、フランス・エネルギー法（第L.121-4条）に基づきERDFに、フランス本土と相互接続のない区域においてはEDFに、またその独占区域についてはLDCに、それぞれ委託されている。

フランス・エネルギー法第L.334-3条に従い、進行中の委託契約は、委託機関（地方自治体または提携する公的機関）ならびに規制料金での供給に関する箇所についてはEDF（または管轄領域が競合するLDC）、および配電網に関する箇所についてはERDF（または管轄領域が競合するLDC）により連署されている。その更新または修正の際には、委託契約はそれらの要項に従って連署される。

「第2 3（5）⑧（i）共同体レベルでの今後の規制 — 委託契約に関する規制」も参照。

委託契約の経済性

委託契約および委託仕様書のモデル（契約の都市部の自治体との締結の有無、自治体連合との締結の有無によって調整される。）は、EDFと全国委託機関連合会（FNCCR—*Fédération nationale des collectivités concédantes et régies*）との交渉を受けて1992年6月に採用され、公的部門代表者により承認された（「第2 3（5）⑤公共配電委託」を参照。）。このモデルは、2007年7月に更新された。

委託仕様書の主な規定は下記に関するものである。

- ・委託の目的および範囲：委託機関は、公共配電網の開発および運営ならびに規制販売料金でのサービス提供という公共サービスを実施する、所定の地域における独占的運営権を、受託事業者に保証する。受託事業者は、サービスの運営に関し責任を負い、自らの責任においてこれを運営する。受託事業者は、課せられた義務の対価として、利用者から料金を受領する。
- ・受託事業者から請負業者への委託料の支払い
- ・更新されるべき設備の取替費用を考慮に入れた、工業品の減価償却の適用および更新引当金の設定を行う受託事業者の義務
- ・経済面もしくは技術面における永続的な状況の結果または科学の進歩の観点から、サービス継続による利益が生み出されなくなり、委託更新がなされない（または早期に解除される）場合の当事者の権利義務
- ・委託機関が委託仕様書に規定した公共サービスの使命が正しく達成されているかの評価。この評価は、委託機関が指定した公共配電網事業者とは別の代理人が行う。

さらに、都市連帯・再生法（SRU法—*Solidarité et renouvellement urbain*）および都市計画・住宅法（UH法）の施行の枠組みにおいて、ERDFおよびFNCCRは、2012年7月18日にPCTと呼ばれる協定を更新した。この契約は、委託機関が同等の作業の管理を行う際の、委託機関に対する接続事業の資金調達に係る配電料金の支払いを体系化している。

電力網に係る作業の管理（プロジェクト管理者が作業の調整、実施および資金調達を担う。）は、各仕様書に設定される条件に基づき、原則的に以下のとおり分担される。

- ・接続（配電網の拡張および接続の作成）ならびに設備の改修（電力需要の増加による、またはサービスの質の向上のための電力網の強化）に関し、ERDFおよび委託機関は、当該自治体が地方の電化計画に該当する場合（すなわち、プロジェクト管理者である委託機関がCAS-FACE政府基金（*Compte d'affectation spéciale du Fonds d'amortissement des charges d'électrification*）からの助成金を受ける権利を有する場合）は、接続種別（すなわち、依頼者の別（消費者または供給者））に応じてプロジェクトの管理を共同で請け負う。都市部の電化計画に該当する自治体に関しては、一般的にERDFがプロジェクトの管理責任を負う。
- ・電力網の保守管理および更新（保守管理、縮小、同一設備への更新、移動および法令遵守の向上）に関しては、ERDFがプロジェクト管理者である。
- ・既存設備の環境との調和（埋設、景観改善等）に関しては、委託機関がプロジェクト管理者である。

主要な料金および拠出金

契約により、受託事業者による委託機関に対する手数料の支払いが規定されている。

ERDFは、委託機関がプロジェクト管理者であり委託に含まれる設備のために委託機関が負担した資金調達、受託事業者が作業のプロジェクト管理者である場合の委託機関の当該作業に対する参加持分に関する資金調達、または委託に含まれる公共サービスに対して委託機関が負担したあらゆる費用に係る資金調達を補償するため、委託機関に対して、そのR1（事業）およびR2（投資）に分類される費用を支払う。

電力網事業者として、ERDFは、電力網を構成する施設による公有地の使用料金を支払わなければならない。2002年3月26日付命令に基づき、地方自治体に対して支払われる料金には、その人口に応じて上限額が設定されている。これらの料金は、当該領域の公的所有者（自治体、地方自治体グループ、または県）に支払われる。

ERDFは、LDCと同様に、配電したキロワット／時数に基づき、CAS-FACEに資金を拠出している。CAS-FACEは払い込まれた資金を、地方電力網計画に該当する領域に係る電化費用の資金とするために委託機関に再分配する。

同じように、ERDFは、LDCと同様に、国内のすべての顧客に対して同一の配電料金を提供する義務に係る均衡化費用を配電網事業者間で分配する電気料金均衡化基金（FPE—*Fonds de péréquation de l'électricité*）にも参加している。

（ハ） 制度および法律に関する情報

2014年は、議会で審議されているグリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案が特徴的であった（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制」を参照。）。

新規定は特に以下の点でERDFの事業に対して重大な影響を及ぼす可能性がある。

- ・配電に関する新たな統制（特に委託機関および地方当局の統合の強化）
- ・配電網事業者への通常の補償を踏まえた、投資ニーズにより適応したTURPE料金の設定方法
- ・新たな電気利用法に応じた電力網のカスタマイズ（再生可能エネルギーの統合および電気モビリティの開発等）
- ・スマート・グリッドの開発および地方における柔軟性の指導に対する支援
- ・エネルギー管理における地方共同体の役割の強化

地方公共活動の刷新および大都市区域の統合に関する2014年1月27日付法律第2014-58号（MAPTAM—*modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles*）に基づき、配電権限は大都市区域（大パリ圏を除く。）および都市部の共同体へ移行した。しかしながら、大都市区域および都市部の共同体は、地方の電力協会が当該大都市区域または都市部の共同体の範囲に完全に含まれていない場合は、代表権代理メカニズムにより、当該地方電力協会を通じて権限を行使する。

また、ERDFは、フランス国民議会の調査委員会において、電気料金に関して意見を求められた。TURPEの統合と展開、投資の必要性およびプロジェクト管理者である委託機関との協調の強化が、国会議員との議論の中心となった。

（ニ） ERDFおよびGrDFによる共同サービス

フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されるERDFおよびGrDFの共同サービスは、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保守管理、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。

ERDFおよびGrDFは、共同サービスの枠組みにおける2社の関係、当該共同サービスの範囲、および当該サービスにより生じた費用の分担について規定した協定を通じて、関係を有している。この契約は無期限で締結され、18か月前の通知によりいつでも終了できるが、この期間中に両者は再交渉を行わなければならない。

2011年11月、ERDFおよびGrDFは、目標とする共同サービス団体の構想におけるそれぞれの配電事業者の役割をまとめた協定を締結した。市場の開放および処理過程の差別化により、一部事業の組織が変更および専門化された。ERDFは、現在まで、すべての運営業務を地域規模で一体化する、地方部局を擁する組織を支持してきた。地域事業に関しては、さらに詳細な構造が確保されている。メーターの検針または物流事業等の一部事業は、効率向上のため共同で行われている。

（ホ） 今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター） スマート・グリッドおよびスマート・メーター

公共配電サービスの保障を担うERDFは、電力網を開発、最新化および確保するために常に投資を行っている。社会における新たなニーズに電力グリッドを対応させることが主要な戦略的課題となっている。この目標を達成するために、ERDFは、「スマート・メーター」と呼ばれる次世代メーターを基盤とするLinkyシステムを開発している。このシステムは、スマート・グリッドの初期段階である。公的機関に承認された実験段階が成功した後、ほぼ300,000個のLinkyメーターが、リヨンおよびトゥレーヌにおいて稼働している。

2013年7月9日、同日以降2016年末までに、ERDFにより第1回分として3百万個のLinkyメーターが設置されることを首相が発表した後、ERDF主導の入札募集により、フランスにおけるかかる第1回分の3百万個のメーターの製造業者として6社が選出された。メーターの設置は2015年12月に開始される予定である。

残りの32百万個のメーターは、現時点から2021年までに設置される予定である。これらのメーターは、全地域において同時に展開される予定である。投資額は合計5十億ユーロ（ユーロ時価）になると見積もられており、EDFグループが出資する。Linkyによる利益（交通費および損失の削減）が、長期的には必要投資に係る追加費用を相殺するため、顧客の費用には影響しない予定である。

CREは、2014年7月17日付の決定により、「Linky」プログラムの実施期間（約20年間）において適用されるインセンティブに係る規制枠組み（費用管理、期日およびサービス品質基準の達成、ならびに資本支出をヘッジするための暫定手段等についてのERDFの達成度に関する、上限付きのインセンティブ／ペナルティ・プレミアムのメカニズム）を設定した。

通信Linkyシステムにおいてはメーターが主要な役割を担い、顧客に対して以下のサービスを提供する。

- ・消費指数の実際の計測に基づく請求書を作成すること
- ・顧客の存在を要求せずに24時間以内に実施可能な遠隔操作による対応の範囲が広がったこと（計測、出力変更、設置等）
- ・事故発生時の対応に要する時間が短縮されること
- ・新たな用途（電気自動車等）および配電される再生可能エネルギーの融合を容易にすること
- ・インターネットを通じた情報への安全なアクセスにより消費量を確認すること
- ・消費量を削減するための家庭設備の制御
- ・中断の促進を支援する単純なツール

Linkyという接続機器により、ERDFは、新たな配電技術における欧州での先駆者となった。

エネルギー移行の促進

一方で、ERDFは、消費者および企業に対して大幅に最新化された電力網の提供を可能にする数多くのソリューションについて大規模な試験を行っている。この研究および開発作業は、低圧および中圧の電力網の運営、再生可能エネルギーと電気自動車との融合、貯蔵管理ならびに電圧維持等に及ぶ。ERDFは、製造業者、中小企業、新興企業および大学等の多様なパートナーとともに、フランスおよび欧州において約15のデモンストレーターを指揮および／または支援している。配電事業者の課題は、社会の費用負担を最低限に抑えながら、電力網を開発し、エネルギー移行を支援することである。新技術により、消費、発電および電力網の状態に関するより良い理解に基づきさらに高精度かつ迅速な制御が可能となった。この「インテリジェンス」により、品質と安全性という公共サービスにおけるERDFの2つの目標に沿って、電力網の信頼性を確保しつつも、消費のピークに応じて過剰な投資を防止することができる。

2011年末以降、ERDFは「GRID4EU」プログラムの調整を行っている。このプログラムは、欧州の配電事業者6社（ERDF、Enel、Iberdrola、CEZ、VattenfallおよびRWE）のコンソーシアムからなる。このプログラムは、再生可能エネルギーの統合、電気自動車の開発、電力網の自動化、蓄電、電力の効率化および中断に対するソリューションの分野におけるスマート・グリッドの可能性の実験に貢献している。

(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、本土と相互接続していないか、または狭い範囲でしか接続していない、EDFが運営する電力網をいう。主に、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・ミクロン島である。

これらの領域のすべては、フランス・エネルギー法第L.121-3条に記載の「大陸本土の電力網と相互接続していない地域」に該当する。これらは以下の共通の特徴を有している。

- ・これらの地域は、フランス本土同様の料金均一化の利益を享受する。
- ・小規模の電力システムおよび本土の電力網との相互接続の不足または欠如により、これらの地域についての発電費用は、大都市区域と比べ構造的にかなり高額であり、これらの地域から支払われている料金を大幅に超える。
- ・これらの領域においては、発電および供給を行う法人と送配電を委託する法人を分離しなければならない義務は適用されない。

このような状況により、議会はIESの追加発電費用を公共サービス費用とみなし、かかる追加発電費用は公共電力サービス拠出金によって相殺されている（「第2 3（5）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

したがって、かかる地域の各地におけるEDFの組織は、発電の大部分、ならびに需給調整管理者・電力網事業者（HVB、HVAおよびLV）・供給事業者としてのあらゆる機能の双方を提供する、統合された体制を維持することに基づいている。

これらの地域においてEDFは、発電を行う中心的な主体となっている。

以下の表は、2014年12月末現在の島部エネルギー・システムの特徴を示している。

	2014年12月31日現在	
	合計	コルシカ島分
EDF従業員数 ⁽¹⁾	3,373	751
顧客数	1,102,767	246,126
電力網の長さ(単位: km)	35,415	11,329
EDFの設備容量(単位: MW)	2,172	577
水力発電所およびその他の再生可能エネルギー源	456	197
火力発電所 ⁽¹⁾	1,716	380
発電量(単位: GWh)		
EDFによる発電量 ⁽¹⁾	5,597	1,264
水力発電量	1,340	444
第三者からのエネルギーの購入	3,912	863
バガスを含む再生可能エネルギー	1,257	231
その他のエネルギー	2,655	632
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	9,509	2,127

(1) コルシカ島および海外県の火力発電所の更新を担当する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。2014年の火力発電設備容量が2013年比で123MW増加したが、これは、ギアナにおいて燃焼タービンが導入されたこと、ならびにコルシカ島北部およびマルティニーク（IES運用終了に関連する。）ならびに当該年度末のグアドループにおいてはIESエンジンの全面停止が行われずに（「ヒートリザーブ」期間）、PEIエンジンが導入されたことによるものである。

かかるシステムにおけるメガワット／時の発電費用および均一化された料金での販売価格との間の差異を鑑み、EDFの販売事業は、単独でまたはADEMEおよび地方組織と連携して、エネルギー効率事業の推進を目指している。

近年、これらの地域では、消費量の増加が顕著である（人口が著しく増加し、家庭設備の遅れの「巻き返し」が行われている。）。しかしながら、経済危機およびエネルギー効率に関連して実施された多くの対策により、この需要増加は鈍化している。この消費量増加および発電所の更新に対応するために、新たな発電設備を設置する必要があるが、これは、複数年にわたる発電投資プログラム（PPI—*programmation pluriannuelle des investissements*）の枠組み内で、入札公告または事業者の開発したプロジェクトへの授権のいずれかの方法で、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣により決定される。EDFを含む事業者のIES発電事業への投資に対するインセンティブは、2006年3月23日に産業担当副大臣の発令した、コルシカ島、海外県および海外領域ならびにマヨット島に対する固定資産に関する発電投資に対し、税引前の名目報酬率を11%の割合に設定するという決定を受け、強まった。

2012年末、フランス・エネルギー法における、エネルギー効率対策、電力貯蔵費用および周辺諸国からの電力輸入に対する補償面が、2012年12月29日可決の第3次2012年補正予算法（第60条）に関する審議の枠組みで提示された改正に基づき、修正

された。この補償は、これらの施策により防止が支援されている追加発電費用の上限80%を超過して受け取ることはできない。これらの新規定は、2014年8月3日付官報で公告された国务院命令により適用が承認された。

変更点および見直し

発電所の容量を保証するための最新化および増強を目的とする投資

発電に関する、複数年にわたる発電投資プログラム（PPI）では、コルシカ島および海外県において1,166MWの容量が保証された発電を2020年までに導入する目標を設定している。2009年のPPIでは、ほぼすべての既存のディーゼル発電所の更新が定められている。

このため、EDFグループは、何年にもわたり、耐用年数の終了した主要な発電所を更新する計画を実施している。ディーゼル発電所のうち4か所において、総発電容量約740MWの発電所の建設計画が開始された。かかる4か所の発電所は、レユニオン島のポール・エスト、マルティニークのペルフォンテヌB、グアドループのポワント・ジャリーおよびコルシカ島北部のルッチアナBである。これらの新たな発電施設により、当グループは、より良い産業面・環境面の成果を達成することが可能となり、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寄与する。

個別のエンジン12基からなるレユニオン島のポール・エスト発電所は、2012年末から2013年10月の間に稼動を開始した。コルシカ島北部（ルッチアナ）およびマルティニーク（ペルフォンテヌ）の発電所は、2014年に稼動を開始した。グアドループ（ジャリー）の発電所は、現在稼動を開始している（12基のうち7基のエンジンが2014年に稼動した。）。これらすべての発電所には、産業面および環境面において革新的かつ高性能の技術が備えられている。特に、燃料消費を15%削減可能な次世代のディーゼル・エンジンおよび排気ガスをろ過するための触媒装置を有している。EDFグループは、この新たな発電方法に対して約20億ユーロの投資を行った。この発電所は、EDFの子会社であるPEI（Production Électrique Insulaire）により建設および運用されている。この発電所のエンジンは、欧州の製造者であるMAN（150超の会社（ほとんどが現地の会社である。））とともに施設管理を行ったフランスの製造者であるEiffageおよびClemessyの関連会社）から提供された。この発電所は、レユニオン島における持続的な電力供給を保証するとともに、新技術部門（海洋エネルギーおよび海中貯蔵等）が成熟するまでのエネルギー移行、ならびに再生可能エネルギー（水力、バイオマス、太陽光および風力発電）が「相互接続していない地域」における電力構成の平均30%を占める現在の状況における、エネルギーのさらなる効率化に向けた消費形態の発達を確実なものにする。

21MWの容量を有するサンピエール島・ミクロン島の発電所の更新作業は現在進行中であり、サンバルテルミー島の発電所の拡張（16MWの新規エンジン2基）は2014年初め以降実施されている。

EDFは、2014年に島部エネルギー・システムの発電事業に対して282百万ユーロの投資を行っており、2015年には200百万ユーロを投資する予定である。

配電網への投資

エネルギー効率対策の実施および再生可能エネルギーの発展にもかかわらず、これらの地域における消費量の継続的な成長は、EDFグループによる配電網の強化継続に繋がった。コルシカ島では、自然公園がある海外県と同様に、新たな高電圧接続の一部は地下または水中手法を用いて敷設される予定である。

EDFは、2014年にその電力網に対して166百万ユーロの投資を行っており、2015年にはさらに183百万ユーロを投資する予定である。

再生可能エネルギーを発電構成により良く統合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

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し、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方法、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である。燃料油の代わりにLNGを使用する方法が、現在研究されている。

また、EDFは、断続的な再生可能エネルギーを島部エネルギー・システムにおいて導入するための技術力の開発も支援しており（他の産業事業者および大学と連携しての予測手段の開発、レユニオン島におけるこの容量では欧州で初となる容量1MWのバッテリーの試運転開始、太陽光発電と貯蔵容量の結合。）、さらに、他の産業事業者、研究所およびADEMEと連携してスマート・グリッドの実験プロジェクトにも取り組んでいる。

EDFグループは、これらすべての計画において、研究開発に関する専門知識を活用している。

(iv) 公共送配電網使用料金（TURPE）

公共配電網使用料金

ERDFの売上高の90%超は、送電事業からの収益によるものである。公共送配電網使用料金（TURPE）の水準および構成は、エネルギー規制委員会（CRE）が、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。

2013年12月20日付官報で公告された2013年12月12日付のCREの決定により、2014年1月1日付で新たなTURPE 4 HVA-LV送電料金が約4年の期間について発効した。配電網に係る送電料金は、2014年1月1日現在で平均+3.6%増加した。その後、この料金収入は、2014年から2017年の間は、毎年8月1日に自動的に調整される予定である。したがって、当該料金は引き上げまたは引き下げられる可能性がある。

CREは、TURPE 2の枠組みにおいて設定された「CRCP」メカニズム（*Compte de régulation des charges et des produits*—利益および費用の管理勘定）を更新した。これは、予測または管理が困難と考えられる予め定められた項目において、実績値と、料金のベースとなる予想値との差異を、計測および相殺することが可能なメカニズムである。CRCPによる清算が料金構成における年間変動に与える影響（価格の上昇に加味される。）は、+/-2%に制限されている。

さらに、規制当局は、複数年にわたって設定されている既存の規制枠組みを強化し、費用管理ならびに利用者に提供される電力品質およびサービス品質を改善すること、ならびに研究開発および革新的プロジェクトの実施（特にスマート・グリッド・デモンストレーター）に対する料金の障壁を撤廃することをERDFに促した。

当該料金は、N年の8月1日に、「CPI+k」の数式に基づき機械的に調整される。この数式において、CPIは価格の上昇における変動（タバコを除く消費者物価指数）に対応し、k（-2%から+2%の間で変動する数値）によりN-1年の財務実績と財務予想との間の一定の差異による影響、およびN-1年におけるインセンティブ管理の結果による影響が考慮される。

2014年の当該メカニズムの適用により、2014年8月1日時点で、配電網の全利用者に関して、HVAまたはLV電圧に適用されるすべての料金が1.3%減少した。当該料金の下方調整は、2013年における0.7%の価格上昇および-2%のk要因によるものである。TURPE 3 *ter*料金モデル、気象およびパフォーマンスによる影響ならびに2013年のインセンティブ管理の結果により、ERDFは596百万ユーロの過払金を受領した。k要因が-2%に制限された2014年8月1日の物価スライド前における残高は、2014年の実績も踏まえて、2015年8月の物価スライドにおいて考慮される予定である。

公共送電網使用料金

エネルギー法第L.341-3条に従い、公共送電網使用料金は、エネルギー規制委員会（CRE）の妥当な決定により設定されている。2013年4月3日付のCREの決定により設定された現在の公共送電網使用料金（TURPE 4 HVA）は、2013年8月1日に効力が生じている。

上記のとおり、2014年8月1日時点のRTEの料金収入は、1.3%減少した。消費者物価指数に基づく当該料金の改定は、2015年および2016年の8月1日に行われる予定である。

RTEの資産から支払われる財務報酬は、2014年1月1日における管理資産ベース（RAB）の見積額（12,143百万ユーロ）に、2013年から2016年の料金実施期間における7.25%の税引前の名目率に対応した固定報酬率を乗じることにより算出する。

加えて、CREは、TURPE配電料金について、TURPE送電料金に関する「CRCP」メカニズムを同一の機能および条件において更新した（上記参照。）。

料金が約4年間維持されることにより、RTEの将来的な収入の動向についての可視性が改善された。またこの期間により、RTEが、費用管理および高品質なサービスの維持のため、投資および技術的方策を実行することが容易になった。

これに基づき、2014年の送電網からの料金収入は、約4.3十億ユーロとなった。

CREは、送電網事業者が2013年から2016年の料金実施期間中の事業においてその技術および経済効率を改善するために、その公益事業任務を遵守する一方で、RTEについて管理可能な営業コストに関する一連の目標を設定し、電力供給の持続性に関するインセンティブ・メカニズムを改善した。このようにして、この規制制度は、電力供給品質の低下をもたらすインセンティブの廃止を図っている。また、当該規制当局は、相互接続に関する投資の拡大を促進するインセンティブ・メカニズムを導入した。特に送電網における損失の相殺、RTEの研究開発費用およびフランス電力網と近隣電力網との相互接続容量の増加維持に貢献する投資に関する金額の管理に関して、固有の監視メカニズムが設定された。

天然ガスの輸送および配給（2003年1月3日付法律第2003-08号）については、「第2 3（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。

（3） EDFグループの国際事業について

EDFグループは、スキルの発展および当グループの技術的専門知識の進歩に基づく、持続可能かつ高収益の産業成長への投資を最優先の目標とする、エネルギー分野のリーダーとして位置付けられている。

EDFグループの国際活動は、当グループの戦略方向を営業レベルで示している（「第2 3（1）戦略」を参照。）。

以下の表は、2014年末現在のEDFグループの国際操業における設備容量および発電量を示している⁽¹⁾⁽²⁾。

	設備容量 ⁽¹⁾⁽²⁾		発電量 ⁽¹⁾⁽²⁾	
	MW	%	GWh	%
原子力発電（ショーBの100MWの引出権を除く。）	9,783	32	61,759	45
火力発電	17,879	59	67,851	50
水力発電	1,428	5	5,161	4
その他の再生可能エネルギー発電	1,143	4	2,040	1
合計	30,233	100	136,811	100

(1) EDF Énergies Nouvellesの国際操業のデータ（それぞれ4,191.5MWおよび8,353GWh）を除く。

(2) EDFグループの連結財務書類における、企業の連結方法および連結割合を適用して算出した技術データ。

① 英国

EDFグループの英国における事業は、EDF Energyを通じて行われ、エネルギー供給および発電に重点を置いている。また、当グループは、Edisonの子会社であるEDF Production UKとともに、北海で石油およびガスの探鉱および生産活動を行っている（「第2 3（4）②（ii）（ハ）探鉱および生産（E&P）」を参照。）。

（i）EDF Energyおよび英国市場

EDF Energyは、英国の最大エネルギー企業の1つであり、英国全土でおよそ14,700人を雇用している。2014年において、EDF Energyは、英国の最大発電事業者（生産TWhによる。）および低炭素電力の最大発電事業者（出典：Elexon Reporting.）としての地位を保持していた。直近のデータ（出典：Cornwall Energy Associatesのビジネス部門—電力事業、2014年10月31日。北アイルランドのデータを除く。）によれば、EDF Energyは、非住宅用顧客に対する最大の電力供給業者（販売TWh（北アイルランドを除く入手可能データに基づく。）による。）としての地位も有していた。直近に公表された市場データ（2014年10月31日付）からは、EDF Energyは、住宅用顧客に対する第4位のガスおよび電力の供給業者（口座数による。）であったことが示唆されている。概して、EDF Energyは、英国における主要な電力供給業者である（販売TWh（北アイルランドを除く入手可能データに基づく。）による。）。

英国における発電ならびにガスおよび電力供給市場におけるEDF Energyの主要競合企業は、Centrica、E.ON UK、RWE npower、ScottishPower、Scottish and Southern Energy（SSE）およびGDF Suez Energy International（後者は、住宅用顧客に対する供給を行っていない。）である。また、住宅用顧客に対する供給では、より小規模な供給業者の市場シェアが増加した。2014年10月末までに、より小規模な供給業者の市場シェアは9%に増加した。

EDF Energyは、英国における送配電事業には参入していない。高圧送電網は、イングランドおよびウェールズ地方においてはNational Gridの、またスコットランドにおいてはSSEおよびScottishPowerの所有である。一方で、英国の地方配電網は、UK Power Networks、Northern Powergrid、SSE、ScottishPower Energy Networks、Western Power DistributionおよびElectricity North West等の会社により運営されている。ガス供給網事業者は、National Grid、Scottish and Southern Gas Networks、Wales and West UtilitiesおよびNorthern Gas Networks等である。

（ii）戦略

EDF Energyは、世界のコモディティ価格に伴い推移する卸売市場、激しい競争、エネルギーの安全性、炭素除去および適正価格に関するエネルギー政策目標の実行のために自由化に反して行われる政府介入を特徴とする、複雑な市場環境において事業を行っている。景気の回復にもかかわらず、電力需要は成長軌道には回復していない。しかしながら、より長期的には、炭素除去政策が発電における炭素除去につながり、特に暖房および輸送分野においてガスおよび石油から低炭素電力への切替えを後押しすることが予測されている。

EDF Energyの戦略は、持続可能な長期的事業を確保し、低炭素排出経済への移行に伴う顧客のニーズを満たすことに重点を置いている。かかる戦略においては、卓越したオペレーションの継続によって、また、既存の原子力、石炭およびガス資産の最大価値を達成するための安全で信頼性ある発電の確保、顧客事業における費用効率への注力、再生可能エネルギー関連のプロジェクト・ポートフォリオの開発、ならびに英国における原子力発電所の新規建設の再開において主導的な役割を果たすことによって、価値を創造することを目標としている。当グループは、英国における一連の新規の原子力ユニット（すなわちサマセットのヒンクリー・ポイントC（HPC）における2基およびサフォーク州のサイズウェルにおいてさらに建設されるユニット（現在進行中の調査結果に服する。））の建設を計画している。2013年10月、EDFは、差額決済契約（Cfd）によりHPCの発電量に対して支払われるべき価格についての公正かつバランスの取れた取決めに付き、英国政府と大筋で合意し、HPCがインフラに関する政府保証スキームに基づき適格である旨の事前の承認を得た、政府支援による保証に係る主要条件について合意した。2014年10月8日、欧州委員会（EC）により、契約の主要条件がEUの国庫補助規則に適合することが確認された。Cfd制度

は、将来発生する可能性のある利益を顧客と共有することを目的としている（「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」を参照）。HPCに関する最終投資決定は未だに行われておらず、Cfdの全条項についての英国政府との合意、インフラストラクチャーUK（財務省の一機関）との負債資金調達に関する契約、および産業パートナーとのエクイティ資金調達に関する契約を締結する必要がある。特に注目すべきは、2015年3月、中国のCGNおよびCNNCによるジョイント・ベンチャー（CJV）との産業協働協定の締結により、英国におけるCJVおよびEDFの産業協働の基盤が定められたことである。また、資金調達による廃炉プログラムの一環として、廃棄物移送に係る取決めについて、ECおよび国務大臣の承認を得なければならない。

時機を同じくして、エネルギー法に組み込まれ、2013年12月に国王裁可を得た政府の電力市場改革が、実施に向けて前進した。2014年7月23日にECが当該改革は主要な点においてEUの国庫補助規則に適合すると発表した後、英国市場における事業者が当該決定について欧州連合一般裁判所に上訴したものの、2014年8月1日にCfdおよび供給量市場に係る行政規則が発効した。最初の供給量入札は、2018年10月以降の配電供給量契約に関して、2014年12月に行われた。EDF Energyは、当該入札において、既存の発電ユニット29基のうち28基に関し、供給量契約を確保した。2013年4月より施行されている英国の追加炭素税（EU ETSにおける炭素価格に上乗せされる。）の上限は、2014年3月の予算において、2016/2017年から2019/2020年の4年間の間については18英ポンド／トンに設定された（「第2 3（3）①（iv）（ホ）英国の法的環境」および「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」を参照。）。

EDF Energyの既存の原子力発電所は、英国において、引き続き安全で信頼性ある低炭素電力を提供している。2014年の発電量は、55TWhを上回る原子力発電量を継続して達成するという成績目標には達したものの、過去8年間で最大となる60.5TWhを達成した2013年の発電量を下回った。この減少は、主として、ヘイシャム1およびハートルプールにおいて、ボイラー支柱に生じた問題により発電量が低下したことによるものである（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット」を参照。）。

EDFグループの発電所の、安全で商業的に実現可能な耐用年数の延長により、英国では、新たな低炭素の発電容量が大規模に接続されるまで引き続き原子力エネルギーの恩恵を受けることができる。またこれにより、雇用機会が創出され、英国の原子力産業技術を維持することができる。2015年1月、EDF Energyは、ダンジェネスB原子力発電所について、2028年まで10年間耐用年数を延長することを確認した。

当社の発電施設に関するその他の重要な戦略的取組みには、（i）大規模燃焼発電所指令（LCPD）、産業排出指令（IED）および上記の供給量市場に服する石炭発電容量の耐用年数の最適化、（ii）既存の原子力発電所における発電量の最大化、（iii）新ウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所の運営の最適化、（iv）再生可能発電プロジェクトの継続実施および高速サイクル・ガス貯蔵洞窟施設による配電の終了、ならびに（v）新しい、融通性のあるガス火力発電の選択肢の検討が含まれる。

顧客向け事業において、EDF Energyの重点的取組みは、その収益性を改善しながら、公正なエネルギー供給業者として確固たる地位を占めることである。EDF Energyは、信頼性および透明性のあるサービスを顧客に保証するため、公正な価格、より良いサービス、分かりやすさを実現するという顧客への約束を導入した。また、全社的に、すべての業務が2012年に制定された信頼性テストに耐えることを点検するプロセスが整備された。この信頼性テストは、顧客のために適切な措置が実行されていることを確認するものである。収益性の改善は、特に、コスト効率の改善ならびにスマート・メーターの採用およびエネルギー効率計画といった規制上の義務の効率的遂行を通じて追求され、これらはすべて、人材および情報システムへの投資に支えられている。市場の他の競合業者との差別化は、フィール・ベター・エナジーのブランド戦略および原子力を裏付けとする革新的な「ブルー」商品の後押しにより前進している（「第2 3（3）①（iv）（イ）顧客事業」を参照。）。

当該部門における価格および収益についての国民的・政治的関心が強まったため、2014年6月26日、ガス・電力市場局（Ofgem）は、英国のエネルギー供給および購入市場について競争および市場当局（CMA）に調査を委託した（「第2 3（3）①（iv）（ホ）英国の法的環境」を参照。）。

EDF Energyの将来における財務的成功は、原子力発電所が達成する収益に大きく依存する。これらの収益は、原子力発電所の供給力の変化および（既存の容量については）卸売市場の電力価格水準に大きく影響を受ける。EDF Energyは、その発電資産ポートフォリオ（火力および原子力）のリスク因子の改善、ならびに目的に適合した規制および市場の枠組みへの参加に重点的に取り組んでいる。

EDF Energyがその戦略を実現するためには、健康および安全に関する会社の目標である「ゼロ・ハーム」ならびに有能な従業員の育成および維持に継続して重点的に取り組むことが非常に重要である。EDF Energyは、引き続き重点的に、全事業における従業員のトレーニングおよび育成に投資している（キャンパス・プロジェクトを含む。）。EDF Energyは、英国における大規模な投資計画を支援するために、2013年から2016年まで約4,000人の有能な従業員を採用する予定であり、このうち1,075人が2014年に採用された。2014年末現在、EDF Energyの全従業員は約14,700人であり、同社による費用効率に関する取組みを反映して、2013年と比較して3%減少した。

(iii) 稼働実績

2014年において、EDF Energyは、住宅用顧客、企業用顧客および商業用顧客に、51.2TWh（2013年は52.7TWh）の電力および27.8TWh（2013年は31.5TWh）のガスを供給した。2014年末現在、EDF Energyは5.9百万（2013年は6.0百万）の顧客口座を有していたが、このうちの大半は住宅用顧客（5.6百万の顧客口座）であり、中小企業顧客および大企業顧客は約317,000であった。

2014年12月31日現在、EDF Energyは、8基の原子力発電所、3基の火力発電所、熱電併給施設（CHP）1基ならびにEDF Energy Renewables（EDFグループの完全所有子会社であるEDF Énergies Nouvellesとのジョイント・ベンチャー）を通じて陸上および洋上の再生可能エネルギー発電資産を所有している。これらの資産は、当年において81.3TWh（ウェスト・バートンB稼働による発電量を含まない。）（2013年は85.4TWh）の電力を発電し、これは英国全体の電力のおよそ5分の1であった。

EDF Energyは2014年において、優れた安全実績を達成し、記録可能な従業員および請負業者合計の事故発生率は、百万時間の労働時間につき0.95件であった。

2014年に従業員を対象として実施された調査においては従業員の献身が証明され、参加率は83%を上回った。調査結果は、高水準の献身（77%）、関与（78%）およびEDF Energyへの忠誠心（74%）を明らかにしている。また、これらの結構な調査結果は、従業員の79%がEDF Energyの将来の成功に確信を持ち、83%が会社の目標の正当性を信頼し、80%が良き従業員として推奨し、従業員の91%がEDF Energyの成功をより大きくするために一層の努力をする、という事実も示している。

以下の表は、2014年12月31日に終了した事業年度のEDF Energyの重要な数値を示している。

	2014年12月31日	2013年12月31日
供給電力 ⁽¹⁾ (単位: GWh)	51,247	52,746
供給ガス (単位: GWh)	27,803	31,468
住宅用顧客口座数 (単位: 千)	5,592	5,710
合計容量 (単位: MW)	14,374	14,224
原子力 ⁽²⁾	8,883	8,748
石炭 ⁽³⁾	3,987	3,987
ガス ⁽⁴⁾	1,333	1,333
再生可能エネルギー ⁽⁵⁾	170.9	156
合計発電量 (単位: TWh)	81.0	85.4
原子力 ⁽²⁾	56.3	60.5
石炭 ⁽³⁾⁽⁴⁾	19.6	23.1
ガス ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	4.7	1.33
再生可能エネルギー ⁽⁶⁾	0.42	0.47
従業員数 ⁽⁷⁾	14,716	15,162
記録可能な事故発生率合計 ⁽⁸⁾	0.95	0.84

(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) 表示されている数値は、EDF EnergyおよびCentricaが80対20の割合で共有する100%の原子力発電容量および原子力発電量である。

(3) 純発電容量は、送電参入発電容量を示しており、バイオマスを含む。

(4) 石炭およびガスによる発電量（ネットワーク損失を除く。）は、それぞれ19.8TWhおよび4.8TWhである。

(5) ガス発電量は、ウェスト・バートンB稼働による発電量を含まない。

(6) EDF Energyが資産の50%超を保有する場合、表示される発電容量は、設備容量および発電量の100%である。再生可能エネルギー発電量は、バイオマスを含まない。

(7) 産休中の従業員が含まれる。

(8) 記録可能な事故発生率合計—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を除く。

(iv) EDF Energyの構造

2014年1月1日以降、EDF Energyは、3つの主要事業ユニットを再編成し、顧客事業ユニット、発電事業ユニットおよび新規の原子力発電所建設事業ユニットとした。顧客事業ユニットは、住宅用顧客と企業用顧客、エネルギー・サービスおよびスマート・メーターを含む。発電事業ユニットは、原子力、石炭、ガスおよび再生可能エネルギーの発電を含む。すべてのユニットの法人格は、変更がない。新規の原子力発電所建設事業ユニットは、現在進行中の原子力ユニット開発（HPCおよびサイズウェルの双方）を管轄している。

2009年以降、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。

（イ）顧客事業

顧客事業は、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、ならびに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、すなわちB2Cと称する住宅用顧客および事業部門に対する部門（B2B）と称する企業用顧客に販売しており、企業用顧客の規模は、大規模産業事業者から小規模民間事業者に及んでいる。EDF Energyは、B2CおよびB2Bに対して異なるリスク管理戦略を採用している。

B2C

当年度中、EDF Energyは、B2C部門に対して、14.5TWhの電力および27.7TWhのガスを供給した。2014年12月31日現在、EDF Energyは、当該部門で3.5百万の電力顧客口座および2.1百万のガス顧客口座を有していた。

競争

英国のB2C市場における解約率（顧客の喪失および獲得から計算された純数）は、2008年のピークから下降傾向ではあるものの、他の諸国に比較して依然として相対的に高かった。2014年9月末現在、英国のB2C電力顧客の17.9百万人（63%）および英国のB2Cガス顧客の14百万人（62%）が、市場が規制緩和された時点で、供給業者を変更した。

2014年中のB2C市場では、卸売市場価格が大幅に下落したことおよび中小の供給事業者が引き続き規制義務の免除を受けたことによる著しいコストアドバンテージにより、中小の供給事業者との競争が激化した。中小の供給事業者は、政治およびメディアにおける注目が高まったことの恩恵も受けた。2014年10月末までに、中小の供給事業者の市場シェアは9%に増加したのに対し、EDF Energyの市場シェアは11%であった。

規制の改正

Ofgemによる行動規範は、ライセンス条件を背景として、2013年8月に導入された。EDF Energyは、顧客に対して正しい行為を行うことを全供給事業者に義務付けることによって当該産業への信頼を回復するという、当該行動規範におけるOfgemの方針を強く支持している。EDF Energyは、全供給事業者が行動規範の導入に関して類似したアプローチを取ることを予想して、「フィール・ベター・テスト」の使用により、競合事業者との差別化を図った。「フィール・ベター・テスト」は、従業員が顧客に影響を及ぼす行動を決断する際に考慮する5つの問いからなる。これは、基準要件に基づき構成され、すべての行為の核心に顧客を据えるというEDF Energyの目標の強化を目指している。2014年9月、EDF Energyは、上記規範の履行のためにどのような措置を講じたか、またどのように規制に示された以上の要件を達成する方針かについての、Ofgemからの情報請求に回答した。

Ofgemは、2013年8月、小売市場検査（RMR）に基づく最終提言書を公表した。当該規制は、価格および支払いの節減に関してより単純な選択肢と明確な情報を顧客へ提供することを供給事業者に義務付けるもので、2013年12月末（より単純な選択肢）から2014年3月末（より明確な情報）の間に導入された。Ofgemは、2014年度第4四半期中に、供給事業者がRMR義務に従って作成した顧客情報を精査した。2015年にこの結果が出ることが予想されており、消費者とエネルギー市場との関係に対するRMRの影響が精査される予定である。

エネルギー供給事業者の顧客省エネ義務（ECO）

エネルギー供給事業者の顧客省エネ義務（ECO）は、2017年3月31日まで対象期間が延長されたエネルギー効率プログラムである。ECOは、大規模なエネルギー供給業者に対し、国内のエネルギー利用者に省エネ手段を支給する法的義務を課している。また、ECOは、国内産業に追加的の支援を提供することも目的としており、特に、脆弱な消費者グループおよび取扱いの難しい家庭に重点を置いている。ECOは、グリーンディールと並行して運用される。グリーンディールは、直接支払いではなくエネルギー代金を通じた費用の支払いを人々に可能にすることにより、建物の省エネ化を促進することを目的として整備されたものである。ECOの費用は、2013年1月1日以降、供給時現在で計上される。これは、義務の存続期間にわたる定額法の減価償却であり、以前の義務の計上方法から変更されている。

スマート・メーター

英国のエネルギー供給業者は、政府のスマート・メーター・プログラムの実施義務を負っている。このプログラムは、2020年末までに住宅用顧客および中小企業顧客の100%に電力およびガスのスマート・メーターの設置を促進するため、あらゆる合理的取組みを行うことを義務付けるものである。この展開の目的は、顧客による消費量の削減、最終顧客における炭素排出の削減、ならびにより効率的な請求書作成およびメーター読取りにより供給業者における節減を可能にすることである。

EDF Energyの供給事業は、このプログラムにより、すべての住宅用顧客および中小企業顧客について、コミュニケーション・ハブおよび家庭内ディスプレイを備えた6.2百万個と見積もられるメーターの設置を義務付けられる。これは、当該大規模展開において、最大で年間約1.5百万個のスマート・メーター設置が計画されていることを意味し、耐用年数が満了したメーターの現時点における年間予定更新件数の5倍増となる。

これは、顧客部門における、今後数年間で最大のプログラムである。EDF Energyは、義務を効率的に履行し、顧客関係変革のために持続的利益を最大化することを目指している。

EDF Energyは、一連の試験を経て、スマート・メーターの設置を既に開始しており、大規模展開に先立つ事業能力の先導に重点を置いている。

しかしながら、より広範な全国規模のプログラムにおいては、課題も生じている。DECC（エネルギー・気候変動省）は、当該大規模展開実施の基盤となる国家インフラ（データ通信会社）の完成がさらに遅延することを最近発表した。

変動価格料金

2013年後半、大手供給事業者6社のうち4社が価格引上げを行ったが、EDF Energyは、政府に対してECO制度の修正圧力をかけるため、2014年1月まで引上げを延期し、競合事業者よりも引上げ幅を抑えた。この取組みは成功し、他の供給事業者は、政府の発表後に価格を引き下げた。

2015年1月のガス卸売市場での価格引下げに続き、すべての大手供給事業者が標準的なガス変動価格の引下げを発表した（EDF Energyは1.3%）。この価格引下げにより、標準変動料金に関してはE.ONおよびEDF Energyが最も安価な供給事業者となる（EDF Energyは紙面で請求を行うのに対し、E.ONはペーパーレスの請求である。）。

固定価格料金

2014年を通じて、EDF Energyは、ブルー料金のポートフォリオを拡大した。その主力商品である「ブルー＋・プライス・プロミス」料金は、引き続き低炭素の原子力発電を基盤としており、革新的な価格条件を顧客に提供し、顧客は解約料を支払わずに料金または供給事業者を変更することができる。プライス・プロミス料金は、競合事業者が当該商品よりも年間52英ポンド（1週間につき1英ポンド）超下回る価格の商品を設定した場合は顧客に通知するという約束があることを裏付けとしている。

さらに、EDF Energyは、顧客が価格を3年以上固定することのできるブルー＋・プライス・フリーズ契約を引き続き履行している。この商品は、新規契約においては提案されていない。また、前払いを行う顧客に対する固定価格料金（ブルー＋・フィックス・プリペイ）も導入され、前払いを行う顧客は、既存の標準変動料金を2年間固定することができる。

現在、EDF Energyは「ブルー」の商品に関して2.5百万の商品顧客口座を有している。

2014年の卸売市場の停滞によって市場での付け値が安価になり、EDF Energyは時によっては大手供給事業者の中で最も安価であったものの、現在は4番目に安価である。EDF Energyの価格設定は、競争力維持のため継続的に再検討されている。

天候

最初の4か月間および2014年10月から11月にかけて、通常の同時期よりも天候が温暖であったため、顧客の消費量が減少した。2014年、EDF EnergyのB2Cにおける通常の同時期からの減少は、合計で、ガスが1.8TWh、電力が160GWhであったと見積もられた。

B2C顧客サービス部門

顧客サービス部門は、2014年度第1四半期において2013年末のかつてない売上の落込みの影響から回復したことに続いて、当年度の残りの期間は継続して改善されたサービス水準を提供し、5月以降は平均55%超の電話に対して60秒以内に対応した。同様に、2014年、顧客サービス部門では顧客からの965,000通の電子メールに対応したが、その56%は12時間以内、88%は24時間以内に対応した。顧客とのライブチャットの件数は1週間当たり7,000件から24,000件に増加した。顧客との全やり取りに占めるデジタル通信の割合は、55%から59%に増加した。これらのサービス水準が反映され、EDF Energyのすべての問合せ窓口に対する顧客満足度がプラス評価となった。

B2B

2014年のB2Bは供給量において主導的な地位を維持し、合計で36.7TWh（184,101の中小企業（SME）B2B顧客口座に対して1.8TWh、130,852の工業用および商用（I&C）B2B顧客口座に対して34.9TWh）を供給し、B2Bの市場シェアは合計で19.4%となった。当該事業は、大企業顧客、全国的顧客および複数の電力供給先を所有する顧客の部門において引き続き堅調な実績を上げており、NestleおよびNissanといった大規模顧客の維持に成功し、Airbusを獲得した。当年度、B2B部門は2社の水道会社と、長期的な電力供給に関する革新的な契約（Severn Trent WaterおよびSouth Staffordshire Waterとの5年契約）を締結した。

I&C部門では依然として競争が激しい。これは、大規模供給業者の市場シェア合計における小規模新規参入業者による継続的な進出、および第三者仲介業者による影響の増大にも示されている。このため、事業契約におけるエネルギー供給業者の利幅が圧迫されている。

この利幅圧迫は、低炭素（非課税）エネルギーおよびエネルギー・サービスの提供のようなその他の事業の利幅の増加により部分的に相殺された。

B2B部門は、I&C事業に関する料金設定、請求書作成およびメーター計測を行う新たな一体型システムに投資した。2015年1月を最後としてすべての移行が順調に完了し、当該プロジェクトは承認された予算内で完了した。

最適化

一般的原則

EDF Energyのエネルギー購入ならびに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。

最適化部門の目的は、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。最適化部門は、各事業部門により提供されたポジションおよびリスクを集約して1つのポートフォリオとし、価格および量のリスク・エクスポージャーをサービスの提供時まで管理する。ヘッジ戦略は、EDFグループのエネルギー市場リスク方針のガイドラインを遵守しつつ、時間をかけてエネルギー市場のリスクを徐々に減少させるよう設計されている。最適化部門は、ポートフォリオ・ポジションの平衡を保ち、即時決済市場における価値を最大化する責任も負う。

最適化部門は、EDF Tradingを通じ、卸売市場との間に独自のインターフェースを提供する。また、最適化部門は、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、原子炉廃炉当局（NDA）およびCentricaのような第三者との間で、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

発電所（原子力および化石燃料の双方）が発電する電力は、EDF Energyの卸売市場へのエクスポージャーを単一管理するために、EDF Energyの顧客事業内の最適化部門を通して販売される。2010年4月以降、原子力発電事業からの発電量の20%が、Centricaとの取引時点において締結される契約に従い、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、最適化部門に売却される。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。2014年、EDF Energyは、この経路からおよそ5TWhを取得した。

2014年の供給において、卸売市場におけるEDF Energyの純持高は、約20.2TWhの売越しであった（仕組取引を含む。）。2014年において、EDF Energyは、約88.2TWh売却し、約67.9TWh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、その電力発電所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、石炭およびガス資産の発電予測ならびに石炭の目標貯蔵水準に基づき行われる。2014年、EDF Energyは、その石炭必要量の約50%を、EDF Tradingを通じ、海外の供給業者から調達した。EDF Energyは、その住宅用ガス顧客および住宅用二元燃料顧客のポートフォリオならびにウェスト・バートンBのCCGT発電所に向けて供給するため、ガスの需要がある。現在、EDF Energyは、EDF Tradingを通して、ガス卸売市場から必要なガス全量を調達する方法をとっている。

(ロ) 発電事業ユニット

火力エネルギー発電およびガス貯蔵

2014年12月31日現在、EDF Energyの火力発電事業は、以下のとおり構成される。

発電所	所在地	稼動年	ユニット数	発電所の種類	発電容量 (MW)	12月31日終了年度 の発電量 (TWh)	
						2014年	2013年
コッタム	ノッティンガムシャー	1970	4	石炭火力	2,000	9.8	11.3
ウェスト・バートンA	ノッティンガムシャー	1970	4	石炭火力 およびCCGT	1,987	10.0	11.8
ウェスト・バートンB	ノッティンガムシャー	2013	3	CCGT	1,332	4.8	1.3

2014年12月31日に終了した年度において、コッタムおよびウェスト・バートンAの石炭火力発電所は、19.8TWhの電力を発電した。これは、夏の間のダークスプレッドが低く、また戦略的投資および稼動性の問題によって2件の大規模な供給停止が生じた年において、堅調な発電量の記録を示すものである。商業運転を開始した最初の1年間におけるウェスト・バートンBのCCGTの発電量は、主として当年度下半期における市場のスパーク・スプレッドの改善によってある程度後押しされ、4.8TWhとなった。ウェスト・バートンBのCCGTは、2014年4月より正式に稼動を開始し、EDF Energyの英国の火力発電資産ポートフォリオにおける主要な投資対象である。

EDF Energyはまた、ロンドン地域にあるバーキング発電所に18.6%の持分を有している。2014年7月、バーキング発電所の経営陣は、卸売市場の電力価格と比較してガス価格が高いことと、バーキング発電所のような老朽化した発電所は比較的効率性が低いとして、ガス火力発電にとって現在の市場環境が不利であることを鑑み、当該発電所を閉鎖することを発表した。経営陣は、当該発電所の完全な閉鎖は2年以内に完了すると見込んでいる。

EDF Energyは、EUの立法が2016年より後に、既存の石炭火力発電所にもたらす商業上、技術上、環境上および規制上の課題に対処するため、継続して様々な選択肢を探索し、かかる選択肢に投資している。戦略の開発にあたっては、供給量入札の結果、試験的排出削減、およびその他の関連する市場動向が勘案されるとともに、2016年1月1日より前に完成する両発電所に関し、産業排出指令の手段のうちいずれを選択するかについて、決定がなされる。

EDF Energyは、チェシャー州のヒル・トップ・ファーム高速サイクル・ガス貯蔵施設の開発を完了し、現在は稼動の準備段階にある。3つのドームが完成し、EDF Energyによる関連するガス発電所の最終稼動を待つ商業運転の態勢が整っている。このガス発電所は、全国を網羅する送電系統と運転するドームとの間で、ガスの輸送を行う。残りのドームについては商業運転の準備が進められている。EDF Energyは、2014年4月初旬に、ホール・ハウス・ファームのガス貯蔵施設事業をEDF Tradingから取得した。

再生可能エネルギー

EDF EnergyおよびEDF Énergies Nouvelles (EDF EN) のジョイント・ベンチャー企業であるEDF Energy Renewables (EDF ER) を通して、EDF Energyは、自己の陸上および洋上の資産を開発している。また、EDF Energyは、再生可能エネルギー発電事業者との間で電力購入契約を締結し、独立開発者を支援している。これは、再生可能エネルギーに関する義務（RO）遵守に向けたバランスの取れた取組みおよび顧客基盤への再生可能エネルギーの提供を確実にするためである。ROには様々な改革が加えられ、2010年4月、新プロジェクトの期限が現在の2027年から2037年まで延期された。

EDF ERは、現在、合計発電容量550MW超の28基の風力発電所を操業している。これには、EDF ERの最初の洋上風力発電所であるティーズサイドが含まれる。ティーズサイドは、27基のタービンによる62MWの設備容量を持ち、2013年7月に商業運転を開始した後、2014年4月に正式に稼動を開始した。当年度中、合計発電容量23.2MWの3基の新規の風力発電所（ロード、バーンフット・ノースおよびバームーア）が操業を開始した。

EDF Energy Renewablesは、一連のプロジェクトを開発中および建設中である。ここには、バーンヘッド・モス（26MW）、ロダース（12MW）およびパーク・スプリング（8.6MW）の風力発電所が含まれており、3基すべてが陸上風力発電所である。これらはすべて、2015年から2016年の間に操業を開始する予定である。さらに、2014年中、ブリスにおける洋上風力発電所プロジェクトのデモンストレーターの開発権が獲得された。

2014年12月、EDF ERは、China General Nuclear Power Corporationに対するグラスムアII、ルショルムおよびグリーン・リグ風力発電所の持分の80%の売却を完了したと発表した。この売却の一環として、EDF ERは、風力発電所の資産の管理、操業および維持管理業務の提供を継続する。

また、EDF ERは、再生可能エネルギーの分野で、以下の企業との間にジョイント・ベンチャーを有している。

- ・ Eneco（オランダのエネルギー会社）：ナビタス・ベイのワイト島西海岸における洋上風力発電プロジェクトの開発を目的とする。このプロジェクトは、クラウン・エステートによる第3回洋上風力発電プログラムの一部であり、最大970MW（2013年度第4四半期に行われた、景観への影響を軽減するための区画変更に関する協議の結果、約1,100MWから減少した。）の供給が見込まれている。2014年4月に開発同意命令（DCO）の計画申請書が提出され、2014年10月にプロジェクト全体に関する公聴会が開始された。さらに、環境計画調査局の要請により、2014年11月、ナビタス・ベイについて、設備容量630MWの再構成プロジェクトに関するDCOの「並行」計画申請書の第2版が提出された。
- ・ AMEC Foster Wheeler（建設業グループ）：スコットランド、ルイス島のストーンウェー付近における約130MWの風力発電所の開発を目的とする。当該プロジェクトは2012年9月に同意され、送電網接続契約の当事者である。このプロジェクトの現在の主眼は、2016年のFIDを可能にするため、計画条件の履行および十分かつ確実な送電網接続を確保することである。

原子力発電

EDF Energyは、英国において、8.9GWの合計容量を有する8基の原子力発電所を所有および操業している。原子力発電事業ユニットは、5,500人を超える従業員を有している。

原子力発電所の技術

8基の原子力発電所のうち7基は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）型発電所（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およびトーンズ）であり、残りの1基は加圧水型原子炉（PWR）型発電所（サイズウェルB）である。各AGR発電所は、2基の原子炉および2基のタービンを有している。PWR発電所は、1基の原子炉および2基のタービンを有している。

AGRは、多くの点でPWRと異なる。AGRの設計は英国特有であるが、PWRの設計は世界で最も一般的な原子炉の型である。

- ・ AGRは、核反応制御を促進する黒鉛減速材を有する。原子炉は、生体遮蔽の役割も果たす数メートルの厚さの鉄で覆われたプレストレストコンクリート製圧力容器に包まれている。その中で水が熱せられる蒸気発生器は、圧力容器の中にある。AGRは、燃料としてステンレス鋼のピンで覆われた濃縮二酸化ウランを、冷却材として二酸化炭素を使用する。
- ・ PWRは、減速材および冷却材の役割を果たす加圧水で満たされた鉄製圧力容器の中に設置される。圧力容器は、鉄で覆われた強化コンクリートでできた原子炉格納建造物内部の、コンクリート壁でできた生体遮蔽の中にある。使用燃料は濃縮二酸化ウランであり、ジルコニウム合金のチューブに包まれている。

規制

原子力発電所の操業は、原子力の安全性（特に、原子力発電所の建設、操業および廃炉ならびに電離放射線からの従業員および市民の保護に関連する。）、電力市場の規制ならびに環境規制を含む、多くの分野における広範な規制に服する。

安全性

原子力の安全性は、EDF Energyの最優先事項であり、市民、環境および従業員を保護することよりも重大な責任はない。組織において確立されている強固な安全性の文化は、これらの目標達成に重要であるため、EDF Energyは、従業員の研修および育成への投資を継続している。

個別の原子力事象の現実的および潜在的重大性は、国際原子力事象評価尺度（INES）により測定される。この尺度は、原子力安全性に影響のないレベル0から、重大事故であることを示すレベル7までに分類される。2014年12月31日に終了した年度において、EDF Energyでは、INESのレベル1（異常）を超える原子力事象は0件であった。INESのレベル1の事象が、5件指定された。

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。放射線管理区域に立ち入らなければならない従業員は、個人用電子線量計を装備しなくてはならず、線量計は放射線量を測定し、予め定められた線量を超えた場合は、線量計を携行している者に警告する。

放射線量は、ミリシーベルト（mSv）で測定され、年間法定線量限度は20mSvである。2014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0.093mSvであった。2014年において個人が受けた最高線量は6.9mSvであった。

2011年に発生した福島事故後、原子力規制局（ONR）は英国の原子力発電所について独立して審査を行った。この審査では、「英国の原子力発電所に根本的な脆弱性はない」との結論が出された。この結論は、EDF Energyにおける日本の地震に対応する（JER）プログラムが行った、すべての原子力発電所についての内部審査および問題発見の取組みの実行に基づくものである。この取組みは「設計上、原子力の安全性に問題はない」ことを示した。EDF Energyは、日本での事故後4年にわたり、8基の原子力発電所について、大規模自然災害が生じた場合、これに耐え復旧できる性能を改善する取組みをおおむね完了した。JERプログラムの完全統合型ソリューションは、現地での復旧作業の改善を組み込んだものであり、ここには、強化された洪水防護の設置、地震抑制装置および新しく展開可能な多種多様なバックアップ機器の提携が含まれる。3か所の地域貯蔵立地において、新しいバックアップ機器の保守および展開を管理するため、耐用年数完全対応のマネジメント・パートナーが契約された。また、サイズウェルBにおいて、新しい緊急事態対応センターが2014年に業務を開始した。

発電所の耐用年数

各発電所の潜在耐用年数は、主に、原子力発電所用敷地許可に従って、承認された発電所の安全要件を満たすことが技術面および財政面で実現可能か否かに基づいて決定される。EDF Energyによる現在の予定閉鎖日を過ぎるの発電所の耐用年数を延長する決定は、大部分が、経済的要因ならびに技術面および安全面の問題に関する技術的判断の両方に基づく。耐用年数の延長には、当該延長により廃炉費用（原子力負債資金調達契約に定義される。）の増加が生じる場合、原子力廃炉当局（NDA）の同意が必要とされる。

各発電所の安全要件の妥当性は、各法定供給停止期間に、以下の期間において、当該発電所の適切な検査、保守業務および試験、ならびに稼働性能の審査を行うことにより確認される。かかる結果は、その後ONRに報告され、ONRは、当該原子炉の再開前に、原子力発電所用敷地許可に基づく正式な合意を付与しなければならない。原子炉は、安全要件に基づいて決定された期間において、再開後にのみ運転できる可能性がある。この期間は通常、AGR発電所について3年、PWR発電所について18か月である。

さらに、10年ごとに、EDF Energyは、各発電所の定期安全審査（PSR）を受けなければならない。PSR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。

原子力発電所の現在の耐用年数（EDF Energyにより正式に発表され、NDAによる承認を受けている。）およびこれに相当する現在の予定閉鎖日は、以下の表に示される。

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	定期安全審査 予定日 ⁽¹⁾
ヒンクリー・ポイントB	AGR	1976年2月	47年	22年	2023年	2017年
ハンターストンB	AGR	1976年2月	47年	22年	2023年	2017年
ダンジェネスB	AGR	1983年4月	45年	20年	2028年	2018年
ヘイシャム1	AGR	1983年7月	35年	10年	2019年	2019年
ハートルプール	AGR	1983年8月	35年	10年	2019年	2019年
トーンズ	AGR	1988年5月	35年	10年	2023年	2020年
ヘイシャム2	AGR	1988年7月	35年	10年	2023年	2020年
サイズウェルB	PWR	1995年2月	40年	-	2035年	2015年

(1) ONRの許可取得予測

(注) 表に示される延長期間は、NDAにより正式に承認されたもののみであり、したがって、以下に記載する将来の耐用年数の延長予定は含まない。

AGR発電所の耐用年数は、当初耐用年数に比較して、10年から22年の範囲で既に延長された。かかる正式な延長は、必要な技術面および経済面の評価の完了ならびに関係する外部機関の承認を得て発表された。

2012年2月、EDF Energyは、安全面および商業面で実現可能なすべての原子力発電所において、引き続き耐用年数の延長を目指すことを発表した。EDF Energyは、2011年に完了した発電所の潜在的耐用年数の技術的審査に基づき、必要な正式の審査および承認に従って、AGR発電所については、閉鎖予定日が2009年1月であったのに対して、平均7年間延長することを予定している、と発表した。ダンジェネスBの耐用年数が2028年まで10年間延長されることが最近発表されたことにより、以前2013年の会計報告書に記載されたとおり、当該予想延長年数はAGR発電所全体で8年間に延びた。EDF Energyは、通常、このような正式の延長を、各発電所の現行の正式閉鎖予定日の遅くとも3年前までに行うよう努めている。EDF Energyは既に、ハートルプールおよびヘイシャム1発電所について5年間（2019年まで）、ヒンクリー・ポイントBおよびハンターストンB発電所については7年間（2023年まで）ならびにさらに最近ではダンジェネスBについて10年間（2028年まで）、必要な技術面、安全面および経済面の評価を完了し、関係する外部機関の承認を得たため、耐用年数の延長を決定したと発表済みである。これらの正式に承認された耐用年数の延長は、EDF Energyの耐用年数プログラムにおける予想と合致するものであり、上記の表に含まれている。

AGR発電所全体で8年間という耐用年数の延長予想を達成したならば、EDF Energyの既存の原子力発電所8基のすべてが少なくとも2023年において操業中であることを意味し、7基のAGR発電所のうち3基は2030年近くまで稼働し、EDF Energyの加圧水型原子炉であるサイズウェルBは2055年に至るまで稼働することになる。平均8年間という耐用年数の延長予想は、2009年1月におけるBritish Energy買収時の閉鎖予定日と対比してのものである。

発電容量および発電量

以下の表は、各原子力発電所の実際発電容量および直近の2年間の発電量を示している。

		発電量 ⁽²⁾ (単位：TWh)	
		12月31日に終了した年度	
発電所	容量 ⁽¹⁾ (単位：MW)	2014年	2013年
AGR発電所			
ダンジェネスB	1,040	4.4	4.8
ハートルプール	1,180	5.8	7.0
ヘイシャム1	1,155	3.9	6.9
ヘイシャム2	1,220	10.4	8.8
ヒンクリー・ポイントB	945	7.8	7.5
ハンターストンB	960	6.6	7.5
トーネス	1,185	8.5	9.3
PWR発電所			
サイズウェルB	1,198	8.8	8.7
合計	8,883	56.3	60.5
負荷率 ⁽³⁾		72%	79%

- (1) 発電容量は、National Grid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。発電量は各年末の調査を受けなければならない。表示発電容量は、2014年1月1日からのユニットの基準発電量を反映する。特にヒンクリー・ポイントB発電所およびハンターストンB発電所は、ボイラーの温度制限を原因とする約80%のロードでの計画操業を反映するために調整されている。
- (2) 各年の発電量は、燃料補給のための、計画内および計画外の一時休止を反映している。
- (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。

既存の原子力発電所の操業に関する検討

2014年12月31日に終了した年度において、発電所の原子力発電量は56.3TWhであり、常に55TWhを超える原子力発電量を達成するという業績目標に達したものの、2013年12月31日に終了した年度の原子力発電量60.5TWhよりも4.2TWh減少した。この減少は、主として、ハートルプールおよびヘイシャム1において、ボイラー支柱に生じた問題により発電量が低下したことによるものである（下記「発電所の状態」を参照。）。

2014年12月31日に終了した年度において、原子力発電所の計画的な供給停止のプログラムがあった。かかる法定の供給停止は、ダンジェネスBの原子炉21、ハートルプールの原子炉1、ハンターストンBの原子炉4、サイズウェルBおよびトーネスの原子炉1で行われた。この供給停止のプログラムは、設備の信頼性を確保し、将来の損失リスクを削減する投資を対象を絞って積極的に行うことによる、長期にわたる原子力発電所の信頼性および操業の安全性を改善するための投資に、引き続き重点が置かれていることを反映している。

発電所の状態

ヘイシャム1およびハートルプール

2013年のヘイシャム1の原子炉1における計画的な法定の供給停止期間中、ボイラー支柱の定期超音波点検において、予期しない結果が出た（ヘイシャム1およびハートルプールの各原子炉には、炉心の熱を取り除き、発電所のタービンの発電に利用される蒸気を発生させる、8基のボイラー・ユニットがある。これらのボイラー・ユニットは、関係する原子炉の周囲に、4つの区画に分けて配置され、各区画に2基のボイラー・ユニットが設置されている。各ボイラー・ユニットにおいて、コイル状に組み立てられたボイラー・チューブが、ボイラー支柱と呼ばれる中心の鍛造金属チューブの周囲に巻かれている。このボイラー支柱は、周囲のチューブの重量を支えるものである。）。ヘイシャム1の原子炉1において同様の点検を受けた他の7箇所のボイラー支柱またはヘイシャム1の原子炉2およびハートルプールにおけるその後のボイラー支柱の同様の点検においては、このような結果は見られなかった（これらのボイラーの設計は、ハートルプールおよびヘイシャム1独自のものである。）。ヘイシャム1の原子炉1は、この予期しない結果の原因を確認する追加調査が行われるまで、問題の生じたボイラーのある4分の1区画を分離し、2014年初めに負荷を引き下げて再稼動した。

ヘイシャム1の原子炉1の供給停止期間中の2014年7月から開始された、問題の生じたボイラー支柱に関するより精密な追加点検により、当初の点検結果で指摘された箇所のボイラー支柱にひび割れが確認された。この結果、追加点検のため、設計が類似するヘイシャム1の原子炉2ならびにハートルプールの原子炉1および2を閉鎖するという慎重な決断が下された。英国におけるその他の改良型ガス冷却原子炉のボイラーは、異なる従来型の設計であり、ボイラー支柱がなく、異なる素材から製造されている。このため、これらのボイラーに同様の問題が生じるリスクはない。

この精密な点検においては、さらなる支柱の異常は発見されず、ヘイシャム1の原子炉2ならびにハートルプールの原子炉1および2は、2014年11月から2015年1月の期間、問題の生じた区画のボイラーの温度を管理するために負荷を引き下げて再稼動した。4基のすべての原子炉を通常の負荷に戻す作業が引き続き行われている。

放射性廃棄物の管理

英国において、放射性廃棄物は以下のとおり分類される。

- ・低レベル廃棄（LLW）：LLWカテゴリーの上限については、「放射能含有量がアルファ放射能については1トン当たり4ギガベクレル（GBq/te）を超えず、ベータまたはガンマ放射能については12 GBq/teを超えない放射性廃棄物」と定義されている。LLWについては、LLW Repositoryがウェストカンブリアのドリッグに所在し、地表近くの処分ルートが存在する。
- ・中レベル廃棄物（ILW）：低レベル廃棄物の放射能の上限を超えるが、処分場の設計にあたり熱を考慮する必要がない放射性廃棄物と定義される。現在英国において利用可能なILWの処分ルートは存在しない。
- ・高レベル廃棄物（HLW）：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）：事実上、地表近くの処分に適さないILWおよびLLWをいう。

LLWおよびHAWに関するEDF Energy Nuclear Generationの戦略は、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。これは、処分に関しては過去の優先方針にかかわらず、カンブリアにおける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を表す。その具体例は、カンブリアのリリーホールに立地する金属リサイクリング施設の利用、およびLLW金属のリサイクル等、可燃廃棄物に関する焼却施設の利用の増加を含む。現在、英国においては、LLWに関してのみ処分場が存在する。

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。

従来の契約上の取決めにに基づき、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（原子力廃炉当局（NDA）が所有する。）まで輸送され、再処理または長期貯蔵される。セラフィールドにおいては、使用済AGR燃料の再処理工程から、発熱性HLWが生じる。この発熱性HLWは、セラフィールドにおいてガラス固化され、安全に長期貯蔵される。

EUおよび英国内部の政策的立場は、使用済燃料は廃棄物とは定義されないが、燃料を再処理する選択肢はありうる、というものである。結局のところ、地層処分施設（GDF）の中に配置されるまでは、再処理が理論的に選択肢となる。したがって、使用済燃料は、GDFの中に配置されるまでは、廃棄物と定義されない。

サイズウェルBのPWR発電所においては、使用済燃料は敷地内に貯蔵されており、EDF Energyは、発電所が引き続きサイズウェル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、サイズウェルBに追加の使用済燃料乾式貯蔵施設を建設中である。サイズウェルBの燃料管理に関する承認済戦略は、独立使用済燃料貯蔵施設（SFSI）における乾式貯蔵からなり、これは、使用済PWR燃料をHOLTECが供給する金属キャスクに貯蔵し、かかるキャスクを専用の建物の中のコンクリート台上に保存するというものである。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、処分される。

EDF Energy Nuclear Generationの事業の性格および従来の政府との相互関係から導かれることは、EDF Energy Nuclear Generationの発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物に関する戦略は、原子力廃炉当局の承認を受けているということである。しかし、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。

放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用—British Energyグループの再編契約

再編契約は当初、旧British Energy グループ（EDF Energy Nuclear Generation Group）の財務状況の安定化を目的とする英国政府との合意の指導に基づき2002年から実施されたEDF Energy Nuclear Generation Groupの再編の一環として、2005年1月14日に締結された。

これらの再編契約により、以下となる。

- ・再編の一環として英国政府が設定した独立投資信託である原子力負債ファンド（NLF）は、（国務大臣の裁量により、）その資産の範囲内で、以下に資金供給することに同意した。すなわち、（i）契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発

電所の使用済燃料の管理に関する負債を含む。）、および(ii)EDF Energy Nuclear Generation Groupが所有および操業する既存の原子力発電所に関する適格廃炉費用である。

- ・ 国務大臣は、以下に資金供給することに同意した。すなわち(i)NLFの資産を超える範囲で、かつEDF Energy Nuclear Generation Groupが所有および操業する既存の原子力発電所に関連する契約していない適格原子力負債（サイズウェルB発電所の使用済燃料の管理に関連する負債を含む。）および適格廃炉費用、ならびに(ii)上限を2,185百万英ポンド（2002年12月の貨幣価値、したがって調整される。）として、EDF Energy Nuclear Generation Groupの使用済燃料の適格契約負債（特に、2005年1月15日以前のAGRの使用済燃料の廃棄物の管理のための負債を含む。）である。
- ・ EDFグループは、一定の除外されたまたは不適格の負債（主に安全でないことまたは不注意な発電所の操業に起因する負債）の資金手当について責任を有し、またその子会社のNLFおよび国務大臣に対する関連する潜在的な義務はEDF Energy Nuclear Generation Groupの主要メンバーから保証を受ける。

EDF Energy Nuclear Generation Groupの数社（EDF Energy Nuclear Generation Limitedを含む。）は、2005年1月15日以降のAGRの使用済燃料（新燃料）の管理のため、現在NDAと個別の契約を締結しているが、セラフィールドへの移管後はこの燃料に関して責任を負わない。

国務大臣およびEDFは、Lake AcquisitionsによるEDF Energy Nuclear Generation Groupの買収に関する本再編契約の限定的修正に、合意した。かかる修正は、とりわけ、そして限定的な除外事項に従って、本再編契約が課す権利・義務の大部分をEDF Energy Nuclear Generation Groupおよびその子会社にのみ制限し、したがって、EDFグループまたはEDFのその他の子会社に対し、同様の権利および義務は及ばないものとしている。かかる修正は、国務大臣またはNLFのEDF Energy Nuclear Generation Groupに対する契約上の資金提供コミットメントに影響しない。

買収後のEDF Energy Nuclear Generation Groupの信用格付の格上げの可能性を反映して、本再編契約に関して、一定の修正が行われた。特に、EDF Energy Nuclear Generation Groupは、最低限の現金準備額を維持しなければならない。上述の修正により、最低額は290百万英ポンドまで引き下げられた。かかる現金準備額は、EDF Energy Nuclear Generation Groupが投資適格格付を取得および維持しているまたは投資適格格付を取得している第三者である金融機関もしくはより広範なEDFグループのメンバーおよびEDF Energy Nuclear Generation Groupのメンバーの間に同額の取消不能の信用枠が設定されている場合、さらに0英ポンドまで削減されることが可能である。

(ハ) 新規の原子力発電所建設事業ユニット

新規の原子力発電所建設事業ユニットの事業

EDF Energyは、英国において、4基の新規のEPRである原子炉を建設予定である（すなわち、ヒンクリー・ポイントの2基の原子炉、さらに予定ではサイズウェルの2基である。）。同計画は、必要な同意の取得および強固な投資の枠組みの整備を条件とする。

安全性は、EPR設計および新規の原子力発電所建設事業ユニットにおける重要な点である。同じEPR技術は既に、フランスのフラマンビル（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）および中国の台山においてEDFがジョイント・ベンチャーの一環として建設した新規原子力発電所で使用されている。英国要件に適合したこの同じ技術を使うことにより、標準化された建設設計および一連の発電所の運営に効率性がもたらされる。

ヒンクリー・ポイントC

規制の枠組み：計画ならびに同意および許認可の取得

過去3年にわたり、ヒンクリー・ポイントC（HPC）に必要な計画ならびに同意および許認可の取得において大きな進展があった。主要な進展は以下のとおりである。

- ・ 計画義務（106条契約）（2012年9月）：NNB Generation Company Ltd.（NNB）は、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトに関し、建設予定の発電所の建設および操業による影響に対処するため、地元コミュニティのために合計約80百万英ポンドを引き渡す旨の約定をなす、2件の法的拘束力のある計画義務（106条契約）を締結した。敷地整備工事計画に関しては、建設による影響の事前緩和策を支援するため、NNBは現在までに約20百万英ポンドを支払った。開発同意命令契約に関しては、NNBは現在までに1.6百万英ポンドを地方当局へ支払った。現在までに支払われている資金は、コミュニティへの影響緩和、住宅建設資金の創出、地方当局の資金源、地域安全推進計画、観光事業、景観／エコロジー、考古学ならびに経済開発制度および計画等の様々な取組みの支援金となり、残りは技能開発、研修および教育のため投資されている。
- ・ 原子力発電所用敷地許可（NSL）（2012年11月）：NNBは、原子力規制局から2012年11月26日にNSLを付与されて以降、NSLの条件の遵守を支える調整および能力の強化を継続して進めてきた。規制当局との連絡は継続しており、しかも積極的かつ強固な関係を維持している。NSLを保持するために、さらに調整を進めることが必要である。これには、試運転および操業に向けた継続的な調整が含まれる。

- ・英国におけるEPRの一般設計評価（GDA）（2012年12月）：2012年12月13日、保健安全執行部（HSE）により「設計受諾確認」（DAC）が、また環境庁（EA）により「設計受諾書」（SODA）が発行され、英国でのEPRの設計は英国における原子力発電所の設計、建設、操業および廃炉に関するライセンス要件を満たすことができるとの承認が得られた。これは、2007年に開始されたGDA手続が終了したことを意味する。
- ・環境に関する3件の主要な許可（2013年3月）：英国政府は、放射性物質に係る規制（RSR）に基づく許可を新規原子力発電所建設計画に対して付与するに先立ち、ユーラトム条約第37条に基づき、当該計画が他の加盟国の放射能汚染を引き起こす可能性があるか否かの判断が可能な資料を欧州委員会に対して提出しなければならない。HPCの場合、英国政府による第37条に基づく提出後、2012年2月および5月に、同委員会が意見を表明した。決定案についての公的協議は2012年11月に終了し、これに基づき、2013年3月13日に3件の操業許可がEAにより正式に発行された。
- ・計画の承認（2013年3月）：2013年3月19日、エネルギー・気候変動省の国務大臣は、EDF Energyに対して、ヒンクリー・ポイントCにおける新規の原子力発電所建設計画を許可する開発同意命令（DCO）を承認した。HPCに係るDCOは、いくつかの要件を条件としており、地元の計画当局の承認を得るには、その前に、EDF Energyはこれらに適合していなければならない、追加情報を提供しなければならない（義務の履行として知られる。）。DCOに係る義務は、環境保護作業、掘削孔の監視および現地の道路に様々な標識を設置すること等の活動を通じて、継続して履行されている。

プロジェクトの更新

NNBおよびエネルギー・気候変動省（DECC）は、HPCの差額決済契約（Cfd）の全条項につき、ほぼ合意に達した。Cfdとは、発電所の事業開始日以降、発電事業者が市場で電力を販売する基準価格が、契約条件に基づいて決定された行使価格よりも低い場合、発電事業者が補償金を受け取る内容の契約をいい、かかる補償金の上限額は、基準価格および行使価格の差額と等しいものとする。逆の場合には、発電事業者が補償金を支払う義務を負う。

2014年10月8日、欧州委員会はHPCに係るCfdの主要条項を承認した。当該委員会による決定では、顧客との将来的利益の共有を目的とした方策が強化されたものの、2013年10月に発表された当該契約の主要な点は変更されなかった。

- ・サイズウェルCの発電所計画が進展する場合、HPCの「行使価格」は1MWh当たり92.50英ポンドまたは1MWh当たり89.50英ポンドに維持される。サイズウェルCに関する最終投資決定がなされた後、サイズウェルCからHPCに対し、1MWh当たり3英ポンド相当額の支払いが行われる。これは、EPR原子炉第1号機に係る費用をHPCおよびサイズウェルCの両敷地間で共同負担する取決めを反映したものである。
 - ・行使価格は、消費者物価指数を通じて物価の上昇に完全に連動する。
 - ・このメカニズムは、開始日から35年間存続する。
 - ・行使価格は、一定の場合において、法律の変更に応じて調整される可能性がある。
 - ・HPCプロジェクトの建設において節約が達成された場合、かかる節約分は、行使価格の引下げにより、顧客にも享受される。
- 差額決済契約の全条項は、EDFによるHPCに関する最終投資決定に先立ち、英国政府の合意を得る必要がある。

EDFは、ECの承認を受けて、ヒンクリー・ポイントにおける2基の原子力発電ユニットの総建設費用見積額が160億英ポンドになることを確認した。ここに含まれる内容は、建設費用、ならびに土地の買収、承諾の形成、使用済燃料の貯蔵施設の建設および発電所の運営に当たる900人のチームの準備等のその他の投資である。総費用の見積もりは、HPCに係る行使価格の合意プロセスの一環である英国政府のエネルギー・気候変動省との詳細な費用検証プロセスを経たものである。

2014年10月8日、欧州委員会は、主要な商業条件の合意を受けて、当該プロジェクトの債務保証についても承認した。債務保証の全条項は、現在英国政府との間で最終確認中であり、EDFによるHPCに関する最終投資決定に先立ち、英国政府の合意を得る必要がある。

HPCプロジェクトの資金調達およびパートナーシップ契約については、現在も議論が継続している。

資金調達による廃炉プログラム（FDP）

2008年エネルギー法に基づき、新規の原子力発電所の事業者は、原子力の安全性に関連する建設作業が開始される前に、資金調達による廃炉プログラム（FDP）を整備し、国務大臣の承認を得なければならない。FDPの全般的な目的は、以下について事業者に必要な引当金を確保させることである。

- ・施設の廃炉費用の全額
- ・廃棄物の安全な管理および廃棄につき、事業者が負担する費用の全額。これにより公的資金に依存するリスクが少なくなる。

FDPの暫定版は、2012年3月、草案の形でDECCに正式に提出された。その後、DECCと独立の原子力負債調達保証委員会を含むDECCの顧問の間で、一連の議論が行われた。EDF EnergyおよびDECCは、全般的な審査および議論のプログラムに取り組み、ヒンクリー・ポイントCに関する資金調達による廃炉プログラムの主要な商業条件の合意に達した。資金調達による廃炉プログ

ラムの最終的な詳細の検討は、Cfdプログラムと同時に、かつHPCに係る最終投資決定に先立って完了することが予定されている。

最終投資決定

当グループが英国政府との間でCfdおよびインフラ保証の全条項に合意し、EDFグループが投資パートナーとの契約書を最終的に確定して初めて、当グループはHPCに関する最終投資決定を行う。さらに、FDPの取決めの一環として、廃棄物移送に係る取決めについて欧州委員会および国務大臣の承認を得る必要がある。

主要な建設契約

初期の土木工事に関する契約に関して、2012年に請負業者が選ばれた。現在、請負業者による設計のフェーズが完了しつつあり、建設工事のための搬入作業が開始された。

7つの主要な建設契約（主たる建設工事、タービン／発電機、港湾工事、機械設置、電気設備設置、暖房、換気および空調、ならびに原子力蒸気供給システムおよび計装・制御）に関しても優先交渉権者が選ばれた。

最終投資決定が行われた場合に備えて、現在契約書の最終版が作成され、署名の準備が整っている。選ばれた請負業者の多くは、初期段階からの請負業者参加（ECI）制度に参加しており、HPCのエンジニアリングおよび建設前計画策定チームに提案を行う等、プロジェクトのリスク軽減および建設スケジュールの確実性向上を支援している。敷地主要部に関する主要な装置設置および設備搬入契約等の他の重要な契約についても、交渉を続けている。

土地に関する契約

土地の取得は計画の進展に沿って行われており、環境計画調査局（PINS）の手続申請を行った敷地を取得した。

2012年、関係当事者間の交渉により、HPCの敷地主要部について3つの借地期間999年の借地を必要に応じて行うことができる契約が締結され、HPCの陸上建設用敷地主要部の用地が確保された。これらの借地のうち1つは現在実行されている。現在、建設プロセスの支援のために必要な関連開発用地を集約するために必要な土地の多くは確保された。これらの多くは、オプション契約により確保されるため、EDF Energyは、土地の所有権をまだ有しないが、プロジェクトのため土地が必要になった場合、その土地を買収または賃借する権利を持つ。2014年、これらのオプションのいくつかが、初期開発を容易にするために行使された。開発同意命令の承認により、EDF Energyは、強制買収の権限も確保した。すなわち、EDF Energyは、残存する土地所有者が売却に同意しない場合、計画申請書において特定された一定の土地を取得できるという、法に定められた権限を有する。したがって、EDF Energyは、必要な土地は確保可能であるとの確信を得ている。海洋に係る一定の権利に関する契約の交渉は、完了に近づいている。

HPCの敷地に関する活動

プロジェクトチームは、最終投資決定後の本工事に先立ち、開発前の敷地造成を継続し、建設用地の整備工事を行っている。これには、迂回路の敷設、ならびに土木工事、水管理ならびに事務所用建物および従業員の福利厚生施設の初期工事等、本工事の段階で必要となる機械類が敷地に入るための建設工事用仮設道路の敷設が含まれる。また、コンクリート製造のための計量プラントの建設も現在行われている。

工事段階を支援するための敷地外道路および現地インフラの改修（関連開発）も順調に進行している。これには、サンドフォードの迂回路（計画前倒しで完成）、キャニントンのバイパスおよびパーク・アンド・ライド施設の建設が含まれる。

敷地内での工事と並行して、敷地外においても発電所の詳細な工学設計に基づき工事が継続しており、2014年3月に主要な設計段階（基準設計構造1）が達成された。

ブリッジウォーター・カレッジ建設技術センターにおいて、当該プロジェクトの作業のために現地の人々に必要となる技術を提供する研修が開始された。さらに、2014年7月、EDF Energyおよび労働組合は、HPC建設に関わる従業員に関する労働協約の包括パッケージに係る交渉を完了した。この契約はHPCの従業員全体に関わるものであり、支払いおよび生産性だけでなく、労使関係、雇用、研修、福利厚生ならびに技能開発および従業員間のコミュニケーションに関しても規定している。当該契約は、EDF Energyの経営陣、請負業者、組合および従業員全体等の関係する全当事者間における効率的な協働体制に関するプロジェクトの方針および行動様式を規定している。

サイズウェルC

サイズウェルCプロジェクトの開発は、順調に進展している。プロジェクトの当初計画およびオプションは、2012年11月から2013年2月までの期間、正式に一般市民との協議および法定機関との協議に付された。これ以降、大まかな設計および環境調査が進行している。これらについては、連続して開催される地方自治体および環境関係機関とのワークショップにおいて情報公開されている。さらに、コミュニティ組織、公的機関および企業との取組みも継続している。次の段階は、2015年に、地方コミュニティとの協議における3つの公式段階のうち、2段階目を開始することである。

(二) 欧州委員会の合併規制（ECMR）に基づくコミットメント

EDF Energyは、2012年から2015年までの間に、英国卸売市場で年間5TWhから10TWh以上の発電量を売却するというコミットメントを引き続き遵守している。このコミットメントは、ECMRに基づくBritish Energyの買収時にECと合意したものである。これらの販売の履行は、引き続きECにより監視されている。

当時合意された他のすべてのコミットメントは達成された。

(ホ) 英国の法的環境

競争および市場当局

2014年6月26日、部門規制機関であるガス・電力市場局（Ofgem）は、「英国のエネルギー供給および購入」について競争および市場当局（CMA）に調査を委託した。CMAは、英国経済全体における競争と消費者を管轄する当局である。その主要な義務は、「市場が消費者、企業および経済にとって有益に機能すること」を目的として、「英国内外双方において、消費者の利益となる競争を促進すること」である。CMAは、卸売市場および小売市場の双方において、包括的かつ独立した調査を行っている（国内および中小企業顧客への供給も対象とする。）。CMAは、競争を阻害、制限または歪曲する事柄の有無、およびそのような事柄が存在する場合には、是正のために必要となる措置について、評価を行う。

EDF Energyは、エネルギー産業への信頼を再構築する機会として当該調査を歓迎しており、CMAの調査に全面的に協力している。

CMAは、競争に悪影響を及ぼす要因および当該要因によって生じる不利益に関する最初の見解を述べた、2014年7月24日の最初の「問題点提起書」の公表に引き続き、2015年2月18日に提起書の更新版を公表した。これらの書面は、多くの「競争阻害要因に係る見解」に基づく、CMAの調査の枠組みについて規定している。現段階でCMAが公表している見解は暫定的なものであり、調査結果または結論ではない。しかしながら、提起書の更新版において、現時点で得られた証拠を鑑みた結果、当初の競争阻害要因に係る見解の一部（発電および供給事業の共同保有、ならびに卸売市場の操作に関するものを含む。）からは競争上の問題点は生じないという、現時点におけるCMAの見解が示唆されていることは注目すべき点である。

CMAは、引き続き詳細な分析を行っており、調査の一環として、EDF Energy等の関係当事者との公聴会を催す予定である。CMAは、検討が進展すれば、暫定的な調査結果の公表に先立ち追加の書面を発行する予定である。CMAは、「競争に対する悪影響」が暫定的に発見された場合には、考えられる是正措置についての協議を開始する。

当該調査は、約18か月間継続すると予想されている。CMAは、法定の期限である2015年12月25日までに、最終報告書を公表することが義務付けられている。

電力市場改革（EMR）

2013年12月18日に国王の裁可を受けたエネルギー法は、政府の2011年7月付白書に概説されるEMR案を実施することにより、安全で適正な価格の低炭素エネルギーの供給に向けた法的枠組みを確立する。EMR案には、以下の事項が含まれている。

- ・差額決済契約（Cfd）—Cfdの契約相手方と適格発電事業者との間で締結され、企業による低炭素電力発電への投資に対して安定的で予測可能なインセンティブを提供するため、ライセンスを有する電力供給業者が拠出する資金によって資金調達される長期契約
- ・投資契約—Cfd制度の施行に先立つ早期投資を可能にするために許諾された、おおむねCfdと類似の長期契約
- ・供給量市場—安定的な電力供給を維持するために、十分な発電容量を確保する。
- ・排出量履行基準（EPS）—新規の化石燃料火力発電所からの二酸化炭素排出量を制限する。

炭素の下限価格もまた、政府のEMRパッケージにおける主要な構成要素であり、2011年予算法の一部として導入された。炭素の下限価格による石炭からガスへの転換促進および低炭素発電の競争力改善によって、低炭素の発電構成への移行が推進される。炭素の下限価格を支える「炭素価格支持税率」は、2014年3月19日に2014年度予算において、2016年／2017年から2019年／2020年までの4年間における上限が18英ポンド／トンに設定された。

また、政府は、Cfdを締結した再生可能エネルギー発電事業者に対して、Cfdの存続期間中に、保証された「バックネット」となる市場へのアクセスルートを提供するために、大手の供給事業者が標準的な条件で電力購入契約を締結する義務を負う、「最終引取り手」制度をエネルギー法に導入することに注力している。

エネルギー法により、政府所有の単一の契約相手方であるLow Carbon Contracts Companyと取引する、磐石で持続的なCfdに必要な法的確実性が得られる。これにより、顧客には安定性と利益が提供され、投資家には長期的な保証が提供される。

2014年7月23日、欧州委員会は、再生可能エネルギーのためのCfd制度および供給量市場制度がEUの国庫補助規則に適合すると判断した。Cfdおよび供給量市場の双方を施行するために必要となる行政規則の主な規定は、2014年8月1日に発効した。

2014年10月、開発事業者が再生可能エネルギー発電プロジェクトを支援するCfd獲得のために競い合う第1回割当入札が開始され、2015年の成功プロジェクトに対して契約が提供される。Low Carbon Contracts Companyは、2015年中に、Cfdおよび投資契約の保有者に初回の支払いを行い、供給事業者からの費用回収を開始する予定である。

2018年10月以降の配電に係る供給量契約についての第1回供給量入札が2014年12月に行われた。入札の暫定結果が2014年12月19日に発表され、2015年1月2日に正式に確定した。EDF Energyは、当該入札において、既存の発電ユニット29基のうち28基に関し、19.40英ポンド／kWの入札約定価格にて、容量12.2GWの供給量契約を確保した。

② イタリア

(i) EDFグループのイタリアにおける戦略

イタリアのエネルギー市場は、欧州の電力市場およびガス市場の両方における重要性の高さならびにフランス市場との繋がりから、EDFにとって強い戦略的利益を有している。

2012年5月にEDFが独占的支配権を獲得したEdisonの現在の地位および成長目標により、当グループは、発電所を運営し顧客ポートフォリオおよびガス事業を開発するというEdisonの目標に基づいて、イタリアにおいてバランスの取れた戦略を実施することができる。

Edisonの独占的な買収は、EDFをイタリア電力市場における主要事業者にするとともに、EDFに真に国際的なガスのプラットフォームをもたらした。EDFは、Edisonに以下の新たな展望を与える。

- ・ Edisonの保有する専門知識を利用した探鉱および生産（石油およびガス）の発展
- ・ ガス・インフラの開発：EDFグループによる天然ガス供給の発展を保護、多様化および統合することを目的とした、当グループのその他の進行中のプロジェクト（とりわけダンケルクのLNGターミナル）を補完するLNGターミナル（ロビゴ）およびガス輸入パイプライン・プロジェクト（IGI／ICB、Galsi）への参加
- ・ とりわけ地中海沿岸地方（バルカン半島、ギリシャ、トルコ等）およびカスピ海地域において、火力発電および水力発電におけるEdisonのエンジニアリング技術ならびにこれらの地理上の地域における電力セグメントおよびガス・セグメントを統合する機会を通じて行われる国際展開

(ii) 当グループのイタリアにおける事業について

2014年12月31日現在、EDF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97.405%（資本剰余金は、議決権を付与しない貯蓄株および現在上場廃止となった普通株式の間で分配される。）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。

Edisonは2012年に上場廃止となったが、その貯蓄株は、現在もイタリア証券取引所に上場されている。

さらに、EDFグループは、2014年12月31日現在、イタリアにおいて以下の子会社および株式持分を有している。

- ・ EDF Fenice：当グループが完全保有するEDF Feniceは、環境に関するサービスおよびエネルギーの効率化を専門とする会社である。EDF Feniceは登記上の本店をトリノに置いており、スペイン、ポーランドおよびロシアの子会社を通じて国際的なプレゼンスを有している。主な事業は（ガス、石炭、水力、バイオマスおよび廃棄物による）発電および／または熱電、エネルギー資産の維持管理、固体および液体産業廃棄物の処理ならびに環境エンジニアリングである（「第2 3（3）②

（iv）EDF Fenice」を参照。）。

- ・ EDF Énergies Nouvelles：イタリアに所在する子会社1社を保有している。

2014年におけるイタリアのEdisonおよびEDF Feniceの設備容量および発電量

電力

以下の表は、2014年におけるEdisonおよびEDF Feniceの設備容量および発電量を示している。

2014年の設備容量(単位: MW)	Edison	EDF Fenice	合計	%
火力発電	5,316	397	5,713	74.4
水力発電	1,358	1.5	1,359.5	17.7
その他の再生可能エネルギー発電	608	-	608	7.9
合計	7,282	398.5	7,680.5	100

2014年の発電量(単位: GWh)	Edison	EDF Fenice	合計	%
火力発電	11,756	1,013	12,769	68.5
水力発電	4,954	5	4,959	26.6
その他の再生可能エネルギー発電	906	-	906	4.9
合計	17,616	1,018	18,634	100

2014年において、EDFグループのイタリアにおける純発電量は18.6TWh（イタリアにおけるEDF *Énergies Nouvelles*を除く。）であり、イタリアにおける純発電量の約7%を占めた。最終顧客、卸売市場および火力発電へのガスの販売は、13.2Gm³であった（2013年は15.7Gm³）。2014年においてEdisonは、9.9Gm³のガスを輸入し（すなわちイタリアの合計ガス輸入量の17.9%）、これは全国的な需要の90%を占めた。

ガスおよび炭化水素

炭化水素の生産量	2014年	2013年
ガス（イタリア） ⁽¹⁾ （単位：百万立方メートル）	417	410
ガス（イタリア国外）（単位：百万立方メートル）	1,734	1,799
石油およびコンデンセートの生産量（イタリア）（単位：千バレル）	2,620	1,940
石油およびコンデンセートの生産量（イタリア国外）（単位：千バレル）	1,541	1,640

(1) 2014年7月以降、イタリアに輸入しているクロアチア（イザベラ・ガス田）からの生産量を含む。

イタリアおよびイタリア国外における当グループのEdisonを通じたガスの生産量は、2013年からわずかに減少して、（2013年から-2.6%の）2.15Gm³に達した。

石油およびコンデンセートの生産量は、2014年に急上昇し、（2013年から+16%の）4.16百万バレルとなり、このうち2.62百万バレルがイタリアにおいて生産された。

(iii) Edison

(イ) 発電事業

2014年12月31日現在、Edisonグループのイタリアにおける設備発電容量は、年間を通じて7.3GW（純発電量は17.6TWh）であり、2013年と比較して減少した。かかる減少は、主として、イタリアにおける電力需要の低下および電力の自己生産と市場からの購入の拮抗による熱電発電の減少に起因する。現在、Edisonの発電所は、水力発電所47基、火力発電所19基、風力発電所35基、太陽光発電所9基およびバイオマス発電所1基で構成されている。コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）は発電量の67%を占める一方で、水力発電は発電量の28%、風力発電および太陽光発電は併せて発電量の5%を占める。

Edisonは、異常な降雨量により2014年に4.95TWh（2013年から+23%）を発電した約1,358MWの水力発電施設を運営している。

イタリアにおいて再生可能エネルギー事業を再編成し、この主要な分野における適切な地位を維持する目的において、2014年にEdisonおよびEDF EN Italiaは、594MWの再生可能エネルギー資産（Edisonから486MW、EDF EN Italiaから108MW）をそれぞれ売却された資産の82%および18%を占めた。）を保有する会社を設立することにより、当グループの資産の利用を最適化するために、イタリアのインフラ・ファンドであるF2iと提携して革新的なプロジェクトを実施した。新たに設立された事業体の70%の持分は、出資者であるF2iに譲渡されたが、実施されるガバナンス上の取決めに視野に、Edisonに完全に連結される

予定である。イタリアにおける再生可能エネルギー事業は、専門性に従って再編成される予定である。このようにして、Edisonは、この新たな事業体により生産される100%の再生可能エネルギーから恩恵を受け、その発電ポートフォリオの総合的管理に利益をもたらす。また施設の利用可能性を保証し、新規のプロジェクトを開発するために、EDF EN Servicesにより管理される運営管理会社も設立された。

さらに、EdisonグループおよびF2iとのパートナーシップ以外でも、EDF Énergies Nouvellesはイタリアにおいてその他の事業を行っている（「第2 3（3）②（v）イタリアにおけるEDF Énergies Nouvellesの事業」および「第2 3（4）①（ii）（ロ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

国際的には、Edisonはギリシャに確立したプレゼンスを有しており、Hellenic Petroleumと50/50の割合で出資するジョイント・ベンチャーのElpEdisonを通じて、ギリシャにおける最大級の電力事業者の1つとなっている。ElpEdisonは、Edisonにより建設された2つのCCGT発電所（テッサロニキに1つ（389MW）およびティスヴィにもう1つ（410MW））を有している。

最後にブラジルでは、Edisonが50%を所有する子会社であるIbiritermoが、226MWのCCGT発電所を操業している。

（ロ）炭化水素分野における事業

EDFグループのガス分野における戦略は、Edisonを買収したことにより、天然ガスの探鉱および生産から直接販売という一貫した価値連鎖に従って、Edisonが多くの年数をかけて発展させた経験から恩恵を受けている。

Edisonのガス供給ポートフォリオは主として長期契約に基づいており、2014年のガス供給ポートフォリオには、長期契約に基づくガス・パイプラインおよびLNGを通じた約9.9Gm³の輸入量ならびに0.42Gm³のイタリアにおける自己生産および2.74Gm³の市場からの購入が含まれている。在庫変動およびネットワーク損失は0.17Gm³であった。

2014年、Edisonは、3.41Gm³のガスをイタリアの産業部門に、2.31Gm³のガスを住宅用顧客に、4.41Gm³のガスを火力発電部門（Edison自身の内部需要が含まれる。）に供給し、3.11Gm³は市場において配給された。

2010年以降、Edisonは、厳しいガス市況を受け、ガス部門の他のすべての事業者同様に、供給業者に対して、効力のある長期契約の見直しによる契約条件の調整を要請した。

2014年8月29日、ストックホルム商業会議所仲裁裁判所はEdisonに有利な仲裁判断を下したが、ロシアのGazpromグループのイタリア子会社であるPromgasとの間で締結された長期契約について価格見直しを行う要請も認めた。

リビアから供給されるガスに関する仲裁手続は、現在ENIとの間で係属中である。

探鉱および生産（E&P）において、Edisonは、2014年12月31日現在、イタリアでは60、国外では67の委託および探鉱の許可を有しており、また約46.2十億立方メートルに相当する埋蔵量も有していた。国外では、Edisonの最も重要な資産は、エジプトのアブキールのガス田であり、Edisonは、2009年初頭において最初の期間が20年で10年ずつ延期可能な、かかるガス田の探鉱、生産および開発の権利を購入した。

Edisonは、イタリア国内外（とりわけ、2007年以降、探鉱事業が活発な英国およびノルウェー）において、探鉱事業を展開している。Edisonは現在、北海、ノルウェー海およびバレンツ海においてライセンスを得ている。2014年12月31日現在、ポートフォリオは37のライセンス（うち10のライセンスは2014年にEdisonに付与された。）により構成され、これには事業者としての7つのライセンスも含まれる。

ガス・インフラ

Edisonは、ロビゴ洋上再ガス化ターミナル（年間8Gm³）を運営する会社であるAdriatic LNG Terminalの7.3%の持分を有している。このターミナルは、Qatari gasから供給を受けている。その他の株主は、ExxonMobil Italiana Gas（70.7%）およびQatar Terminal Company Limited（22%）である。Edisonは、Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II（RasGas II）との間で調印された契約の条件に基づき、このターミナルの発電容量の80%（年間6.4Gm³）を保有する。

Edisonは、以下を通じて、様々なガス輸入インフラ・プロジェクトに関与している（「第2 3（4）②（ii）（ロ）インフラ」を参照。）。

- ・サルデーニャ島を経由してアルジェリアとイタリアを繋げる予定のガス・パイプラインであるGALSI（Edisonが20.8%の持分を保有）
- ・ギリシャとイタリア（IGI）、ギリシャとブルガリア（IGB、ブルガリアと50/50の割合のパートナーシップ）およびギリシャとキプロス（EastMed）を繋げることを目的とした様々なプロジェクトの開発に関与している会社であるIGI Poseidon（Edisonが50%を保有）

（ハ）販売およびマーケティング構造

Edisonは、2014年、イタリアにおいて（2013年には73.8TWh（IFRS第11号の適用およびEdisonの2014年貸借対照表における生産源および利用目的の種類の表示の差異を受けて修正した2013年のデータによる。）であったのに対し、2013年から+30%の）96.2TWhの電力を販売した。このうち、17.6TWhは発電によるものであり、78.6TWhは市場での購入によるものである。最終

顧客への販売高は20.4TWhであり、2013年と比較して6.6%増加した。2014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671,500の電力顧客および約553,200のガス顧客に供給している。

販売およびマーケティングにおいて、Edisonは、個人および中小企業部門への電力およびガス販売を飛躍的に伸ばし続けている。最終顧客のポートフォリオの発展は、当グループの上流部門一下流部門の持高均衡を促進する戦略の一部である。

(二) イタリアにおける規制業務

ガスの輸送および貯蔵

Edisonは、規制されたガス貯蔵および輸送事業を取り扱う会社であるEdison Stoccaggioを完全保有している。

イタリアにおいて、Edisonは、700Mm³の合計埋蔵量（処理ガス）を有するチェッリーノ（1984年以降）およびコッラルト（1994年以降）の劣化ガス貯留層における2つの貯蔵施設を運営している。

さらに2013年以降、Edisonは、現在その実績の増強段階にある、3つ目の施設であるサンポティート&コティニョーラを運営しており、また同社は現在、パラッツォ・モロニ施設における貯蔵プロジェクトを開発している。

最後に、Edisonの完全子会社であるInfrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG) は、ロビゴ・ターミナルから国営ネットワークへの機能的な接続であり、年間9Gm³を超える輸送能力を有するカヴァルツェレおよびミネルビオ間のガス・パイプラインを所有し、直接管理している。

配給

イタリアにおけるガス配給は、品質および安全性のパラメータならびにネットワークへの接続規則を規定する電気・ガスの当局である、AEEGにより規制および監督されている。

Edison DG (Distribuzione Gas) は、天然ガスの配給を専門とするEdisonグループ内の会社である。Edison DGは、毎年、イタリア北部および中央部の約150,000人の利用者に対して約250Mm³の天然ガスを配給している。

(iv) EDF Fenice

当グループは、エネルギー・サービスにおいて、中間子会社を通じてEDFにより完全所有されるイタリアの会社のEDF Feniceを通じてイタリア、スペイン、ポーランドおよびロシアにおいて事業を行っている。

EDF Feniceは、欧州におけるEDFの企業用顧客に対して、エネルギー効率のソリューションを提供している（「第2 3（4）① (iii) (ロ) EDF Fenice」を参照。）。

(v) イタリアにおけるEDF Énergies Nouvellesの事業

イタリアにおける再生可能エネルギーの新たな規制上の枠組みの導入を受け、EDF Énergies Nouvellesは、2014年に追加容量の稼働を行わなかった。2014年中に20.2MWの太陽光発電容量が投資ファンドであるTerra Firmaに譲渡された。さらに、108MWの風力発電容量もまた、イタリアの投資ファンドであるF2i、EdisonおよびEDF EN Italiaにより株式が保有される資産運用会社のE2i Energie Specialiに譲渡された。このため、2014年12月31日現在EDF EN Italiaが保有する容量は、合計で440.4MWの総風力発電容量（または246.6MWの純容量）および79.3MWの総太陽光発電容量（または76.7MWの純容量）となった（「第2 3（4）① (ii) (ロ) EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

③ その他国外（この項目に記載される一定の活動、とりわけEDF TradingおよびEDF Énergies Nouvellesの活動は、IFRS第8号の意義の範囲内における「その他事業」セグメントに対応するが、地理的な背景から本項目に記載する。）

以下の表は、2014年末におけるEDFグループのセグメントごとの設備容量および発電量を示している（表示されている数値は、各事業体に使用された連結方法を反映している。）。

	設備容量		発電量	
	MW	%	GWh	%
原子力発電	900	11	5,484	15
火力発電	6,815	84	30,476	83
水力発電	69	1	202	1未満
再生可能エネルギー発電 ⁽¹⁾	364	4	644	2
合計 ⁽²⁾	8,147	100	36,805	100

(1) 「その他国外」セグメントからEDF Énergies Nouvellesの数値（すなわち3,683MWおよび7,494GWh）を除いている。

(2) これらの値は、四捨五入後の小数点第1位で表示される正確な値の合計に相当する。

(i) 欧州大陸諸国

(イ) 中東欧諸国

当グループは、中東欧（CEE）の2か国、すなわち、ポーランド（発電、コジェネレーションおよび供給）ならびにハンガリー（コジェネレーション、配電および供給）において事業を行っている。

EDFグループはまた、ポーランドにおいて、子会社であるEDF Fenice（「第2 3（4）①（iii）（ロ）EDF Fenice」を参照。）を通じて、主にエネルギー効率において事業を行っている。

(a) ポーランド

当グループは、主に支配下にあり、以下を含むEDF Polska SAを通じて、ポーランドにおいて業務を行っている。

- ・1,775MWeの設備容量を有するリブニク発電所
- ・460MWeおよび957MWthの設備容量を有するクラクフのコジェネレーション発電所
- ・333MWeおよび1,134MWthの総設備容量を有するグダニスクおよびグディニャの発電ユニットに対応するWybrze⁹²ie（旧EDF Wybrze⁹²ie SA）のコジェネレーション発電所
- ・本社ならびにポーランドにおけるEDFグループのすべての発電所により生産される電力をB2Bの顧客および市場に販売する最適化・販売部門によって構成されるワルシャワ支店
- ・トルンの暖房供給網およびこの供給網に熱源を供給する398MWthの設備容量の石炭火力による発熱施設を有するEDF Polskaの子会社であるEDF Toru⁹³。耐用年数が延長できない既存施設を50MWの2つの燃焼タービンを有するコジェネレーション施設と置き換えることが、2014年12月23日に承認され、2017年から2018年の冬季に実施される予定である。

EDF Polskaが所有するEDF Paliwa Sp. z o.o.は、ポーランドにおけるEDFグループの全敷地の石炭およびバイオマスの供給を監督している。

また当グループは、ヴロツワフ市のコジェネレーション会社であるZEW Kogeneracja SAも支配している。同社は、366MWeおよび1,094MWthの設備容量を有し、熱電発電を行う会社であるEC Zielona Góra SA（その設備容量は183MWeおよび302MWth）の98.4%を保有している。

環境保全の分野に関して、当グループは、とりわけポーランドにおける資産のための脱硫および脱窒の施設の建設に関する投資計画の実施を決定した。このプロジェクトは2013年11月19日、ヴロツワフ市において正式に完工した。これにより、既存の発電所の運営が少なくとも2035年まで継続することが可能となった。

2012年末にかけて、EDFグループは、ポーランドにおいて合計900MWの超臨界圧石炭火力発電所を建設する計画を延期した。しかしながら、EDFグループは、リブニクの敷地における既存の8つの発電ユニットを新しい環境基準に適合させ、性能基準を満たした状態で耐用年数を2030年まで延長するための投資を行うことを決定した。

さらに、当グループは、その子会社であるEDF Énergies Nouvellesを通じて、ポーランドに拠点を有している。EDF Énergies Nouvellesは2013年末より、48MWの設備容量を有するリノボの風力発電所を運営しており、また現在ジェピンにおいて別の58MWの風力発電所を建設している。他の風力発電プロジェクトも開発中である。

2009年にEDFとPolska Grupa Energetyczna（ポーランドの主導的な電力グループであり、ワルシャワ証券取引所に上場されているPGE）との間で、ポーランドにおける原子炉の開発および建設の実現可能性に関する事前調査の実施について合意がなされた。2013年5月、これらの調査により、ポーランドにおけるエネルギー構成に原子力エネルギーを含めることの利益が確認された。そのためPGEは、原子力に係る将来の入札手続の先駆者として協議を行っており、とりわけポーランドの政治的および産業上の意思決定に係る計画および結果に従って入札を行う可能性を現在検討しているEDFおよびAREVAに焦点を当てている。ポーランド政府は、2014年1月28日、最初の原子炉の稼働を開始するための法的および技術的な枠組みに重点を置きながら、国家原子力プログラムを採用した。

最後に2014年9月、コンソーシアムであるAMEC UK Ltd.が、ポーランドにおける最初の原子力発電所の将来の入札に向けた準備および実施のための委託機関の補佐として、PGEによって選定された。

(b) ハンガリー

ハンガリーにおいて、当グループは、子会社であるBudapesti Er⁹⁴ım⁹⁵ ZRt（BE ZRt）を通じて熱電事業および発電事業を行っており、またEDF Démász ZRtを通じて、電力およびガスの販売ならびに配給を行っている。

2012年に不況に入った後、ハンガリーの経済状況は、公共財政赤字が現在制御されたことおよび主に欧州連合からの融資による公共投資がもたらした成長により改善した。2014年には、国による経済介入、とりわけ、家計支出への圧力を緩和するために政府が再国有化し、「非営利的」ベースで運営する意向を発表したエネルギー分野への経済介入が増えた。

2014年12月31日現在、当グループは、発電および発熱を行う会社であるBE Zrtの95.6%を所有していた。ブタペストの拠点を置き、406MWeおよび1,192MWthの純設備容量を有しているBE Zrtは、ハンガリーの首都において、地区の熱必要量の58%を供給し、国の電力需要の3%を供給する。

2008年末までに、3つの長期電力購入契約（PPA）に従い、ほぼすべてのBE Zrtの発電量（年間1.7TWh）がハンガリーの唯一の購入者であるMagyar Villamos Muvek Zrt（MVM）に販売された。これらの契約は、欧州委員会が、それらが独占禁止法に反する国家支援を構成するとの見地から、それらの終了を要求した後、ハンガリー政府からの補償なく、2008年末に解約された。

上記の状況にもかかわらず、2009年1月1日以降、BE Zrtは、一部は8年の商業契約を通じて、また一部は規制されたコジェネレーションの支援制度（かかる制度は、ハンガリー政府により2011年7月1日に早期に終了した。）を通じて、電力の販売が可能であった。さらに、2011年10月に政府は、それまで商業契約に基づいていた暖房価格を法令によって設定することを決定し、コジェネレーション会社の収益性を大幅に縮小させる規制上の変更を導入した。

長期電力購入契約の強制的で、かつ補償なしの終了は、株主であるEDF Internationalに大幅な損失を与えた。2009年5月12日、EDF Internationalは、ハンガリー政府に対して国際仲裁手続を申し立てた。その申立てにおいて、EDF Internationalは、補償なしのPPAの取消しおよびBE Zrtの利益を制限する暖房令の導入に異議を唱えた。EDF Internationalに有利な仲裁判断が2014年12月3日に下された（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。

EDF DÉMÁSZ Zrt

EDF DÉMÁSZ Zrtは、EDFの完全子会社であり、同社は、主に電力の配給および販売を行っている。

供給活動について、世界的サービスの概念（2007年ハンガリー電力法に基づき、ハンガリー政府の命令に定める。）の下で、EDF DÉMÁSZ Zrtは、ハンガリーの南東地域の個人、小企業および公的機関に電力を供給している。2009年12月31日以降、同社は、電力を供給し、最近ではハンガリーにおいて国内の自由市場を選択した顧客へのガスを販売している。EDF DÉMÁSZ Zrtは、ハンガリー市場において、住宅用顧客向けの「EDF DÉMÁSZ」および企業用顧客向けの「EDF Energia」の2つの商標を有している。2014年、EDF DÉMÁSZ Zrtは、約740,000の顧客に3,180GWhの電力を販売し、これには自由市場で行われた1,610GWhが含まれる。

配電事業について、EDF DÉMÁSZ Hálózati Eloszto Kft（EDF DÉMÁSZ Zrtの完全子会社）は、電力網業務が発電／供給活動から分離されるという法律上の要件に対応するため、2007年1月1日に設立された。同社は、電力網資産（約32,200キロメートルの中高電圧および低電圧線）を所有し、ハンガリーの南東地域（国土の19.6%）の規制配電事業を運営している。2014年に同社は、773,300の配電箇所、4.2TWhを配電した。

2014年、とりわけ厳しい価格設定および税制上の措置（2013年において1メートル当たり0.45ユーロの電力網税および2013年から2014年の間に立法者により課せられた25%の値下げ）の導入後、景気の悪化に直面した同社は、コスト削減措置を実施した。

(ロ) ベネルクス

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り、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も検討されている。ベネルクスはまた、ゼーブルッヘのハブおよびダンケルク近くに建設中のLNGターミナルなどの重要な輸入および輸送のインフラを有しているため、欧州のガス市場の中心地である。

EDFグループは、ベルギーにおいて、EDF Belgium（チアンジュ1原子力発電所の50%を直接保有）およびEDF Luminus（均衡のとれた上流／下流ポートフォリオを有するベルギー市場における第2位の企業）の子会社2社を有している。オランダにおいて、EDFは2009年以降、コンバインド・サイクル・ガス発電所を有している。

(a) 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（またはベルギーの総発電容量の2%）である。EDF Belgiumに帰属するチアンジュ1の発電量は、2015年に失効する長期契約を通じて、EDF Luminusに販売された。

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。2012年7月4日に開発計画を実施した後、ベルギー政府は、チアンジュ1の耐用年数を2025年まで延長することを発表した。

2013年10月14日、ベルギー政府は、原子力の段階的廃止計画に関する2003年法の改正案ならびに2025年までチアンジュ1の耐用年数を延長させる条件を定めたElectrabel、EDFおよびベルギー政府との間の契約案を承認した。当該法律は2013年12月18日に可決され、12月24日のベルギー官報（*le Moniteur belge*）において公布された。

チアンジュ 1 の耐用年数の延長には、2011年から2020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300百万ユーロ）が必要となる。10年の延長期間中のチアンジュ 1 の発電量におけるEDF Belgiumの投資割合は、長期契約を通じてEDF Luminusに販売される。

(b) EDF Luminus

EDFグループは、その子会社であるEDF Belgiumを通じて、EDF Luminusの63.5%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（下記を参照。）。

EDF Luminusは、ベルギーのエネルギー市場で 2 番目の規模を有する。同社は、2014年末現在1,954MWの設備容量を有し、同国の発電容量の約10%を占める。EDF Luminusは、2014年12月31日に終了した年度において、4,272GWh（ショー B の引出権100MWを含めると4,985GWh）の電力を発電した。2014年12月31日現在、同社は約951名の従業員を有している。

EDF Luminusは、コストを削減し、火力発電所を最適化し、風力発電容量の開発を継続し、とりわけ全国規模の補修業者であるRami Servicesにおける50%の持分を取得することでエネルギー・サービスの開発を推進することにより、その戦略的な目標を積極的に追求してきた。これにより、EDF Luminusは、B2Cにおける顧客にサービスを提供するとともに、暖房のメンテナンスおよび補修サービスを開始することが可能となった。

2010年 4 月16日に締結された株主契約は、EDF Luminusの少数株主によって保有される株式の売却の引受けについて定めており、これは一定の条件の下、株式上場を通じた少数株主の有価証券の売却または当グループによる変動要素に基づく価格での株式の買戻しのいずれかを通じて、EDFにとって利用可能となる場合がある。株主契約は、売却の引受けが 2 つの売却期間（1 つは2015年、他方は2018年）までに実施される可能性があることを定めている。これに関連して、契約で規定される段階および時間枠に従い、2014年に少数株主は、売却に関する条項の実施に先立って手続段階を開始し、EDF Luminusにおける持分をすべて売却する意向を2015年度第 1 四半期中に通知した。公募のプロジェクトは、EDF Luminusの取締役会の承認のために今後数か月の間に提示される。

販売およびマーケティング

「Luminus」ブランドの下で、EDF Luminusは、ベルギーの住宅用顧客および企業用顧客向けの約1.74百万の配電箇所に、電力およびガスを供給している。

生産

EDF Luminus、リエージュ州ならびにリエージュ市およびセラン市との間で2012年に締結された三者間契約は、電気モビリティ、エネルギー効率、連帯責任、研修および研究開発における協力を定めている。

2014年 7 月、EDFグループおよびEDF Luminusは、ヘンクの都市との間で、革新的、持続可能かつ統一的なプロジェクトに関するパートナーシップ契約を締結した。かかるパートナーシップの 2 つの目的は、1 つ目がヘンクの公共照明を最適化するための調査を実施すること、また 2 つ目はリンブルグの電気モビリティの基本計画案の準備を始めることである。

2014年12月、ガンの都市との間で、地域暖房プロジェクトに関するパートナーシップ契約が締結された。

EDF Luminusは、顧客の期待により対応し、競合他社と比較した価格のポジショニングを確認するために、その価格戦略および商品戦略を追求した。EDF Luminusは、比較的高い解約率が続く厳しい市場状況の中、約20%の安定した市場シェアを維持した。

	設備容量		発電量	
	MW	%	GWh	%
原子力発電（ショーBの100MWの引出権を除く。）	419	21	1,814	43
火力発電	1,286	66	1,982	46
水力発電	69	4	202	5
再生可能エネルギー発電	180	9	274	6
合計（ショーBの100MWの引出権を除く。）	1,954	100	4,272	100

EDF 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）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）の10.2%（419MW）を所有してお

り、これらの耐用年数は40年である。EDF 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。

2014年にEDF Luminusは、格納容器に微小欠陥が発見された後、2つの原子力ユニット（ドゥル3およびチアンジュ2）が予定外の供給停止に陥ったこと、ならびにサボタージュ行為の後、ドゥル4が一時的な供給停止に陥ったことにより、原子力発電の減少を経験した。Electrabelは、連邦原子力検査庁に対して、ドゥル3およびチアンジュ2に関する調査書類を提出する予定であり、連邦原子力検査庁は発電所の再開の可能性について決定を下す。ドゥル4に関しては、明らかに犯意のある行為に起因するタービンの損傷（ただし、今日まで証拠は確定していない。）が修理された後、12月19日に発電所が再開された。

2013年の原子力エネルギー発電量に基づき2014年のすべての生産業者に課される原子力税は、（2013年は481百万ユーロであったのに対して）469.3百万ユーロとなった。2014年にEDFグループのベルギー子会社2社により支払われた金額は、2013年は59.4百万ユーロであったのに対して、62.6百万ユーロとなった。これは、2013年において、ベルギーの原子力発電所の保有高における発電量が（2012年と比較して）増加したことが反映されている。

さらにEDF Luminusの発電所は、天然ガス火力発電所、風力発電所および少数の川を利用した水力発電所からなる。とりわけ、3つのピークの火力発電所が、モンシン、ハムおよびアングルにおいて稼働している。

EDF Luminusはまた、アングル、リングファールト、セランおよびハムの4つのコンバインド・サイクル発電所を稼働している。ハムの発電所では、蒸気タービンから回収した熱がガンの都市の地域暖房ネットワークに使用されている。2014年夏季、3年間におよぶベルギーの戦略的な備蓄のために、セランの発電所が選定された。

EDF Luminusは、ワロンおよびフランドルにおいて散在する7つの水力発電所および19の陸上風力発電所を有し、再生可能エネルギーの分野で活動的である。同社は、2014年末現在186MWの設備容量を有する、ベルギーの主要な風力発電事業者の1つである。2014年にEDF Luminusは、41.4MWの総容量を有する18の風力タービンを建設し、既に建設されたタービン（10の風力タービン）の20.9MWの容量のポートフォリオを取得した。

エネルギー・サービス

2014年9月にEDF Luminusは、Rami Servicesの50%の持分を取得した。かかるパートナーシップにより、個人の住宅用顧客を対象とした「Luminusボイラー整備（*Luminus Entretien Chaudière*）」およびフィリップ・スタルク氏が設計し、生み出したスマートフォン管理の「Netatmo」サーモスタットのサービスを提供する「Luminusホーム・ソリューションズ」が開始された。

(c) 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およびDeltaは、オランダ南西部に870MWの天然ガス発電所を所有しており、2基の435MWのユニットは共に、2009年に運転が開始され、2013年半ばから稼働された。2014年にSloe発電所は、好ましい市場状況を受け、極めて良い成果を上げた。

(ハ) ロシア

EDFグループは、EDF Feniceおよびそのロシアの完全子会社であるFenice Rusを通じて、ロシアのエネルギー・サービス市場において営業を行っており、またEDF International Networks（旧EDF Distribution International）およびそのロシアの完全子会社であるEDF Grids Vostok（両社とも当グループが完全所有している。）を通じて、送電および配電の分野において営業を行っている。

Fenice Rusは、とりわけエネルギー効率の分野において、個人顧客向けにエネルギー・サービスを提供することを目的に、2009年11月に設立された。同社は、ロシアにおける有数のパートナーおよびロシアで設立された主要なフランスのグループとともに営業を行っている。2013年に欧州復興開発銀行（EBRD）は、Fenice Rusに対して、新プロジェクトの開発のための資金を提供することに合意した（「第2 3（4）①（iii）（ロ）EDF Fenice」参照。）。

EDF Grids Vostokは2012年1月に設立され、ロシアにおいて、EDF International Networksのための営業活動を担当している。2013年にEDF International Networks SASおよびRosseti（送電および配電の業務を取り扱うために2013年に設立されたロシアの会社。旧MRSKおよびFSK。）は、覚書を締結した。両社は、ロシアの地域の1つにおいて、共同ネットワーク管理の機会を研究することにつき合意に達した。2014年にEDF International NetworksおよびRossetiは、協力範囲を拡張することにつき、契約を締結した。

2014年12月29日にEDFは、サウスストリーム・ガス・パイプライン・プロジェクト（South Stream Transport BV）における15%の持分をGazpromに売却した。かかる取決めの後、EDFは、既存契約に従って算出された、今日までにプロジェクトに投資した全額を回収した。

(二) カザフスタン

2014年12月5日、EDFとカザフスタンの主要な電力事業者および公開会社であるSamruk-Energyとの間で、協力に関する包括協定が結ばれた。2012年以来提携関係にあり、Samruk-Energyの子会社の配電網の最適化に関して協力したことのある両社は、エネルギー効率、発電、送電および配電、再生可能エネルギーの開発、持続可能な都市構想の推進ならびに研修における協力範囲を延長および拡張するために、かかる包括協定を結んだ。

(ホ) スイス

EDFグループは、スイスにおいて、Alpiq Holdings SA (25%) ならびにLe Châtelot (50%) およびMauvoisin (10%) における水力発電施設への投資によってプレゼンスを示している。

Alpiqは、欧州エネルギー市場でのトップ企業である。同社は、2009年のAtelとEOSとの合併による産業用資産の寄与ならびにEDFが所有していたスイスのエモッソン・ダムエネルギー購入の権利の付与ならびに容量および負荷の共有により、誕生した会社である。Alpiqは、エネルギーの発電、販売および取引ならびにエネルギー・サービスを行う、欧州エネルギー市場の中心における大手電力企業である。Alpiqは、スイスに供給される電力のおよそ3分の1超を占めている。

Alpiqにより公表された2014年の収益（8,058百万スイスフラン）に基づく、Alpiqグループはスイスにおけるトップの電力企業である（主に卸売市場で、かつ主に南欧、中欧および東欧諸国における主要な欧州顧客に対し2014年には99.7TWhが販売された。）。Alpiqはまた、スイス北西部で約100,000の顧客にサービスを提供している。この活動は、スイスおよびAlpiqが拠点を置くその他の諸国における重要な発電資産および送電資産によって支えられている。2014年、Alpiqは、下記表に示すとおり、6,417MWの合計設備容量および16.3TWhの発電量（長期契約を除く。）を有していた。

	設備容量 ⁽¹⁾		発電量 ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
原子力発電	795	12	6,238	38
火力発電	2,568	40	4,249	26
水力発電	2,746	43	5,280	32
再生可能エネルギー発電 ⁽²⁾	308	5	541	4
合計 ⁽³⁾	6,417	100	16,307	100

(1) 数値は100%ベースである。

(2) 小規模水力発電所を含む。

(3) これらの値は、四捨五入後の小数点第1位で表示される正確な値の合計に相当する。

Alpiqの2011年および2012年の業績を受けて、同社は主要な再編プログラムを実施することになり、かかるプログラムは2014年も継続した。そのため2012年にAlpiqは、イタリアの会社であるEdipowerにおける20%の持分およびエネルギー送電技術の分野におけるドイツの子会社であるEVTを売却し、2013年には、Romande Energie、Re PowerおよびSocietà Elettrica Sopracenerina SA (SES) における持分ならびに同社が未だ39%の持分を保持するNant de Dranceの揚水発電所プロジェクトの15%の持分を売却した。超高電圧電力網は有価証券および債権と引き換えに譲渡され、これらの売却によりAlpiqは1.5十億スイスフラン超の総額を得た。

さらに、同社の資本構造を強化するために、Alpiqは2013年5月、市場において650百万スイスフランのハイブリッド債を発行し、スイスの主要株主との間で366.5百万スイスフランのハイブリッド・ローンを結んだ。

ハイブリッド・ファイナンスおよび営業キャッシュ・フローと売却を組み合わせることにより、Alpiqは純負債額を2012年の4十億スイスフランから2013年には2十億スイスフランまで削減することができた。また2014年にAlpiqは、資金供与コミットメントの最適化および一定の債務の早期返済により、純負債額をさらに1.6十億スイスフランまで削減した。

新たな市場状況およびエネルギー分野の変革に直面しているAlpiqは、分散型エネルギー資源の分野およびエネルギー・サービスにおける地位の確立を含む戦略的目標を追求してきた。これは、とりわけ英国における主要なネットワーク・サービス管理会社であるFlexitricityの取得および建物向けにインテリジェントなエネルギー消費管理技術を提供するGridSenseの発展によって実行された。

Alpiqは、275百万スイスフランの追加の減損を計上したにもかかわらず、売却、大幅な再編成およびコスト削減プログラムの後、18百万スイスフランのプラスの収益で2013事業年度を終えることができた。市場状況が依然として厳しい中、Alpiqは再編成およびコスト削減の努力を継続し、360百万スイスフランを上回ると予想される株主ローンの一部の他に、Swissgridにおける49.9%の持分を売却した。スイスにおける他のエネルギー会社と同様に、Alpiqは、とりわけスイスの水力発電に関して、税引後1,047百万スイスフランの追加の減損を計上し、実効税引後902百万スイスフランのマイナスの当期利益となった。

(ヘ) オーストリア

オーストリアは欧州の電力および特にガスネットワークの相互接続の中心に位置している。オーストリアはドイツ市場に密接に連結されており、その点において外国投資家にとって関心がある。水力発電所はオーストリアの発電容量の70%を占める。

EDF Internationalは、持株会社であるEnergie Steiermark AG (Estag) の25%（オーストリア法の拒否可能権限を伴う非支配持分に相当する。）を所有している。オーストリアの州のスティリア州は残りのEstag株式を所有しており、EDFグループと株主間契約を締結し、かかる契約により、EDFは拒否可能権限を伴う非支配持分よりも大きな権利を得ている。Estagは、エネルギーおよび関連サービスの分野で運営するオーストリア企業グループを率いている。スティリア州を中心として、Estagグループはまた、他のオーストリアの州およびいくつかの周辺諸国において事業を展開している。

2013年1月、Estagは、Estagグループの主要子会社の1つであり、スティリア州における主導的な配電および電力供給の会社であるSteweg-Steg (SSG) においてVerbundが有する34.57%の持分を取得した。かかる取得の後、Estagが現在SGGの株式を直接的または間接的に100%保有することとなった結果、2014年にEstagグループは、従前の構造がエネルギーの種類によって組織されていたのに対して、価値連鎖に沿ったグループの事業および活動を中心に組織されるように再編成された。

(ト) スペイン

2014年12月31日現在、EDFグループはElcogasの31.48%の株主資本を保有している。Elcogasは、プエルトリャノで当該地方の石炭およびコークスのガス化によって発電を行い、320MWの総発電容量を有するICCG（ガス化コンバインド・サイクル発電）による発電所を操業している。天然ガスに加えて、この施設により、欧州基準を大幅に下回る大気汚染の少ない石炭およびコークスの使用が可能になる。現時点においてこの発電所は、この種類では世界最大の固体燃料発電所である。2014年、Elcogasは、ICCGにより発電された753GWhを含む892GWh（数値は100%ベースである。）を発電した。2010年以降、プエルトリャノ施設には、CO₂捕獲および水素生産の試験ユニットが含まれている。これは、ICCGに関連する世界初の産業規模の試験プロジェクトである。14MWthの容量を有するかかる試験ユニットは、ガス化装置が生産する合成ガスの2%を処理することができ、4.17トンの二酸化炭素を捕獲し、1時間当たり83キログラムから207.5キログラムの水素を生産できる。これは、活性アミンを使用した化学吸収に基づく、燃焼タービンの上流部門である燃焼前の捕獲のプロセスである。

当グループはまた、EDF Énergies Nouvellesの現地の子会社（「第2 3（4）①（ii）（ロ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）およびEDF Feniceの現地の子会社であるFenice Instalaciones Iberica（「第2 3（4）①（iii）（ロ）EDF Fenice」を参照。）を通じて、スペイン市場に拠点を有している。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（4）①（i）（ロ）EDF Trading」を参照。）。

(ii) 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。

(イ) 北米市場

(a) 米国

2014年の合計発電量が4,089TWh（エネルギー情報局による2015年2月の短期エネルギー予測。）の米国は、世界最大のエネルギー市場の1つである。2014年、米国の発電構成は、石炭が39.6%、天然ガスが27%、原子力が19.2%、再生可能エネルギーが12.9%、その他のエネルギー源が1.3%であった。2013年から2014年の冬季にかけての関連燃料コストおよび極渦に関連して、石炭火力発電が天然ガスを上回り、前年から石炭火力発電は+2.2%、天然ガスは-0.8%となった。2014年には、非水素型再生可能エネルギー発電が従来型の水素発電を初めて年間ベースで上回った。

2014年度上半期における発電所規模での追加容量は、2013年の追加容量よりも40%少なく、7,249MWから4,350MWとなった。天然ガスの追加容量は、2014年にはわずか2,319MWと約半分減少した一方で、新たな石炭火力発電所が稼働し、太陽光発電の追加容量は約70%、風力発電は105%増加し、併せて1,821MWの新たな容量となった。フロリダ州において約28%の新たな容量（すべて天然ガス）が稼働した後、カリフォルニア州において1,100MWの容量（うち約77%が太陽光発電、21%が風力発電）が追加された。

電力需要の成長は、エネルギー効率政策および関連投資によって相殺されるため、減速する予定である。2040年までに電力需要は29%伸び、4,954TWhに達する見込みである（IHS Rivalryによる2015年2月の北米電力市場の見通し）。将来の電力需要には、2012年から2040年までの間に351GWの追加容量の供給が必要になると予測されている。同期間において、エネルギー情報局（EIA）は主に石炭において、97GWの容量の撤去を見込んでいる。2040年までに、天然ガスは、追加される容量の73%（再生可能エネルギーは24%、原子力は3%、石炭は1%）を占めると予想されている。

EIAは、2040年における発電構成が、天然ガス35.2%、石炭32%、再生可能エネルギー16.3%および原子力15.5%になると予想している（エネルギー情報局による2014年4月のエネルギーに関する年間見通し）。原子力による発電能力および発電容量に関するEIAの予測は、容量の改良の可能性、新たな許可の要件、将来の営業コストならびに天然ガスの価格およびその他の発電技術の奨励金等の外部的な影響の仮定に左右される。電力価格は、天然ガスの低価格および低需要により、依然として比較的低いままであるが、名目平均価格は2040年までに年間2.3%の伸び率を観測することが予想されている。

国際レベルおよび連邦レベルの両方において、地球温暖化対策は、現在のEIAの方針の中心にある。2014年6月、環境保護庁（EPA）は「クリーン・パワー・プラン」を提案し、国の炭素排出率の目標、すなわち電力分野からの二酸化炭素排出量を2005年の水準から2030年までに約30%削減する目標を設定した。かかる目標を達成するために、4つの構成要因が特定された。かかる構成要因とは、石炭のユニット固有の熱効率の6%の改善、70%の設備利用率での石炭ベースからCCGTへの再配分、再生可能エネルギーおよび原子力の利用の拡大、ならびに電力消費を年間1.5%削減するために需要重視のエネルギー効率化の利用を拡大することである。最終規則の制定は2015年夏季に予定されており、その後の実施計画は諸州に依拠する。現在の燃料価格は原子力の発展にとって有利ではないものの、クリーン・パワー・プランの目標は現在の原子力発電所の長期にわたる利用可能性に依拠している。

EIAによれば、米国は、2013年にはサウジアラビアを抜いて石油の世界的な主要生産国となり、2014年にはロシアを抜いて天然ガスの世界的な主要生産国となった。米国はまた、2016年には液化天然ガスの純輸出国、2018年には天然ガス全般の純輸出国になることを目指している。2012年4月にヘンリー・ハブの天然ガス価格が1999年以来的の低水準である2.34米ドル/MMBtuのに達した後、2014年には4.4米ドル/MMBtuとなり、2040年には年間平均成長率2.15%に対応して（名目で）7.65米ドル/MMBtuに達する見込みである。

(b) カナダ

2014年、カナダにおける発電量は、前年から0.4%減少して592.3TWhとなった。2014年における発電構成は、水力発電が57.5%、原子力発電が16.2%、石炭が11.3%、ガスが8.9%およびその他の再生可能エネルギーが6.1%となった（カナダ電気協会による2014年6月のカナダの主要電気統計）。カナダにおける発電の80%超は二酸化炭素を排出せず、カナダは水力発電量において、世界でも中国およびブラジルに次ぐ第3位に入っている。

カナダおよび米国における電力網は、高度に統合されており、米国がカナダ市場の安定性の恩恵を受けることを可能とする。

一方で、カナダの電力市場は、とりわけ炭素排出および再生可能エネルギー源に関して州の政策が決定的な役割を担っているために、州単位で構成されており、比較的細分化されている。例えば、カナダ市場の55%超を合算して占めるオンタリオ州およびケベック州は、同じエネルギー構成の目標を持っていない。オンタリオ州では、州政府は、エネルギー構成の40%超が引き続き原子力エネルギーによることを保証する。ケベック州では、2009年に導入された送電に関する信頼性基準の新制度および2012年12月に唯一の原子力発電所であったジャンティイ2が閉鎖したこと（Hydro-Québecの2012年10月付「ジャンティイ2原子力発電所の改修プロジェクト別紙」）により、Régie de l'Énergie（エネルギー分野を規制する組織）は、電力グリッド全体を改修する大規模な投資計画を承認した（Régie de l'Énergieの2013年「ケベック・エネルギー・トリビューナル」）。

カナダのエネルギー構成における原子力エネルギーの割合は、現在約15%である。国家エネルギー委員会は、風力発電所およびガス火力発電所の開発により、かかる割合が2035年までにエネルギー構成の12%に下落すると見積もっている（カナダ商業会議所の2013年1月付「カナダの電力：将来における電力の競争力への賢い投資」）。2040年までに電力需要は29%伸びて708TWhに達する見込みであり、発電容量は20%増加する見込みである。約12.8GWの容量（石炭発電所からの6.7GW、また2019年のブルース原子力発電所の閉鎖に伴う原子力発電所からの3GW）が閉鎖される予定である。また同期間において47.9GW超の新たな容量が追加される予定であり、これにはコンバインド・サイクル発電所による12GW、水力発電による約12GWおよび陸上風力発電による12GW超が含まれる（IHS Connectの2014年8月付「北米市場の基礎」）。

カナダは、アジア太平洋市場の高まる需要から生じる機会を認識し、世界のガスおよび石油の需要に対する供給において、重要な役割を担うことを決意している。この目標を達成するために、カナダは、アジアにおけるパートナーとの商業関係を確保し、エネルギー産業に海外の投資家を引き付ける一方で、炭化水素を輸出するための主要な国際インフラを構築する必要がある。政府が2012年12月以降、カナダのオイルサンド事業の海外による株式保有を制限したため、外国企業は現在、メキシコ湾およびキーストーン・パイプライン（可能であれば）を通じた輸出ならびに大西洋岸および太平洋岸の輸出ターミナルを通じた輸出に焦点を当てている。

(c) メキシコ

メキシコの公共電力システムは、2014年においては54.4GWの設備容量を有しており、総発電量は258.3TWh（2014年11月19日に閲覧したエネルギー庁（Subsecretaria de Electricidad）のウェブサイト上の「電力部門の統計（Estadísticas del

Sector Electrico) 」) であった。メキシコの発電の大部分が、火力発電所によるものであり、エネルギー構成の78.3%を占める。残りのエネルギー構成は、水力発電 (14.8%)、原子力発電 (3.7%) およびその他の再生可能エネルギー (3.1%) によって構成される。メキシコのエネルギー構成において、天然ガスがさらに重要な役割を占めているものの、メキシコは依然として天然ガスの純輸入国 (特に米国から) である。

2014年8月、メキシコ議会が石油、ガスおよび電力の分野の再編成に関する一連の修正案に投票を行った8か月後、メキシコ大統領は、メキシコにおいて開放的かつ競争力のある電力業界の枠組みを導入するための一連の法律を成立させた。この改革により最も影響を受ける3つの事業体は、国家エネルギー管理センター (CENACE)、エネルギー規制委員会 (CRE) および連邦電力委員会 (CFE) である。CREの役割は、新たな発電施設を認証する権限が与えられている米国における州公益事業委員会の役割と類似している。CENACEはCFEの傘下からはずれ、米国のRTO (地域送電機関) / ISO (独立系統運用機関) として、電力エネルギーの需給を一致させる独立した役割が与えられる。CFEは、民間企業と競争できる「生産性のある国営企業」にならなくてはならない。

事業会社および産業会社向けの電力料金が高いことは、銀行ローンの条件が有利なものであることと合わせて、助成金の必要なくして風力エネルギーの競争力を高めている。連邦政府は、再生可能エネルギーがエネルギー構成に占める割合を、2017年までに7.5%に引き上げることを目指している。

(ロ) EDFグループの北米における事業

EDFグループは、米国において、4.5GW超の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、維持管理または最適化のサービス契約を通じて、約28GW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。

- ・米国における最大の原子力事業者であるExelonが運営する、3.9GWの合計設備容量 (1.95GWはEDFグループにより連結) の3つの原子力発電所を49.99%所有することを通じた原子力発電への投資。
- ・主としてEDF Énergies Nouvellesの米国における完全子会社であるEDF Renewable Energyを通じて、米国において純設備容量2.56GWを有する再生可能エネルギーの事業。同様に、EDF Renewable Services (EDF Renewable Energyの完全子会社) は、維持管理 (O&M) 契約を通じて、自身でまたは第三者のために、北米で約9.4GWを管理している。
- ・EDF Trading North Americaを通じて、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エネルギー資産の取引および管理の事業。

(a) 既存の原子力事業ユニット：Constellation Energy Nuclearグループ (CENG)

2009年11月6日、EDFグループおよびCEGは、Constellation Energy Nuclearグループを設立した。ExelonとCEGの合併以降、EDFおよびExelonは、CENGの持分をそれぞれ49.99%および50.01%の割合で保有していた。2013年7月、EDFおよびExelonは、CENGの運転許可をExelonに譲渡することにつき合意した。かかる取引は、2014年4月1日に実行された。CENGは2014年7月14日にExelonの管理下に置かれたため、CENGの従業員はExelonより雇用される。合意がなされた計画の条件に基づき、CENGはEDFに特別配当金400百万米ドルを支払い、EDFはEDFのCENG持分を2016年1月から2022年6月までの間にExelonに対し公正市場価格で売却できるプット・オプションを保有している。

CENGの組織およびガバナンス・ルール

CENGは、取締役会の10名のメンバーにより運営される。うち5名はEDFグループにより指名され、残りの5名 (会長を含む) は、Exelonにより指名される。

米国の原子力規制委員会 (NRC) による承認を受けた後、2014年4月1日にEDFは、2013年7月29日付のExelonとの契約に記載された条件に基づき、CENGに関する取引を完了させた。

この契約の条件に基づき、米国における有数の原子力事業者であるExelonは、事業者の免許を有し、CENGが所有する5つの原子炉 (メリーランド州およびニューヨーク州における3つの敷地に散在し、合計4.17GWの発電量を有する。) の運営管理を保証する。

CENGの原子力事業 (原子力発電および操業)

CENGの原子力事業は、米国原子力規制委員会 (NRC) の規制下における歴史的に予測可能な規制環境において行われる。

発電容量

CENGは、3つの操業用地に散在する5つの原子炉を所有および稼働している。これらの発電所は、総容量が4,167MWであり、それぞれ以下の表に記載されている。カルバート・クリフのユニット1およびユニット2、ナイン・マイル・ポイントのユニット1ならびにR.E. ジーナの敷地許可の期間は、40年から60年に延長された。

原子炉	所在	容量(MW)	持分(%)	会社所有の 容量(MW)
カルバート・クリフ1	カルバート郡 (メリーランド州)	863	100	863
カルバート・クリフ2	カルバート郡 (メリーランド州)	850	100	850
ナイン・マイル・ポイント1	スクリーバ (ニューヨーク州)	630	100	630
ナイン・マイル・ポイント2 ⁽¹⁾	スクリーバ (ニューヨーク州)	1,242	82	1,019
R.E. ジーナ	オンタリオ (ニューヨーク州)	582	100	582
合計		4,167		3,944

(1) CENGは、このユニットの82%（すなわちユニットの合計容量1,242.2MWのうち1,018.6MW）の持分を保有している。ナイン・マイル・ポイントのユニット2の18%の持分のうち、CENGが所有していないものは、Long Island Power Authority (LIPA) に属している。LIPAは、CENGに対して当該ユニットに係る費用分担額を支払うことと引き換えに、ナイン・マイル・ポイントのユニット2による容量および発電量の18%を受領しており、また、同ユニットの廃炉費用の18%につき支払責任を負っている。CENGおよびLIPAは、それぞれナイン・マイル・ポイント2に対して一定の資金を拠出する義務を負っている。

発電量および技術的性能

CENGの発電所は、2014年12月31日現在32.5TWhを生産した。

(単位：TWh)	発電量		負荷率	
	2014年	2013年	2014年	2013年
カルバート・クリフ1	6.9	7.8	88.4%	99.7%
カルバート・クリフ2	7.4	6.4	98.0%	85.9%
ナイン・マイル・ポイント1	5.4	4.9	100.5%	90.0%
ナイン・マイル・ポイント2	8.0	9.0	87.2%	97.0%
R.E. ジーナ	4.7	5.0	92.4%	98.9%
合計⁽¹⁾	32.5	33.1	N.A.	N.A.

(1) これらの値は、四捨五入後の小数点第1位で表示される正確な値の合計に相当する。

原子力の安全性

原子力の安全性は、CENGの原子力発電所における最優先事項である。CENGの経営陣は、発電所の高い信頼性および安全性を確保するために、監視および管理の継続的な見直しを実施している。

核燃料

核燃料供給

原子力発電所の燃料供給には、加圧水型原子炉（PWR）および沸騰水型原子炉（BWR）の両方のためのウラニウム購入、濃縮ウラニウムの六フッ化ウランへの変換、六フッ化ウランの濃縮ならびに核燃料集合体の製造および輸送が含まれる。

核燃料集合体の製造

CENGは、核燃料の購入、変換および濃縮、ならびに燃料集合体の製造に関する長期契約を締結している。これらの確約は、CENGが今後数年間にわたり、予測されたニーズを十分充足させる量を提供することを可能にしている。核燃料市場には競争性があり、時に価格は変動するが、当グループの経営陣は将来の供給ニーズの充足において問題が生じるとの懸念は抱いていない。

使用済核燃料の貯蔵－連邦原子力施設

1982年放射性廃棄物法（NWPA）は、連邦政府に、エネルギー省（DoE）を通じて、使用済核燃料および高レベル放射性廃棄物の処分場所の開発義務を課すものであった。NWPAおよびCENGとDoEとの標準契約に従い、CENGは、DoEに対し、高レベル放射性廃棄物の処理費用（DoE課税）を賄うために、その純原子力発電量1キロワット時当たり1,000分の1（0.001）米ドルを支払う義務を負っている。かかる費用は、「放射性廃棄物貯蔵所DoE課税」として計上された。しかしながら、NWPAおよびCENGとDoEとの間で締結された契約に、遅くとも1998年1月31日までにDoEが高レベル放射性廃棄物を管理すべきであったとの規定はあるものの、この期限は守られなかった。DoEによるこの遅延は、CENGが、その3つの原子力施設において、使用済燃料の貯蔵の手配および維持するための措置を、追加的費用を負担して講じなければならないことを意味していた。CENGは、その原子力施設において、使用済燃料中間貯蔵施設（ISFSI）を設置し、これらは必要に応じて維持される。NRCは、永久貯蔵施設の最終的な解決策が出るまで、使用済燃料を貯蔵することを認める政策を打ち出した。

使用済核燃料の貯蔵―敷地の施設

カルバート・クリフ原子力発電所は、1992年以降、その敷地において独立した使用済燃料貯蔵施設を運営している。2014年に同施設の操業は、NRCにより40年間延長された。2基の独立した燃料貯蔵ユニットの設置は、それぞれ2010年および2012年にジーナおよびナイン・マイル・ポイントの敷地において完了した。

原子力施設の廃炉費用

CENGは、これらの発電所が操業停止した後、原子力発電所の廃炉義務を有する。CENGは、NRC規則および関連する州の要請に従って、これらの発電所の廃炉費用負担のみを目的とする引当金を設定した。CENGの投資委員会は、様々な資産区分に対する割当てを含む、これらの引当金に関する一般投資戦略を決定する。NRCは、原子力発電所の廃炉措置基金の適性を管理する。

(b) 原子力開発：Unistar Nuclear Energy (UNE)

2015年2月27日、原子力規制委員会（NRC）に対して、米国のEPR設計認証の審査を中止するようAREVAが行った要請に加えて、UNEは、カルバート・クリフ・ユニット3の一括許可申請（COLA）の審査を一時中断するようNRCに対して要請した。COLAの審査が一時中断されている期間は、当グループの米国における原子力関連活動の開発も停止する。

(c) 北米におけるEDF Trading

EDF Tradingは、電力（金融的送電権を含む。）、ガス、石炭および環境商品に関して、北米市場で業務を行っている。同事業体はまた、電力、ガスおよび環境商品に関する資産の最適化にも従事している。EDF Tradingは、北米のエネルギーおよびガス卸売市場において、最大のエネルギー管理サービス提供者の1つである（「第2 3（4）①（i）（ロ）EDF Trading」を参照。）。

電力事業およびガス事業

北米において、EDF Tradingは、米国およびカナダの電力会社向けのエネルギー管理サービスにおける主要な提供者の1つである。同社のサービスには、燃料供給、市場分析、ヘッジ業務および独立系統事業者（ISO）との結び付けが含まれる。EDF Trading North Americaは、EDF Inc.およびEDF Renewable Energyのテキサスにおける風力発電所を含む、米国に散在する63の発電所において、21GWの発電を行っている。これらの幅広いサービスにより、同社は北米最大の電力ハブにおいて、主導的な事業者となっている。EDF Tradingは、北米における5大ガス業者の1つである。同社は、米国およびカナダからメキシコに至るまでパイプライン契約を有し、市場に対して1日当たり平均7.62十億立方フィートを配給している。2014年にチームは、3つの施設にわたって950MWの発電容量（フロリダ州、アラバマ州およびルイジアナ州における最初のエネルギー管理契約を含む。）を追加した。

ガス生産事業

EDF Trading Resourcesは、米国においてガス生産資産の取得および開発に従事する会社である。同社は2012年にテキサス東部において最初のガス生産資産を取得し、現在約500の生産井を有している。同社は2013年に、Alpha Natural Resourcesとともにマーセラス地域においてジョイント・ベンチャーを設立したことにより、その範囲を拡大することが可能となった。このプロジェクトは、2014年に最初の掘削許可を取得した。

環境商品事業

EDF Tradingの商品には、再生可能エネルギー証書（REC）、バイオガス、炭素排出および炭素クレジットならびに天候デリバティブが含まれる。EDFTは、再生可能エネルギー生産業者と提携して業務を行っており、グリーン電力生産から得られる電力証書の収益化を助けている。2014年にEDF Tradingは、ケベック州におけるREC事業を拡大し、気候デリバティブ商品の開発を継続した。

EDF Energy Services

EDF Energy Servicesは、北米の電力、ガスおよび環境商品の市場において事業を行う大口の事業者向けのEDF Tradingの専用事業である。この事業は、米国およびカナダの13の州において展開されている。これらの大口顧客の多くは、欧州の顧客または欧州の所在する顧客であり、EDF Tradingは、同社が事業を行う異なる市場を通じて、これらの顧客にサービスを提供することができる。2014年に同事業は、オハイオ州およびペンシルベニア州を含む新たな地域に拡大し、今や北米における非住宅用の小売電力提供会社の中で第10位に位置付けられる。

石炭および輸送市場

EDF Tradingは、完全に統合された石炭・輸送事業を有しており、世界中で多数の供給源を有している。EDF Trading North Americaは、北米市場の石炭輸出業務の管理を行う、ロンドンに拠点を置くEDF Tradingのチームに支援を提供している。

(d) 北米におけるEDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF Renewable Energy、EDF Renewable Services、EDF EN CanadaおよびEDF EN Mexicoを通じて、北米における拡大を続け、2014年には風力、太陽光およびバイオガスによる発電容量945.5MWを稼働した。

同時に、EDF Énergies Nouvellesは、400MWの純容量に相当する地域の7つの発電所の一部を売却することにより、大幅な資産最適化政策を進めている。

EDF Renewable Energyの子会社であるEDF Renewable Servicesは、自社および第三者のために、2014年12月31日現在9.3GW超の合計容量に相当する風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトを管理している。EDF Renewable Servicesは、主としてカナダの太陽光発電の分野において237MW（170％）の成長を遂げた堅調な事業開発活動に起因して、27％の成長率を記録した。

米国

当グループは、再生可能エネルギーの独立発電事業者であり、EDF Énergies Nouvellesの完全子会社であるEDF Renewable Energyを通じて、米国におけるプレゼンスを有している。2014年12月31日現在、EDF Renewable Energyは、米国において風力、太陽光、バイオガスおよびバイオマス発電による2,229.9MWの総設備容量（1,870.3MWの純設備容量）を所有していた。2014年にEDF Renewable Energyは、テキサス州におけるスピニング・シュプール2（161MW）およびヘレフォード（200MW）の風力発電プロジェクト、マサチューセッツ州におけるランカスター（5.9MWp）およびレポミス（6.0MWp）の太陽光発電プロジェクトならびにハートランド・バイオガス・プロジェクトの20MWのうち1MWを稼働させた。

カナダ

2008年、EDF Énergies Nouvellesは、Saint-Laurent Energiesコンソーシアムを通じて、Hydro Québecによる、ケベック州における合計容量954MWの5つの風力発電所の建設に係る入札を落札した。2012年には、サンロベール・ベラルマンの発電所（80MW）、マシフ・デュ・シュド（150MW）およびアルフレッド湖フェーズI（150MW）の3つの風力発電プロジェクトが稼働した。アルフレッド湖フェーズII風力発電所（150MW）は、2013年から稼働を開始している。4つ目のプロジェクトで、実施プログラムの中で最大であるリヴィエール・ドゥ・ムーラン（350MW）の建設は2014年に開始され、フェーズI（150MW）は2014年11月下旬から稼働が開始した。5つ目のプロジェクトであるモン・ロザリー（74MW）も建設中である。2010年12月にHydro Québecによる落札後に計画された、50MWの総容量のその他の2つのプロジェクトであるグラニおよびラ・ミティも2014年に稼働が開始された。EDF EN Canadaは、Enbridgeとの共同パートナーシップを通じて、2013年にアルバータ州におけるブラックスプリング・リッジ（300MW）を取得し、2014年6月にプロジェクトを稼働開始させるために積極的に建設計画を進めた。EDF EN Canadaはまた、オンタリオ州において、アーンプライアー太陽光発電プロジェクト（発電容量23.4MW）を有している。ケベック州のポートフォリオの事業の分割を可能にするために、カナダにおけるDSSA（ストラクチャード・アセットの開発および販売事業）プログラムを通じて、投資パートナーシップが築かれた。2014年末において、カナダにおける当グループの合計設備容量は、総容量487.8MWまたは純容量463.8MWに達した。

メキシコ

風力開発において大きな可能性を秘めた国であるメキシコでは、EDF EN Mexicoが、オアハカ州におけるEDPとサント・ドミンゴのプロジェクトの最後のフェーズ（160MWのうち60MW）の稼働を開始した。サント・ドミンゴおよびビー・スティニユは、日本のMitsui & Co.グループにより、（50／50の割合で）共同保有されている。2014年末現在、当グループは、メキシコにおいて、391.5MWの総設備容量（229.5MWの純設備容量）を有している。

(iii) 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南アジアおよび東南アジアの国々に重点を置いている。

アジア、特に中国における発電分野への投資は、EDFグループの主要な産業ベンチャーである。原子力発電分野では、中国の台山における2基のEPR原子炉の建設および操業プロジェクトに加え、この地域における新規プロジェクトにより、当グループが技術革新へアクセスできるようになり、産業上の専門知識の開発が可能となる。したがって、EDFの目標は、グローバルな原子力プログラムを推進し、新興市場に設備を設置し、フランスにおける施設を更新することを可能にするために、国際的な場における競争上および技術的な優位性を維持することである。

(イ) 中国におけるEDFグループの事業

EDFグループは、原子力、火力および水力発電技術に関する助言業務を通して、中国において30年間業務を行っている。今日EDFグループは、発電に関して中国における最も重要な外国投資家の1つであり、6,980MW（数値は100％ベースである。）の合計設備容量を有する石炭火力施設に投資している。台山プロジェクトのフェーズI（1,750MWの原子炉2基）においてEDFは、EPR原子力発電所が関連する発電プロジェクトの投資家となった。EDFはまた、原子力発電および最も技術的に発展した石炭火力発電所、ガス発電所、水力発電、配電およびエネルギー効率への新規投資機会を提供するパートナーシップを形成している。

原子力発電事業

大亜湾－嶺澳発電所および台山フェーズIプロジェクト

EDFは、1994年に大亜湾における2基の1,000MWの原子炉の設計、建設および試運転を率いた後、中国グループのChina General Nuclear Power Co (CGN) が2002年および2003年にそれぞれ稼働を開始した、嶺澳フェーズI発電所の2基のユニット（1,000MWの原子炉2基）の建設を支援し、現在ではCGNグループ、とりわけDaya Bay Nuclear Operation and Management Co., Ltd.に対して、運営上の支援を提供している。稼働後にこれらの発電所が達成した業績は、中国における当グループの主要なベンチマークの1つである。

またEDFは、CGNの子会社であるChina Nuclear Power Engineering Company Ltd. (CNPEC) に対し、敷地における2基の1,000MWのユニットの建設を含む嶺澳プロジェクトのフェーズIIへの支援を提供した。嶺澳プロジェクトのフェーズIIの2基のユニットは、それぞれ2010年9月および2011年8月に試運転を開始した。

2014年12月31日現在、EDFは広東省台山における2基のEPR原子力発電所に出資し、その建設および運営をするために設立されたTaishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC) における30%の持分を保有している。同社の存続期間は、中国の原子力発電のジョイント・ベンチャーに許可される最長存続年数である50年間に設定されている。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最初かつ現在では唯一の非中国系の投資家となった。

2014年末までに、建物の建設および主要な備品の製造および供給は、両方の発電所について完了し、電気機械アセンブリは順調に実行されている。プロジェクトの成功は、EDFグループおよびCGNの助言に依拠する。

パートナーシップ契約

2007年に締結されたEDFとCGNとの間のジェネラル・パートナーシップ契約（GPA）は、エンジニアリング、研究開発および発電所の運営に関する取決めの実行により、2014年に補完された。EDFは、フランスの主力産業として活動しながら、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、深圳において施設を設置した。この施設における専門家は、とりわけフランスにおける実務指針および基準ならびにEDFの原子力安全指針を推進するよう取り組んでいる。

2013年4月25日、中華人民共和国国家主席およびフランス共和国大統領の列席の下、EDFは、CGNおよびAREVAとの間で、将来における原子炉の設立の条件ならびにCGNの発電所の運営および開発に対するEDFの貢献を定めた契約を締結した。また、EDF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、2010年4月29日にChina National Nuclear Corporationとパートナーシップ枠組契約に調印し、かかる契約は2014年3月に延長された。

CGNとCNNCとの間のパートナーシップにより、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトへの参加に関して協議が行われた（「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」を参照。）。中華人民共和国国家主席がフランスに訪問し

ていた間の2014年3月26日に、英国の原子力市場においてEDF、CGNおよびCNNCの間の産業協力を促すための議定書が締結された。

石炭火力発電事業

EDFは、広西省政府により来賓B発電所の委託契約が締結・承認された1997年9月3日以降、中国における石炭火力発電に従事している。

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec)

2014年12月31日現在、EDFは、French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd (Figlec) を100%所有しており、同社は、広西省の来賓B発電所（2×360MWの設備容量）ならびにその運営および保守管理を担う企業であるSynergieの85%を所有しており、残りの15%は現地パートナーが所有している。来賓Bは2000年11月に、建設、運営および譲渡（BOT）プロジェクトの一部として試運転され、2015年9月に広西壮族自治区政府に契約上譲渡される予定である。

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

2014年12月31日現在、EDFグループは、山東省に3,060MWの合計発電容量を有する3つの石炭火力発電所を所有する、SZPCにおける持分を19.6%保有していた。その他の株主は、Guodian グループおよび香港の電力会社であるCLPである。これらの発電所は1987年から2004年までに徐々に試運転された。

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

2014年12月31日現在、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門峡2発電所の所有者であるDSPCの35%の持分を保有していた。この投資は、中国当局により存続期間が2039年までと定められているジョイント・ベンチャーを通じて、行われた。その他の株主は、DSPCの支配株主であるDatangを含む中国企業2社である。

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

2014年12月31日現在、EDFグループは、EDFにより2014年に設立されたジョイント・ベンチャーであり、江西省における「超々臨界圧」石炭火力発電所を建設および運営するためのDatangグループの子会社であるFPCの49%の持分を保有している。建設作業は2014年に開始され、EDFチームは建設現場におけるプレゼンスを発揮した。1,000MWの2つのユニットは、2016年に稼働が開始される予定である。Fuzhouは、EDFグループにより運営される最初の「超々臨界圧」発電所となる予定である。

石炭火力発電により電力の75%を生産する中国は、石炭火力発電の技術において最先端を行き、これは汚染物質の排出の削減を通じて環境への影響を抑え汚染物質の排出の削減を通じて環境への影響を抑えつつも、国のエネルギー需要を満たすために不可欠である。この取決めの結果、EDFは将来の発電所の建設および運営における産業上のプロセスに幅広く関与することになった。当グループは、熱工学および熱管理の技術を構築し、発電所の設計を行うGuangdong Engineering and Design Institute (GEDI) およびタービンの供給業者であるDongfangなどの火力発電分野におけるグローバルな主導者とともに新たな産業上のシナジーを確立する立場にある。

水力発電事業

1985年から現在に至るまでこのセグメントにおいてEDFは、定評ある事業者である。当グループは、中国において導入されたいくつかの発電所においてコンサルタントとして業務を行い、意欲的な水力発電プログラムを開発中の中国側のニーズに対応した投資機会またはサービス提供について検討を行っている。

研究開発活動

設立から3年が経過したEDFの中国における研究開発センターは、フランスの研究開発部門および当グループのその他の国際研究開発センターとともに、中国における科学に関するパートナー網を引き続き構築しようとしている（「第3 6（3）国際的なパートナーシップ」を参照）。かかる研究開発センターの業務は、無炭素発電、将来の電力網、持続可能な都市および革新に焦点を当てている。デジタル・シミュレーション能力が、これらの分野のすべてにおける主要な要素である。

配電事業

2011年以降中国に拠点を置くEDF International Networksは、中国において2014年に、山西省および陝西省の配電網の計画および性能向上に関する技術支援契約を締結した。EDF International Networksは、ネットワークの管理および性能を最適化するための専門知識、方法および最も有効な手段を適用できるように、中国における事業の成長を望んでいる。

開発に関する見通しおよび新プロジェクト

当グループは、中国の電力事業者とともに、新たな「超臨界圧」または「超々臨界圧」の石炭火力発電所への投資機会を調査している。

エネルギー・サービスでは、2013年にDongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) と締結した照明のエネルギー効率に関する契約が2014年に延長された。また当グループは、とりわけコジェネレーション、廃熱利用および分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、都市部の太陽光エネルギー、バイオマス・エネルギーおよび地熱エネルギー）の分野に関するEDFの欧州における専門知識を活用することにより、企業利用ユーザーおよびエコ地域に対して革新的なソリューションを提供することを望んでいる。

（ロ） 東南アジアおよび南アジアにおけるEDFグループの事業

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、ラオスのナム・テウン2 総合発電所およびベトナムのコンバインド・サイクル・ガス発電所であるフー・ミー2.2といった独立系発電所（IPP）の開発機会を提供する国々における、新たな火力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への関与を特に通じて、電力分野の開発に集中している。

（a） ベトナム

2014年12月31日現在、EDFは、コンバインド・サイクル・ガス発電所であるフー・ミー2.2（2005年に操業を開始し、715MWの発電容量を有する。）を所有するMekong Energy Company Ltd. (MECO) の56.2%の持分を保有している。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最初のIPPプロジェクトである。その他の株主は、共に日本企業であるSumitomo Corporation (28.1%) およびTokyo Electric Power Company, Inc (Tepco) (15.6%) の国際子会社である。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。

（b） ラオス

2014年12月31日現在、EDFグループは、同社が「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。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委託契約に基づき、25年間同発電所を運営する。発電された電力の95%はタイに販売され、5%はラオスに販売されている。

（c） 水力発電および火力発電事業

EDFグループは、ネパール、カンボジア、ラオス、ミャンマー、インドネシアおよびフィリピンにおける発電プロジェクトの調査および開発への参加に関心を示している。

(d) 研究開発事業

2013年6月、革新的な都市モデリング計画の開発を行う目的で、シンガポールの都市最大の建設会社であるSingapore Housing and Development Board (HDB) との間の契約が締結された。それ以降、2014年にEDFグループは、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を開設した（「第2 3（7）②（ix）（イ）持続可能な都市」を参照）。この都市計画に特化した研究開発センターの目的は、既存の協力関係を強化し、シンガポールおよびその他の地域の都市との新たな協力関係を構築することである。

(iv) ラテンアメリカ、アフリカおよび中東

ラテンアメリカにおいて、EDFグループは現在、EDFグループの国際展開の優先国として認識されているブラジル市場において事業を行っている。当グループの目標は、チリ、コロンビア、ペルーまたはメキシコなど開発機会を見込んでいる地域の特定の国々にも広がっている。

アフリカおよび中東において、当グループは、新たな市場を提供する高成長諸国における拠点を確保するために、各地理的地域の特徴に応じて運営を行うことを目指している。また、当グループは、エネルギーに対するアクセスの提供も継続して行っている。

(イ) ラテンアメリカ

(a) ブラジル

2014年4月11日にEDFグループは、リオデジャネイロ州のマカエ地域に位置し、0.87GW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年末から行っている会社であるEDF Norte Fluminenseにおいて、Petrobrasが保有する10%の持分を取得した。当グループは現在、EDF Norte Fluminenseを完全所有しており、また同社は、配電会社Lightに対して、20年間の電力購入契約（PPA）に基づき年間725MW（年間約6.3TWhに相当）を販売している。この残高は、電力自由市場で販売される。EDF Norte Fluminenseは、2014年において、130GWhを販売した。

EDF Norte Fluminenseは、工業消費のための追加の太陽光発電所を有している。同発電所は、2014年に423MWhを発電した1,764個の太陽光電池モジュールからなり、年間約250トンの二酸化炭素排出量の削減に役立っている。

2014年12月11日にEDFは、その子会社であるEDF Norte Fluminenseを通じて、シノプの水力発電施設の建設および将来の運営に責任を負うCompagnie Énergétique de Sinop (CES) の51%の持分を取得した。400MWの設備容量を有するこの発電所は、ブラジルのマットグロッソ州北部（シノプ市の近く）のテレス・ピレス川における一連の水力発電施設の上流に設置される予定である。その他の株主2社は、Eletrobrasグループの子会社であるEletronorte (24.5%) およびCHESF (24.5%) である。ダムの建設は2014年春季に開始され、商業運転の開始は2017年度下半期に予定されている。プロジェクトの環境上および社会的な調査ならびにそれに伴う管理計画は、2014年3月にブラジル政府により承認された。主要な計画は、水力発電設備による影響を受ける住民への補償、2017年の貯水前に行われる貯水池地域のための山林開拓および施設による影響を受ける可能性のある動植物の保護に関連する。プロジェクトは、先住民の地域または保護地域に影響を与えない。コンソーシアムの51%の持分を有するEDFグループは、ダムの建築および将来の運営の両方において、工業的役割を担う。

タパジォス川における5つの水力発電総合施設の一部をなし、10,682MWの合計容量を有するサン・ルイズ・ドゥ・タパジォス・プロジェクトの技術上および経済上の実現可能性に関する事前調査の内容が、Eletrobras率いる調査グループ（EDFおよびその他のパートナー会社8社を含む。）により、ブラジル当局に提示された。また当グループの主要な関心事である環境上および社会的な調査の作業も完了し、報告書（EIA/RIMA）がブラジル当局に提出された。報告書は現在審査されており、その承認は、入札を行う際の必要条件となる。

最後に、2014年11月28日、EDFおよびAREVAは、Eletronuclearより将来における原子力プログラムへの参加に関心のある会社宛てられた依頼書に対して、共同回答を提出した。

(b) チリ

2013年、EDFは、チリのプロジェクト開発業者であるAustralis Powerとの間で、2つの600MWのユニットおよび1つの浮体式貯蔵再ガス化施設（FSRU）からなるCCGT発電所の建設および運営を統合するプロジェクトの開発を目的とした共同開発契約を締結した。

2014年2月5日にEDFは、新プロジェクトの特定および開発を行い、チリのエネルギー市場におけるEDFのプレゼンスを確立するための会社であるEDF Chileを設立した。

(ロ) アフリカ

(a) 南アフリカ

EDFは、原子力に係る入札に応じた2007年以降、ヨハネスブルグに拠点を有している。入札プロセスは、世界の経済危機を考慮して、その後2008年に延期された。南アフリカにおけるプレゼンスを継続しているEDFは現在、南アフリカの原子力プログラムの再開に焦点を当てている。2011年5月に公布された国のエネルギー基本計画によれば、現在から2030年までの間に9.6GWの原子力発電量が稼動予定である。

南アフリカ政府は、2030年までに国の設備発電容量を（44GWから89GWの）倍にすることを計画しており、将来のエネルギー構成に原子力を含めることに専念し続ける。その結果、2014年9月から11月までの間、南アフリカは様々な国との間で、原子力を提案する複数の政府間契約を締結した。これに関連して、南アフリカ政府は、それぞれの核サイクル全体にわたる専門知識を提示させるために、これらの国々（フランスを含む。）からの代表団を招待した。これらの手順は、入札の開始における必要条件である。

その他のセグメントにおいてもEDF Énergies Nouvellesは、2011年8月に開始した再生可能エネルギーの入札の第2段階を通じて、南アフリカの風力発電市場における地盤を確立した。同社は、南アフリカのエネルギー省が選定する3つのプロジェクトに選ばれた。これらのプロジェクトの建設は2013年末に開始し、最初の1つは2015年に開始される予定である（「第2 3（4）①（ii）新エネルギー」を参照。）。

EDFはまた、2002年に設立されたKES（Kukhanya Energy Services）を通じて、南アフリカにおいて事業を行っている（「第2 3（3）③（iv）（ii）電力アクセス任務」を参照。）。

またEDFは、発電、送電および配電のために南アフリカの電力公益事業会社であるEskomとの技術的および戦略的なパートナーシップを築くなど、その他の分野も開拓している。

最後に、EDFの専門家は、2011年以降Eskomが発展させ、電力生産、また最終的には電力の送配電に特化する予定の技術訓練機関のEPPEI（Eskom Power Plant Engineering Institute）を経営している。

（b） モロッコ

EDFおよびモロッコ電力水道公社（ONEE）は、2012年1月に締結された契約に従い、協力を継続した。これらの事業者2社は、バリュー・チェーンのあらゆる分野、とりわけ水力、火力および再生可能エネルギーにおいて、強固で持続的なパートナーシップを構築および展開することを目指している。かかるパートナーシップは、上流部門・下流部門の最適化、研修および地域協力も網羅している。

モロッコにおいて、日本のグループMitsui & Co.とのパートナーシップとともにEDF Énergies Nouvellesが率いるコンソーシアムは、ONEEによる150MWの発電容量のタザ風力発電プロジェクトの入札における落札者として選ばれた。モロッコ北部に位置するこのプロジェクトには、それぞれ3MWのユニット容量を有する50のAlstomのタービンが設置される予定である（「第2 3（4）①（ii）新エネルギー」を参照。）。

（c） セネガル

エネルギー分野における極めて深刻な危機に直面しているセネガル政府は、状況を診断し、長期的なサービスの質を復旧するための緊急時計画を策定することへの援助をEDFに要請した。

現在EDFは、Sénélec（Senegalese National Power Company）の発電所の改修に取り組むことに重点を置いており、これにより、最も業績の低い電力事業者の利用を制限することが促される。

（d） カメルーン

EDFは、ナハティガル・プロジェクトを開発しており、ダムおよび420MWの容量を有する発電所の建設に関する投資決定を2016年までに行うことを目指している。エネルギーは、カメルーンの国内市場において販売される。

（e） コンゴ共和国

2013年6月3日にEDFは、コンゴ経済財務省との間で、国有電力会社であるSNEの技術的および商業的な損失を削減するために、3年間のサービス契約を締結した。

（f） コートジボワール

EDFは、アフリカ西部におけるコートジボワールの主導的な農工業グループであるSIFCAと共同で、23MWのユニット2基のバイオマス発電所のプロジェクトを開発している。EDFはこのプロジェクトにおいて、開発業者、投資家ならびに設備の建設および供給を行い、コートジボワール政府との電力購入契約に基づき営業を行う契約上のパートナーなどの様々なグループ事業体による支援を受けながら、組織の枠組みを超えた産業上の役割を担うつもりである。

（ハ） 中東

EDFグループは、アラブ首長国連邦における送電作業、配電およびネットワークの研究に係るエンジニアリングならびにコンサルティングサービスを提供する子会社であるEDF Abu-Dhabiを通じて、中東に拠点を有している。さらに、2014年夏季に当グループの国際開発部門は、この地理上の地域において当グループの事業、とりわけ主要な発電所プロジェクトに関する事業を進展させるために、「中東」地域部門を設立した。

(a) サウジアラビア

EDFおよびAREVAは、2012年6月、サウジアラビア政府とともに事業を行うことを視野に、リヤドにおいて共同事務所を開設した。同政府は、化石燃料を原子力発電および再生可能エネルギー源（太陽光発電）に置き換えることに注目したエネルギー方針を実施する予定である。Kacare (King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy) は、かかるプログラムの開発を担う事業体である。

2社は共に、原子力プログラムの立上げに備えるために、現地の工業用素材および研修制度の評価を行う作業を主導している。

2014年6月にEDFは、国の主導的な電力分野の事業者であるSaudi Electricity Company (SEC) とパートナーシップ契約を締結した。かかる契約は、2つのグループの幅広い協力関係への道筋をつける。

(b) イスラエル

当グループが最近事業展開を開始したばかりのイスラエルにおいて、EDFはその子会社であるEdisonのガス部門における開発イニシアチブを支援しており、発電プロジェクトの一環として、エンジニアリングおよび維持管理におけるその他の業務を展開することを望んでいる。EDF Énergies Nouvellesは、イスラエルにおいても拠点を有している（「第2 3 (4) ① (ii) 新エネルギー」を参照。）。

(二) 電力アクセス任務

2001年以降、当グループは、発展途上国におけるエネルギーへのアクセスを得るプログラムを進めている。大抵の場合配電網から離れている農村地域において、かかるプログラムは分散型エネルギー・サービス会社を設立することにより運営されている。EDFは、Totalまたは現地企業である南アフリカのCalulo、ボツワナのBPC (Botswana Power Corporation) およびセネガルのMatforce等の国際的な業界他社と連携して、これらのすべての運営を行っている。このアプローチの背景には、かかるプロジェクトに関して利益を生む持続可能な運営の条件が充足されたとEDFがみなし、EDFがその持分を売却する準備が整った時点で、かかるプロジェクトを現地企業に引継ぎ、その長期耐久性を確保するという考え方がある。初期投資の一部は、国際金融機関、寄附者からの助成金および／または貸付金または国から資金提供を受けている。

南アフリカにおいて、KES (Kukhanya Energy Services) の50%の持分はEDF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。2002年に設立されたKESは、最初にクワズール・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。2014年末にKESは、太陽光発電による電気および国内向けのガスを160,000人超（2013年から2014年の間にかけて約30%増加）に提供している。

ボツワナにおいて、EDFは、国内電力事業者であるBPC (Botswana Power Corporation) から、全地域に及ぶ、主として太陽電池部品を使用した分散型電力網プログラムの実施において、BPCを補助する戦略的パートナーとして選ばれた。EDFは、BPCと共同で所有する現地企業BPC Lesediの45%を保有している。BPCの困難により、このプログラムを推進することの利点が現在疑問視されている。

セネガルにおいて、EDFは、その現地のパートナーであるMatforceとともに、ERAの株式の70%を保有している。ERAは、Kaffrine、TambacoundaおよびKédougou間の地方電化事業の運営を行っており、かかる事業は、ASER (ASER:セネガルの地方電化機関 (Agence sénégalaise de l'électrification rurale)) を通じてフランス開発庁の助成金の最初のトランシェを2013年12月末に受領した後、2014年に稼働された。かかる事業の目標は、今後3年から4年以内に180,000人の利用者に供給を行うことである。現在、試験地としての村において、約5,000人に電力供給が行われている。

(4) その他事業および横断機能

① その他事業

以下の表は、2014年12月31日現在におけるEDFグループのその他事業セグメントの設備容量および発電量を示している（数値は、各事業体が使用する連結方法を反映している。）。

設備容量

発電量

	MW	%	GWh	%
火力発電	1,755	25	2,074	16
水力発電	74	1	118	1
その他の再生可能エネルギー ⁽¹⁾	5,221	74	10,670	83
合計	7,050	100	12,862	100

(1) EDF Énergies Nouvellesグループ全体を含む。

(i) 最適化および取引

(イ) 当グループの商務最適化取引部門の役割と任務

2012年に、当グループの様々な商務最適化取引に関する事業体間の協力を改善するための「グループ商務最適化取引」(DCOTG)部門が設立された。その主な任務は以下のとおりである。

- ・商務最適化取引業務の成功事例およびフィードバックの共有を推進すること
- ・これらの事業間の協力を通じて価値を創造するために、グループ・レベルのシナジーおよび機会を特定すること
- ・欧州レベルにおいて一定の技術、とりわけ欧州のエネルギー市場原理の分析結果の一元管理
- ・EDFグループの主要な欧州の顧客に対する販売事業の調整

EDFグループは、様々な地理上における事業体の対象となる事業の統合を強化する一方で、すべての地理上の事業体が自律的に運営を行い、その業績に責任を持つことを保証する。

電力に関して、各国の事業体は、上流下流のポートフォリオの最適化について責任を有する。EDF Tradingの専門技術をさらに活用するために、国のオプティマイザーとEDF Tradingとの協力が強化された。当グループのDCOTG部門は統合を推進し、地理別の事業体内における最適化業務の最良プラクティスを特定し、奨励する任務を負う。

またDCOTG部門は、分析の専門技術（欧州および世界のエネルギー市場（燃料）の原理、かかる原理への長期的シナリオの作成および当グループの連結ポートフォリオにおけるリスク特性の評価）も有している。

商務に関してDCOTG部門は、当グループの主要な事業体の供給戦略および関連する財政的側面の総合的な分析を行っている。さらに、DCOTGは、各市場特有の局地的な側面を考慮しながら、中長期的な視点で、当グループの関連事業体とともに、当グループ全体の問題（例えば、商業的な供給、ITシステム、デジタル変換、エネルギー効率のサービスおよびスマート・グリッド）に対応する協力プロジェクトに取り組んでいる。

(ロ) EDF Trading

EDF Tradingは、EDFグループとエネルギー卸売市場間のインターフェースである。同社は、最適化およびリスク管理のサービスを提供する。EDF Tradingは、電力、天然ガス、ガス生産、LNG、石炭および貨物ならびに環境商品の卸売市場において活躍している。同社はまた、北米の最終顧客向けの小売事業を取り扱っている（「第2 3 (3) ③ (ii) (ロ) (c) 北米におけるEDF Trading」を参照。）。2014年において、EDF Tradingは、約3,098TWhの電力（欧州および米国）、304十億サームの天然ガス、666百万トンの石炭、655百万トンの二酸化炭素（排出許可証）の取引を行った。EDF Tradingは、欧州において、電力、ガスおよび石炭の最大の卸売市場取引業者の1つである。同社は、米国の発電企業向けのエネルギー管理サービスの主要な提供者の1つであり、北米において5番目に大きいガスのマーケティング会社である。2014年にEDF Tradingは、EDF Tradingおよび当グループの中核事業から懸け離れすぎているとみなされた石油の取引事業および輸送事業から撤退した。EDF Tradingの取引事業は、DOAATの最適化戦略および当グループのその他の事業体に統合されている。

EDF Tradingは、欧州、アジアおよび北米に事務所を有しており、その登記上の本店はロンドンに所在する。同社は、約1,000人の従業員を有している。

EDFの完全子会社は、英国金融市場の規制当局である、金融行動監視機構の監督を受けている。

(a) 欧州における電力事業

EDF Tradingは、欧州の電力卸売市場における主導的な参加者にある。EDF Tradingは、EDFの長期電力輸出契約を管理し、欧州におけるEDFの生産および販売ポートフォリオの最適化およびヘッジに関して、主要な役割を担っている。同社は、短期的および長期的なストラクチャード・ヘッジ商品を含むリスク管理サービスを提供している。2014年にEDF Tradingは、中欧および南東欧における業務を拡大した。同社は現在、EDF Energyのマーケット・メーカーであり、EDF Polskaとの間で独占的な市場アクセスに関する契約を締結した。

(b) 欧州におけるガス事業

EDF Tradingは、欧州のガス卸売市場における主導的な事業者でもある。EDF Tradingは、生産、輸送、再ガス化、長期供給および貯蔵を含むEDFおよび当グループのその他の事業体のガス資産を管理している。これにより、完全なガス卸売市場のソリューションを通じたEDFグループおよび第三者顧客への支援が可能となる。

EDF Tradingは、当グループの事業体とともに、その短期資産の最適化に取り組んでいる。2014年にEDF Tradingは、スペインのガス市場に参入した。同社はまた、東欧においてより活動的になるとともに、フランス、ドイツおよびオランダにおける貯蔵の最適化業務を拡大した。

(c) 環境関連商品

EDF Tradingは、炭素、バイオマス、グリーンエネルギーおよび天候デリバティブの市場において活躍している。同社は、CER（認証排出削減量）およびERU（排出削減ユニット）のクレジットの取引の著名な取引者であり、CDM（クリーン開発メカニズム）プロジェクトの大規模なポートフォリオを管理している。また同社は、再生可能エネルギー証書（REC）、バイオガス、RGGI（発電所からの温室効果ガス排出量のキャップ・アンド・トレード制度である地域温室効果ガス・イニシアチブ）ならびにケベック州およびカリフォルニア州の炭素市場における排出量ならびに米国の天候デリバティブを含む一連の広範な環境商品の取引にも関与している。さらに同社は、英国およびポーランドにおけるバイオマスの重要な供給業者である。2014年、EDF Tradingは、天候デリバティブの範囲を拡張し、EDFグループおよび第三者のために気候変動保護および気候リスク管理に関する商品を提供する。

(d) 液化天然ガス（LNG）

EDF Tradingは、供給および配給ならびに適切なネットワークへの委託を含む全範囲のLNGサービスを提供している。2014年にEDF Tradingは、米国のメキシコ湾沿岸からLNGを輸出するために、Enterprise Products Partners LP（主導的な中間エネルギー・サービス提供会社）との間で長期供給契約を締結したことにより、LNG市場に参入した。またEDF Tradingは、LNGのために10の新たな包括サービス契約を締結した。同社は、2015年末までに操業が開始されるダンケルクLNG再ガス化ターミナルの操業および供給に関して、EDFと密接に連携している。

(e) 石炭および貨物取引

EDF Tradingは、完全に統合された石炭および運輸の取引事業を運営し、世界中に数々の供給源を有する。2014年、EDF Tradingは、石炭の供給および最適化ならびにポーランドにおける当グループの発電所によるバイオマスの需要のために、EDF Paliwaとともにジョイント・ベンチャーの展開を継続した（「第2 3（3）③（i）（イ）（a）ポーランド」を参照。）。また同社は、Chubuとともに、シンガポールにおけるジョイント・ベンチャーの展開を継続し、これによりEDF Tradingは、オーストラリアにおける石炭の流通を拡張することができる。

(f) 北米

「第2 3（3）③（ii）（ロ）（c）北米におけるEDF Trading」を参照。

(ii) 新エネルギー

再生可能エネルギー（再生可能エネルギーまたは「グリーン」エネルギーは、人類にとって無尽蔵のエネルギーと考えられる、迅速に再生可能である天然資源から得られる。）、とりわけ新しい分野のエネルギー（風力、太陽光、バイオマス、地熱および海洋エネルギー）は、主にアジア（中国）、欧州および米国において力強い成長を遂げている。

2014年末現在、全世界の風力発電の総設備容量は合計370GWに達し、このうち66GW近くを米国が占め、約134GWを欧州が占めた。2014年において、世界では51GW超の風力発電量（中国における約23GWを含む。）の稼働が開始された（出典：2014年のグローバルな風力統計）。

太陽光発電に関しては、2014年末現在、世界の合計設備容量は190GWp近くとなり、このうち50GWp近くは2014年に増設された新たな設備容量によるものである（出典：ブルームバーグの新エネルギー・ファイナンスによる発電容量）。今日、再生可能エネルギーの成長を牽引しているのは、主に風力、太陽光およびバイオマスによる発電である。水力発電は、世界の先進国以外の箇所においては大きな成長可能性を有しているが、多くの先進諸国においては、潜在能力の限界に達しつつある（世界の再生可能エネルギーによる発電容量は毎年103GW増加するものと予測されているが、このうち約28GWが水力発電容量である（出典：国際エネルギー機関－世界エネルギー予測2014「新たな方針シナリオ」）。）。

EDFグループは、再生可能エネルギー会社において、世界の上位5社に入っており、その設備容量は28GW超（主に水力発電）である。同社は、主として風力発電および太陽光発電を中心としたあらゆる形の再生可能エネルギーの開発を目指している。再生可能エネルギーの開発におけるEDFグループの貢献は、「第2 3（6）企業責任に関するコミットメント」に記載されている。

(イ) 新エネルギーについて

風力発電

風力タービンは、発電機に接続された動翼を動かすために風の作用を利用する。風力発電には、以下のとおり様々な種類がある。

- ・陸上風力発電。陸上風力発電は、とりわけブラジルの一部において、現在では、従来の分野に匹敵するまではいかないとしても、従来の分野と競合できる状態にまで近づいている。この分野は、様々な国において経済的奨励策の援助を受けているが、資金援助を受けずに開発が進められているプロジェクトが増えている（「第2 3（5）③電力市場の規制」を参照）。設備容量1MW当たりの年間平均発電量は、設備の質およびタービンの機種により2GWhから4GWhまでと様々である。各タービンは、平均的に2MWの定格容量を有し、この値は着実に増えている。

2014年、フランスは設備容量に関して、欧州でドイツ、スペイン、英国およびイタリアに次ぐ第5位となった（出典：国際エネルギー機関による2014年中期再生可能エネルギー市場報告）。

EDF Énergies Nouvellesは、EDFグループ内の風力発電の開発を担う部門であり、プロジェクトの開発および建設ならびに発電および施設維持にあたっては、価値連鎖を通してそのチームの内部の専門知識に依拠している。EDF LuminusおよびEdisonの子会社も、稼働中の風力発電所を有している。EDFグループの2014年における風力ベースの発電量は、9.8TWhであった。

- ・成熟度が低く、急成長している分野である洋上風力発電は、より多くの初期投資が要求され、陸上風力発電よりもグリッドへの接続に費用がかかる。また洋上における維持管理は、より困難であり、陸上風力発電と比べて事業者の経験も浅い。この分野の長所は、各風力タービンの定格容量がより多く（3MWから6MW）、風がより確実であるため生産量がより高い（設備容量1MW当たり3GWhから4GWh発電する。）ことである。この分野は、発展途上にあることから、今後陸上風力発電との費用の差を削減できるだろう。EDFグループは、当グループの主要国のうち少なくとも2か国（フランスおよび英国）において、興味深い成長見通しを与える洋上風力発電への投資を増加させることを決定した。欧州は2020年までに、約44GW（出典：欧州環境機構－欧州連合加盟国の国家再生可能エネルギー行動計画において発表された「再生可能エネルギー生産量」（2011年2月））の洋上風力発電容量を確保する予定であり、このうち13GW近くを英国が、6GW近くをフランスが占める予定である。後者の目標を達成するために、フランス政府は2011年以降、2件の入札を行った。EDF Énergies Nouvellesが率いるコンソーシアムが、最初の入札において、割り当てられた4つの敷地のうち3つ（1.5GW近く）を落札した（「第2 3（4）①（ii）（ロ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）。

太陽光発電

太陽光発電の稼働原理は、太陽光を直接電力に変換することである。各太陽光発電電池は電子部品であり、太陽光にさらされると発電する。太陽光発電電池はモジュールまたは太陽光パネルに分類される。

2つの技術が市場を支配している。それは最も一般的な結晶シリコン技術と、より新しく、安価で製造できるが効率性の悪い薄膜技術である。

太陽光発電は、2つの方法で用いられる。それは、グリッドに接続する方法かまたは隔離した敷地において発電する方法である。グリッドに接続された太陽光発電システムは、地上用の太陽光発電所および住宅用の屋上設備の2つの市場において、安定した成長を見せた。

EDF Énergies Nouvellesは、当グループの太陽光エネルギーにおける開発戦略の実施に責任を負う。2014年12月31日現在、この子会社は、727MWpの総容量を稼働していた。同社は、地上用の太陽光発電所および住宅用の屋上設備の両方の市場において、地位を得ている。2012年以降子会社であるEDF ENR PWT（Photowattのブランド）は、シリコンベースのモジュール生産分野で活躍している。

複数の欧州諸国において政府による補助金が削減され、アジアの競合他社により価格が押し下げられていることにより、太陽光発電市場において、欧州のいくつかの事業者がここ数年の間に撤退した。

2013年におけるフランスの太陽光発電市場の成長速度は過年度から減速し、2012年には1GW超が接続されていたのに対して、わずか0.6GWしか接続されなかった（出典：フランス持続可能開発委員会による2013年および2014年の最初の3か月間における風力エネルギーおよび太陽光エネルギーのスコアカード）。2014年の最初の9か月間には0.7GWが接続され、成長は回復傾向にある。

太陽光発電の費用は、近年著しく減少している。太陽光発電は現在、世界のより多くの地域（例えばチリまたはカリフォルニア州）で、競争力のあるエネルギーとなっている。しかしながら、改善の余地はまだかなり存在する。とりわけ日照の少ない地域において費用がさらに減少した場合、革新的かつ破壊的な技術が必要不可欠となる。

またEDFの研究開発部門は、CNRS（フランス国立科学研究センター）およびENSCP（パリ高等化学学校）と協同で設立したフランス太陽光発電研究開発機関（IRDEP）の支援の下、太陽光技術の研究をシャトゥーの施設において行っている。

バイオマス発電およびバイオガス発電

バイオマスに基づく技術では、主に、林業および農業からの特定の種類の廃棄物を燃やすことまたは木質燃料用の森を開発することにより、熱または電気を発生させている。

バイオ燃料は、様々な燃料源から発生する。植物性の物質（木材、農業廃棄物）または動物性の物質による燃焼発電所、バイオガス生成発電所（有機飼育の動物または植物性の物質の発酵から生成されるガス）および家庭ごみの焼却場の3つの異なるエネルギーの区分が存在する。

EDF Énergies Nouvellesは、バイオマスについて約62MWの総容量を有している。このうちスペインの子会社を通じてオリブ農園の廃棄物処理を行うルセナ（アンダルシア）の発電所の総容量は26MWであり、米国の子会社であるEDF Renewable Energyに属し、廃材を処理する発電所（パインランズ）の総容量は35.6MWであった。

2014年末現在、EDF Énergies Nouvellesは、バイオガスについて78MW超の総容量を有している。このうち子会社であるVerdesisを通じて、欧州では27.2MWの総容量が稼働しており、米国子会社のEDF Renewable Energyに属する発電所（ビーコン）の総容量は51MWであった。戦略的な理由上、2015年2月11日、Verdesisは、その事業が近似していることから、Dalkiaに売却された。

ポーランドにおいて、EDFは合計容量183MWの（化石燃料にバイオマスを組み込んでいる）混焼施設を複数稼働している。

EDFグループは、特にDalkiaグループ（「第2 3（4）①（iii）（イ）Dalkia」を参照。）における株式保有を通じて、フランス国内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する。またEDFは、廃棄物発電所の設計、建設および運営を行うTiruの支配持分も有している。Tiruのフランス、英国およびカナダにおける発電所の合計設備容量は101MWであり、58MWeは再生可能エネルギーとしてみなされている（「第2 3（4）①（iii）エネルギー・サービス」を参照。）。

地熱発電

地殻中の岩石の温度は、深さとともに平均して100メートルごとに3℃上昇する。世界の一部の地域では、地熱が温泉、水または蒸気の形で地表に到達する。温湯は暖房の形で、住居のセントラル・ヒーティングまたは温室暖房に直接利用される。

地下から抽出された蒸気も発電に利用され、従来型の火力発電と同様に、タービンを駆動させる。また、蒸気から発電するための資源として、熱い乾燥した岩石を利用することもできる。EDFは、この種類のエネルギーを発展させるため、アルザスのソルツ周辺において高温で自然破碎した結晶岩体によるプロトタイプ地熱発電所の開発および操業を行う欧州のコンソーシアムの一員として、複数のパートナー（Électricité de Strasbourg、EnBWおよびドイツの電力会社を含む。）と提携している（「第2 3（4）①（iv）Électricité de Strasbourg」を参照。）。

フランスは、海外領に所在する高温資源も有している。EDFグループは、主としてグアドループに所在するGéothermie Bouillanteの少数株主持分を通じて、この業務においてプレゼンスを示している。

その他の技術

再生可能エネルギーは、広範囲の部門および技術を網羅している。将来に備え、EDF Énergies Nouvellesは、EDFグループ内における有望な部門を特定する責任を負い、当グループの研究開発チームまたは産業パートナーの支援とともに新たな技術を創造することに貢献する。太陽光発電のほか（上記参照）、海洋エネルギーも当グループが深く探求している分野である。風力発電および太陽光発電と同様に、海洋エネルギーは広範囲の技術を網羅し、産業規模に開発される前に、その技術的な有効性が検証され、その潜在力が評価されなければならない。

2つの主要な海洋エネルギーのプロジェクトは現在、以下のとおり開発中である。

- ・潮汐タービン：海流エネルギーを利用した水中のタービンである。EDFは、プロトタイプの潮汐タービン地帯をコート・ダルモール部門のパンポル・ブレアの敷地に設置した。プロトタイプの潮汐タービンは、2012年夏に稼働し、間もなく試運転の第2段階に突入し、最初の発電を行う予定である。最終的に合計容量2MWの4つのタービンによるプロジェクトの目標は、潮流からのエネルギー生産の実現可能性を実際の条件の下で試すことである。またEDF Énergies Nouvellesは、欧州における海軍艦艇の大手製造業者であるDNCSと提携し、潮汐タービンから発電するために必要な産業上の利用方法を検討しており、ノルマンディーのコタンタン半島の先端に位置するラ・ブランシャールにおいて、より大きな容量の潮汐エネルギー地帯の「ノルマンディー水力発電」プロジェクトに取り組んでいる。
- ・浮体式洋上風力タービン：EDF Énergies Nouvellesは、新興企業であるNénupharにより設計されたVertiWind技術を選択した。海流発電および風力発電の分野における主導的な産業パートナーによって開発された陸上プロトタイプは、現在建設中である。これは、プロヴァンス=アルプ=コートダジュール地域の試験的な洋上プロジェクトである「プロヴァンス・グラン・ラージュ」プロジェクトの先駆けとなる可能性がある。EDF Énergies Nouvelles率いる当該プロジェクトは、多額の資金提供を受けるために欧州委員会により選定された。

(口) EDF Énergies Nouvelles

EDFグループの再生可能エネルギー源への関与は、主にEDF Énergies Nouvellesが履行している。

EDF Énergies Nouvellesにおける株式保有の構成

EDFは、EDF Énergies Nouvellesの資本の99.9%を保有し、残りの0.1%は従業員が保有している（2011年にEDFが行ったEDF Énergies Nouvelles株式の代替現金または交換による株式公開買付の後、EDFは、株式公開買付前のEDF Énergies Nouvellesの従業員および役員に対して付与された無償株式の流動性が確保されるよう設計された制度を実施した。かかる制度に関連して、EDFは、EDF Énergies Nouvellesの従業員および役員が今日まで保有する株式のすべてを最終的に保有することとなる。）。

2000年にEDFがEDF Énergies Nouvellesを取得した以降、EDF Énergies Nouvellesは、大きな変化を遂げ、数年間で再生可能エネルギー発電の主要な企業の1つとなり、主要な運営地域である北米および西欧・南欧におけるその他の主導的な事業者と並んだ。

その結果、EDF Énergies Nouvellesは、とりわけ風力エネルギーおよび太陽光エネルギーの分野の専門知識および開発において、EDFグループの中心となった。再生可能エネルギーの子会社の財務実績は、EDF Énergies Nouvellesの財務実績と連結している。

EDF Énergies Nouvellesの業務

EDF Énergies Nouvellesは、再生可能エネルギー源から発電を行っており、バリュー・チェーンのすべての段階に関与している。EDF Énergies Nouvellesは、プロジェクトの開発、発電所の建設およびこれらの維持管理において、上流部分で業務を行っている。これらの各業務は、同社自身のために、または第三者のために、行われることがある。また当グループは、プロジェクト開発業務の一環として、主に第三者のための再生可能エネルギーのプロジェクト開発で構成されるストラクチャード・アセット開発および販売事業（「DSSA」と呼ばれる事業）に関与している。

風力エネルギーおよび太陽光エネルギー（同社の設備容量の約96%を占める。）の開発に重点を置いているEDF Énergies Nouvellesグループは、その他の再生可能エネルギー部門においてもプレゼンスを示している。その他の再生可能エネルギー部門には、バイオガス・エネルギー、バイオマス・エネルギーおよび海洋エネルギーが含まれ、2014年末現在、総容量は236MWであった。EDF Énergies Nouvellesはまた、分散型の再生可能エネルギー部門（分散型太陽光発電）にもプレゼンスを示している。

歴史的に、EDF Énergies Nouvellesは、西欧および南欧（主にフランス、英国、イタリアおよびポルトガル）ならびに北米（米国、カナダおよびメキシコ）の2つの地理上の各地域において発展している。

2012年以降にかかるグループは、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、モロッコ、イスラエル、ポーランドおよびインドなどの新たな国々において設立された。かかるグループの発展は、新たな場所において2015年も続くことが期待される。

2014年12月31日現在、EDF Énergies Nouvellesは、7,516.7MWの総設備容量を有しており、うち純設備容量は5,112MWであり、現在建設中の総設備容量は2,204MWであった。

以下の表は、部門別および国別の設備容量を示している。

設備容量	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在	
(単位: MW)	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾	総計 ⁽¹⁾	正味 ⁽²⁾
風力				
米国	1,983.1	1,695.0	1,662.3	1,546.7
フランス	952.2	665.8	773.9	522.3
イタリア	440.4	246.6	548.4	354.6
ポルトガル	495.8	302.9	495.8	302.9
ギリシャ	340.5	314.2	340.5	314.2
カナダ	464.4	440.4	265.0	265.0
英国 ⁽³⁾	542.9	184.7	494.2	239.1
トルコ	566.8	228.2	447.3	193.9
メキシコ	391.5	229.5	331.5	199.5
ポーランド	48.0	48.0	48.0	48.0
ベルギー ⁽⁴⁾	325.2	29.7	325.2	29.7
ドイツ	3.0	3.0	3.0	3.0
風力合計⁽⁵⁾	6,553.7	4,388.1	5,735.0	4,018.9
太陽光				
フランス	209.7	153.6	207.8	151.7
米国	160.3	88.7	148.4	148.4
イタリア	79.3	76.7	99.5	95.5
スペイン	57.4	46.9	57.4	46.9
カナダ	23.4	23.4	23.4	23.4
ギリシャ	12.1	12.1	12.1	12.1
イスラエル	68.5	48.8	14.5	9.9
インド	30.0	7.8		
再生可能エネルギー源 (ENR)				
(フランス)	86.4	57.8	82.4	54.3
太陽光合計⁽⁵⁾	727.0	515.7	645.5	542.3
その他部門				
水力発電	77.2	74.4	80.2	77.4
バイオガス	78.0	73.2	69.7	65.2
バイオマス／コジェネレーション	80.8	60.5	80.8	60.5
その他部門合計⁽⁵⁾	236.0	208.1	230.7	203.1
合計⁽⁵⁾	7,516.7	5,112.0	6,611.2	4,764.3

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

(2) 純設備容量: EDF Énergies Nouvellesの株式に応じた設備容量。

(3) EDF Énergies Nouvellesは、EDF Energy Renewablesの50%を保有する(残りの50%は、EDF Energyにより保有されている。)。したがって、表示されている184.7MWの純設備容量には、EDF Energy Renewablesの風力発電設備容量の50%だけが含まれている。

(4) 洋上風力のためのMW。

(5) 小数点第1位に四捨五入された正確な値の合計に相当する。

EDF Énergies Nouvellesの従業員数(EDF Énergies Nouvelles Répartiesを含む。)は、2014年12月31日現在、3,009人であった。

風力発電

陸上風力発電

2014年にEDF Énergies Nouvellesは、積極的に陸上風力エネルギーにおける成長を推し進め、風力発電の総設備容量は818.7MW増加し、2014年12月31日現在における陸上風力エネルギーの総稼働容量は6,166.5MWとなった。

陸上風力発電の稼働により、2014年には総設備容量1,152.2MW（第三者のための風力発電所を含む。）という数値に達した。

フランスにおいて、EDF Énergies Nouvellesは、主として新たな風力発電所の稼働開始により、178.3MWの追加の総容量を有する風力ポートフォリオを引続き拡大した。

EDF Énergies Nouvellesは、フランス南部におけるコニアック、プレンス・ドゥ・ロルビュおよびヴァレー・ドゥ・エローの風力発電所（+34.7MW）、トレコン風力発電所（4MW）ならびに三菱商事株式会社の子会社であるDGEとのパートナーシップ（50%）により保有する、フランス北部におけるすべての風力発電所（総容量72MW）の稼働を開始した。またル・モン・デ・キャトル・フォ風力発電所を拡大することが、Windvisionと共同で発表された。

欧州においてEDF Énergies Nouvellesは、英国のバームア、バーンフットおよびロードにおける各風力発電所（23.3MW）ならびにゲイチェック風力発電所（150MW）の全体およびソマ3風力発電所（56MW）の一部の稼働を開始した。

米国におけるスピニング・シュプール2（161MW）およびヘレフォード（200MW）の風力発電所ならびにメキシコのEDP－サント・ドミンゴ風力発電所（160MWのうち60MW）の最新の発電機の稼働が開始された。

カナダにおいてEDF Énergies Nouvellesは、ケベック州におけるリヴィエール・ドゥ・ムーラン（150MW）ならびにラ・ミティおよびル・グラニ（合計50MW）、ならびにアルバータ州のブラックスプリング・リッジの風力発電プロジェクト（300MW）の稼働を継続した。

さらに、同社は2014年に、主に米国において、Microsoft Corporationとの電力販売契約に関連するパイロット・ヒル風力発電プロジェクト（175MW）、Great Plains Energyとの電力販売契約を有するスレート・クリーク・プロジェクト（150MW）、スピニング・シュプール3プロジェクト（194MW）およびローズヴェルト・プロジェクト（300MW）などの数々のプロジェクトを開始した。また、南アフリカ（44MW）、フランス（111.9MW）、英国（24.3MW）およびポルトガル（11.2MW）における建設も開始された。

建設中の陸上風力発電所は、2014年12月31日現在、合計で1,735MWの総容量を占めた。

DSSA活動の一環として、主として北米（カナダおよび米国）、英国ならびにイタリアにおいて、陸上風力発電所からの680.8MWが販売された。

洋上風力発電

洋上風力発電は、今後数年間にわたり、とりわけフランスおよび英国における成長の主要な原動力となる見込みである。

フランスにおいて2012年に行われた1,428MWの合計容量を有する3つのプロジェクトに関して、2014年10月に入札仕様書に従った承認が適用された。

英国では、子会社であるEDF Energy Renewables（EDF Energyとの50／50の割合のジョイント・ベンチャー）を通じて、ナビタス・ベイ洋上風力発電プロジェクトの予備開発段階が2014年において継続した。またノーサンバーランドのブリス・プロトタイプ洋上風力発電所における開発権も取得された。最大15基のタービンを有する同発電所により、市場に参入する前に、実際の状況で新たな洋上技術を試験することが可能となった。

太陽光発電

EDF Énergies Nouvellesは、2番目の成長分野である太陽光発電における成長を追求している。2014年12月31日現在、太陽光発電の総設備容量は、2013年12月31日の81.5MWpの総容量から増加して、727MWp（純容量は515.7MWp）となった。

2014年には、イスラエルにおける総容量54MWpの7つの太陽光発電所、米国における（レボミス、ランカスターおよびCIDの合計39MWp）3つの太陽光発電所ならびにマディヤ・プラデーシュにおけるインド初の太陽光発電所であるキルチプル太陽光発電所（30MWp）の稼働が開始された。

EDF Énergies Nouvellesもまた、ギアナにおいて、トゥーカンの太陽光発電プロジェクト（5MWp）の稼働を開始した。同プロジェクトは、エネルギー貯蔵を太陽光発電所と組み合わせた革新的な新プロジェクトである。EDF ENが送電システム事業者のために行う日々の予報に応じて、太陽光発電量の増減がバッテリーを使用して調整される。2014年には、合計128.1MWpの総容量が稼働した。

以下の中核となる地域および太陽光発電の大きな可能性を秘めた新たな場所において、新たな容量が増設されている。

- ・57.6MWpのカタリーナ・ソーラー2およびコットンウッドのプロジェクトを建設している米国
- ・（EDF Énergies Nouvellesにより26%を保有されるAcme Solarを通じて）ラージャスターンにおける5つのNSMプロジェクト（125MWp）を進めているインド

・90MWpのモロトおよびトラのプロジェクトを建設しているイスラエル

2014年12月31日現在、EDF Énergies Nouvellesは、総容量449.9MWpの建設中の太陽光発電プロジェクトのポートフォリオを有している。

DSSAの業務の一環として、米国およびイタリアにおいて117.7MWpの太陽光発電が販売された。

合計128.1MWpの総容量が2014年に稼働された。

維持管理

総合事業者として、EDF Énergies Nouvellesは、自社の大部分の施設の維持管理を行っている。この業務は、大幅に成長しており、第三者のためにも行われている。全世界において、EDF Énergies Nouvellesグループは、2014年12月末現在、8か国にわたって11,756MW（2013年と比べて約30%増加）を稼働している。さらに、EDF Énergies Nouvellesは、その子会社であるEDF Renewable Energy (IHenXco)を通じて、約7.5GWを管理する米国における主要な維持管理会社である。

この業務の成長は、新たな風力発電所の稼働およびタービン製造業者が操業する、契約の終了を迎える予定の風力発電所の買収によってもたらされる。最も重要な契約は、米国における656MW、カナダにおける588MWおよびイタリアにおける599MWの発電容量に関するものである。

EDF EN Servicesは、欧州における維持管理の責任を負うEDF Énergies Nouvellesの子会社である。2014年に同社はイタリアにおいて設立され、インフラ投資ファンドであるF2iにより70%、EDF Énergies NouvellesおよびEdisonにより30%保有される新たな事業体に対して譲渡された風力発電資産の管理を行う。

分散型エネルギー

EDF Énergies Nouvelles Reparties (EDF ENR) は、EDF Énergies Nouvellesに完全保有されている。EDF ENRは今や、屋上設備の設計、建設および維持管理を行う分散型太陽光発電の総合業者である。完全子会社であるEDF ENR Solaireは、フランスにおいて太陽光発電に関するソリューションを販売し、実施しており、また14,000人を超える住宅用顧客を有し、企業用顧客および地方自治体に700超のプロジェクトを提供している。

またEDF ENRは、フランス本土において所有する200を超える屋上型太陽光発電設備から、約30MWのクリーン・エネルギーを発電している。

最後にEDF ENRは、上流部門においても活動している。同社は、太陽光パネルの設計および製造を行うEDF ENR PWT (Photowattのブランド) を100%所有している。EDF ENR PWTは、構造的な過剰生産および極めて低いモジュール価格に特徴付けられる難しい市場において、事業を行っている。この状況に直面し、EDF ENR PWTによる商品提供を改善するための積極的な行動計画が実施された。精製シリコンから太陽光電池モジュールへの製造工程の各段階がフランスにおいて行われる。これは、同社がPWTの顧客に対して、二酸化炭素排出量の低い100%フランス製のモジュールを提供できることを意味する。

風力発電および太陽光発電の支援計画および価格設定

以下の表は、2014年12月31日現在において有効である、EDF Énergies Nouvellesおよびその子会社が所在する主要各国による、風力発電および太陽光発電に関する様々な支援計画の概要である。

国	再生可能エネルギー（風力および太陽光）に関する支援計画
カナダ	各州は独自の規則およびエネルギー調達（公益事業）を独占する国有企業を有している。独占的または政府による購入プログラムおよび優遇税制は存在しない。アルバータ州は、電力生産者がスポット価格で販売できる自由市場を持つ唯一の州である。 現地のサービス提供者または入札（通常競争入札）を通じた長期購入契約（20年）。
米国	風力発電所については「生産税控除」ならびに太陽光発電および風力発電については「投資税額控除」。 2014年増税予防法は、風力発電所の税控除（生産税控除）の有効期限を2014年12月31日まで延期した。2015年1月1日以前の段階で建設に取りかかっているプロジェクトは、税控除の対象とならない。太陽光発電所および風力発電所の税控除である「投資税控除」は、2016年12月13日より前に稼働が開始したシステムに利益をもたらす可能性がある。再生可能エネルギーの強制割当制度（再生可能エネルギー利用割合基準）が29州およびコロンビア特別区において実施された。
フランス	購入義務（EDFとの15年間の再生不能風力発電契約および20年間の太陽光発電契約または非国有配電事業者による規制料金）。 入札。 2011年以降、大幅に減少した優遇税制。
イタリア	風力発電：稼働から最初の20年間は、リバース・オークションに基づき割り当てられる固定価格買取制度（一定の年間割当量に従う。）。 太陽光発電：新たな太陽光発電のイニシアチブに対する支援制度は、今や存在しない。 既存施設に適用される料金の引下げは2014年に可決された。
イスラエル	2020年までに再生可能エネルギーを10%にする目標を達成するために、政府は、風力発電プロジェクトおよび太陽光発電プロジェクトについてMWpの割当てを実施することを決定した。各割当てには、それぞれの買戻価格が設定される。買戻価格は、国営のエネルギー公益事業者と交渉された電力購入契約（PPA）に設定される価格となる。かかる価格は、20年間固定である。
英国	2000年公益事業法に基づき、2002年に再生可能エネルギー義務証書の効力が生じた。 電力消費に係る追加税（天候の変動に係る課税）。

以下の表は、2014年12月31日現在において有効である、当グループが所在する主要各国による、風力発電に関する様々な価格設定計画の概要である。

国	風力発電の価格設定計画
カナダ	主に定期的な入札（通常競争入札）を通じて、該当する州の公益事業者と交渉される「電力購入契約」（PPA）に基づく設定価格。
米国	現地の電力公益事業会社との交渉による「電力購入契約」（PPA）に基づく設定価格。
フランス	- 陸上風力発電：フランス本土およびコルシカ島において2006年7月26日以降に稼働した陸上風力発電所の有効な料金：最初の10年間は、8.2ユーロ・セント／キロワット時。次の5年間は、最初の10年間の稼働期間に見られた全力稼働時間数に応じて、8.2ユーロ・セントから2.8ユーロ・セント／キロワット時の間の料金。海外県については、サンピエール島・ミクロン島およびマヨット島における単一料金の0.11ユーロ／キロワット時が適用される。これらの料率は、毎年再評価され、インフレ率により部分的に補正される。 - 洋上風力発電：入札制度。

イタリア	2013年5月1日以降、稼働を開始した新たな風力発電所がリバース・オークションに基づき割り当てられる固定価格買取制度による恩恵を受けた。2014年の下限は127ユーロ／MWh（年間割当量は500MW）に設定されている。2013年5月1日より前に稼働開始した風力発電所は、2015年末まで従前の「グリーン電力証書」制度の対象となり、グリーン電力証書の価格は、 $(180\text{ユーロ／MWh}-\text{電力価格}) \times 78\%$ の算式で算出される。2016年以降、かかる制度は、支援対象期間の終わりまで、同じベースで算出される固定価格買取制度と置き換わる予定である。

メキシコ	最終顧客と交渉した「自給契約」（SSA）に基づく設定価格。

英国	公益事業者の電力供給における再生可能エネルギー源への寄与に関する割当制度。供給業者は、再生可能エネルギー源から発電を行うかまたは再生可能エネルギー生産業者から購入するかのいずれかにより、「再生可能エネルギー義務証書」（ROC）を取得する。再生可能エネルギー割当制度に従わなかった場合には、罰金（「買取価格」）が課せられる。罰金は、エネルギー供給業者の再生可能エネルギー消費量の割合に応じて、エネルギー供給業者に対し支払われ（「買取ファンド」）、追加の対価が生じる。企業は、任意の協定を結ぶかまたは再生可能エネルギーの供給業者から電力を購入することにより、天候の変動に係る課税の免除対象となることができる。グリーン電力証書と同じ原則に基づき、再生可能エネルギー発電業者は、発電したメガワット時ごとに免除証書を受領する。 グリーン電力証書、罰金による収入の再分配および電力消費に係る税金の免除証書は、配電業者の再生可能エネルギーの販売価格を引き上げる。2013年／2014年の電力価格は、陸上風力発電については94英ポンド／MWh、洋上風力発電については145英ポンド／MWhであった。英国は、その他の低炭素発電の形式に適用される新たな制度（「FiT CfD」）または差額決済契約付きの固定価格買取制度）の導入に取り組んでいる。新たな契約は、低炭素発電事業者の長期（15年）にわたる収益の現実性を高めるために設計される。低炭素発電事業者は、電力市場価格（基準価格）が合意価格を下回る場合には追加の支払額を受領し、市場価格が当該価格を超過する際に、かかる支払額を返済しなければならない。発電事業者は、第三者と個別に電力販売の交渉を行わなければならない。FiT CfDは、2014年に開始された。しかしながら、2017年まで、新規の発電事業者は、現在の再生可能エネルギーに関する義務（R0）制度と新たな料金制度の間で選択することができる。既存の発電所は、2037年までに段階的に廃止される予定のR0制度に基づき、助成金を受け続けることができる。2014年10月3日、再生可能エネルギーの行使価格が（英ポンド／MWhで）公表された。

スコットランド の島における			
技術	陸上風力発電	洋上風力発電	風力発電
2014年／2015年	95	155	-
2015年／2016年	95	155	-
2016年／2017年	95	150	-
2017年／2018年	90	140	115
2018年／2019年	90	140	115

以下の表は、2014年12月31日現在において有効である、当グループが所在する主要各国による、太陽光発電に関する様々な価格設定計画の概要である。

国	太陽光発電の価格設定計画
米国	公益事業者もしくはその他の購入者と交渉されたかまたはこれらによって入札にかけられた「電力購入契約」(PPA)に基づく設定価格。 小規模で限定的な発電量の発電所に対して、いくつかの州(カリフォルニア州を含む。)で設定されている固定価格買取制度。 2016年12月までに更新された「投資税額控除」(ITC)。
フランス	2011年以降の重要な変更: 容量が100kWpを超える地上用および建物据付の太陽光発電設備の入札。 100kWpを下回る容量のプロジェクトについては、前四半期に完了した(年間500MWpを目標とする)プロジェクトの数に基づく四半期ごとの料金調整。
イタリア	新たなイニシアチブに対する支援制度は、今や存在しない。 さらに、既存施設の料金の引下げが可決され(2014年8月7日付命令)、2015年1月以降適用された。200kWpを上回る定格の太陽光発電所の発電事業者は、以下の3つの選択肢から選択することができる。 ・20%の料金引下げ(PPAの期間における4年間の上昇により相殺される。) ・最初の5年間における平均約15%の調整による料金引下げ(直近5年間の稼働における同程度の上昇により相殺される。) ・PPAの残余支援期間における以下の定率の引下げ: －0.2MWpから0.5MWpの間の設備容量につき、6%。 －0.5MWpから0.9MWpの間の設備容量につき、7%。 －0.9MWpを上回る設備容量につき、8%。
イスラエル	電力買戻価格は、太陽光発電プロジェクトの規模によって異なる。 小規模設備(50kWpまで)については、国の規制当局によって予め定められる。 中規模(12MWpまで)および大規模(12MWp超)のプロジェクトは、割当量の新たな入札手続に服する。入札は、間もなく公表される予定である。最も安価な入札は、発電量の100%を買い戻す政府による確約を得られる可能性がある。買戻価格は、関連する割当量に指定される。 指数化については、未だ決定されていない。

(iii) エネルギー・サービス

2014年、EDFはフランスのDalkiaおよびCitelumの事業を取得したことにより、エネルギー・サービス市場における地位を確固たるものとし、フランスおよび欧州のエネルギー・サービスにおける市場リーダーの1つとなった。

規制上および環境上の重要な問題に留意しているEDFグループは、施設のコンサルティング、設計、建設および維持管理を含む包括的な解決策を提供して、フランス国内外の公共部門および民間部門におけるエネルギー・プロジェクトを支援することに強い意欲を示している。EDFグループは、消費のモニタリングおよび施設の性能を改善するために、履行コミットメント、財務ソリューションおよびエネルギー管理システムを統合した商品を提供している。

フランスにおいて当グループは、地域の再生可能エネルギー、とりわけバイオマス、バイオガスおよび地熱エネルギーの潜在力の特定および開発、建物のエネルギー改修プロジェクト、冷暖房ネットワークの開発および運営、公共照明システムの最適化ならびに電気モビリティによるソリューションの開発などの支援を地域のコミュニティに提供するエネルギー移行に関する主要な事業者である。

EDFグループは、以下の5つの主要な分野において、法人および地方自治体向けにエネルギー・サービスの提供を行っている(「第2 3 (2) ① (ii) (ロ) (b) 顧客の種類別の業務」および「第2 3 (2) ① (ii) (ロ) (c) 持続可能な都市および地域となるために」を参照。)。

- ・大規模な産業敷地における主要なプロジェクト
- ・公共建物および第三次産業会社のエネルギー効率
- ・地方による発電および関連する冷暖房ネットワーク
- ・公共照明

・電気モビリティ

EDFグループは、以下のサービス子会社を通じて、エネルギー・ソリューションを実施している。

- ・3つの主要な分野（冷暖房ネットワーク、建物向けのエネルギー・サービスおよび産業用公益事業）において、エネルギー消費を削減し、施設の性能を向上させるための局所的なソリューションを提供する、フランスにおけるエネルギー・サービスの主導的な提供会社であるDalkia（2014年に当グループの売上高に1,323百万ユーロの貢献（2014年7月25日にDalkiaがEDFグループの連結範囲に組み込まれた後の2014年の売上高への貢献。Dalkiaの2014事業年度における売上高は3,036百万ユーロであった。））（「第2 3（4）①（iii）（イ）Dalkia」を参照。）。
- ・中長期的なパフォーマンス契約の形でエネルギー施設および産業環境施設の設計、建設および運営向けの完全な技術上および資金調達上のソリューションを提供するEDF Fenice（2014年の売上高は400百万ユーロ）（「第2 3（4）①（iii）（ロ）EDF Fenice」を参照。）。
- ・廃棄物発電所（焼却、嫌気性消化および固体回復燃料の生産等）の設計、建設および運営を行うTIRU（2014年に230百万ユーロの売上高）（「第2 3（4）①（iii）（ハ）TIRU」を参照。）。
- ・都市部の照明（街路照明、イルミネーション等）のための地方公共事業の管理市場、輸送管理（信号、渋滞管理等）ならびに照明ネットワークに関連するセキュリティ・システムおよび通信システムにおいて活動的なCitelum（2014年に当グループの売上高に133百万ユーロ貢献（2014年7月25日にCitelumがEDFグループの連結範囲に組み込まれた後の2014年の売上高への貢献。Citelumの2014事業年度における売上高は250百万ユーロであった。））（「第2 3（4）①（iii）（ニ）Citelum」を参照。）。
- ・特定の分野におけるHTMS、Netseenergy、CHAM、Domofinance、EdeliaおよびSodetrel等のその他のエネルギー・サービス子会社（「第2 3（4）①（iii）（ホ）EDFグループのその他のサービス子会社」を参照。）。

（イ） Dalkia

EDF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する、欧州のエネルギー・サービス市場の主導的な会社であるDalkiaについて、その資本の99.94%を2014年7月25日以降保有している。2014年、Dalkiaグループは、その連結会社（Dalkia France、Dalkia InvestissementおよびIndustelecを含む。）から3,036百万ユーロの売上げ（2014年に当グループの売上高に1,323百万ユーロの貢献）を生んだ。

（a） Dalkiaの事業

Dalkiaは現在、地球温暖化および温室効果ガス排出量を削減する必要性、消費量削減のためのエネルギー効率ならびに都市化現象の進行およびそれに伴う産業開発による地域変化の3つの主要な課題に直面しながら事業を行っている。

Dalkiaの主要な事業は、顧客の施設におけるエネルギー利用の最適化、再生可能エネルギー志向に再調整されたエネルギー構成を支持するソリューションの提供および消費の管理から構成される。Dalkiaは、3つの業務（冷暖房システム、産業用公益事業および建物のエネルギー・サービス）を通じて、エネルギーおよび環境面での効率化のノウハウを活かしている。

Dalkiaは、長期的なパートナーシップを結んでいる公共部門および民間部門の顧客に対して、エネルギー関連サービスを提供している。地域の冷暖房ネットワークに関する管理契約は、最大30年になり得る長期的な契約である。公共部門および民間部門の顧客向けの暖房施設および複数技術型施設に関する運営契約は、最大16年間継続する可能性がある。企業用顧客向けのサービスに関する契約の期間は、より短い傾向にある（平均して6年から7年の間）。

Dalkiaは、エネルギー（ガス、バイオマス、バイオガス、熱、石油および石炭）の最初の購入から新施設の建設または既存施設の更新および発電した電力の販売までの作業サイクル全体を網羅するエネルギー・ソリューションを提供している。

それ故にDalkiaは、規制が緩和された市場において、顧客のためにエネルギー取引の専門性を身に付け、また炭素市場およびエネルギー貯蓄証書においても活動的である。

Dalkiaは、顧客のために、地熱エネルギー、バイオマス、家庭廃棄物の焼却によって生産された熱、産業プロセスの過程で回収された熱およびコジェネレーション等の再生可能エネルギーまたは代替エネルギーを統合したソリューションを採用している。エネルギー源は可能な限り、その相補性を活かすために混合される。Dalkiaは、バイオマスの事業について、一連の革新的なソリューションに基づいた急激な成長を記録している。

Dalkiaの事業は、以下の数々の主要な要因、とりわけ規制、経済または技術に由来する要因によって左右される可能性がある。

- ・エネルギー移行（エネルギー効率、再生可能エネルギー開発等）および汚染物質排出量の削減のための公共政策支援ならびに付加価値エネルギー・サービス（エネルギー・パフォーマンス契約等）の開発を多かれ少なかれ奨励する規制上および契約上の仕組み
- ・とりわけ電力価格および暖房料金、購買力ならびに燃料（および二酸化炭素割当量）の観点からのエネルギー市場の変化
- ・冷暖房サービスの売上げに影響を与える可能性のある都市化現象および年間の気候変動

- ・経済環境およびそれがDalkiaの企業用顧客の活動水準に与える影響

冷暖房ネットワーク

地域ネットワークの増加は、成長の原動力であり、Dalkiaグループの発展の主要な要因である。

Dalkiaは、地域の冷暖房ネットワークの管理における欧州の主導的な事業者の1つである。フランスにおいて、Dalkiaは328の地域において、冷暖房ネットワークを管理している。これらのネットワークは、暖房、温水および空調を広範囲におよぶ公共および民間の建物（学校、医療施設、事務所およびアパート）に提供する。生産施設は、事業者または市場に販売する電力を発電することが多い。

産業用公益事業

Dalkiaは、フランスの2,000の産業用施設のための産業用公益事業において、活動的である。課題は、（とりわけ二酸化炭素排出量を管理し、エネルギー回収の評価を行うことによる）環境パフォーマンスの向上、また費用競争力および供給の安全保障の向上である。

Dalkiaの戦略は、以下を含む幅広い一貫した一連のサービスを活用する能力に依存している。

- ・産業用公益事業（蒸気、電気および圧縮空気）の最適化
- ・工程関連のエネルギー使用（エネルギーおよび回収可能な副産物の用法の調整およびその供給源の特定）の最適化
- ・産業用建物の利用の最適化
- ・温室効果ガス排出量の削減

建物向けエネルギー・サービス

建物向けエネルギー・サービスは、快適な生活基準および労働条件を維持するための暖房、温水および空調のシステムの運営から構成される。また同サービスは、既存システムの効果を最大限にするために、その運営の向上を試みる。Dalkiaは、第三次産業、公共部門および民間部門の顧客のために、施設の設計、建設および更新から、エネルギーの供給および管理ならびに施設の維持に至るまでの統合されたエネルギー・サービスを提供する。

Dalkiaは、幅広い技術サービスのポートフォリオを顧客に提供し、エネルギー消費および二酸化炭素排出量の削減に関して顧客の期待に応えるために、広範囲のソリューションを実行している。これらの削減は、結果に対する献身に基づいたソリューション開発を通じて、今後数年間でエネルギー・サービス市場に革命をもたらす可能性がある。

Dalkiaは、フランスにおいて84,600のエネルギー施設を運営している。

(b) 2014年におけるDalkiaの主要な業績

2014年11月4日、DalkiaおよびOlympique Lyonnaisは、将来の「グラン・スタッド (Grand Stade)」スタジアムの技術的な運営、維持および「主要なインフラの交換」に関する20年契約を締結したことを発表した。Dalkiaの貢献は、新スタジアムの建設中の事前運営段階およびインフラの引渡し後の維持管理段階の2段階において行われる。

12月12日、Dalkiaは、バニユーにおける地熱暖房ネットワークの掘削作業を開始した。これには、帯水層から温水を採取するために1,800メートルの深さまで掘った2つの地熱井が含まれ、これにより2016年には町の約半分に清潔で局所的な再生可能エネルギーが提供される。

12月17日、DalkiaはCitelumにおけるすべての持分をEDEVに売却した。

12月19日、Greater Dijonの地域暖房ネットワーク (90MW) 用の木材を原料とする発熱施設が始動した。この施設は、主に30MWの3つのバイオマス・ボイラーを使用し、毎年50,000トンの木材エネルギー (その大部分がその地域から調達される。) を消費する。パイプの最初の7キロメートルが、路面電車の建設作業中に設置された。暖房ネットワークは、最終的に30キロメートル相当を網羅する予定である。

バイオガスにおいて、2015年2月11日にDalkiaは、その事業の近似性のため、EDF Énergies NouvellesからVerdesisを取得した。Verdesisは欧州において、27.2MWの総容量を稼働している。

最後に2014年12月22日にDalkiaは、Cesbronおよびその子会社3社を20.6百万ユーロで購入する契約を締結した。これらの事業体は、地域において約100百万ユーロの売上げを生み出している。取引は2015年3月18日、独占禁止法取締当局からの承認が2015年2月12日に下りた後に終了した。Cesbronは、工業用および商業用の冷蔵ならびに地球工学を専門に扱う革新的な会社であり、Dalkiaの提供商品の幅を広げることとなる。

(c) EDF Optimal Solutions (EDF OS)

2015年2月17日以降Dalkiaの完全子会社であるEDF Optimal Solutionsは、フランスの企業および地方自治体に対して資金調達ソリューションおよび履行コミットメントを提供するほか、エネルギーコストおよび二酸化炭素排出量を削減するソリューションの設計、実行および維持管理を行うために、Dalkiaと協力している。EDF Optimal Solutionsは、以下の4つの主要な分野で業務を行っている。

- ・再生可能エネルギー源 (バイオマス、地熱、排水等) を利用した高温と低温の地域暖房ネットワークおよびエコ地域
- ・エネルギーの生成および回収 (再生可能な発熱および発電、ボイラーの建設および改修、産業プロセス上の熱回収ならびに送電網の建設および交換)
- ・建物のエネルギー・パフォーマンス (エネルギー改修、エネルギー効率型プールの建設および改修、持続可能なエネルギー・パフォーマンス契約等)
- ・複数技術による包括的なエネルギー効率ソリューション (例えば産業用公益事業、環境技術および電気工学)

2014年に同社は、当グループの売上高に対して82百万ユーロ貢献した。

(d) Veolia Environnementとのパートナーシップの終了

EDFとDalkiaグループ内のVeolia Environnementとの関係は、2000年12月4日に締結された一連の契約により規定されている。

2013年10月下旬に両社が、共同子会社であるDalkiaに関する契約をまとめるための事前協議に入ったことを発表した後、EDFおよびVeolia Environnementは、2014年3月25日に締結した契約により、両社のパートナーシップを解消した。かかる取決めは、独占禁止法取締当局からの承認が下りた後、2014年7月25日にまとめられた。EDFは以降、フランスにおけるDalkiaグループのすべての業務 (フランス国内外におけるCitelumの業務を含む。) を引き継いだ一方で、Dalkiaの国際業務は、Veolia Environnementによって引き継がれた。

またこの取決めにより、2012年10月以降パリ商事裁判所に持ち込まれたEDFとVeolia Environnementとの間の紛争も終焉を迎えた。

(ロ) EDF Fenice

イタリアにおける国際グループであるEDF Feniceは、Fiatグループによって設立された後、2001年にEDFに買収された。EDF Feniceは現在、イタリア、スペイン、ポーランドおよびロシアにおいて活動している。

EDF Feniceは、産業用エネルギーおよび環境効率の分野で活動している。同社は、直接的または顧客に代わり、複合発電所、変電所、産業使用または発熱用の火力発電所、冷却発電所、圧縮空気発電ユニット、流体分散システム (電気、ガス、熱気、冷氣、圧縮空気、産業用ガスおよび水) ならびに産業用水処理施設等の資産の設計、建設および管理を行う。EDF Feniceは、顧客との産業協力またはパフォーマンス契約の形で効率化プロジェクトを開発する。これらはエネルギーおよび環境に関

する幅広いコンサルティング・サービス、廃棄物処理サービス、監視、分析ならびに環境再生によって補完される。EDF Feniceは、必要に応じて、産業用の施設および設備向けのエネルギー効率化サービスおよび環境最適化サービスにより、そのサービスを補完する。

2014年12月31日現在、EDF Feniceは431MWの合計発電容量および3,197MWhの発熱容量を有していた。EDF Feniceは、49の熱エネルギー施設（蒸気、過熱水および温水）、発電施設ならびに圧縮空気生産施設を有している。

2014年、EDF Feniceは400百万ユーロの売上を報告した。

イタリア

Fiatグループとの契約は、未だにEDF Feniceの事業の半分以上を占めている。2014年の主な目標は、新たな契約の履行および2013年に確立した新たな契約モデルに規定される優秀なサービスを提供することにより、この主要顧客との関係を強化することである。このモデルから得られる恩恵の1つは、パートナーシップにおけるイニシアチブの発展であり、2017年に当該契約がさらに5年間自動的に更新される可能性を引き上げた。

EDF Feniceは、その評判を確立し、当グループの社内チームの研修を行うために、業界向けサービスのための研修および顧客関係構築の手段となるエネルギー効率キャンパスを設置した。このキャンパスの目的は、顧客、調査員、資金提供者、公務執行者およびEDFグループの利害関係者の間の情報交換のハブとなることである。

2014年にEDF Feniceは、ISO 50001-2011に従って、エネルギー管理システムを設計した。ISO 50001認証は、エネルギー消費を削減するとともに、温室効果ガス排出量およびその他の環境への影響を削減するという具体的な目的のために、エネルギー管理の最良慣行を推進している。2014年末現在、Fiatとの契約に基づく22の施設のうち8の施設（スペインの2施設を含む。）が認証され、最終的にすべてが認証されることを目標としている。

スペイン

EDF Feniceは2001年以降、完全子会社であるEDF Fenice Instalaciones Ibericaを通じて、スペインで業務を行っている。

EDF Feniceは、最近のエネルギー助成金計画の見直しによる影響を大幅に受け、コジェネレーションおよび再生可能エネルギーの分野に重くのしかかった。この改革は、スペインにおける同社の業務を急激に縮小させた（3つのコジェネレーション発電所が閉鎖し、顧客とのオペレーティング契約が終了した。）。しかしながら、EDF Feniceは顧客の信用を保持することができ、Calidad Pascualグループの1社等と新たなパートナーシップを結んだ。

ポーランド

EDF Feniceは、ポーランドにおいて完全子会社であるEDF Fenice Polandを保有している。同社は、電力、加熱および冷却による複合発電とともに委託管理および火力発電所の運営に主に関与している。また同社は、様々なエネルギー・サービスおよび環境サービス（加熱および冷却、圧縮空気、工業用ガスならびに廃棄物および廃水の処理）を提供している。EDF Fenice Polandは、Fiatを越えて企業展開を開始し、現在EDF Polskaとサービス・パートナーシップを形成している（「第2 3（3）③（i）（イ）（a）ポーランド」を参照。）。

ロシア

またEDF Feniceは、事業会社に対してエネルギー効率化サービスを提供しているロシアにおける完全子会社であるFenice Rusを保有している。その設立以来、Fenice Rusは、ロシアの主要な自動車メーカーであるAvtovazと7件の契約を締結し、そのうち現在完全に稼働している6件については実行が完了している。TMH（TransMashHolding）のために建設された施設も稼働している。これらのプロジェクトは、顧客および公的機関のベンチマークとなっており、他の施設および異なる事業分野においても再現可能という利点を有する。

EDF Feniceは、Danone、AlstromおよびRenaut Nissan等、ロシアで事業を行っている国際グループの支援を続けている。

(ハ) TIRU

TIRUは、EDFグループにより51%保有されている。同社は、以下を専門に扱う。

- ・エネルギー回収：地域の暖房または工業用に適用するための家庭廃棄物の焼却による発電（電力および／または蒸気）
- ・有機物質回収：有機物質の分解ならびに堆肥およびバイオガスの生産
- ・物質回収：リサイクル可能な物質（プラスチック、繊維および金属）の分別およびパッケージング

残りの49%は、Veolia Propreté（24%）、CPCU（19%）およびGDF Suez Énergie Services（6%）によって保有されている。

TIRUは、フランス、英国およびカナダにおける廃棄物発電施設およびバイオマス施設（廃棄物発電所、分別、嫌気性消化および堆肥化を行う工場、固体回復燃料の生産施設ならびにリサイクル・センター）の設計、建設および運営を行っている。2014年、TIRUグループは230百万ユーロの収益を報告し、1,118人の従業員を有している。

TIRUの顧客ポートフォリオは、地方自治体（大部分が部門および地方自治体によるコンソーシアム）、廃棄物管理事業者ならびに民間部門顧客（温室ガスの生産者および排出者）の一部によって構成される。

廃棄物回収に主力を注ぐことにより、TIRUはエネルギー移行の課題解決に貢献している。2014年にTIRUは、1.8百万バレルに相当する石油を節約し、または800,000トンの二酸化炭素排出を回避した。

同社の18の火力発電所および生物処理工場は、3.1百万トンの処理された廃棄物から約2.9TWhの電力および蒸気（うち50%はクリーン・エネルギー）を販売した。これにより、346,000人の居住者に暖房、また582,000人の居住者に電力が供給された。当グループの物質回収工場は、342,000トンの廃棄物を処理（分別またはリサイクルおよび堆肥化）した。

TIRUは、廃棄物市場における先駆者である。同社は、エネルギー・サービスの発展の中核となる、以下を含む新たなプロセスを産業化している。

- ・家庭廃棄物の嫌気性消化ならびにバイオガスおよび標準堆肥の生産
- ・高い発熱量を有する安定した化石代替燃料である固体回復燃料の生産
- ・エネルギー・パフォーマンスの向上のための革新的なソリューションである、廃棄物発電所からの熱を利用した農家の温室への温水供給

2014年にTIRUは、フランスにおいて、カレー、ドゥシー・レ・ミースおよびパイユとの契約を更新し、ランジスにおける焼却炉底灰（IBA）のリサイクルに係る入札を落札した。TIRUは、アッダンのカンディア施設においてバイオマス・ボイラーを運営するための10年契約（TIRUにとって業界初）を勝ち取った。

英国においてTIRUは、リンカンシャー州北東部の家庭廃棄物管理契約を有する会社NEWLINCSにおける残りの40%を取得した。さらにTIRUは、エクセターにおいて、英国南西部のデヴォン州の家庭廃棄物の一部を処理する新たな廃棄物発電所を開設した。

(二) Citelum

2014年7月25日以降EDFグループの完全子会社であるCitelumは、フランスのみならず、欧州の残りの地域および世界中の公共照明における主導的な事業会社の1つである。

2014年にCitelumグループは、250百万ユーロの収益（2014年7月25日にCitelumがEDFグループの連結範囲に組み込まれた後の2014年の当グループの売上高に対して133百万ユーロ貢献）を報告し、そのうち198百万ユーロは海外において得られた。フランスに500人の従業員を有するCitelumは、18か国（フランス、イタリア、スペイン、ブラジルおよびメキシコを含む。）において合計約3,000人の従業員を有している。Citelumは、世界中で25百万人に街路照明を提供し、例えばコペンハーゲン、ベネチア、マドリッドおよびメキシコにおいて合計1,000近い契約を有している。同社はフランス（ニース、ボルドー、ディジョンおよびセットを含む。）において約250の契約を有している。

都市部の変容において地方自治体と連携するCitelumは、照明（街路照明およびイルミネーション）ならびに公共輸送管理（信号、渋滞管理、電気自動車の充電インフラの管理および最適化ならびにビデオ監視）を専門に扱う。安全、継続的および持続可能な公共照明サービスを提供するために、Citelumは、以下の多数の事業による相乗効果を利用している。

- ・設計およびエンジニアリング
- ・維持管理
- ・建設作業
- ・エネルギー管理

その戦略的な提供は、パフォーマンス、とりわけエネルギー・パフォーマンスへの献身とともに、完全な長期的管理モデルに基づいている。

Citelumは、EDFグループにより定義される5つの主要なサービスに基づき、フランス国内外において発展してきた。長期的な将来を保証し、競合他社よりも抜きでるために、Citelumは、資金調達ソリューション、競争力の主要な要因としての革新および契約の立案に関する専門知識を組み込んだサービスを提供している。

(ホ) EDFグループのその他のサービス子会社

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子会社によって完成する。かかるサービスは、異なる区分の顧客（個人、専門家、法人および地方自治体）を対象とした特殊分野に焦点を当てており、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。

エネルギー管理

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。EDFグループの子会社であるNetseenergyおよびEdeliaは、この戦略的な分野において活動的である。

Netseenergy

EDFにより完全保有されるNetseenergyは、以前から、企業用顧客および地方自治体に消費負荷曲線のオンライン・グラフへのアクセスを提供する一連のサービスを開発し、作り出してきた。2010年以降、同社は、ビジネス市場のエネルギー効率化のために、一連の新たな遠隔サービスを供給している。

これらのサービスは、スマート・メーターの最新の技術的發展を利用して、建物のエネルギーおよび流体の消費を測定し、その測定結果は直感的で使い勝手の良いウェブサイトで閲覧することができる。遠隔サービスに加え、エネルギー専門家の専門チームによる点検サービスおよび助言サービスが提供されている。

最後にNetseenergyは、急成長の分野であるスマート・グリッド等の新たな技術の調査に対して、以前にも増して注視している。同社は、フランス本土および海外領において、プロヴァンスにおける「ニース・グリッド」プロジェクトおよびロース・アルプ地方の「スマート・エレクトリック・リヨン」プロジェクト等の数々のプロトタイプに関与している。また同社は、電力消費のピークを平らにするために、遠隔による使用電力の削減を実施している。

Edelia (Edev Téléservices)

EDFにより完全保有されるEdeliaは、ハイテク電気システムのプロトタイプ（例えば、ブルターニュの地域電力契約に基づき実施されている、住宅用顧客向けの試験的な電力平均分配システム「*Une Bretagne d'avance*」）の配備および運用を監督している。Edeliaは、数百万の顧客と取引を行うために、ハブの設計およびサービス（消費、警報および助言等の表示画面）を行っている。同社のその他の試験プロジェクトには、顧客が設置しているすべてのエネルギー節約システムと互換性のあるスマート・メーターの相互接続ソリューションが含まれる。

電気モビリティ

EDFグループが長期にわたり支援してきた電気モビリティに関する取組みは、現在先進工業国において速度を上げている。当該分野における長年の経験および強みにより、当グループは2011年以降、電気モビリティの分野における産業事業者としての役割を担いつつある。

当グループの商業的な提供商品には以下のものが含まれる。

- ・電気自動車の充電インフラに係る位置決めおよび規模に関する地方自治体および法人向けのコンサルティング・サービス
- ・すべての顧客部門（住宅用顧客、地方自治体および法人、駐車場ならびにスーパーマーケット）のための充電インフラの設置
- ・充電所の遠隔による管理および監視
- ・都市部における小規模のカーシェアリング・ソリューション
- ・大型車両（電気のバス、トラックおよび水上シャトル）用のバッテリーに対する性能保証付きのレンタルおよび維持などの「搭載型エネルギー」サービスの継続

同社の充電ソリューションの認識されている専門知識のほか、EDFは、搭載バッテリー向けかまたは充電所向けかを問わず、Renalt、PSA、BMWおよびトヨタ等の製造業者とともに本格的な実験を開発している。

EDFグループはピレネーのフォン・ロムの街において、リゾートマンション街、街の中心部およびゴンドラが運行する傾斜地を結ぶ、毎日定期運行する季節限定の電気シャトルの運用実験を実施している。

グルノーブルにおいて、EDFグループおよびトヨタは、現在設置中の充電所網に接続された個人用のデモ車両を導入した。交通および支払手段の相互運用に関する新たなサービスを検証することも、その目的である。利用者は、公共交通とカーシェアリングの両方を1枚のカードで利用することができる。

モナコでは、「好きな場所で車の貸し借りを」という自由自在な移動の原則に従って、ルノー・トゥイージー15台がMobbéeにより24時間営業で利用可能となる。

最後に、当グループは、駐車場の空調および照明を最適化し、電気自動車の充電を利用者に提供することにより、「インテリジェントかつ持続可能な駐車場」の開発に関わっている。Vinci ParkおよびSodetrelは、セルフサービスによる充電所を設置するために提携した。

Sodetrel

EDFが完全に保有するSodetrelは、地方自治体、法人および個人向けに、一連の電気モビリティ計画を提供している。同社は、リチウム・バッテリーに基づく大型車両（電気のバス、大型トラックおよび水上シャトル）用のバッテリーに対する性能保証付きのレンタルおよび維持などの「搭載型エネルギー」に重点を置いている。また同社は、EV（電気自動車）充電インフ

ラ向けのソリューション（充電ターミナルの設置、運営および監視）を開発している。Sodetrelはまた、エコ・モビリティのパートナーと連携して、EVのカーシェアリング・ソリューションおよびEVとハイブリッド車の管理ソリューションを提供している。

当グループは、Sodetrelにより70%保有されているELeaseを通じて、最初に車両を買わずに、企業および地方自治体に電気自動車を利用してもらう中期的なEVリース計画を開発した。

Citelum

街路に設置される公共物（ストリート・ファニチャー）において活動的なCitelumは、技術的な設置および維持管理のサービスを提供することにより、電気モビリティの発展を支援している。同社の詳細については「第2 3（4）①（iii）（二）Citelum」を参照。

電気工学

HTMS

EDFにより完全保有されるHTMSは、高電圧および中電圧の機器および変電所の維持管理、回路ブレーカーおよび回路変圧器の供給および交換、故障点検、プロジェクト管理の支援ならびに訓練に関与している。

同社の主要な事業は、操作者の安全性、施設の利用可能性ならびに施設および機器の持続可能性を確保するために、維持管理の最適化を行うことである。また同社は、独自の評価およびコンサルティング（業務監査、維持方針の定義および機器のアップグレード）ならびに主要なプロジェクトの監視業務も提供する。

暖房

CHAM

EDFに完全保有されるCHAMは、住宅用顧客、オフィス、公共住宅の管理者およびビル管理会社向けにセントラル・ヒーティングおよび給湯設備を管理する。CHAMは、的を絞った買収により、全国にわたってプレゼンスを拡大している。同社の2014年の収益は、75百万ユーロであった。

金融サービスDomofinance

Domofinanceは2003年に設立され、2003年9月29日にフランス通貨金融法第L.511-9条から第L.511-14条に従って、*Comité des établissements de crédit et entreprises d'investissement*によって金融会社として認可された。

EDFは、Domofinance株式の45%を保有し、残りの55%はBNP Paribas Personal Finance（BNP Paribasグループの子会社）が保有している。

Domofinanceは、住宅改築計画に効率的なエネルギー解決策を施したいEDFの住宅用顧客およびビル管理会社の資金調達上の要請に対応する。特に、Domofinanceは、EDFから助成金が支払われた修繕ローンおよびビル管理会社向けの共同融資を売り込み、資金を提供する。

2014年において、Domofinanceは51,000件超のローンを発行した。

(iv) Électricité de Strasbourg

ESグループは、3つの事業ライン（配電、ガスおよび電力の販売およびマーケティングならびにエネルギー・サービス）で業務を行う地域のマルチ・エネルギー会社である。

同社はまた、とりわけES Géothermieのエンジニアリング事務所およびECOGIプロジェクトとともに、深部地熱エネルギーの分野においてアルザスに拠点を置いている。

ESグループはEDFにより88.64%保有され、残りの株式は一般株主およびその従業員により保有されている。同グループの株式は、NYSEユーロネクスト・パリで取引されている。

(イ) 配電

ÉS Réseaux（ESR）は、2009年6月1日以降、配電網の管理業務を担当するESグループの子会社である。ESRは、Électricité de Strasbourgに譲渡された409のアルザス地方のコミューンにおける全長14,000km超の配電網の運営、維持、開発および更新を行う。これらの利権に係る契約は、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、また低電圧、中電圧および高電圧の約475,000の配電箇所のほか、ERDFのネットワークならびにその他の2つの下流ネットワーク管理者（エルスタンおよびニーデルブロン＝レッシュュショフェンの地方自治体）との接続を有している。

EDFはまた、アルザスにおける企業および現地の配電会社（LDC）、とりわけエルスタン、ニーデルブロン、ヌフ・ブリザックおよびユナング（Hunelec）の地方自治体にサービスを提供している。Électricité de Strasbourgは、後者ならびにコルマル市のエネルギーおよびサービスの配給者であるVialisと資本連携している。

2014年における純投資は、前年と比較してわずかに減少したが、ESRは投資により、欧州の中でも最良の電力供給の質および継続性を引続き提供することができている。

専門的に見て、2014年は、とりわけルッツェルホーゼ・ステーション（2つの63/20kV変圧器）において、変圧器をより強力なユニットに交換するための複数のプロジェクトによって特徴付けられた。

ESRのネットワークに接続されたすべての住宅用顧客の平均停電時間は6分55秒であり、長年にわたり良質な電力を供給してきた好結果に沿っている。

Électricité de Strasbourgは、フランチャイズ地域、より正確にはバランの8つを超えるコミューンにおける1,000基の電気メーターの設置試験を完了させた。

また2014年にÉlectricité de Strasbourgは、フランス・エネルギー法第L.111-61条のCREの解釈を遵守するための組織改良を行うことをエネルギー規制委員会（CRE）に対して確約した。この作業は、ESグループのガバナンス・組織適応プロジェクト（PAGODE）において構築された。当グループのガバナンスを改善するためのプロジェクトは、労使協議会との協議の後、2015年半ばにÉlectricité de Strasbourgの取締役会に対して提案される予定である。

（ロ） 販売およびマーケティング

ES Énergies Strasbourgは、ESグループの販売およびマーケティングの子会社である。同社は、欧州指令が市場の開放に適用される際に、2009年に実施された販売業務の分離によって誕生し、2013年5月1日にEnerestに統合された。

ES Énergies Strasbourgは、約450,000の電力顧客（再生可能エネルギーを含む。）および110,000のガス顧客における（サービス分野および産業分野の）住宅用顧客および企業用顧客の両方またはコミューンに対して、エネルギーを提供している。

電力およびガスの供給のほか、ES Énergies Strasbourgは電力、ガスおよび配管保守等の関連サービスも提供する。さらに、ES Énergies Strasbourgは住宅用顧客向けに、修理（エコ・エネルギー分析における優先順位付け作業の支援）ならびに建設（ラベリングおよび熱研究の支援）に関する支援を提供するサービスを引続き実施した。ES Énergies Strasbourgの顧客は、プロジェクトを実行するために、150の提携据付業者、派遣業者ならびにESpritの提供商品（絶縁材、電気、ガス、木材および熱ポンプ）の据付業者のネットワークを有している。

顧客管理に関して、ES Énergies Strasbourgは、ストラスブール、アグノーおよびモルスアイムにおける3の代理店の個人的な支援ならびに（郵便局が提供する）8つの「サービス・ポイント」を通じた局所的なサービスに重点を置いており、またオンライン代理店、より一般的にはデジタル・サービスの開発も目標としている。

ES Énergies Strasbourgは、障害を抱える顧客を特に重要視しており、当該顧客に特定のソリューションを提供している。公共サービス任務の一環として、また地方自治体と提携して、ES Énergies Strasbourgは、社会奉仕における複数の助言者を活用し、最も支援が必要な顧客を支援する制度を導入した。

これらの活動はすべて、顧客の高い満足度へと繋がり、2014年には、ESの住宅用顧客の平均満足度7.4/10が確認された。

ESは、2006年7月1日から2009年6月30日までの最初の3年間に係る義務を履行した後、2011年1月1日から2014年12月31日までの第2期間においてもエネルギー貯蓄証書を発行するための活動を継続した。この義務の水準は、前期から大幅に上昇して3.9TWh cumac（ガスを含む。）に達し、さらに上昇した。2015年から2017年の第3期間は、2015年1月1日に開始したが、その義務の水準は再び上昇して4.2TWh cumacとなった。

2013年のEnerestの吸収合併の後、歴史的なガス事業者となったES Énergies Strasbourgは、企業用顧客向けの天然ガスの規制販売料金の漸進的な廃止を要求する2014年3月17日付アモン法の実施の影響を受けた。2014年末、年間使用量が200MWhを超える使用に関する料金を支払っていたすべての顧客が市場の提供商品に切り替えた。開始された手続は、2015年においても、年間使用量が30MWhを超えるガスの企業用顧客に対して継続されるが、36kVA超の電力を申し込んでいる電力顧客に対しても（かかる顧客向けの料金が2016年1月1日に廃止されることから）継続される。

2014年の財務成績は、国務院の決定による価格調整によって有利な影響を受けた（「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約 — 料金体系および統合電力料金原則」を参照。）。それとは逆方向に、特に冬季において平年の気温より暖かかったことが、ガスおよび電力の売上高に影響を与えた。電力の売上高は、2013年から6.7%減少して5,739GWhとなり、ガスの売上高は、21.6%減少して4,184GWhとなった。

（ハ） エネルギー・サービス

Ecotralは現在エネルギー・サービスの主要な戦力であり、ESグループの第3の事業ラインである。その活動は、主として低消費の建物の修復、電力および熱の分野、暖房ネットワークならびに再生可能エネルギーにおける設計、エンジニアリング、工事および維持管理を網羅している。

あらゆる状況において、Ecotralのアプローチは、プログラムの段階から作業の引受けまで、使用上の性能および費用の最適化を中心に据えたグローバルな商品を提供することを目標としている。この会社は、プロジェクト管理の支援、技術上もしくは業務上のサービスもしくは委託された施設管理の形で、または一般的な契約もしくは投資家からの使命により、すべての特定技術を必要性に応じて提供することによってプロジェクト・マネージャーを支援する。その専門技術は、低エネルギー消費への改修、建物の技術管理、テレサービス、エネルギー施設、暖房および暖房ネットワーク、空調、バイオマス等の再生可能エネルギー、ヒートポンプおよび光起電力技術、電気工学、リハビリテーション工学ならびに照明において認められている。

2014年、Ecotralは、景気が未だに低迷している中、その注文控元帳において成長を記録し、また環境配慮型ビルおよび環境上のエネルギー効率における同社の専門技術を明示することとなったEspace Vaubanのエネルギー改修を含む多種のプロジェクトによって特徴付けられた。

最後に、2011年に締結された委託契約の一環として、Ecotralは2014年に、ストラスブールにおけるクロナンブールのエコ地域において地熱暖房システムを開始した。

(二) 深部地熱発電

深部地熱発電の分野において、ESグループは、産業における地熱暖房の利用に向けて、そのエンジニアリング事務所であるES Géothermieおよび40%を出資しているECOGIプロジェクトを通じてプレゼンスを示している。Roquette FrèresとCaisse des Dépôtsとの提携ならびにADEME、アルザス地方およびSAF-Environnementによる支援の結果、同社は、2,500メートル超の深さに位置する地熱資源を使用した過熱水生成工場（24MWの火力）の建設に向けた野心的なプロジェクトを推進している。ECOGIは、ソルツ・ス・フォレにおけるGEIE（ESグループが設立メンバーを務めた深部地熱調査プロジェクト）の産業部門である。

2013年に最初の地熱井が完成した後、第2回目の掘削は多大な技術的資源の導入を必要としたが、2014年3月中旬から7月末の間に成功裏に実施された。2つの地熱井の間の循環テストおよび試験が2014年9月から10月末までの間に実施された。

良好な結果により、現在から2015年末までの間の施設の稼働開始のために熱が利用される、熱回収工場およびリッテショフェンとバインハイムとの間の15kmのパイプラインの建設について、残りの作業が実施可能となった。

(v) EDF Trading Logistics

2014年に0.9百万トンの燃料油および2.5百万トンの石炭を供給したEDF Trading Logisticsは、燃料油の購入におけるEDFの媒体を務める。同社は、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、燃料油および石炭の供給物流業務を行っている。EDF Trading Logisticsはまた、EDF Tradingならびにル・アーブルおよびサンナゼールの港にある石炭ターミナルの事業者との密接な協力関係とともに、いくつかの大規模事業者（セメント製造会社、暖房専門会社等）向けの石炭輸送会社としても活動している。EDF Trading Logisticsは、港湾の構造改革に関する2008年7月4日付法律第2008-660号の下、これらの石炭ターミナルを取得した。

さらに、EDF Trading Logisticsは、EDFに対し、燃料油（有害物質）の輸送に係るリスク管理プロセス（ISO 14001認証を取得した業務）の実施ならびにこの業務から生じる環境危機の管理についての専門知識を提供している。

(vi) その他の株式持分

2014年10月、EDFは投資家（保険会社および機関投資家）から資金を調達するための新たなジョイント・ベンチャー（管理会社の形態は、関連規制当局からの承認が条件となっている。）を設立し、エネルギー移行プロジェクトの資金調達を行うために第三者に代わって基金の管理を行う目的において、Amundiと提携した。かかるパートナーシップの枠組みにおいて、EDF InvestおよびAmundiは、EDF Investが簿外不動産資産のポートフォリオへの投資経路の1つとなる不動産投資基金を設立することを発表した（「第2 3（2）①（i）（h）（g）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）。

最後に地方配電会社またはLCD（SMEG、Enercal、Électricité de MayotteおよびEDSB）に対する持分のほかに、EDFグループは産業上の子会社および持分を保有している。これらの企業は、それぞれの事業分野（すなわち発電、燃料およびエンジニアリング）において当グループの任務に貢献し、特に発電・エンジニアリング部門において、EDFのフランスにおける発電資産ポートフォリオの短中期のパフォーマンスを保証する。

かかる企業には、EDFグループの持株会社で、エンジニアリングを専門に行うCofiva、EDFグループに代わって燃料の輸送および取引業務を専門に行うSAE、小規模の発電所における水力発電を専門に行うSHEMA、ならびにEDFの完全子会社であり、また低レベルおよび中レベルの放射線廃棄物の処理および被覆を専門に行うSOCODEIが含まれる。SOCODEIは、一次回路用の樹脂の処理のために様々な原子力発電所を巡回する2つの機械を保有している。SOCODEIは、フランス南部のガード地方のマルコール

におけるセントラコ発電所において、金属の廃棄物を溶解し、固体または液体の廃棄物を、焼却処分している（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題－フランスにおけるバックエンド（下流部門）－調整後の最終的な廃棄物の貯蔵－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）」を参照。）。

② ガス事業

過去10年間ガス市場において活動してきたEDFは、フランスの全国消費量の丁度半分に相当する、20十億立方メートル超のガスを欧州の事業向けに必要とする。そのため、EDFは4百万の顧客（フランスにおける100万超を含む。）、（フランスにおける子会社Dalkiaによって所有される）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ために、ガス戦略を開発した。

EDFグループは、天然ガスチェーンにおいて、主にEDF Energy（英国）、Edison（イタリア）、EDF Luminus（ベルギー）を通じて、またフランスで事業を行っている。また、当グループは、特にガス卸売市場ではEDF Tradingを通じて、また2014年7月に当グループの完全子会社となったDalkiaを通じて、事業を行っている。

（i）天然ガスの最終市場

EDFのフランスにおける最終顧客に対する天然ガスの販売量は、2014年において合計で約19.6TWh（市場シェアの4.7%に相当）であった。2014年12月31日現在、約1.1百万件の顧客（住宅用顧客から上得意先にわたる。）がEDFを天然ガス供給者として選定している。2013年において、これらの数値は、それぞれ22TWhおよび1.01百万件の顧客であった。

イタリア、英国およびベルギーでは、売上の伸びは、以下のとおり構成される下流部門の顧客ポートフォリオに対するより積極的なアプローチを必要とする。

- ・イタリア：13.6%の市場シェアを占める553,200人分の顧客口座、5.7Gm³のガス（約60TWh）
- ・英国（北アイルランドを除く。）：約5%の市場シェアを占める2.1百万人の顧客（28TWh）
- ・ベルギー：約18%の市場シェアを占める581,000人分の顧客口座（13.2TWh）

（ii）ガス資産およびプロジェクト

（イ）供給源

当グループのガス供給は、主として長期ガス契約の多様なポートフォリオを通じて、カタール、ロシア、北海および北アフリカから確保している。

当グループは、欧州のガス市場の変動に対応するため、また利益を留保するために、積極的に供給業者とこれらの契約の見直しを行っている。

2014年8月29日、EdisonとGazpromのイタリアの子会社であるPromgasとの間で締結された、ロシアからのガス供給に関する契約について、仲裁判断が言い渡された。仲裁手続は現在、リビアからのガス供給に関してENIとの間で係属中である（「第2 3（3）②（iii）Edison」を参照。）。

さらに2014年7月17日、EDFは、米国の会社Cheniereとの間で、年間0.77百万トンの液化天然ガス（LNG）の供給に関する供給契約を締結した。その契約期間はコーパスクリスティ（テキサス州）におけるLNGターミナルの（2019年より後に予定されている）商業的な操業開始から20年である。

EDF Tradingは、メキシコ湾からの長期的な輸出容量に関するEnterprise Products Partners LPとの供給契約を締結することにより、2014年に液化石油ガス（LPG）市場に参入した。

（ロ）インフラ

ガス・パイプライン

2014年12月29日、EDFおよびGazpromは、サウスストリーム・ガス・パイプライン（South Stream Transport BV）におけるEDFグループの持分の15%をGazpromが取得する契約を締結した。かかる契約締結の後、EDFは、従前の契約に従って算出した、現在までのプロジェクトへの投資額全額を回収した。

さらにEDFは、その子会社のEdisonを通じて、以下のガス輸入インフラプロジェクトに参加している（「第2 3（3）②イタリア」を参照。）。

- ・サルデーニャ島を経由してアルジェリアとイタリアを結び、Edisonが20.8%の持分を保有するガス・パイプラインのGalsi
- ・Edisonが50%を保有し、ギリシャとイタリア間（ICI）、ギリシャとブルガリア間（IGB）およびキプロスとギリシャ間（EastMed）を接続する複数のプロジェクトの開発に関与しているIGI Poseidon

当グループはまた、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。

液化天然ガス（LNG）再ガス化ターミナル

2011年6月29日に、EDFは子会社のDunkirk LNG（EDFが65%、Fluxysが25%、Totalが10%を保有する。）を通じて、フランスのGrand Port Maritime de Dunkerqueが所有する土地に、年間設備容量13十億立方メートルのLNGターミナルを建設する最終的な決定を行った。2012年1月にダンケルクLNGターミナルの建設が始まり、稼働は2015年末を予定している。このプロジェクトは、フラマンビルEPRに次いで、フランスにおける2番目に大きい産業用の建設プロジェクトであり、3つの主要な構成要素（Grand Port Maritimeにより建設される海運インフラおよびプラットフォーム、LNGターミナルならびに（GRT GazおよびFluxysの事業者により行われる）フランスおよびベルギーのネットワークに施設を繋げるインフラ）から成る。各容量が190,000立方メートルの3つのLNG貯蔵タンクを有するターミナルは、冬季の需要ピークに対応できるよう、ガス火力発電所に供給を行うガス網の柔軟性を飛躍的に高める。

フランスおよびベルギーの2つの市場に通じるという特徴を持つこの施設は、欧州の天然ガス供給を確保し、多様化させるための大きな一歩となるであろう。環境面での観点から、EDFは、グラブリンヌの原子力発電所が排出する温水を利用し、二酸化炭素を排出せずに液化天然ガスを加熱する最先端のエネルギー効率システムを選択した。

2014年、コンクリート容器の施設内に、極低温タンクが建設され、密封された。その後一連の試験（油圧試験、耐圧試験および無線周波数試験）が実施された。主要なバースが建設され、12月末に5つの除荷アームが設置された。2014年にトンネル掘削機が機械的故障に陥り、5月から11月まで掘削作業が中断され、西の外側のポート下50メートルまで修理が行われた。トンネルの掘削作業は11月上旬に再開され、12月末に掘削機がグラブリンヌ原子力発電所の放水路まで到達した。この時点で建設作業は74.8%完成した。ターミナルは予定通り、2015年後半までに操業を開始する。

イタリアにおいて、Edisonは、ロビゴ洋上ターミナルを稼働するAdriatic LNG Terminalの株式資本の7.3%および再ガス化容量の80%（年間で6.4十億立方メートル）を保有している（「第2 3（3）②イタリア」を参照。）。

最後に、当グループは、フォ・キャヴァウ（フランス）およびゼーブルッヘ（ベルギー）のLNGターミナルにおいて、再ガス化容量を有している。

貯蔵

ドイツにおいて、EDFは、エッツェルの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。EDFは、約190百万立方メートルの岩塩空洞貯蔵施設を有している。

イタリアにおいて、Edisonは、劣化貯留層において、チェッリーノ（1984年以降）およびコッラルト（1994年以降）において合計700百万立方メートル（処理ガス）の2つの貯蔵施設を運営している。2013年にEdisonは、3つ目の施設であるサンポティート・エ・コティニョーラの稼働を開始し、現在増産段階にある。最後にEdisonは、パラッツォ・モロニの敷地で貯蔵プロジェクトを開発中である（「第2 3（3）②イタリア」を参照。）。

英国において、EDF Energyは、チェシャーにおいて、既存のホール・ハウス施設の隣にヒル・トップ・ファーム岩塩空洞高速サイクル・ガス貯蔵施設を開発し、納品の手続を進めている。3つの空洞が完成し、商業的稼働の準備も整っており、関連ガス工場の最終稼働および操業者への引渡しを待っている。工場は、全国輸送システムと稼働中の空洞との間のガスの輸出入を行う。残りの空洞を商業的に稼働するための作業が現在行われている。2014年4月上旬にEDF Energyは、ホール・ハウス・ガス貯蔵事業をEDF Tradingから取得した（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット — 火力エネルギー発電およびガス貯蔵」を参照。）。

EDF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。

(ハ) 探鉱および生産 (E&P)

当グループは、主にEdisonを通じて、上流の探鉱および生産 (E&P) 業務を行っている (「第2 3 (3) ②イタリア」を参照。)。確定埋蔵量は合計46.2十億立方メートルであり、2014年には2.8十億立方メートル生産された。

EDF Trading North Americaは、米国において上流のガス業務を開発するために、テキサス州およびペンシルバニア州においてガスの探鉱および生産の権利を保有する (「第2 3 (3) ③ (ii) (ロ) (c) 北米におけるEDF Trading」を参照。)。

[次へ](#)

(5) 法令および規制に関する環境

EDFグループの会社は、その事業の遂行において、様々な広範の規制に服する。特に、EDFは、フランスの法律に移行されている電力市場およびガス市場に係る規制に服し、同時に、適用ある環境、原子力発電、保健および安全衛生に関する規制にも服する。

法令および規制の規定についての以下の説明は、EDFグループに適用されるかかるすべての法令および規制の規定を完全に記載することを意図していない。

① 公共事業体としてのEDF

2014年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の84.49%および議決権の84.56%を保有しており、また、フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、EDFの資本の70%以上を常に保有していなければならない。

フランス政府が支配株主である引受けにおいて、EDF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号およびその施行に係る同日付命令第2014-949号に従う。

2004年9月9日付命令第2004-963号により設置されたフランス政府株式保有代理機関（APE）は、フランス政府の当社株主としての権限を実行し、この点に関し、関係する担当大臣と協議してフランス政府の決定および指針を提言し、実行する。

フランス政府が多数株主であるすべての事業体に適用される法律に従って、EDFは、特に、フランス政府による経済的評価および財務評価に関する1955年5月26日付命令第55-733号ならびに国有公共事業体および経済的または社会的目的を有する特定の機関に対するフランス政府による評価に関する1953年8月9日付命令第53-707号に基づく経済的評価および財務評価を通じて、フランス政府による一定の監査手続を受けなければならないことがある。

EDFはまた、フランス会計検査院（*Cour des Comptes*）およびフランス議会による監査手続を受けなければならない。したがって、会計監査人による統制に加え、当社の会計および経営ならびに必要な応じて過半数を所有する直接子会社の会計および経営が、フランス財務管轄法第L.111-4条、第L.133-1条および第L.133-2条に従ってフランス会計検査院の統制下に置かれる。

さらに、1935年10月30日付命令では、一般財政検査院による監査をEDFに受けさせる権限を経済担当大臣に与えている。

最後に、フランス政府によるEDF株式の処分またはEDF資本のフランス政府保有分の希薄化は、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号に従った特別の手続を必要とする。特に、かかる政令は、いわゆる民営化法である1986年7月2日付法律第86-793号、1986年8月6日付法律第86-912号および1993年7月19日付法律第93-923号による従前の規制を簡略化したものである。

② フランスにおける公共サービス

フランスにおける公共サービスの法令上の定義

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下に、公共電力サービスの概要が述べられている（かかる規定については、「第23（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照。）。

公共サービスに係る使命

フランス・エネルギー法第L.121-1条以下は、公共電力サービスの目的が、特に、フランス全領土の電力供給を保証し、一般の利益に貢献しつつ、公共電力網の開発および運営を行い、規制販売料金および基本必須料金により電力を供給することにあると規定している。

均衡の取れた供給の発展に係る使命

均衡の取れた電力供給の発展を促す使命は、複数年にわたる発電投資プログラムに規定された目的の達成であり、かかるプログラムの目的は、一次エネルギー資源、また（必要な場合）発電技術および地域により、発電容量を分割することにある。

現在、複数年投資プログラムが、エネルギー担当大臣の2009年12月15日付の省令により示されている。

かかる使命には、フランス本土と相互接続されていない地域（コルシカ県、海外県および海外領土）への供給を保証することも含まれている。

EDFは、発電事業者として、他の発電事業者とともに、この使命の遂行に貢献している。

公共送配電網の開発および運営に係る使命

公共送配電網の開発および運営に係る使命は、環境に優しい方法による公共送配電網を通じてのフランスにおける合理的な配電サービス、近隣諸国との相互接続ならびに非差別的な状況の下での公共送配電網への接続およびアクセスを確保することにある。

法律により指定されている公共電力網事業者は、この業務（すなわち、RTEは送電、ERDFおよび現地の配電会社（LDC）は配電、EDFは大陸の大都市と電力網が相互接続されていない地域における送配電）に対して責任を負う。

電力を供給する使命

電力供給に関する公共サービスの使命は、電力の規制販売料金の恩恵を受けるフランス全土の顧客に対する電力供給を確保することにある。

法律により、かかる使命はEDFおよびLDCに委託されている。

電力の規制販売料金から恩恵を受けることができる顧客についての条件は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に規定されている。

また、電力を供給する使命には、特別な「基本必須」料金（TPN）の適用も含まれている。かかる公共サービスに関する使命は現在、全電力供給業者に対して割り当てられている。

さらに、電力を供給する使命には、公共電力網に接続する顧客への予備電力の供給も含まれている。関係監督機関は、1回または複数回の入札手続により、予備電力供給業者を指定する。施行規則がまだ適用されていないため、かかる規則はまだ効力を生じていない。

社会的連携

フランス・エネルギー法第L.121-5条は、規制料金による電力供給は、特に電力の規制販売料金の国内平準化を通じて社会的連携に貢献しなければならないとしている。

フランス社会扶助家族法第L.115-3条は、電力供給業者に対して、冬季（11月1日から3月15日まで）において、電気料金支払遅滞を理由に、個人または家庭の主たる居住地に対する電力供給の停止を実行すること（解約を含む。）を禁止している。ただし、電力供給業者は、一定の場合において、供給電力を減らすことができる（基本必須料金の恩恵を受けている顧客の場合を除く。）。

EDFは、電力供給業者として、2014年2月27日付命令第2014-274号に従い改正された内容で施行された上記条文ならびに電気、ガス、暖房および水道の料金支払遅滞の場合に適用される手続に関する2008年8月13日付命令第2008-780号の定める条件に従って、電力供給を維持しなければならない。

公共サービス契約

2004年8月9日付法律第1条（現行のフランス・エネルギー法第L.121-46条）に従って、2005年10月24日、フランス政府およびEDFにより公共サービス契約が締結された。かかる契約は、EDFおよびフランス政府が行ったコミットメントを詳述し、サービス・コミットメントに対する財政的対価について定めた規則を明確にするものであり、当該契約に規定されたとおり、新たな契約が締結されるまで有効に存続する旨定められている。

EDFのコミットメント（電力網事業者を除く。）

EDFの公共サービス・コミットメントには、以下のものが含まれる。

- ・公共電力サービスへのアクセスおよび規制料金の継続を選択した顧客への電力供給。
- ・生産および販売。これらの分野にはエネルギー政策の実施および環境に優しく安全な発電を維持することが含まれる。
- ・電力網の安全性への貢献。この点について、特に発電施設の最適化および電力網の均衡を維持するために必要な資源の利用可能性について、EDFはRTEと複数の契約を締結している。

電力網事業者によるコミットメント

公共サービス契約において、ERDFおよびRTEの電力網事業者は、公共送配電網の管理および電力網の安全を確約した。これらのコミットメントは、公共送配電網使用料金（TURPE）により賄われる。

これらのコミットメントは、特に、電力網の安全性、供給の質、第三者の安全性および環境保護に関するものであり、これらの4分野は顧客および地方自治体の期待がとりわけ高い分野である。

よりアクセスしやすいサービス

2010年9月28日、政府およびEDFならびにその他8社の主要な公共サービス事業者は、パートナーシップ契約「*+ de services au public*」（さらなる公共サービスを）を締結した。かかるパートナーシップ契約は、フランスの農村人口に対して、請求書の支払いに関する情報、総合案内、交通チケットの販売等のサービス提供を行うためのアクセスを開発することを目的としている。

受付スタッフおよびインターネットのアクセスポイントは、多重サービス仲介情報ポイント（PIMMS）、公共サービス中継所（RSP）および市役所などその他の建造物等、共有する施設を通じて利用者に提供できる多くの資源のうちの一部である。かかるサービスが22県で展開された実験段階の後、2013年7月、公共活動の近代化に関する省庁間委員会（CIMAP）は、フランス全土でサービスの開始を延長することを決定した。

③ 電力市場の規制

（i）欧州の規制

発電、送電、配電および電力の供給に関する共通規則を定めるため、3つの欧州指令が相次いで適用され、現在のフランスの電力市場の組織の基礎となっている。1996年12月19日付指令96/92/ECは、競争を促すために電力市場を開放する基礎を築いた。

2003年6月26日付指令2003/54/ECにおいて、主要な原則を踏襲し、新規市場開拓のために資格要件をすべての顧客へ漸進的に拡大する追加的な策がとられた。

「第3電力指令」として知られる2009年7月13日付指令2009/72/ECは、第3次「エネルギー・パッケージ」の一部として導入された。かかる指令は、主として送電網事業者の独立性の保証を強化し、国内規制当局の権限を増大させる。かかる規定は現在、フランス・エネルギー法に統合された。

さらに、国境を越えた電力取引のための電力網へのアクセス条件について定めた規則は現在、第3次エネルギー・パッケージの一部である2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）714/2009により規定されている。この規制は、特に、送電網事業者が電力網上において国境を越えて電力の流れを受容した場合に必要な費用に対する補償の仕組みを規定している。この補償の支払いは、国境を越える電力の流れの発生地点およびこれらの流れの終着地点にある国の送電系統事業者により行われる。

最後に、2006年1月18日付で採択された「電力供給の安全性」に関する指令2005/89/ECは、最低限の運営基準が満たされることを確実にし、需要と供給の均衡を維持し、さらに、システムに対する投資を指示する、様々な事業者の責任をより明確に規定することを目的としている。この指令の目的は、フランスの様々な法令および規則の中で考慮されている。

エネルギー規制機関調整庁

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の規制（EC）713/2009により、エネルギー規制機関調整庁（ACER）が設立された。ACERは、電力およびガス分野の送配電網規約を発展させる役割を担い、国境を越えたインフラに関する決定を行うことができる（「第2 3（5）⑥（ii）（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制」を参照。）。

（ii）フランスの規制：エネルギー法

エネルギー法に関する様々な法規（1906年6月15日付法律、1946年4月8日付法律第46-628号、2000年2月10日付法律第2000-108号、2003年1月3日付法律第2003-8号、2004年8月9日付法律第2004-803号、2006年12月7日付法律第2006-1537号および2010年12月7日付法律第2010-1488号）は、原子力発電に係る規定を除き、2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス・エネルギー法に統合された。原子力発電に係る規定は、2012年1月5日付政令第2012-6号により、フランス環境法に統合された。

さらに、エネルギー政策指針を規定する政策法（2005年7月13日付法律第2005-781号－POPE）は、フランスにおけるエネルギー政策の優先順位（供給の安全性、原子力発電所の役割の再確認、競争力のあるエネルギー価格、温室効果対策ならびに社会的および国家的団結）を規定した。

フランス・エネルギー法のいくつかの規定は、グリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案により改正される（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制 — グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。）。

発電施設

フランス・エネルギー法第L.311-5条に基づき発行された運営免許を取得すれば、いかなる者も、命令により定められた電力に関する一定の基準を超えた発電所を運営することができる。電力発電に関連する地方当局の権限および責任については、フランス地方自治体法第L.2224-32条から第L.2224-33条および環境に対する国家のコミットメントに係る2010年7月12日付法律第2010-788号第88条に規定されている。

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（ARENH）

フランス・エネルギー法第L.336-1条以下で規定されている、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（ARENH）を規制する法律は、2011年7月1日から施行されている。この点に関しては、「第2 3（2）①（iii）（ホ）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）」を参照。

電力供給業者の選択

2007年7月1日以降、すべての顧客は例外なく、欧州連合の領域またはフランスと国際契約を締結している国の領域において設立された発電事業者または供給業者と、自己の選択に基づき、自由に電力購入契約を締結できる資格を有する（フランス・エネルギー法第L.331-1条）。

顧客は、フランス・エネルギー法第L.337-7条以下に記載の条件に従って、電力の規制販売料金から恩恵を受けることを選択できる。これらの規定の内容は以下のとおりである。

- 電力需要が36kVA以下の住宅用顧客および非住宅用顧客は、顧客の依頼により、規制販売料金の恩恵を享受する。これは、大陸の大都市と相互接続されていない地域のすべての顧客にも当てはまる。
- 電力需要が36kVA超の住宅用最終顧客および非住宅用最終顧客のうち、2010年12月7日までに資格を行使しなかった者は、2015年12月31日まで、規制料金の恩恵を享受することができる。顧客は、市場価格と規制料金を随時選択することができるが、その場合にはそれぞれ1年の待機期間が必要である。かかる顧客が2010年12月7日以降に資格を行使した場合、再び規制料金の恩恵を受けることができる。かかる顧客は、2016年1月1日以降は、規制料金の恩恵を受けることができなくなる。消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条により、EDF（および規制料金で電力を供給する地方配電会社）は、36kVA超の電力を購入し、未だ規制料金の利益を享受している顧客に対して、当該日においてかかる顧客の契約が事実上終了することを、当該日までに3回にわたって通知する義務を負う。顧客が当該日までに供給業者と新規の契約を締結していない場合、電力供給の継続による利益を享受するため、該当する顧客は、6か月間の移行期間の間、EDF（または地方配電会社）との契約による利益を享受するが、その終了後は電力が供給されない。顧客は、かかる契約を、補償を行うことなくいつでも終了することができる。EDF（または地方配電会社）は、該当する顧客に対し、移行中の契約の終了について、当該終了の3か月前および1か月前に書面により通知する義務を負う。

フランス・エネルギー法第L.111-84条は、その資格にかかる権利を行使した顧客への供給と規制料金の顧客への供給の区別がつくよう、内部会計を維持することを求めている。国およびCREは、電力会社の決算書を入手する権利を有する。

電力網に対する第三者のアクセス

フランス・エネルギー法第L.111-91条は、以下の目的のため、電力網事業者が公共送配電網へのアクセスを保証しなければならないことを規定している。

- 規制電気販売料金および基本必須特別料金で電力供給に関する公共サービス責任を履行すること
- 電力調達契約を履行すること
- フランス国内の領土に所在する発電事業者または供給業者が締結した電力輸出契約を履行すること

第三者の電力網へのアクセスに関する紛争は、エネルギー規制委員会（CRE）の一部である紛争解決および紛争制裁委員会（CoRDIS）により取り扱われる。

フランス・エネルギー法第L.341-2条以下に規定され、現在効力のある公共送配電網使用料金（TURPE）は、送電については2013年6月30日付官報にて公布された2013年4月3日付のCRE決定（TURPE 4 HTB）により規定され、配電については2013年12月20日付官報にて公布された2013年12月12日付のCRE決定（TURPE 4 HTA/BT）により規定された。

公共送配電網使用料金に関する詳細は、「第2 3（2）②（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。

電力購入義務

EDFは、電力購入義務を負っている。

フランス・エネルギー法第L.311-10条以下は、発電容量が複数年投資プログラムの目標を達成することができない場合には、エネルギー担当大臣は入札手続を開始することを規定している。「発電事業者」としてのEDFは、この入札手続に対して、申請することができる。その結果、「購入者」としてのEDFは、選ばれた申請者と電力購入契約（「発電事業者」としてのEDFが申請者として選ばれた場合には議定書）を締結しなければならない。

フランス・エネルギー法第L.314-1条以下は、さらに以下の発電所が発電した電力について、EDF（およびサービス提供地域の範囲内において供給の責任を有するLDC）は発電事業者の請求に応じて購入契約を締結しなければならないことを規定している。

- ・家庭廃棄物を再生する、または、火力送電網に供給する施設
- ・設備容量が12MWを超えず、再生可能エネルギー資源（特に太陽光発電エネルギー）またはコジェネレーション等、エネルギー効率に関して高度な性能を使用する施設
- ・風力による機械的エネルギーを利用する施設
- ・回収エネルギー資源を使用する施設
- ・発電用に改造された風車および水車
- ・海外県における、サトウキビを含むバイオマス資源から発電する電力施設

これらの施設は、命令により定められた改修プログラムを実行する一定部門の施設の特別なケースを除き、購入義務契約から1回に限って恩恵を受けることができる。

2001年5月10日付命令第2001-410号は、購入義務から恩恵を受けている発電事業者は、すべての発電量をEDFに販売しなければならないが、EDFおよび発電事業者間の購入契約を示したモデルは、エネルギー担当大臣の承認を受けなければならないことを規定している。購入条件、特に、電力購入価格は、エネルギー高等評議会およびCREとの協議後に、エネルギー担当大臣の省令により規定される。

太陽放射エネルギーを利用する施設により発電された電力に関する購入条件を規定した2011年3月4日付命令により、現在効力のある価格条件が規定され、複数の価格形式を創設することが定められたが、これは、主に以下の事項を考慮に入れたものである。すなわち、その施設の性質が統合式であるか否か、ならびにその施設の最大電力量およびその施設と同じ建物または同じ区画内で接続されたまたは計画された他のすべての施設の最大電力量を考慮に入れている。

太陽光発電による電力の購入価格は、直前の四半期に完全接続申請がなされた発電施設の累積電力に基づいて、四半期ごとに調整される。いくつかの施設、とりわけ地上発電施設は、当該電力網事業者が申請した接続量を考慮しない、四半期ごとのスライド制を適用しなければならない。

100kW超の建物の施設および地上施設の入札手続システムにより処置は完了している。これらの入札手続を行う条件については、電力発電施設の入札手続に係る命令第2002-1434号により規定されている。最大電力量が250kW超の建物に設置された太陽光発電施設に関わる入札手続は、2015年4月14日現在未定である。

エネルギー購入義務に基づき締結された契約から発生しEDFおよびLDCが負担する追加費用については、最終消費者から得られる拠出金（CSPE）によって補償される。CREは、今後の公共電力サービスの費用は、2015年については6.3十億ユーロ（そのうち39%は太陽光発電エネルギー部門に関連する費用である。）となると見積もった。EDFおよびLDCが支払う再生可能エネルギー（REN）の購入義務に関連する追加費用は、4十億ユーロ、すなわち費用総額の63%と見積もられている。

現在フランス議会で審議されているグリーン成長のためのエネルギー移行に係る法案に基づき、EDFはまた、発電された電力を購入しない場合、フランス・エネルギー法第L.314-1条に言及されている部門により、発電事業者との間に、追加報酬を提供する契約を締結する義務を負う。かかる枠組みにおいて、EDFは、発電された電力を購入しない。かかる契約はまた、入札手続の後に効力を発生する可能性がある。購入契約により恩恵を享受する施設は、追加報酬を提供する契約から恩恵を享受することができない。かかる両方の再生可能エネルギー支援メカニズムに関する資格規定は、命令により明確に定義される。かかる契約の履行に関連する追加費用は、CSPEにより相殺され得る。

公共サービスの追加費用の補償機構

公共電力サービス拠出金（CSPE）

フランス・エネルギー法第L.121-6条以下に規定される公共電力サービス拠出金（CSPE）は、EDFおよびLDCに割り当てられた電力公共サービス任務に帰属する費用の補償を目的とする税である。

法律により、原則として、CSPEを用いて全面補償される費用は、以下のとおりである。

- ・発電に関する場合、
 - －入札手続（フランス・エネルギー法第L.311-10条以下）後にEDFおよびLDCにより締結された電力購入契約およびフランス・エネルギー法第L.314-1条以下の枠組みの中で締結された購入義務契約（EDFまたはLDCが運営する施設の場合を含む。）の両契約から生じる追加的費用

ー大陸の大都市と相互接続されていない地域における以下の費用

- ー規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的発電費用
- ー電力網事業者が管理する貯蔵施設に関する費用。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
- ー規制販売料金から発電費用に充当される額によって補償されない追加的電力調達費用（上記購入義務に関連するものを除く。）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
- ーエネルギー需要管理計画において電力供給業者が支払う費用（当該計画において得られる利益の控除後）。補償される額は、当該費用により削減された追加的発電費用の額を上限とする。
- ーフランス・エネルギー法第L.314-1-1条に基づき、移行契約の枠組みにおいてEDFがコジェネレーション施設に対して支払う報酬

・電力供給に関する場合、

- ー特別な「基本必須」料金（TPN）の実施によって電力供給業者が被る利益損失および追加費用
- ー低所得者向けに作成された計画への参加の結果電力供給業者が被る費用（該当年において、供給者がTPNに関し負担した費用のうち、命令により規定されている割合を上限とする金額）

さらに、特にフランス・エネルギー法第L.121-10条を補完する低エネルギー制度への移行準備に関する2013年4月15日付法律第2013-312号（いわゆる「プロット法」）に基づき、フランス・エネルギー法第L.123-1条および第L.271-1条に従い需要反応管理者に対する報奨金の資金を拠出することも、CSPEの目的である。

CSPEは、規制販売料金の追加料金もしくは電力網使用料金として最終顧客から直接回収されるか、または自己利用のために発電する発電事業者から直接回収される。

公共サービス費用の補償機構は、フランス・エネルギー法第L.121-9条以下（特に、2011年7月29日付予算法第2011-900号および2013年12月29日付の2013年補正予算法第2013-1279号ならびに直近で2014年10月7日付命令第2014-1136号により改正された2004年1月28日付命令第2004-90号により改正済み。）に準拠している。これらの規定の内容は以下のとおりである。

- ・最新で10月15日のCREの提案に基づき、エネルギー担当大臣は、毎年、EDFおよびLDCが被る費用の総額ならびにCSPEの額を設定する。負担額の増加分は、1年間にわたって調整することができる。
- ・これらの額が12月31日より前にエネルギー担当大臣によって設定されない場合、CREによって提案された額が1月1日付で効力を生じる。ただし、CSPEの額については、自動的に効力を生じた金額は、同日より前において適用される額に比べて、1 kWh当たり最大0.003ユーロの増額に限られる。

2013年において1消費地が負担するCSPEの上限額は、569,418ユーロであった。2013年補正予算法に基づき、フランス・エネルギー法第L.121-12条に規定されるかかる上限については、第L.121-13条に規定される拠出金の変動と同じ比率で、5%増を上限として、毎年アップデートされている。結果として、CREによる決定に従い、上限額は2014年において597,889ユーロ、2015年において627,783ユーロであった。

再生可能エネルギー源から発電する施設（主に、風力発電施設および太陽光発電施設）および購入義務から利益を得る施設の大幅な拡張は、ここ数年で、CSPEにより補償される費用の大幅な増加に繋がった。この事態は、現在も続いている。そのため、CREによる2015年の費用の予想額（6.3十億ユーロ）は、2013年の費用（5.3十億ユーロ）よりも20%多くなっている。2007年以降、CSPEの金額はこれらの費用の増加分を補填するには十分ではなかった。EDFが単独で支払う機構の不足額は、当グループの負債に負担をかけている。

2013年1月、EDFは当局との間で、2012年12月31日現在のCSPEの不足額によって生じた負債（約4.3十億ユーロであり、これは2013年10月9日付のCRE決定により確認された2012年12月31日現在の公共サービス料金に関連する不足額および当グループが負担した仲介費用0.6十億ユーロを反映して2013年12月31日付で5.0十億ユーロに調整された。）の返済を受ける旨の合意に達したと発表した。かかる合意に基づき、かかる負債は繰延返済計画に従って2018年12月31日までに全額返済される予定であり、2014年10月7日付命令に従い1.72%の金利で返済される予定である。かかる合意により、2012年の財務書類において、当グループは0.6十億ユーロの金融収益を計上した。かかる金融収益は、2012年12月31日現在のこれまでの未払仲介費用の認識額に相当する。

2013年補正予算法第59-I条により、フランス・エネルギー法において、第L.121-19-1条（2013年1月1日以降に被る費用について、CSPEを用いた、新規の補償額の不足により被る金融費用の支払いの原則を規定する。）が追加された。2014年10月7日付命令第2014-1136号により、金利が1.72%に設定され、これに基づき費用が計算されなければならない。かかる規定に基づき、2015年に係る費用の見積りの調査の一環として、CREは、2013年の補償費用の不足に関連する金融費用は86.3百万ユーロと見積もった。

過年度については、2013年補正予算法第59-III条により、2012年12月31日までにEDFが支払った公共サービス料金への補償の遅滞により生じた仲介費用に相当し、エネルギー担当大臣および予算担当大臣の政令により決定される金額が、第L.121-19-1

条を妨げることなく、EDFへ支払われるべき補償額に対して例外的に上乗せされることが規定された。かかる政令は2014年9月18日に発行され、ブローカレッジ費用を627百万ユーロとした。

追加的配電費用の補償

フランス・エネルギー法第L.121-29条に基づきEDFに委託された課金管理である電気料金均衡化基金（FPE）の権限は、関係事業者間の配電網の管理に課せられた公共サービス任務の結果生じた料金（特に、運営している電力網の個別特性に関連したものおよびかかる電力網を規制料金で使用している部分または公共配電網使用料金では賄われないもの）を配分することである。1995年2月4日付法律第95-115号第42条に定められたとおり、地理的、経済的または社会的に個別の問題を抱えた地域の開発への関与に関連した料金も該当する。

供給量の保証

NOME法（新電力市場組織（*Nouvelle organisation du marché de l'électricité*））に由来するフランス・エネルギー法第L.335-1条以下は、各電力供給業者に対し、その顧客の電力消費パターンを考慮して、大陸の大都市圏における電力の安定供給に貢献することを義務付けている。これにより、これを履行しなかった場合、行政処分の対象となる条件の下、各供給業者は、負荷制限および発電容量（特にピーク時において発電および消費のバランスを確保するために実行することができる。）に関する直接的保証または間接的保証を提供しなければならない。

かかるメカニズムの目的は以下のとおりである。

- ・（電力の）安定供給を確保するために要求される発電容量および需要反応容量の存在を保証すること
- ・かかる供給の確保に係る費用を最小化すると同時に、もっとも効率的な容量を選択すること
- ・かかる容量に適切な価格を設定し、費用が賄われていることを保証すること
- ・すべての供給業者の間で安定供給に係る費用が分配されていること

国務院との協議後に公布され、このシステムが実際にどのように機能するかを明確にする命令（2012年12月14日付命令第2012-1405号）は、2012年12月18日付の官報にて公布された。この命令は、送電網事業者が決定権を有する今後のメカニズムをどのように実施するかを定める、様々な適用方法について言及している。RTEにより提案された「容量メカニズムに関する規則」は、CREとの協議の上で2015年1月22日付省令により承認された。

この命令において規定されるその他の点（例えば、ARENHによる購入量に関連した供給量の保証、購入価格または購入義務の一環としての保証等）については、CREの決定に服さなければならない。2015年4月14日現在、CREは、かかる点に関してまだ決定を行っていない。

電力需要反応

フランス・エネルギー法第L.271-1条および第L.123-1条により、電力需要反応の発展を促進させることを意図した法定の枠組みが規定されている。

かかる規定を施行するための規則には、以下の事項が含まれなければならないとしている。

- ・需要反応管理者が、電力供給が削減された施設の供給業者の同意を得ることなく消費を削減する可能性およびエネルギー市場の予備電力を取引するまたは調整メカニズムに統合する可能性。
- ・需要反応管理者が、電力供給が削減された施設の供給業者に支払いを行うシステム。かかるシステムは、電力供給が削減された施設の供給業者によりまたは供給業者のために注入された電力量および需要反応管理者により取引されている予備電力を考慮して設計されなければならない。
- ・地方自治体に関する需要反応の優位性を考慮に入れた補助金の支払い。かかる補助金は、CSPEより資金が提供される。

かかる規定に基づき、2組の施行規則とともに、電力需要反応に関する2014年7月3日付命令第2014-764号が採択された。

2014年7月3日付命令の目的は、「エネルギー市場における需要反応予備力を取引し、それを調整メカニズムに統合する規則を確立するために使用される方法」を決定することである。かかる命令は特に、以下の規定を含む。

- ・支払額は、電力供給が削減された施設の供給価格のエネルギー別の構成を反映しなければならない。当初より、かかる価格は電力供給が削減された施設の特徴に基づき構成される固定尺を用いて計算される。特徴のあるいくつかの施設について、施行規則は、固定尺を適用する代わりに、供給契約の価格のエネルギー別の構成に基づき、最終顧客により需要反応管理者のために支払いが行われることを規定する可能性がある。
- ・補助金額は毎年、エネルギー規制委員会との協議の上で、経済およびエネルギー担当大臣の命令により決定される。補助金は、消費削減の保証額に従い需要反応管理者に支払われ、資本投資に係る通常の報酬を超えて需要反応管理者により投資された資本の報酬となることはない。2015年1月11日付政令により、補助金額が設定され、2015年1月23日より施行された。

当該命令はさらに、「供給提案から切り離せない消費削減は考慮しない」（第1条）ことを規定している。

また、以下の2組の施行規則も採択された。

- ・「Nebef2.0」規則として知られる、エネルギー市場における需要反応予備力の取引に関する規則が、2014年12月17日付のエネルギー規則委員会の決定により承認された。
- ・エネルギー市場における需要反応予備力を調整メカニズムに統合される規則は、「MA-RE」規則として知られる、政策、調整メカニズムおよび残高管理システムに関する規則に含まれており、これは2014年12月17日付のエネルギー規則委員会の決定により承認された版である。

ただし、現在フランス議会において審議中であるグリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は確実に適用され、これは需要反応メカニズムの2つの基本的な側面を変更するものである。第1に、最終顧客が需要反応予備力の取引を、消費削減提案の一環として、直接供給業者とまたは需要反応管理者を通じて行うオプションを含む。第2に、需要反応予備力が複数年にわたるエネルギー政策目標を達成しなかった場合、補助金は、政府が開始した入札により置き換えられる。最後に、大幅な省エネにつながる消費削減に関して、監督機関は、供給業者に支払いを要求することができ、それは需要反応管理者および残高管理者との間で共有される。詳細は、「第2 3 (5) ⑧ (ii) 国レベルでの今後の規制 — グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。

電力分野の規制

エネルギー規制委員会

エネルギー規制委員会（CRE）は、2000年2月10日付法律第28条により設立された独立した監督機関である。

フランス・エネルギー法第L.131-1条以下には、CREの権限に関する一般的規定があり、CREは最終顧客の状況を向上させる任務ならびに電力および天然ガス市場を健全に機能させるために貢献する任務を負う。この任務に関し、CREは、特に、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、提案の権限、助言の権限ならびに意思決定権限（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、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言を行っている。ARENHの価格の計算を考慮に入れた費用を認識し財務書類へ計上する方法を規定する命令が公布された後は、CREがARENHの価格を提案する。さらに、2015年12月31日より、CREは、電力の規制販売料金および振替料金の変更を提案する責任を有するが、現在は意見を提出することのみ可能である。

CREは現在、公共送配電網使用料金（TURPE）を設定する意思決定権限を有している。CREは、エネルギー政策指針が遵守されない場合に新たな決定を行うことをCREに求める権限を有する行政当局に対し、その決定を付随する理由とともに通知する。残りの規制権力に基づき、CREは、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、その権限の実現に有用と思われるあらゆる情報を取得し、調査を行う多大な権限ならびに紛争解決および紛争制裁委員会（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幅広い権限を与えられている。

④ ガス市場の規制

(i) 欧州共同体における規制

1998年6月22日付指令98/30/ECおよび2003年6月26日付指令2003/55/ECは、ガス市場を競争市場として開放するための主要なステップであった。

天然ガスの域内市場の機能改善を目的とする新しい規則は、2009年7月13日付指令2009/73/ECおよび天然ガスの輸送網へのアクセス条件に関する2009年7月13日付規制（EC）715/2009に規定されている。

(ii) フランスの規制：エネルギー法

2009年7月13日付欧州議会および欧州理事会の指令2009/73/ECは、フランス・エネルギー法の規制部分を体系化した2011年5月9日付政令第2011-504号によりフランス法に移行された。エネルギー法は、2011年6月1日に発効した。

天然ガス・ネットワークへのアクセス

フランス・エネルギー法は、施設を運営する事業者との契約に規定される条件の下で、顧客、供給業者およびそれらの代理店が、天然ガスの輸送配給施設およびLNG施設へのアクセス権を有することを規定している。

天然ガス網事業者は、いかなる方法によっても、顧客間または顧客の種類ごとで差別をしてはならない。

顧客

2007年7月1日以降、すべての顧客は自由に供給業者を選択することができる。

フランス・エネルギー法第L.445-4条の規定に従い、1年当たり30,000kWhより少ない電力を消費する住宅用顧客および非住宅用顧客は、申請に応じて、無条件に規制料金の恩恵を受けることができる。電力の特別な「基本必須」料金の資格を有する住宅用顧客は、消費の一部に対して、天然ガスの供給に適用される特別連帯料金から恩恵を受けることができる。この条項の適用条件は、電気および天然ガスの社会福祉料金の配分手続の自動化に係る2012年3月6日付命令第2012-309号により改正された特別連帯料金での天然ガスの供給に関する2008年8月13日付命令第2008-778号により規定されている。この特別連帯料金での供給から生じる追加費用は、天然ガスの供給業者が最終顧客に販売した天然ガスの量に基づき拠出された拠出金により補償される。

電力使用量が1年当たり30,000kWhを超える顧客は、フランス・エネルギー法第L.445-4条の第2段落に従い、その敷地内において新しい市場売出しが認められない限り、当該敷地のガスの規制販売料金のみ恩恵しか受けることができない。

1年当たり30,000kWh超を購入し、依然としてフランス・エネルギー法第L.445-3条に規定される天然ガスの販売に関する規制料金から利益を得ている非住宅用最終顧客は、以下の日付に当該料金の資格を失ったか、または今後失う。

- ・送電網につながっている非住宅用顧客については、2014年6月18日から。
- ・1年当たりの消費量が200,000kWhを超える非住宅用顧客については、2014年12月31日から。
- ・1年当たりの消費量が30,000kWhを超える非住宅用顧客については、遅くとも2015年12月31日まで。

消費に関する2014年3月17日付法律第2014-344号第25条に基づき、2014年12月31日または2015年12月31日に終了するガス売上の規制料金に関係する顧客について、供給業者（ガス供給の責任のあるGDF SuezおよびLDC）は契約の事実上の終了に関し、当該日より前に当該顧客に対して3度通知をする必要がある。当該日までに供給者との間で新たな供給契約が結ばれていない場合、当該顧客がガス供給の継続の恩恵を受けるために、供給業者との間の契約により6か月間は移行期間として恩恵を受けるが、その後は供給されない。顧客は当該契約をいつでも補償なしで終了することができる。

供給業者

フランス・エネルギー法第L.443-4条は、供給業者を（i）欧州連合の加盟国の領域または国際協定に従った他の国の領域に本拠を設立し、かつ（ii）エネルギー担当大臣が発行した免許を保有する者をいうと規定している。

EDFは、2004年9月14日付産業担当副大臣の命令により、一般的利益に関するサービスを提供しない非住宅用顧客に対して、また2005年8月9日付命令により、一般的利益に関するサービスを提供する非住宅用顧客ならびに天然ガス配給業者および供給業者に対して、また2007年6月15日付命令により、住宅用顧客に対して、それぞれ天然ガスを供給する許可を得ている。

EDFは、ガス供給の任務を負うGDF SuezおよびLDCのみが提案することができる規制販売料金ではなく、顧客には市場売出しに従って供給を行う。

地下貯蔵および天然ガス貯蔵施設への第三者のアクセス

フランス・エネルギー法は、11月1日から3月31日までの期間、住宅用顧客および一般的利益に関するサービスを提供するその他の顧客、または、ガス供給の中断を契約において受け入れなかったその他の顧客に対して、供給を行う直接または間接の契約上の義務を遵守するため、すべての供給業者に、毎年10月31日に、代理店を通じて（直接か間接かを問わない。）、フランスにおける天然ガスの十分な在庫を保有することを要求している。

2006年8月21日付命令第2006-1034号（その後の改正を含む。）は、天然ガスの地下貯蔵施設に適用される法的枠組みを規定している。この命令は、供給の安定性を増すため、2014年3月12日付命令第2014-328号により改正された。

監督および違約金

フランス・エネルギー法は、経済担当大臣およびエネルギー担当大臣ならびにエネルギー規制委員会に、ガス市場を監督する権限を付与している。また、エネルギー担当大臣は、違約金を課すこと、または天然ガスを供給する許可を取り消すこともしくは停止することができる。CREは、フランス・エネルギー法の規定に違反する行為が行われたかに関して調査を実施することができる（フランス・エネルギー法第L.135-13条）。

⑤ 公共配電委託

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法第L.2224-31条に従って、公共配電が公共サービス委託制度の下で行われている。かかる法制度に従い、委託機関は、委託機関および受託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規定を通じて、公共配電サービスを行う。現在、委託機関は、地方自治体間協力による公共の機関であることが最も多いが、県間協力によるものも増えている。

共同体指令に従い義務付けられた供給事業と配電事業の分離により、2つの異なる公共サービス任務が認識されるようになった。1つ目の任務は、独占サービス地域において、EDFおよびLDCが割り当てられた電力供給を規制料金で行うことであり、2つ目の任務は、公共配電網の開発および運営を行うこと（ERDFおよびLDCはそのサービス地域に割り当てられたものについて運営し、EDFは大陸都市電力網に相互接続されていない地域において割り当てられたものについて運営する。）である。

フランス・エネルギー法第L.334-3条によれば、新規委託契約の締結および修正ならびに既存の委託契約の更新は、3つの当事者、すなわち委託機関、配電網事業者（公共配電網の運営に関する条項について）およびEDF（または地理的地域権限を有するLDC）（規制料金での供給について）により、締結されなければならないと規定している。現在有効な委託契約は、これら3つの当事者が共同で締結したとみなされている。

委託機関の権利

委託機関の権利に関する詳細は、「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照。

⑥ 環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制

フランスにおけるEDFの事業は、EDFが事業を行っている他の国における事業と同様に、環境、原子力、健康、衛生および安全性に適用される規制に服する。かかる規制はより厳しくなり、かつ常に変化しているため、これらの規制の遵守は、当グループが法令遵守を徹底して事業を行うための多大な費用を生じさせている。

(i) 環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制

環境に関する規制

グルネル第一法および第二法

2007年に開始されたグルネル環境フォーラムを受けて、フランス政府は、「グルネル第一法」として知られる2009年8月3日付法律第2009-967号において、温室効果ガスの排出削減、エネルギー効率化、再生可能エネルギー資源の開発、清潔な水資源の確保、生物多様性の保全、健康および環境に対するリスクの防止、廃棄物管理ならびに環境ガバナンスに関するいくつかの目標を達成し、環境対策の一部を実施する義務を負う。

これらの義務および目標は、2010年7月12日付法律第2010-788号（「グルネル第二法」として知られる。）によって導入され、その多くの規定がEDFの事業に影響を与える。

環境問題への市民参画

市民参画原則の導入に関する2012年12月27日付法律第2012-1460号により、2013年1月1日以降の環境に影響を与える政府および公的機関の決定（個別の決定以外）に市民が参画するための適用手続が改変された。

2013年9月1日以降適用されている2013年8月5日付政令第2013-714号は、公的機関による個別の決定における市民参画に関する規則について規定している。

さらに、成長、事業および経済機会の均等についての法案（「マクロン法案」として知られる。）は、政府に特定の開発および施設のプロジェクトにおける市民参画を保証するための手段の改善策（具体的には、憲法上の要請の遵守をより保証する。）を含めた命令を出す権限を与え、プロジェクトの設計過程の透明性が高くなっていて、以前よりも実際に市民がこの設計過程に関与していることを保証するものである。

環境責任法（LRE法）

フランス環境法第L.160-1条から第L.165-2条に統合された環境賠償責任に関する2008年8月1日付法律（LRE）の目的は、一定の深刻度に達した水、土壌および生物多様性に対する環境破壊の防止ならびに改善を促進することである。かかる改善は、環境的観点からのみ行われるものであり、自然環境が以前の状態または以前と同程度の状態に回復されるようにしなければならない。

均衡のとれた水資源管理

2000年10月23日付水枠組み指令は、共同体の水政策の基礎である。当該指令は、主要な河川流域の水の管理および保護の枠組みを定め、地表水の水質の維持および修復の目標（具体的には、2015年までに生態学的および／または化学的に水質が健全な状況であることの保証。）を設定する。

フランスでは、当該指令の目標達成を保証するために設計された手段を規定する水および水域環境に関する2006年12月30日付法律により当該指令はまず国内法化された。かかる目標は、主要な河川流域の水の開発および管理の基本計画（SDAGE）によって定められる。水および水域環境に影響を及ぼす可能性のあるEDFの事業のすべては、SDAGEに定められている目標と適合しなくてはならない。

当該法律は、水の様々な使用法の調整を求めている。したがって、必須とされるバランスの取れた持続的な水資源の管理は、水力発電所の稼働の権利にも影響を及ぼし、間接的には水域環境に影響を及ぼすEDFの活動すべてに影響を与える。

生物多様性の保全

EDFは、自然の土壌および水辺を占有し、使用する者として、生物多様性の問題に直接的に関与している。

グルネル環境フォーラムは、生物多様性を保全し回復するため、保護区域（SCAP）の創設に関する国家戦略の導入を含んだ野心的な目標を設定した。かかる目標は、2019年までにフランスの大都市部の地上部分の少なくとも2%について広範囲にわたる保護が行われ、グリーンベルトおよびブルーベルト（緑の回廊を設置し、保護区域間をつなぐことで動植物の移動を可能にする土地利用計画の手法）が開発されることを企図している。

グリーンベルトおよびブルーベルトに関する規定は、フランス環境法第L.371-1条から第L.371-6条に統合されている。2012年12月27日付命令第2012-1492号は、グリーンベルトおよびブルーベルトの構成要素ならびにそれを実施する地方緑化統一スキーム（SRCE）の作成手続の内容について規定している。2014年1月20日付命令（第2014-45号）は、地域圏および政府が、現地の全利害関係者と協議を行いながら作成されたSRCEを遵守しなくてはならないとする「国家指針」を定めている。

包括的な環境の許認可およびプロジェクト証書

企業の法的明確性をより簡略化かつ拡大させる権限を政府に与えた2014年1月2日付法律に従って、環境に関する実験的な手続が実施された。EDFのプロジェクトは、当該手続により潜在的に利益を得ることができる。

2014年3月20日付政令第2014-356号は、特定の地域で3年プロジェクト証書実験を設けた。これは知事がプロジェクト・マネージャーに対して、順守すべき様々な手続および要求された許認可が下りるまでの期間について関与することを通知することにより、法的明確性を提供し、法律を安定させるために設計された手段である。2014年3月20日付政令第2014-355号は、特定の地域および特定の分野における施設に対して、環境保護指定施設が関与していることにより許認可を必要とするプロジェクト（「第2 3（5）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）について、協調的に審査を行い、国家が行う必要のあるすべての決定を単一の手段によって発行することを目的とする包括的な許認可システムを設けた。また、水および水域環境の保護に関する法律の下で許認可を必要とするプロジェクトについても、別の包括的な許認可手続が2014年6月12日付命令により創設された。

議会により現在審査されているグリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、「包括的な許認可」を含む実験の範囲を拡大する予定である（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制 — グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。）。

事業の社会・環境報告義務（RSE）

フランス商法第L.225-102-1条および第R.225-104条は、自社の有価証券を規制市場で取引することが許可されている会社および500名超の従業員を雇用し、収益または貸借対照表の総額が100百万ユーロを超える会社に対し（後者については、2012年から2014年をカバーするスケジュールに基づく。）、かかる会社が自社の事業が社会および環境に与える影響をどのように考慮しているかについての情報ならびに持続可能な開発についての社会的義務についての情報を経営報告書に開示するよう求めている（RSE報告）。EDFおよび一部のEDFの子会社はかかる規定に該当する。

フランス商法第L.225-102-1条は、子会社および被支配会社に対し、RSE情報がかかる子会社および被支配会社を支配する会社によって公表されており、その詳細をかかる子会社または被支配会社が公表し、その経営報告書にかかる情報へのアクセス方法を記載している場合、公開しなくてもよい権限を与えている。さらに、子会社および被支配会社がフランスで設立され、環境保護指定施設（許認可および登録に基づくICPE）を有し、かつ情報を連結することができない場合、それぞれの施設についての情報を提供しなければならない。

経営報告書に記載される社会・環境情報は、検証が行われなければならない、考慮すべきスケジュールに基づき、非上場会社の場合は、従業員数および収益についてフランス商法第R.225-105-2条の規定に基づいて任命された独立した第三者機関によって検証が行われなければならない。2013年5月13日付命令は、特に、独立した第三者機関がその任務において遵守すべき規則

を定めている。当該機関によるかかる検証は、必要情報が経営報告書内にすべて存在し、その情報についても正確であるという十分な見解が存在する証明となる（「第2 3（6）企業責任に関するコミットメント」を参照。）。

PCBおよびPCT

当グループは、当グループが事業を行っている様々な国、とりわけ欧州において、ポリ塩化ビフェニル（PCB）およびポリ塩化テルフェニール（PCT）に関する規制に服する。

1996年9月16日付指令96/59/ECは、PCBおよびPCTの汚染除去および漸次処理に関する国内計画とともに、これらの物質を500ppm超含む装置の一覧表の作成を要求しており、これらの物質は主に、特定の変電器およびコンデンサーに含まれる。これらの物質を含む装置の汚染除去は、遅くとも2010年12月31日までに完了する予定であった。EDFは、特別処理計画を立案し、かかる目標を達成した。

EDFは、2013年4月10日付命令（第2013-301号）に基づき、汚染レベルが50ppmから500ppmの装置については清掃および汚染除去の義務を負うが、150超の装置を所有することから、環境担当大臣の命令により承認された「特別計画」の恩恵を受ける可能性がある。この計画では、少なくとも、2020年1月1日までにかかる装置の半分について、また2025年12月31日まではすべての装置について、汚染除去または取壊しを行わなければならない。2013年10月28日付命令により、この特別計画への申込みの内容が規定された。RTEおよびERDFの汚染除去計画は、2014年4月14日付および2014年7月3日付の2つの命令により承認された。

また、2013年4月10日付命令は、5 dm³超のPCBの液体を含む装置の特定、分類、表示および利用に関する新たな義務も規定している。この義務に対応するための規則の詳細は、2014年1月7日付および2014年1月14日付の2つの命令により規定された。

（「第2 3（7）②（vi）土壌の利用および保護 — ポリ塩化ビフェニル」も参照。）。

温室効果ガス

割当交換計画

EDFグループの事業のいくつかは、2003年10月13日付指令2003/87/EC（2009年4月23日付指令2009/29/EUによって改正済み。）の適用範囲に属し、かかる指令により、京都議定書（排出量割当取引制度（ETS）指令）に規定されるプロジェクトメカニズムを用い、欧州における温室効果ガス（GHG）排出枠取引スキームが創設された。

フランスでは、かかる指令は、フランス環境法第L.229-5条および第R.229-5条以下に置き換えられ、統合された。当グループは、当グループ施設が年間で排出する二酸化炭素レベルと同等の排出枠を譲渡する義務を有している。かかる義務を履行するため、一定の条件の下、当グループは、京都議定書の第6条および第12条に規定されたプロジェクトメカニズムが適用されるプロジェクトにおいて発行されたクレジットを使用することができる（共同実施およびクリーン開発メカニズム。）。

ETS指令に従い、温室効果ガス（GHG）排出割当交換計画の第3期は2013年1月1日に開始された。かかる計画に関するフランス環境法における規定は2012年6月28日付政令第2012-827号（2013年7月16日付法律第2013-619号により承認済み）、ならびに2012年12月3日付命令第2012-1343号および2014年2月25日付命令第2014-220号により改正された。2013年1月1日以降、電力分野における原則は、2010年11月12日付規則（EU）第1031/2010号に定義される原則に基づく入札割当てである。かかる日付以降、EDFは、自身の排出枠を100%購入しなければならない。

GHG報告

フランス環境法第L.229-25条および第R.229-45条以下に基づき、500名超の従業員を有する企業は、自社の温室効果ガス排出量およびかかる排出の削減に関する行動計画の概要について年次報告書を提出しなければならない。

かかる報告書は公表され3年ごとに更新されなければならない。EDFの最初の報告書は、2012年3月にEDF年次報告書の指標部分において公表された。

エネルギー効率化

エネルギー効率化指令

2012年10月25日、欧州連合はエネルギー効率化に関する指令（2012/27/EU）を採択した。国内法化の期限が2014年6月5日であったかかる指令の目的は、欧州連合が2020年までに20%の省エネ目標を達成できるようにすることである。かかる目標を念頭に置き、当該指令はエネルギー効率化サービスに関する既存の指令（2006/32/EC）およびコージェネレーション（2004/8/EC）の規定を強化し、かかる指令は廃止された。

当該指令は、EDFグループの事業に影響を与える可能性があるいくつかの規定を含んでおり、その中で最も顕著なものは、加盟国が2014年から2020年の期間中、毎年、エネルギー売上高における年間合計削減量の1.5%に当たる省エネ目標を達成する義務を負うことであり、配電事業者および／または電力供給業者は売上高を減少させざるを得なくなる可能性がある。また、当該指令は、顧客への消費情報の提供、エネルギーサービスの促進、冷熱生産および電力の送配電の効率の考慮に関する規定も含む。

中小企業を除く企業に対して、2015年12月5日までに（またその後は4年ごとに）フランスにおける事業活動のエネルギー監査を義務付ける当該指令の第8-4条は、2013年7月16日付法律第2013-619号によりフランス法に組み入れられている。2013年12月4日付命令第2013-1121号は、対象となる企業の基準を規定している。公認エネルギー管理システムを利用する企業は、一定の条件において、この義務を免除される。エネルギー監査の適用について規定する2014年11月24日付命令第2014-1393号および2014年11月24日付命令は、監査の範囲およびエネルギー監査人が充足すべき条件を規定する。

省エネ証書

国内レベルでは、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書メカニズムにおいて、電力供給業者は省エネ義務を課されている。かかるメカニズムにより、販売量に基づく省エネ達成義務を負う個人（義務負担者）の間で配分される3年計画の目標が規定される。当該期間末において、義務負担者は、省エネ活動の実施（直接的または間接的）または全国証明書登録簿を通じた他の「適格」経済事業者からのクレジットの購入のいずれかによって獲得した、達成義務が課された省エネ相当量の省エネ証書を提示しなければならない。違反した場合は罰則が課される。

2011年1月1日から2013年12月31日までのかかるメカニズムの第2期において発表された合計省エネ目標は、345TWhc（第1期は54TWhc）であった。かかるメカニズムの継続を保证するため、第3期が始まるまでの間、2013年12月20日付命令により、第2期は2014年1月1日から12月31日まで1年延長された。

第3期は、2015年1月1日に始まり、2017年12月31日に終わる予定である。第3期の発表された省エネ目標は、700TWhc（すなわち1年当たり233.4TWhc）であった。2014年12月29日付命令第2014-1668号および2014年12月に発行された省エネ義務履行のための複数の命令が、かかる新たな期における省エネ証書の発行のための条件を決定する。

グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、第3期における省エネ証書（CEE）の仕組みを改正し、2018年1月1日から2020年12月31日までの第4期を発表した。次の期の省エネ目標値を明記した命令が2017年3月31日より前に発表される。

登録自然区域および指定区域（埋設線）

EDFグループはまた、指定区域およびフランス環境法第L.341-1条からL.341-22条およびR.341-1条からR.341-31条に規定される登録区域の規制に従わなければならない。

かかる規制の目的は、自然遺産の保護および景観、芸術、歴史、科学、民族または景勝の観点から一般市民の関心が高い敷地を保護することである。「指定」は、他に類を見ない敷地に対して用いられ、幅広く保護の対象になるのに対し、「登録」は、規則の枠組みも緩和され、より制限的でない敷地に対して提案される。

フランス環境法に従い、指定区域における新たな送電線は、埋設されなければならない。この登録および指定は、施設の日常運用にも影響する可能性がある（複数の区域で同時に施設が視認できる場合および政府の建造物監視官による意見（architecte des Bâtiments de France）を取得する義務等）。

刑法による環境保全

2008年11月19日付指令2008/99/ECは、刑法による環境保全に関する指令であり、その主たる目的はすべての加盟国が罰則を課すべき深刻な環境被害をもたらす行為を認定することであり、かかる指令は、フランス環境法に記載される刑罰を調和させる2012年1月11日付フランス政令第2012-34号の根拠となっている。

健康、衛生および安全性に適用される規制

アスベスト

フランスでは、規制により、建物内のアスベスト含有資材の特定が特に義務付けられており、必要な場合には、対策の監視またはアスベストの除去作業も行わなければならない。また、EDFはアスベスト粉塵の吸入に晒される可能性がある従業員に情報を提供し、保護する規制上の義務を有する。

レジオネラ菌

EDFは、ICPE規制に服する特に発電事業を行うのに必要な空冷塔および基礎原子力施設（BNF）を運転している。EDFは、その他の義務の中でもとりわけ空冷塔内のレジオネラ菌の増殖リスクの系統的分析を実施し、清掃および消毒といった予防保全策を実施しなくてはならない。EDFはまた、関連施設の種類に応じて、月に1回または2回、分析を行わなければならない。

ナノ粒子物質

2013年1月1日以降、フランス環境法第L.523-1条以下および第R.523-12条以下により、フランスにおいて生成、流通、または輸入されたナノ粒子物質またはナノマテリアルの量および使用に関する報告が義務付けられている。かかる物質に関する情報は、一般に公開され、監視当局が入手可能でなければならない。申告すべき情報および申告を統制する規則については2012年8月6日付命令において規定された。EDFは、ナノ粒子物質を使用しているため、かかる規定の影響を受ける可能性が高い。

電磁場（EMF）暴露

グルネル第二法に従い、2011年12月1日付命令第2011-1697号は、送電線によって引き起こされるEMFに関する定期的な検査の実施を公共送電網業者に義務付けている。

電磁波の暴露に関する節度、透明性、情報および協議に関する2015年2月9日付法律第2015-136号は、電磁場の住宅用途を前提とする備品の導入者に対する情報義務を規定する。今後EDFグループの企業のいくつかはかかる義務の対象に含まれる可能性がある。

化学物質

化学物質の登録、審査および許認可に関する規則（EC）第1907/2006号は、「REACH」として知られ、2007年6月1日から効力を発生し、EDFは、化学物質の使用者としてだけでなく、製造業者および輸入業者としてかかる規制の適用を受ける。EDFは、自社が製造または輸入する年間1,000トンを超える量の物質について欧州化学物質庁へ登録する義務を遵守した。2013年5月、EDFは、いくつかの原子力発電所の現場で製造されるモノクロラミンの登録を行った。

さらに、2012年5月22日付殺生物剤新規規制（EU）第528/2012号によって適用範囲を拡大した新たな殺生物剤製品の市場販売許認可手続が規定された。かかる新たな規制環境において、EDFは、モノクロラミンおよび次亜塩素酸ナトリウムの製造業者および使用者として関連がある可能性がある。必要ある場合、2017年よりも前に許認可申請を準備し、届出を行わなければならない。

衛生および環境

衛生および環境ならびに内部告発者保護の分野に関する専門家の見解の独立性に関する2013年4月16日付法律第2013-316号は、事業の公衆衛生および環境分野における通報手続に関する認識を確認し、この手続の利用規則を規定している。また、この法律において、内部告発者の保護制度が体系化され、公衆衛生および環境に関する職業倫理・通報全国委員会（CNDASE）が設立された。複数の命令が、かかるシステムの導入について規定している（2014年3月11日付命令第2014-324号ならびに2014年12月26日付命令第2014-1629号および第2014-1628号）。

(ii) EDFグループの施設および事業に適用される規制

(イ) 環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制

関連する施設および主要な義務

EDFグループがフランスで運営しているいくつかの施設、特に火力発電所は、環境保護指定施設（ICPE）に関する法律に服する。かかる法律は、フランス環境法に統合されている。かかる施設は、環境または公衆衛生に与える危険または不利益の程度により、事前申告、簡易許認可（「登録」として知られる。）または許認可に服する。

ICPE規制により、施設が稼働停止になった場合、土地の利用見込みに応じて、敷地の回復が義務付けられている。また、フランス環境法第L.516-1条に従い、許認可（セベソ施設も含む。）および登録の対象となる一部のICPE施設には財務保証の付与が必要となる。財務保証の基準および額は施設によって異なる。かかる財務保証は、閉鎖前後に事故が発生した場合に講じなければならない措置ならびに閉鎖後の監視、安全作業、修復作業のための資金調達の担保提供を目的としている。かかる保証は、実施する業務による損害を被る可能性がある第三者に対し事業者が負担すべき補償を賄うものではない。

かかる保証の設定義務に関連するICPEの一覧表ならびにかかる財務保証の算定および設定に関する規則は、2012年5月31日付命令（2013年9月20日付命令により改正）および2012年7月31日付命令によって規定される。2014年2月5日付命令は、民間保証基金の仲介で保証を設定する際の枠組みに関する規則を規定している。EDFグループは、かかる新たな要件に関連ある施設を運営している。

セベソ施設

「セベソ」ICPEは、セベソ2指令（96/82/EC）の規定に統制されており、2015年6月1日以降は、セベソ3指令（2012年7月4日付（2012/18））の規定によって統制される。セベソ3指令の効力発生により、セベソ2指令では適用のなかった危険な商品の使用（2008年12月16日付CLP規制の下）がセベソ規制の適用範囲に組み込まれることとなる。

セベソ3指令には、国民の安全性に関する情報へのアクセス、意思決定プロセスへの関与および司法アクセスならびに情報の収集方法、管理方法、入手方法および共有方法の改善に関するより厳格な一連の規定が含まれる。セベソ3指令は、より厳格な検査基準についても規定している。2013年7月16日付法律第2013-619号は、環境法（第L.515-15条以下）にセベソの設立に関して特有のセクションを組み込むことにより、当該指令の法的部分をフランス法に国内法化した。2014年3月3日付の2つの命令（2014-285号および2014-284号）および2014年5月26日付命令により補完される当該規定は、2015年6月1日に効力が発生する。

「IED」指令の対象の施設（「3000」の見出しに分類される）

産業排出に関する2010年11月24日付指令2010/75/EU（「IED」指令として知られる。）は改正され、IPPC指令、LCP指令、廃棄物焼却指令およびVOC指令といった現行の複数の指令が改変され、1つの法律となった。

かかる指令の第3章は、火力発電所の燃焼発電所について規定しているため、特にEDFに影響を与える。適用される要求水準は、該当する燃焼発電所の名目火力発電量および使用される燃料によって異なる。かかる指令の一部は、2012年1月5日付政令第2012-7号によってフランス法に国内法化されており（フランス環境法第L.515-28条から第L.515-31条に追加）、新規事業を含めるためのIPPC指令の適用範囲の拡大、固定排出制限値の基準となる利用可能な最良の技術（BAT）の適用の強化、BATの変更を考慮に入れた運営状況の定期的な再考の必要性の発生、また、場合によっては、土壌の状態についての「基本報告」の要求といった影響をもたらしている。

2013年1月2日付命令第2013-5号には、土壌の状態についてのIED指令の規定の一部が組み込まれた。当該命令の第1条には、施設に大幅な変化があった場合には、土壌の中間分析が必要となり、汚染が発生した場合には、事業者は対策を示さねばならないと記載されている。別の2013年5月2日付命令（2013-374号）により、IED指令に特有で規定されていた施設に関する規定がフランス環境法第R.515-58条から第R.515-84条に組み込まれ、IED指令の組み込みは完了した。かかる規定は、発電量が20MW以上の燃焼発電所に関する2013年8月26日付命令に具体的に規定される条件の下、火力発電所に適用される。

(ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制

EDFは、フランスにおいて、主に原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付法律第2006-686号（TSN法（2012年1月5日付政令第2012-6号によりフランス環境法に統合。））、かかる法律を施行した2007年11月2日付命令第2007-1557号（改正後）および基礎原子力施設の一般的な規則を定めた2012年2月7日付命令（改正後）に服する。かかる法律制定により、基礎原子力施設（BNF）に適用される法制度が創設された。かかる法律により、原子力安全担当大臣が主要な許認可の発行および一般規則の立案を行う権限を保持する独立した政府機関である原子力安全当局（NSA）が設立された。

フランス環境法に統合されたTSN法では、基礎原子力施設の設立は、首相が公布する命令に基づき実施される公聴会の後に、許認可がなされることが規定されている。かかる命令は、フランスNSAの助言後に公布され、原子力安全担当大臣からの報告に基づいている。基礎原子力施設の許認可に関する命令により、事業者の身元ならびに施設の種類、外周および最大容量の記録が記載される。BNF設置の許認可申請には、安全性に関する予備報告（PSR）、当該施設の環境および健康に対する影響調査ならびに廃炉計画およびリスク管理調査（RMS）が含まなければならない。内部緊急時計画（IEP）は、事業者が緊急時に実施する組織的対策、介入方法および必要な資源について規定する。BNFを許認可する命令により、当該施設の稼働開始までの期限の設定が行われ、安全性の調査が10年ごとに行われていない場合には、その頻度の設定が行われる。また、最終的に、かかる命令は治安、健康、公衆衛生および自然環境保護を保証する義務について規定している。稼働開始許認可は、NSAにより付与される。安全性の検査では、施設に適用のある規制の遵守を評価し、上記の利益に関わる施設のリスクの評価の更新を行う。

施設設置の許認可に関する命令に基づき、水の汲上げ、廃液および気体廃棄物（放射性物質であるか否かを問わない。）の放出に適用される条件ならびにこれらの業務に関連して設定された制限は、NSAの決定によって設定される。したがって、施設から外界への排出制限の設定に関する決定には承認が必要である。

NSAはまた、施設設置の許認可に関する命令に基づき、事故または事件の影響を防止または抑制し、個人レベルおよび集団レベルで住民を保護するための施策を規定し、騒音公害を抑制し、当該施設が生成または貯蔵する廃棄物を管理するための規制を公布する。

原子力施設の安全性および調査に関する規則

EDFが運営する原子力施設は、原子力の安全性に関する規制に服しているため、治安、健康、公衆衛生、自然および環境の保護を保証するための省令によって規定される一般的規則も遵守しなければならない。かかる目的を履行するべく、2012年2月に前述の「BNF」命令が公表された。2013年7月1日にかかる命令の主要規定の効力が発生し、安全保障政策、リスク管理、騒音の影響、有害な環境影響、廃棄物管理、緊急事態ならびに当局および国民への情報開示といった分野を主に網羅している。

労働衛生管理に関するものを除き、NSAは、原子力の安全性および放射線防護の分野において発布された命令および決定の適用条件を満たすために、技術的な規制決定を行う権限を有している。かかる決定は、関連担当大臣の承認に服する。前述の「BNF」命令が公表されて以来、現在作成段階にある約20の決定のうち、6つが公表され承認された。

フランス法に統合されたTSN法にはまた、当局への情報提供のためのメカニズムが規定される。この観点から、運営者はBNFの安全性に特定の影響を与えるかまたは与える可能性のあるすべての事故および事件（原子力に関するものであるか否かを問わない。）について、特にNSAおよび事件または事故が発生した部門の政府代表にも遅滞なく報告しなくてはならない。また、TSN法は、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の設立または個人が電離放射線被曝に関するリスクならびにこれらの被曝リスクを防止し減少させるために取られる安全策および放射線防護策に関する情報を事業者に直接要求することができる機会等を公共に通知するために用いられる手段を設立または改善した。

さらに、基礎原子力施設が許認可なしに運営された場合には3年の懲役および150,000ユーロの罰金、放射性物質が許認可または承認を得ずに輸送された場合には、1年の懲役および30,000ユーロの罰金が科される等、法律上または規制上の義務を遵守しない基礎原子力施設の事業者を処罰するためのより厳しい行政罰および刑事罰の規定が創設された。

2014年7月、欧州連合の理事会は、2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratom（指令2009/71/Euratomの改正後）を採択した（「第2 3（5）⑧（i）共同体レベルでの今後の規制」を参照。）。

原子力施設の廃炉

基礎原子力施設の最終閉鎖および廃炉は、公的な調査が行われ、NSAの意見書を提出後に発せられる首相の命令により許可される。かかる命令は、廃炉の段階、継続期間および目標とする最終的状況について明記する。ひとたび廃炉が完了すると、事業者は、NSAに対し、指定解除申請を提出しなければならない。NSAがその申請を受理した後は、施設のBNFとしての地位は喪失する。2012年2月7日付命令は、最終的な操業停止後「可能な限り短い」期間で廃炉を行わなければならないと言明しており、これによりEDFが2000年代前半から実践してきた廃炉処理が法的観点から裏付けられた。

放射性廃棄物

EDFの事業は、放射性廃棄物の持続可能な管理に関するフランスの規制に服する。EDFは、その事業から生じる放射性廃棄物に対して責任を負う。フランスでは、1991年12月30日付法律により設立された産業商業公的機関である放射性廃棄物管理庁(ANDRA)により放射性廃棄物は管理されている。

フランスにおける放射性廃棄物の管理方法は、放射線の程度および残留期間による。EDFの敷地における一定程度の貯蔵の他に、EDFが排出する極低レベル廃棄物(例えば、原子力発電所の廃炉によって生じるコンクリートまたは金属の廃棄物。)は、2003年に開業したANDRAの敷地に廃棄される。EDFの事業から排出される短期の低レベルまたは中レベルの放射性廃棄物は、オーブ県のANDRAの貯蔵センターで地上に廃棄される(「第2 3(2)①(i)(ハ)(d)核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。)。使用済燃料の処理によって排出される長期の高レベルの放射性廃棄物は、長期管理解決法が採用されるまで、ラアーグのAREVA NC(旧Cogema)でガラス質にされ、一時的に貯蔵される(「第2 3(2)①(i)(ハ)(d)核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。)。長期の中レベルの廃棄物(例えば、シェル、ノズルおよび被膜等。)は、ステンレス鋼製容器の中で固定化されるか、圧縮されて閉じ込められるかのいずれかである。かかるタイプの廃棄物は現在、長期管理に関する最終決定がなされるまで、一時的に中間貯蔵をしている(「第2 3(2)①(i)(ハ)(d)核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。)。

フランス環境法第L.542-1条以下に統合された2006年6月28日付法律は、放射性廃棄物管理の組織および資金調達について規定し、第L.594-1条以下に統合された基礎原子力施設の廃炉費用の評価および補償ならびに使用済燃料および放射性廃棄物の管理に関する枠組みの要件も規定している。具体的には、事業者は引当金補償に割り当てられた資産を他の目的に使用することができず、これらの資産については別の会計手続を使用しなければならない。かかる引当金の導入は、監督機関、すなわち、エネルギー担当大臣により監督される。エネルギー担当大臣自身も、BNFの廃炉に伴う資金調達費用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国家評価委員会によって監督される。

原子力産業における資金調達費用の確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号は、2006年6月付法律の導入に関する諸条件を規定している。

報告書は3年ごとに監督機関およびNSAに提出され、その写しは法定監査人に送付され、かかる報告書の写しには具体的に費用見積り、引当金の算定に使用される方法および資産構成が記載されている。監督機関は、追加的補足書面を要求し、外部機関に調査を実行させ、または事業者の費用で専門家に資産価値の査定を要求することができる。

一定数の欧州連合加盟国のために、使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理についての共同体枠組みが理事会指令2011/70/Euratomにおいて設定され、いくつかの規定についての明確化が行われた。かかる指令は、とりわけ深地層処分を長期の高レベル廃棄物の管理において最も安全で持続可能な選択肢として提示し、任意ベースで、加盟国共有の処理施設を創設する可能性に関して検討するものである。

放射線防護に関する規制

フランスにおいて、人々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つの異なる制度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.1333-8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おり、特に、連続する12か月間での従業員の電離放射線の被曝線量が20mSvを超えてはならないと規定している。

フランス公衆衛生法には、高レベルの密封放射線源および身元不明線源の管理に適用される規定が含まれる。

「基本的な安全基準」を規定した2013年12月5日付理事会指令2013/59/Euratomは、1996年5月13日付指令96/29を廃止した。かかる指令は、2018年2月6日より前に国内法化されなければならない。関連する政府のサービスは、システムの簡易化を目的とする国内法化を実現するために、雇用者および従業員代表者が表章される検討部会を設置した。

原子力発電事業者の民事責任

いくつかの国際条約、特に、原子力エネルギー分野における第三者の責任に関する1960年7月29日付パリ条約およびかかるパリ条約を補完する1963年1月31日付ブリュッセル条約は、原子力発電事業者の民事責任について規定している。これら2つの条約は、かかる条約を批准した締約国(フランスおよび英国を含む。)に適用される。

パリ条約は、いくつかの特長を有する特別責任適用除外制度を創設した。人および財産に対する原子力損害に対する賠償責任は(過失不存在の場合であっても)客観的であり、金額および期間が制限され、原子力発電事業者のみに向けられている。

フランスでは、事業者の賠償責任は、発電所における原子力事故の場合、1件当たりおよそ91.5百万ユーロに限定され、輸送中の原子力事故の場合、1件当たりおよそ22.9百万ユーロに限定される。

事業者の責任限度額を超えた場合、事故の賠償責任を負う事業者の原子力施設が所在する国および事故が発生した国は、最高201.4百万ユーロを限度として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、犠牲者に対する補償の責任を負う。かかる金額を超えた場合、ブリュッセル条約を批准している加盟国（フランスを含む。）は共同で、345.3百万ユーロを上限として、補償する。

また、かかる条約では、事業者が資金の利用を保証するために設定された賠償責任限度額を上限とする保険の契約または財務保証を行う義務を有する。かかる保険または財務保証は、保険または保証を付された施設がある国により承認されなければならない。EDFは保険を選択し、現行の付保要件を遵守している（「第3 4（2）③保険」を参照。）。

パリ条約およびブリュッセル条約を修正する議定書は、2004年2月12日に調印された。当該議定書は、より多くの犠牲者および補償の対象となる様々な被害を補償するために、利用可能な補償額の大幅な引上げを義務付けている。したがって、事業者の賠償責任は、施設における原子力事故の場合1件当たり少なくとも700百万ユーロであり、輸送中の原子力事故の場合1件当たり80百万ユーロである。かかる損害を引き起こし、事故の賠償責任が生じた事業者の原子力施設がある国は、1,200百万ユーロを上限として（当該国がブリュッセル条約の締約国であるとき）、事業者の支払義務である700百万ユーロを超える額を支払う義務がある。この額を超えた場合、ブリュッセル条約の締約国は、最高1,500百万ユーロまで支払う義務がある。さらに、人的傷害についてのみ、補償請求ができる期間が、当該事故の日より10年間から30年間に変更された。もう1つの重要な変更は、「原子力損害」の詳細な定義の導入であり、これには、非物的な損害、保護対策の費用、破壊された環境の回復措置のための費用および環境への損害から生じた特定のその他の損失が含まれる。これらの新規定は、上記の2006年6月13日付TSN法により、フランス法に国内法化され、フランス環境法に統合された。しかし、これらは、パリ条約を修正する議定書の発効、すなわち16の締約国のうち少なくとも3分の2の締約国の批准がなされない限り適用されない。フランスは、両方の議定書の批准を可能にする法律（2006年7月5日付法律第2006-786号）を採択したが、未だに当該批准書を提出していない。

議会により現在審査されているグリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、パリ条約およびブリュッセル条約の修正議定書の発効を待たずに、事故発生時の補償の上限の引上げ（施設は700百万ユーロ、リスク削減施設には70百万ユーロおよび運輸には80百万ユーロへの引上げ。）を目的としている。さらに、2014年4月30日、フランスは、ウィーン条約およびパリ条約の適用に関する批准書を提出したことにより、かかる条約はフランスでは2014年7月30日に効力が発生した。かかる共同議定書は、西欧諸国を対象するパリ条約および特に東欧諸国を対象とする原子力損害の民事責任に関する1963年5月21日付のウィーン条約との連携を構築する。かかる共同議定書により、共同議定書に加盟し、2つの条約（パリ条約またはウィーン条約）のうち1つの条約に加盟する関係当事者は、もう一方の条約によって提供される補償による恩恵を受けることが可能となる。

原子力施設および核物質の防護

フランス国防法第L.1333-1条において統制される核物質の防護および管理に関する規制の目的は、施設に貯蔵中または輸送中である核物質の紛失、盗難または不正流用もしくはかかる物質の変質、損傷または散逸計画を発見および阻止することである。

かかる規制は、核物質、原子力施設および原子力輸送の防護および管理に関する2009年9月17日付命令第2009-1120号により完全に改変され、フランス国防法に規定されている。かかる命令の主たる目的は、防護の範囲を核物質から核物質を貯蔵する原子力施設にまで拡大することであった。2011年に公表されたいくつかの命令は、事業者の義務を詳述している。

原子力発電所に関し、許認可がないと保有することのできない核物質を保管する施設の物理的防護に関する2011年6月10日付命令は、悪意ある行為により不履行または被害が発生した際に放射線の影響を与える恐れがある核物質、原子力設備または原子力機能といった対象からの徹底的な防護に基づいている。したがって、事業者は、6つの区域（例えば、立入制限区域、枢要区域、内部区域等。）で構成されるいくつかの防護ラインを設置しなければならない。

2011年6月9日付命令により、核物質の物理的監視ならびに核物質の会計状況および事業者の義務に関する制度が構築された。したがって、事業者は、許認可が公布された時点で特定された悪意ある行為からの物理的監視および会計を防護することを保証しなければならない。

政府は、「核地域のアクセス保護の拡大」として知られる保護の一種の構築を発表した。かかる地域に入ることが違反となるものである。2015年2月5日、フランスの議員らは、国民運動連合（UMP）の議員であるクロード・ド・ガネ氏が提出した「核物質を保管する民間施設の保護の拡大を目的とする」法案を第一読会で採択した。採択された法案は、核物質を保管する民間施設への不法侵入に対して特別な軽犯罪を設置することを規定している。基本的な罰則は、1年の実刑判決および15,000ユーロの罰金である。これらの罰則は、加重する事態が発生した際には引き上げられる（グループが違反した場合は3年の実刑判決および45,000ユーロの罰金が課され、凶器を使用または脅威により違反した場合には7年の実刑判決および100,000ユーロの罰金が課される。）。法案はこれから元老院の審議を受ける。

（ハ）火力発電に適用される規制

EDFグループの火力発電事業は、フランスではICPE（「第2 3（5）⑥（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に適用される規制に服する。EDFの火力発電所はまた、一部の大気汚染物質の国内排出量の上限を定義する2001年10月23日付欧州指令2001/81/EC（NEC指令）および大規模な燃焼発電所からの一部の汚染物質の大気中への排出量の制限に関する2001年10月23日付指令2001/80/EC（LCP指令）により採択された大気の質に関する特別規制を遵守しなくてはならない。これらの規制は、複数の命令、とりわけ20Mwth超の出力定格を有する既存の燃焼施設のボイラーに関する2003年7月30日付命令によりフランス法に国内法化された。

大気中への排出に関する義務の免除は、2015年まで適用可能である。かかる時点では、上記で言及したIED指令に基づく上限および免除は汚染レベルが適用されている規定を交渉する必要となるレベルにある海外県の発電施設および緊急システムといった特定の問題に特に適用される。2014年1月1日に発効された2013年8月26日付の2つの命令は、燃焼施設に適用されるすべての規定をまとめており、これらの施設が排出量の上限を超えることが認められる条件を特定している。

また、火力発電によるエネルギー生産は、セベソ2指令およびセベソ3指令の規定ならびに財務保証を行う義務（「第2 3（5）⑥（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）に服する。指定施設の分類を改定した2014年12月12日付命令第2014-1501号は、重油を保管する特定の火力施設をセベソ2指令に服させるものである。

（二）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、エネルギー法の第L.511-1条以下に含まれる規定に服する。水力発電所は、命令により付与された委託契約（100MW超を発電する施設の場合）または県知事の命令による委託契約（4.5MWから100MWまでを発電する施設の場合）または県の許認可による委託契約（4.5MW未満の施設の場合）が必要である（水力発電委託に関しては「第2 3（2）①（i）（ii）（d）水力発電に関する課題」を参照。）。

EDFの水力発電事業は、水力に関する実質的な規制の規定に服する。かかる規制は、とりわけ水位および水流量の変動、水力発電所の近隣および下流の地域の安全性の管理ならびに一般的に水資源の安定した管理の維持に関係する（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

水力発電委託契約の競争入札

1994年10月13日付命令第94-894号（2008年9月26日付命令第2008-1009号によって改正済）は水力発電の委託契約の適用または更新の条件を規定している。かかる命令は、現在、委託を公共サービス委託契約の法的枠組みの中で位置づけており、期限を迎える予定の委託契約についての競争入札手続について規定している。既受託事業者に対する従来の優先権は、EU法（委託契約の発注に関する2014年2月26日付条約および指令2014/23/EU）にそぐわないとの理由から、剥奪された。

議会により現在審査されているグリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、政府に以下の可能性を提供することによりこのメカニズムの補完を目的とする。

- ・「水圧で連結された施設のシリーズ」を形作る委託契約を組み合わせる可能性。また、既に組み合わせられている委託契約に関しては、委託契約の終了日を「重心」方式で計算して決定する可能性。
- ・それぞれが株式の少なくとも34%を保有する民間の事業者および公共部門（国家、地方自治体等）による半公共の水力発電会社（SEM）の設立の可能性。
- ・エネルギー移行に関連する事業者の投資と引き換えに特定の委託契約を延長する可能性。

年間委託料

グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案に規定される条件に従い、水力発電委託契約を更新または延長する時ににおいて、委託を受けている水力発電施設が発電する電力の販売収益を指標として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支払われる。グルネル第一法は、かかる料金が前述の収益の25%という現在の上限を超過して上限が設定される可能性がある旨規定している。グルネル第二法は、委託機関が新規の委託または更新された委託について個別にそれぞれ設定した上限について規定している。これまでに、当該命令は、将来の事業者選択について3つの基準、すなわち、ダム操業のエネルギー効率の保証、水資源のバランスのよい管理の尊重、委託機関にとってのより良い経済的および財務的条件といった基準を設定している。新手法での受託事業者の任命期間は、現在は5年間（以前の期間は11年間）である。

（ホ）再生可能エネルギー発電に適用される規制

「気候パッケージ」とは、2020年までに欧州連合が温室効果ガス（GHG）の排出を20%削減すること、エネルギー効率を20%改善することおよびエネルギー消費の20%を再生可能エネルギー（REN）とすること、といった目標の達成を確実なものとすることを目的とした一連の措置の枠組みである。

気候パッケージを構成する5つの文書の1つが「REN指令」として知られる再生可能エネルギー源からのエネルギー利用の促進に関する2009年4月23日付指令2009/28/ECである。かかる指令は、特に各国の国内エネルギー構成、各国の潜在性およびGDPを考慮のうえ、2020年までに欧州連合の最終エネルギー消費における再生可能エネルギー源からのエネルギーを20%とする欧州連合目標達成のための取組みを加盟国間で分担し、加盟国が国内再生可能エネルギー行動計画を採択するよう義務付けている。

前述のREN指令第4条に基づき、フランスは、国内再生可能エネルギー行動計画（2009年－2020年）を採択した。かかる行動計画は、多年度投資計画（PPI）に含まれる目標を網羅しており、グルネル第二法に基づき、2020年までに最終総エネルギー消費量における再生可能エネルギー源からのエネルギーを23%とする国内目標について規定している。

かかる目標を達成するため、グルネル第二法は、様々な再生可能エネルギー分野間での均衡の取れた開発が可能となるよう新たな土地計画手法を創設した。これには以下のものが含まれる。

- ・気候、大気およびエネルギーに関する地域基本計画（SRCAE）。その法的枠組みは、フランス環境法第L.222-1条から第L.222-3条および第R.222-1条から第R.222-7条の中に規定されている。2014年5月1日現在、すべての地域で、SRCAEの採択が行われた。
- ・再生可能エネルギー網への接続に関する地域枠組み（S3RER）。発電事業者の接続のための構成、承認規則、受入容量管理および財務条件について規定する2012年4月20日付命令第2012-533号（2014年7月2日付命令第2014-760号により改定）。

REN指令第15条に基づき、2011年9月14日付政令（2013年7月16日付法第2013-619号により批准）によって再生可能エネルギー源の使用およびコジェネレーションによって生産された電源の保証に関する法規制が改正され、フランス・エネルギー法第L.314-14条以下に規定される。かかる新たなスキームおよび電源保証の管理（発行、譲渡および取消し）を担当する組織を任命する規則の導入条件は、2012年1月20日付命令第2012-62号に規定されている。再生可能エネルギー源を利用した電力の発電および購入義務を負う事業者として、EDFグループは、かかる規定の影響を受ける。

また、グルネル第二法には、洋上再生エネルギーに関するより有利な規定が含まれている。

- ・「海上公共領域における最低水位を下回る海中」の洋上施設の特性が含まれる今後の命令（フランス都市計画法第L.421-5条）に記載されている場合のこれらの施設に関するすべての都市計画手続からの免除。
- ・再生可能エネルギーを使用する洋上施設の構造物と沿岸地域（具体的には100メートル区域）の公共送配電網との接続を許可する例外的措置（フランス都市計画法第L.146-4 III条）。グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、かかる例外的措置を洋上施設の接続のためだけの構造物以外にも拡大する。

また、企業生活の簡略化に関する2014年12月20日付法律第2014-1545号第18条は、海上公共領域にある再生可能エネルギーを生成する洋上施設およびかかる施設の結合構造について、政府が専用の包括的な承認システムを定める権利を与える。

成長、事業および均等な経済機会に関する法案は、許認可に2か月の法的救済の期間を設けることで、再生可能エネルギー発電施設の稼働に対してより有利な体制を構築する可能性がある。

（ヘ） 風力発電に関する規制

フランス都市計画法第R.421-1条および第R.421-2条に従い、12メートル以上の高さの陸上風力発電所には建設許可の取得が必要である。公共海上領域における風力発電所の建設では、フランス都市計画法第R.421-8-1条に基づき、建設許可要件が免除される。

さらに、グルネル第二法は、第2980項の「1つまたは複数の風力発電機による機械風力エネルギーを利用した陸上発電施設」に規定される許認可または申告（「第2 3（5）⑥（ii）（イ）環境保護指定施設（ICPE）に適用される規制」を参照。）といった法制度に従い、陸上風力発電所は現在ICPEに適用されるリストに服する旨規定している。建設許認可の適用に関連して、風力発電所においては許認可に基づく影響調査を行わなければならない、建築許認可書類とともに提出しなければならない。操業許認可の発行には、当該施設と住居用の建物、居住者のいる建物および住宅用区域との間の距離は500メートル取ることが義務付けられている。グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、「海岸線」法の影響を受ける地方自治体での陸上風力発電所のプロジェクトの導入を可能とする規定を含む。同法案は、軍事施設および分野、気象観測機器ならびに航空施設に関して風力発電所の場所に関する規定の適用除外を詳述する命令を定めている。

風力発電所の事業者、またはかかる事業者が債務不履行を起こした場合には、その親会社が、理由の如何にかかわらず運営を停止し次第、その発電所の閉鎖および敷地の回復を行う責任を有している（フランス環境法第L.553-3条および第R.553-1条）。かかる目的に資するため、事業者は発電当初の段階およびそれに続く事業年度において財政保証を施すことが要求されている。

⑦ エネルギー卸売市場に関する規制

金融市場に適用される市場での不正行為に関する指令2003/6/ECに含まれる規則（「第5 5（1）⑤証券取引倫理規約」を参照。）に着想を得て、2011年12月28日付でエネルギー卸売市場の統合性および透明性に関する「REMIT」規則として知られる

規則（EU）第1227/2011号が発効した。この規則は、エネルギー卸売市場における不正行為および操作の防止ならびに市場参加者および消費者の信頼の強化を目的としている。

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、このため同規則は、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に、ACERに対してエネルギー卸売市場取引の詳細な書面を提出するよう規定している。

さらに、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。

⑧ EDFグループの事業に影響を与える可能性が高い主要な規制案

共同体レベルおよびフランスの双方においていくつかの規制案は、EDFグループの事業に多大に影響する可能性がある。主な規制は以下のとおりである。

（i）共同体レベルでの今後の規制

委託契約に関する規制

委託契約の発注についての共同体指令は、2014年2月26日付で断定的に採択され、2014年3月28日付の欧州連合官報にて公表された。当該指令は、いくつか同じ概念に言及しているにもかかわらず公的調達に関する指令とは別の独立した法律文章の形を取っている。

労働およびサービスの委託契約を対象とするかかる指令は、指令2009/72/ECおよび2009/73/ECの対象となる部門に適用される部門の除外については規定していないが、規制料金での電力供給についての委託は、特別規定により競争入札委託契約の義務から除外することが認められる。水力発電委託契約に適用される法的枠組みは、2005年POPE法の下で改善される可能性のあるもの以外は現在、公共サービス委託契約に関するサパン法によって統制されているため、その影響は限定的であるはずである。

加盟国は、2016年4月18日までに当該指令を国内法化しなくてはならない。国内法化は、2015年に発行される命令の形で実施される予定である。

環境

2030年エネルギー・気候変動パッケージ

2014年10月24日、欧州連合の加盟国28か国は2030年気候変動・エネルギーに関する目標および政策（2030年エネルギー・気候変動パッケージとして知られる。）について合意に達した。この期間内で、欧州連合の温室効果ガス排出を（1990年と比較して）少なくとも40%削減すること、欧州連合のエネルギー消費のうちの再生可能エネルギーの割合を27%に増加することおよびエネルギー効率を27%に改善することが目標として当該合意に含まれている。気候行動・エネルギーの欧州委員会委員のミゲル・アリアス・カニェーテ氏は、2030年エネルギー・気候変動パッケージを法制として立案する旨を発表した。

自然保護

欧州委員会は、生息環境および野生生物に関する1992年5月21日付指令92/43/EEC（生息地指令として知られる。）および野鳥の保護に関する1979年4月2日付指令79/409/EEC（野鳥指令として知られる。）を合体することを発表した。

原子力施設の安全性および統制に関する規則

2014年7月、欧州連合理事会は、原子力施設の原子力の安全性の共同体枠組みを定めた指令2009/71/Euratomを改定した2014年7月8日付理事会指令2014/87/Euratomを採択した。改定された指令は、福島事故を受けて、高水準の原子力の安全性および統制の統一的な適用を確保するべく欧州の原子力安全の枠組みを更新することを目的とする。加盟国は、2017年8月14日までにかかる指令を国内法化しなければならない。

(ii) 国レベルでの今後の規制

生物多様性、自然および景観の再生に関する法案

2012年の環境会議で発表された生物多様性、自然および景観の再生に関する法案は、現在議会による審査中である。当該法律により、生物多様性の保護が改善され、フランス生物多様性当局が設立される予定である。

環境法の改革

環境法の近代化のフォーラムの一環として、環境法の適用を簡略化してより効率的にすることを目的とした改革が始まった。国家エコロジカル・トランジション諮問委員会（CNTE）内に設置された環境法の近代化の専門委員会の支援の下で、政府は当該改革の予備作業を現在進めている。グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案、成長およびビジネスの法案ならびに生物多様性の法案が成立した際には、環境法の近代化のフォーラムの作業により発生したいくつかの方法は実定法に導入される。

2015年1月6日、エコロジー担当大臣は環境に関する参加民主主義のワークショップを発足した。これにより（官民の）プロジェクト・デザインへの市民参画の改革のための具体的な提案が可能になると予想される。当該改革は、EDFグループのプロジェクトに適用される環境手続に影響を及ぼす可能性がある。

環境評価

EDFグループは、フランス環境法L.122-1条以下およびR.122-1条以下の規定に従っているため、環境に相当な影響を与える可能性のあるすべての計画作業、構造および開発案を進めるにあたり、影響調査を実施することが必須となっている。これらの条項は当該研究の内容も規定する。

2014年4月16日付指令2014/52/EU（指令2011/92/EUを改定。）により欧州の環境への影響の評価基準が改定されたため、2017年5月16日より前にフランスにおける影響調査のシステムの改革が実施される予定である。

実施される改定は、EDFグループのプロジェクトに適用される承認手続に影響を与える可能性がある。

非財務報告

欧州レベルでは、加盟国間の非財務情報の透明性を高めることを目的とした2014年10月22日付指令2014/95/EUが「環境問題、社会および従業員に関連する問題、人権の尊重、反汚職ならびに賄賂問題」に関する情報を含めた非財務報告書を作成するための大規模な取り決めを必要とする。また、これらの取り決めは「監督、管理および監査機関に関連して適用される多様性の政策の詳細」を提供しなければならない。フランスは、2016年12月6日までに当該指令を国内法化しなくてはならない。

グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案

グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案は、2014年10月14日の国民議会の第一読会および2015年3月3日の上院で採択され、温室効果ガスの排出削減、エネルギーの効率化および再生可能エネルギー資源の開発に関して新たな目標を定めている。当該法案には、建物のエネルギー効率の改善、清潔な輸送方法および大気品質計画の開発、経済循環の促進、再生可能エネルギーの開発、原子力の安全性の改善、行政手続の簡略化および明確化ならびにエネルギー移行手段および管理に関する規定も含まれている。当該規定の多くは、EDFグループの事業に影響を与える可能性がある。

非常に多くの規定が当グループの事業に関係する可能性がある。2015年春に制定される予定の法案に当該規定が採択された場合、当グループは以下の点に特に注意している。

- ・原子力発電の上限が国民議会では63.2GWに設定され、上院では64.85GWに設定されるにも関わらず、国内エネルギー構成における原子力エネルギー源からの電力の割合は50%に削減。
- ・憲法上および共同体の様々な基準とのコンプライアンスを確保するために開始されるCSPEの大改革。

- ・様々なメカニズムを通して、電気集約型の産業の支援：TURPEの低下、中断可能性の報酬、当該事業に対して販売される電力の量および価格に従った水力発電委託の委託費用の調整。
- ・需要反応予備力を供給から切り離せない需要反応買付けを通じて直接供給者と交換する可能性もしくは需要反応管理者を通じて電力市場で交換する可能性ならびにCSPEを財源とする入札手続きの使用の可能性に置き換えられる需要反応ボーナスの廃止によって改変される需要反応メカニズム。
- ・エネルギー証明書に置き換えられる社会福祉料金の廃止。
- ・エネルギー担当大臣の決定により、住民が2000人未満で本国の電力網に相互接続していない地域（ZNI）がEDF以外の事業者を選択する可能性。
- ・ブリュッセル条約およびパリ条約を改定した協定の効力発生を待たずに原子力事業者の民事責任の上限が700百万ユーロに引き上げられること。
- ・ERDFのガバナンスの発展により、委託機関は監査役会に代表権を有することができるようになる。また、法案により、ERDFの監査役会に対して助言の役割を果たし、ERDFおよび委託機関の間の交流を見守るため、ERDFの投資政策を観察し公共配電システムの機関を組織化する電力の公共配電システムの委員会が設置される。
- ・TURPEの料金制度の解釈は、配電網事業者への通常の支払の対価を含み、CREが欧州の他の規制当局の慣行に似た料金枠組みを設定することを許可し、長期の投資に好意的な配電事業者に対して可視性を与える。
- ・地域がエネルギー需要を最大限削減することにより、地域規模での消費および発電のバランスを保つ手法を確約すると定義されるように、エネルギー管理に関して地域が果たす役割が大きくなっていること。当該法律により、2017年までにTEPOS（ポジティブ・エネルギー地域）について200の実験が計画されている。

2015年3月10日に開かれた衆参両院協議会の審査の後、お互いに合意に達しなかったため、当該法案を国民議会が断定的に支配し、両議会で新たな読会の対象とならなければならない。

成長、事業および経済機会の均等についての法案（「マクロン法案」として知られる。）

2015年2月19日に国民議会により採択された成長、事業および経済機会の均等についての法案は、複数の分野でEDFグループの事業に影響を与える可能性がある。当該法案には、株式公開している企業のガバナンスおよび株式取引に関する規定が含まれている。当該法案は、政府に対して命令により2014年2月26日付命令「委託契約」を国内法化する権限を与えている。さらに、当該法案は実験的に導入された包括的な承認およびプロジェクト証書のメカニズムの持続性を拡大および保証することを目的としている。また、国際協力の分野における原子力安全当局の競争力を引き上げるものである。

親会社および主要請負業者の警戒義務に関する法案

左派の議員により2015年2月11日に国民議会に提出された当該法案の最初の読会が2015年3月30日に行なわれる。政府と協議し、当該法案には人権および基本的自由の違反、深刻な人身もしくは環境への被害または健康リスクなどのリスクの具体化を阻止し、一部の企業が警戒計画を立て、その「効果的な」導入を保証する義務が含まれている。当該法案は、当該義務に関して裁判所が適用する検証・ペナルティー制度の定立も目的としている。

環境汚染の是正に関する法案

政府は、2015年度上半期に環境汚染の是正に関する法案を提出する意向を発表した。フランス民法に環境汚染の是正を含めることに前向きで、含めるための法的な枠組みを定めるためにいくつかの提案を行なった2013年9月の「ジェグゾ」報告書の提案を、この法案は含めることができる。

(6) 企業責任に関するコミットメント

本項には、企業の活動がもたらす社会的および環境的影響に対する企業の考えならびに持続可能な開発のための貢献に対する報告の開示を求めるフランス商法第L.225-102-1条およびグルネル第二法の施行にかかる2012年4月24日付命令の規定に従い、EDFグループが開示する必要のある情報が含まれている。

① 重要性マトリックス：優先課題

EDFは、リスクおよび機会を特定し、当グループが最上位の経済的、社会的、社会および環境問題についてすべて考慮し、報告していることを保証するため、2014年に重要性分析（グルネル第二法の第225条にある重要性の原理の定義に従って、AA1000保証基準、GRI G4ガイドライン、ISO 26000基準および統合報告に関する国際統合報告委員会（IIRC）の枠組み。）を実施した。当該分析は、当グループが主要な利害関係者の期待に沿って持続可能な開発を更新していることを保証する役割も果たしている。

重要性分析

当該分析は、専門業者の方法論的支持によって実施され、内部の利害関係者（当グループの全部門および当グループが事業を展開している主要な国（フランス、英国、イタリア、ポーランド、ベルギー）を表章する従業員、取締役およびマネージャー。）および外部の利害関係者（利害関係者による諮問委員会および持続可能な開発協議会のメンバーならびに当グループの大株主のフランス政府の代理人。）とのインタビューに基づくものであった。当該評価には、調査および内部指標（顧客満足調査、サービス提供者指標、一般人調査等）ならびに非財務格付機関による分野分析も考慮されている。

分析された問題は、組織の社会的責任に関連するISO 26000基準に含まれている議題のすべてを網羅したとされている。このため、気候変動との闘いはEDFの行動の手段に対応して複数の問題に分割された（低炭素の原子力および水力混合物、新たな再生可能エネルギーの開発、発電および配電のエネルギー効率、エネルギー需要の管理）。

主要な結果

最も重要な問題は、発電所の安全性、低炭素のエネルギー構成（原子力および水力発電）、新たな再生可能エネルギーの開発、エネルギー需要の管理、ならびに一般市民の健康および安全である。

企業責任に関するコミットメント（「第2 3（6）②企業責任に関するコミットメント：当グループの業績評価指標」）は、かかる分析により特定された主要な問題を網羅している。

② 企業責任に関するコミットメント：当グループの業績評価指標

EDFグループは、競争力のある価格で質の高い電力の供給を確保できるように努めながらも、人々の安全性、産業施設の安全性および環境保護に常に注意を払うことにより、事業を展開している各国において公益に焦点を合わせながら事業を展開している。

倫理規約に規定される誠意、責任および結束の本質的価値に導かれて、EDFグループは、2020年までの戦略と併せて企業責任（CR）アプローチも導入している。このアプローチは、2013年に採択されたEDFグループの企業責任に関するコミットメントにより具体化および実体化されている。当該コミットメントは、更なる価値の創造および国際的なパフォーマンスのために、測定および監視の指標とともにEDFグループ企業を11項目の共通の目的で団結させることを目的としている。

当該コミットメントは、責任ある雇用主、責任ある事業者および責任あるパートナーの3つの主要な分野を網羅している。

グループ・レベルでの様々な政策は、企業責任のアプローチに貢献をしている。

- ・当グループの主要な企業が2009年に調印したグループ規模での持続可能な開発政策は、（i）気候変動との闘いおよび生物多様性の保全、（ii）エネルギーへのアクセスを改善し、当グループが事業展開している地域社会との密接なつながりを築くこと、ならびに（iii）対話、情報およびコミュニケーションを通じて議論に貢献すること、の3つの問題に注目している。
- ・当グループの原子力安全政策
- ・グループ政策（多様性、ジェンダーの平等、障害者包摂等）およびグループ企業16社の労働組合組織が調印した全世界的な企業の社会的責任契約に基づいた、人事および「HRヴィジョン2020」と呼ばれる社会的側面へのグローバルなアプローチ。

責任ある事業者

EDFの責任は、人類および地球の経済的発展に欠かせない重要なコモディティである電力の事業者およびメーカーとして、事業をどのように行うかに主に関連している。世界の主導的な原子力事業者として、EDFは一般市民の関心が高い安全性に細心の注意を払いながら業務を展開している。

目標／指標	単位	2014年	2013年 再表示後 ⁽¹⁾
施設の安全性を最高レベルに保つこと			
原子力安全性の国際的なFTSE4Good基準を満たすこと		更新	更新
低炭素エネルギーの開発において主要なエネルギー事業者の中で一番であり続けること			
二酸化炭素の直接排出（電力および発熱において。） を150g/kWhの制限内に保つこと	g/kWh	102 ⁽²⁾	123 ⁽³⁾
再生可能エネルギーに投資をし、競争性を上げること			
再生可能エネルギーによる発電時の当グループの設備容量			
水力発電	MWe	21,889	21,902
風力発電	MWe	5,340	4,782
太陽光発電	MWe	536	562
その他再生可能エネルギー	MWe	500	456
住宅でのエネルギー効率を改善するために大きく貢献すること			
グループ企業 ⁽⁴⁾ からエネルギー効率の観点から支援を受けている住宅の数			
EDF	戸数	394,300	328,800
EDF Energy	戸数	51,200	53,400
Électricité de Strasbourg	戸数	2,780	1,960

- (1) IFRS第10号および第11号の影響について再表示された当グループの連結記載数値。Dalkia Franceは1年を通して完全に連結された。
- (2) 2014年に適用されたIFRS基準に基づく当グループの連結記載数値（CENG、Sloe CentraleおよびEstagは、ジョイント・ベンチャーとみなされ、2014年1月1日から持分法によって連結されている。）。Dalkia Franceは通年を通して完全に連結された。
- (3) 2013年に発行されたデータ（再表示前）は、116.3g/kWhであった。
- (4) 当グループの連結範囲において、B2Cの顧客に対してエネルギーを販売する企業。

責任ある雇用主

158,161人の従業員を見込み、当グループの全体的な認識を高めて管理職の研修を提供することで、EDFグループは、雇用、研修、安全衛生および従業員給付等の主要分野においてベンチマーク雇用主としての地位を強化し、多様性および差別に立ち向かうことについて、模範的な記録を開発することを目標としている。

目標／指標	単位	2014年	2013年
従業員および下請業者の業務関連の事故の削減			
5年間で当グループの従業員の損失時間につながる災害の頻度を半分にする（2017年の目標：2.2） ⁽¹⁾		3.1 ⁽²⁾	3.1
研修および多様性の促進を通じて、優秀な職務およびチームの効率性を維持			
当グループの従業員の75%超が少なくとも毎年1つの講習会を受講している	%	85	85
2015年までに管理職の予備要員の30%が女性であること	%	24	25
当グループの全企業または供給業者で人権の侵害、不正または腐敗の容認を拒むこと			
2015年に13社が売買契約 ⁽³⁾ に倫理／持続可能な開発についての条項を含む予定	数	13	8
2017年に13社が国連グローバル・コンパクトのアドバンスト・レベルの基準を満たす予定	数	2	2

(1) DalkiaおよびCitelumの統合により、当該事業の特定の特徴を考慮に入れ、以前は1.9であった2017年の目標が2014年に調整された。

(2) 2014年に適用されたIFRS基準に基づく当グループの連結記載数値。Dalkia FranceおよびCitelumは、下半期には完全に連結された。

(3) スポット市場のエネルギー購入契約は除く。

責任あるパートナー

エネルギー問題は誰しもが関心を持ち、生産された電力は人々の生活を変化させ、環境も変化させるため、EDFグループは、あらゆるレベルの利害関係者との対話を継続し連携することに取り組んでいる。

目標／指標	単位	2014年	2013年
慎重を期するテーマの透明性および対話を促進させること			
2015年に8社が利害関係者との正式な対話の場を設ける予定			
	数	3	3
雇用を通じて地域の発展に貢献すること			
EDFグループの業務により生み出された直接雇用（当グループの実際の従業員）および間接雇用（供給業者およびサービス事業者への発注に関連）の数			
直接雇用 ⁽¹⁾	数	158,161	158,467
		475,545	475,498
間接雇用 ⁽²⁾	数	(FTE)	(FTE)
エネルギー貧困を積極的に対処し、電力へのアクセスを促進すること			
エネルギーを供給するグループ企業により実行されたエネルギー貧困に苦しむ顧客を支援するためになされた行動 ⁽³⁾ の件数			
EDF	数	1,031,000	804,300
EDF Energy	数	389,600	233,000
EDF Luminus	数	31,240	39,207
EDF Demasz	数	2,600	1,870
Edison	数	26,600	n.c.
すべての業務において、水資源を保全すること			
当グループの「ウォーター・フットプリント」の公表を2015年に開始			
		(4)	(4)

n.c. 収集なし。Edisonは2014年に初めて通年で連結された。

- (1) 毎年適用されるIFRS基準に基づいて計算された当グループの連結記載数値。2014年におけるフルタイム当量（FTE）は148,025であり、国際的な基準とも合致している。
- (2) 2013年と同様の監査方法を適用。
2014年の指標では、核燃料サイクルおよびウラン購入を除き、EDF、ERDF、EDF Energy、EDF Polska、Edison、EDF Luminus、EDF Énergies Nouvelles、Électricité de StrasbourgおよびTIRUを含んで計算される。フルタイム当量のデータも表示されている。
- (3) エネルギー案内サービス、交渉による支払計画、財政補助の供与等。
- (4) 2013年からEDFは、全エネルギー部門が水に与える相互作用の評価手段の開発を主導している。当該手段は、全世界的に使用されることを前提としており、石炭、原子力、炭化水素および再生可能エネルギー部門を代表する科学界および国際機関とともに開発されている。
2014年、かかる方法は12の施設でテストされるべくまとめられた。EDFの施設8つ（フランスの原子力発電所4つ、火力発電所2つ（このうち1つはポーランド所在）および水力発電所2つ）、GDF Suezの火力発電所2つ（米国およびオーストラリア所在）、およびHydro-Québecが所有する水力発電所2つ。当該方法は、2015年4月に韓国の大邱で開催された世界水会議で導入された。2015年には、当グループの主要な施設でも導入予定である。

(7) 環境および社会情報

① 持続可能な開発の管理

(i) ガバナンス

持続可能な開発におけるガバナンスは、以下の組織、システムおよび管理団体を通じて実施される。

- ・当グループの持続可能開発部門：EDFの各部門およびグループ企業が持続可能な開発政策の当グループのコミットメントを果たせるよう行動を調整およびサポートして、当該行動についての報告を行う。持続可能開発部門は、利害関係者との対話、プロジェクトの持続可能な開発の支援および当グループ内の持続可能な開発の管理の3つの優先分野に焦点を当てている。

・当グループの持続可能な開発委員会：当グループの主要な子会社および部門の持続可能な開発の幹部により形成されている。当該委員会の目的は、各グループ企業の自主性を尊重しながらも、当グループの持続可能な開発政策の導入を保証し、当グループのISO 14001認証に関連のある行動をまとめて、各グループ企業間での経験および成功事例を共有することにある。2014年には、主に新たなエネルギー商品ならびに個人、事業および自治体顧客へのサービスに対するEDFの商務部門の所見を学び、エネルギー貧困に対処するための行動について当グループ会社のアプローチについての情報を交換し、当グループの「グラン・カレナージュ」革新プログラムおよびフランス政府のエネルギー移行法案の観点から原子力事業の挑戦を協議するために、当該委員会は3回開催された。

・すべての事業体で使用される環境管理システム（SME）（「第2 3（7）②（i）（イ）環境管理システム（SME）」を参照。）。

また、持続可能な開発部門は、当グループの執行委員会に報告をするコミットメント委員会に提出されたプロジェクトの審査に参加する。コミットメント委員会による分析の前に、当グループの最も大きな投資プロジェクト（50百万ユーロを超える。）は持続可能な開発の観点から評価され、特に「持続可能な開発計画の未達成」のリスクへのエクスポージャーの評価を受ける。

（ii） 持続可能な開発に関するマネージャーおよび従業員の意識向上および研修

当グループの持続可能な開発政策の目的の1つは、環境問題に対する研修を行い職員の意識を高めることである。

さらに、当グループが過去10年間でやってきたISO 14001認証プロセスも、環境および持続可能な開発に関する問題に対する従業員の技能を維持し発展させることの重要性を示している。

（イ） 持続可能な開発に関するマネージャーおよび従業員の意識向上

EDFおよびグループ企業は、本質的には以下のとおり持続可能な開発問題に関するマネージャーおよび従業員の意識を上げて理解を深めるための行動を継続している。

- ・エネルギー部門の環境および社会の課題ならびに利害関係者の期待への意識を高めるための手段である当グループのイントラネット（持続可能な開発のコミュニティ）。
- ・各会社に適応した雑誌、ガイドまたはテーマ別の情報パックを作成し配布すること。
- ・特にEラーニングの形で意識を高めるためのモジュールを従業員に提供すること。
- ・持続可能な開発のテーマに基づき、定期的に競争、挑戦またはクイズを開催すること。2014年の主な行動は、EDF（第4回目の「廃棄物」競争）、EDF Energy（「ベター・エネルギー・アンビション」プログラム）、EDF LuminusおよびBE Zrtにより実施された。
- ・外部の参加者の支援を受け、テーマを決めた会議を開催すること。2014年には、EDF（「持続可能な都市」のプログラム）およびEdison（ミラノ工科大学でのエネルギーおよび持続可能な開発のためのユネスコチェアとのパートナーシップによる上級幹部および経営幹部のための文化適応の会議）により主な行動が実施された。

持続可能な開発問題に直接関連し、購入部門に特に関連するものは以下のとおりである。

- ・購入者に対し、経済活動を通して社会統合の問題の認知を体系的に高めること。
- ・保護を受け、特殊作業を行う分野の企業に対する先入観を取り払い、EDFでのまとまった購入の比率を増やすため、当グループのバイヤーおよび間接バイヤー全員に上映する短編映画の製作。

最後に、またより具体的に、EDFは、従業員の利益分配の計算において、持続可能な開発の2つの基準を変動型報酬の取り決めの一環として使用しており、当該報酬全体の40%が当該基準の達成に連動している。2014年から2016年の期間における基準は、第三次建物における温室効果ガス排出の削減（2013年と比較して2014年末には、1000トンの二酸化炭素に匹敵する量を削減。）に関連するものならびに健康および安全に関するリスクの予防に関する研修を受講した従業員の割合に関連するものである。一方、EDF Energyでは、企業の経済的、環境的および社会的パフォーマンスが達成された度合いに基づく従業員の利益分配基準を企業奨励給制（CIP）の一部として導入した。

（ロ） 持続可能な開発に関するマネージャーおよび従業員向けの研修

EDFおよびグループ企業は、専用の教育またはプロフェッショナルもしくは専門家コースの要素の（専用の教育または専門家コースの要素を含めた）持続可能な開発に関する研修を提供している。EDF、EDF Energy（研修は赴任から3か月以内に完了しなくてはならない。）、EDF Énergies Nouvelles（フランスおよびその他多くの国においても研修は1年目の間に行われる。）およびDalkiaでの発電（原子力、火力および水力）、原子力エンジニアリングおよび購入を担当する役職に新たに就いた者ならびに当該役職に新規採用された人材に対し、一部の企業では当該研修が体系的に導入プログラムに含まれている。

フランスでは、2013年から専門的な研修計画に持続可能な開発を含めることを強化するため、EDFが「研修および事業についての手引」に関する規定文書を「持続可能な開発」の観点から補強している。

その一方で、すべてのユニットおよび部門に対し、持続可能な開発のための研修規定の目録が提供される。当該目録は、持続可能な開発部門が定義する主要な問題を取り上げている。当該問題は、利害関係者との対話、ウォーター・フットプリントの計算、生物多様性の規制、廃棄物管理および環境への化学物質リスクの管理である。研修モジュールである「プロジェクトの開発および管理」は、地域を識別するための「プロジェクト管理」手段および永続的な（プロジェクト・マネージャーが持続可能な開発の行動計画を詳述し、当該プロジェクトに関連する利害関係者、地域の雇用への当該プロジェクトの影響および生物多様性への影響を見極めるための手助けをする手段。）方法論に支援を受けて、EDFの企業および部門で2014年に10回開催された。

2014年、EDFの専門部門は、持続可能な開発の研修規定の補強に努めた。

- ・当グループの資産部門は、エネルギー効率の良い建物について参加者の意識を高め、環境証書のベンチマークの基準を満たし、当該ベンチマークに従った建物の環境品質の評価の実施方法および慣行を理解することを目的とし、グリーンビルディングの使用に関する研修モジュールを開発した。
- ・購入部門は、自身の「購入および持続可能な開発」の研修のために必須のEラーニングモジュールを開発した。
- ・原子力エンジニアリング部門は、設計段階で環境の要因を組み入れるため、研修および「エコK」ツールを採り入れた。

国際的なレベルでは、ハンガリーのBE Zrtは毎年従業員に対して、持続可能な開発および運用面（特に廃棄物の分別）に専念した参加必須のEラーニング集会を開催している。

(iii) 持続可能な開発に関する研究開発

EDFグループの研究開発部門は、中長期的成長の結果に備え、当グループが成長するにつれて直面するであろう大きな課題の予測を担当している。具体的には以下のとおりである。

- ・温室効果ガス排出および対応する規制に対する問題の原因となる化石燃料資源の使用および枯渇ならびに気候変動。
- ・分水、環境管理および生物多様性。
- ・世界消費の中心を変化させている新興国の急速な発展。
- ・電力部門で働く者に新たな機会を提供しているエネルギーの専門的職業における新たな情報技術の発展。
- ・発電も行い、消費を最適化してエネルギーをより自給できる街に住みたいと考えている顧客、消費者およびコミュニティ。

かかる状況において、研究開発部門は、研究の3つの優先事項を定義した（「第3 6（2）研究開発部門の優先事項」を参照。）。

- ・競争力のある低炭素発電構成の強化および開発。
- ・明日のエネルギー・グリッドの計画。
- ・顧客のために新たなエネルギー・サービスの開発および試行。

フランスでは、EDFは研究開発の予算の21%超を環境分野に投じている。発電所全体が環境に与える影響に対処する「生成環境」プログラムに、2014年は25百万ユーロ（2013年は24.5百万ユーロ）が投じられた。

研究開発部門は、特に環境エネルギー管理庁（*Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie*またはADEME）および低炭素エネルギーに係る卓越した研究機関（*Insitut d'excellence pour les energies decarbonees*またはIEED）とともにその他にも共同研究を開始している。EDFは、EDFが唯一の産業投資家（「第3 6（1）研究開発部門の組織および主要なデータ」を参照。）として投資をした30百万ユーロを含めて約90百万ユーロの投資能力を有するElectranova Capitalを含む、クリーン・テクノロジー分野の6つのベンチャー・キャピタル・ファンドのパートナーでもある。EDFは、当該パートナーシップにより、ヨーロッパ・クリーン技術の3大投資家のうちの1つとなっている。2012年中頃にファンドが開始して以来、7つの投資が行われてきた。2014年に当該ファンドは、ドイツの会社であるSunfire（燃料電池および新規の電気分解のデザイナー）、フランスの会社であるLeosphere（浮体式ライダー（レーザーおよびレーダーの技術を組み合わせた技術。）のセンサーで正確に洋上風力発電所の風力を測定する試験期間中）および最後にフランスの会社であるTechniwood（革新的な木質複合材および絶縁材の構築システムのデザイナーおよびメーカー）の3社に対して新規の投資を行った。

研究開発の観点では、2014年の持続可能な開発における主要な活動分野は以下のとおりである。

- ・気候変動の緩和および適応：フランスの原子力および火力発電所の放熱板の構造安定性の強化に関する調査、ル・アーブルの二酸化炭素捕捉の実験装置、炭素捕捉による化学ループ燃焼、欧州プロジェクトの一環としての炭素の酸素燃焼、地質学における二酸化炭素隔離の技術的観測。
- ・低炭素発電所のパフォーマンス：超々臨界圧石炭火力発電所での高性能の材料の試験、固形のバイオマスの同時燃焼、コンバインド・サイクル・ガス発電所における太陽熱発電技術のハイブリッド形成、弱風の地域での風力エネルギー生成の評価のための調査、太陽光パネルの老朽化に関する分析。
- ・エネルギー効率：データ・センターでのエネルギー解決策、車隊のための需要重視の管理（DSM）の点検システム、廃熱を回復させる産業ヒートポンプ、暖房ネットワーク・モデル、低消費住宅のための低コストのハイブリッドまたは海水ヒートポ

ンプ、暖房システムの遠隔操作のためのスマート・サーモスタット、建物のエネルギー需要曲線により適合するための両面の太陽光パネルの開発。

- ・消費の管理：SCOREプロジェクト（家庭消費の変動に関する理解を深めるプロジェクト。）、OFFEX（需要反応または頻繁な価格変動などDSMの特性を組み込んだ請求ツール。）、Click'Conso（フランスの大都市圏に存在するサービスを海外県に適用。）、ARCOS（消費行動の調査およびLinkyメーターまたはスマート・グリッドによる技術革新の取り込み。）
- ・エネルギー貧困への闘いの取組み（「第2 3（7）③（iii）（イ）エネルギーへのアクセスおよびエネルギー貧困との闘いに対する貢献」を参照。）
- ・生物多様性の保護（「第2 3（7）②（x）生物多様性の保全」を参照。）
- ・再生可能エネルギー（「第2 3（7）②（iv）（ニ）研究、再生可能エネルギーに関する将来の課題」を参照。）
- ・持続可能な都市：建物に再生可能エネルギーを含め、エネルギー電力網の管理、水管理、ソフト・モビリティを組み込んで結合した都市モデル・プラットフォームの創設（「第2 3（7）②（ix）持続可能な都市および地域」を参照。）
- ・ネットワークおよびスマート・グリッド：エネルギー損失が少ないまたはより高い耐熱性を有することで電線での損失を削減する新たな素材の実験、廃棄物から分散化した再生可能エネルギーを含めて低・中電圧のグリッドに適用させること、コルシカ島および海外県の顧客のための電力貯蔵システムの全面的な実験。

② 環境情報

（i）環境パフォーマンスの統制

（イ）環境管理システム（SME）

当グループの持続可能な開発委員会、EDFの環境業務執行委員会およびテーマ別のグループが保証する調整を通じての当グループの持続可能な開発政策における環境への貢献の度合いによって、環境管理システム（SME）は、すべてのイニシアチブ、目標および指標をグループ・レベルで調整することで組織されている。

EDFグループは、2002年からISO 14001認証を受けている。2014年における認証された範囲はEDFおよびその子会社の連結売上高ならびに株式持分の98%を占めた。

2014年5月、ISO 14001認証は独立した認証機関であるAfnorにより3年間の期間で、4度目の更新を迎えた。Edison、EDF Luminus、EDF Énergies Nouvelles Réparties（太陽光発電事業）およびPFIグループのレユニオン島のポール・エスト発電所といった当グループの企業の既存の証書を含む当グループの新たなISO 14001認証が発行された。

Afnorの監査人は、とりわけ事業体の成熟度および環境パフォーマンスの平均的水準が当グループの戦略ならびに企業責任および利害関係者への聴聞に関するコミットメントに沿って一貫して総合的に向上したと述べた。

フランスでは、環境管理プログラムは、毎年更新され、環境業務執行委員会によるSME審査中である2014年3月19日に有効となり、EDFの持続可能な開発政策の目標における運営イニシアチブの形により実現された。

2014年におけるプログラムの最も重要なイニシアチブは以下のとおりである。

- ・原子力発電の最適化、火力発電の適応および再生可能エネルギーの開発により当グループの二酸化炭素排出量を引き続き削減すること。
- ・新しい規制要件を事業ラインに統合すること。
- ・放射性廃棄物管理を無事故で管理し、ホウ酸の排出を最適化すること。
- ・引き続き生物多様性に関する指針を作成し、EDFが「フランス国家生物多様性」戦略に加入する準備を進めること（「第2 3（7）②（x）生物多様性の保全」を参照。）。
- ・「水資源」を事業の過程および活動において確実に考慮に入れること。
- ・産業施設および産業設備の開発および維持管理のための投資プロジェクト（50百万ユーロ超のプロジェクト）を持続可能な開発基準に照らして選別すること。
- ・従業員のスキルを最適な状態に保ち、更新することを確実なものとする（コミュニケーションおよび研修）。
- ・引き続きサービス提供者の意識を向上させ、下請チェーンの管理を強化すること。

グループ・レベルでは、2014年6月の年間審査中に持続可能な開発委員会の委員が以下の主要な戦略を定めた。

- ・EDFおよびその利害関係者にとって依然として極めて重要である水資源に関する課題に取り組むこと。
- ・購入基準、供給業者の監査結果およびサプライ・チェーンの知識の共有化を強化し、引き続き国際的企業内での「責任ある購入」を統合していくこと。）
- ・バイオマスの持続可能性についての当グループの政策を達成する一貫として、持続可能なバイオマス・パートナーシップ（大型の火力発電所において主に木質ペレットの形でバイオマスを使用する主要な欧州の電力提供者により2013年に創設された産業部門のイニシアチブ）に参加することがEDFにとって妥当性があるか調査すること。
- ・当グループのISO 14001証書を2015年の新規のISO 14001基準に適合させること。

(ロ) 環境リスクの管理および防止

リスクの特定

総合的なリスク管理レベルの特定および測定は当グループのリスク管理部門により、当グループの子会社および関連会社の分析に基づき実施されるプロセスである。EDFの環境リスクはその連結範囲に含まれる。

かかるリスクは、SMEおよび当グループの内部統制システムに完全に統合され、当グループの持続可能な開発政策の戦略方針に由来する行動計画に服する。

2014年の更新では、リスク分析が強化され、新たな環境リスクは浮かび上がっていない。しかしながら、セベソ3欧州指令の導入により、EDFのフランスにおける10か所超の産業施設は高リスクの区分に再分類され、また、関連リスク管理システムが強化された。かかる指令は2015年6月1日に効力が発生する予定である。

2014年においても、2013年および2012年と同様、環境リスクに関連する経済的、財政的課題についての最も重要な要素は、以下の事項に関連するものであった。

- ・エネルギー効率化イニシアチブの展開および関連する証書の取得。
- ・EDFの事業が大気、水、土壌および廃棄物の排出に与える影響。
- ・生物多様性の保全および生態系によりもたらされる貢献。
- ・水資源の管理。
- ・温室効果ガス排出。

リスクおよび汚染の防止

自然環境または公衆衛生に対して有害となる可能性のある産業事件または事故のリスクを管理するためにEDFは以下の導入を行った。

- ・ISO 14001認証を受けた外部監査人とともに企業および施設において常に監督され改善されている当グループの環境管理システム。
- ・積極的な投資政策および既に稼働していない資産に対する産業資産廃炉プログラム（必要に応じ除染作業も含む（当該除染作業はEDFが事業運営者となる前まで遡った汚染および変性を含む状況にも関連する可能性がある。））。
- ・従業員研修プログラムおよびすべての関係者の意識を高めるためのプログラム。
- ・発電施設の点検および監査（「第2 3（7）②（ii）（イ）原子力の安全性」および「第2 3（7）②（ii）（ロ）水力発電の安全性」を参照。）。
- ・危機対応訓練の実施：2014年にフランスでは、各原子力発電所で地域ごとに実施されている定期訓練に加え、フランスの公的機関との訓練5回および国際的な同様の機関との訓練3回も含む全国規模の訓練が19か所の原子力発電所で11回実施された。国際的には、企業は定期的に危機対応訓練を通じて自社の手順を試験している。2014年、EDF Energyは、英国で同社の8か所の原子力発電所で何度か同様の訓練を実施した。

また、これらのリスクを減少させるために、当グループは、一部の物質（PCB、化学製品）を排除またはより環境に優しい製品に代替するためのプログラムを導入した。

地域ごとでは、当グループの各稼働ユニットおよび企業は、環境に影響を与える可能性がある事象を特定し、かかる事象から発生する可能性がある緊急事態を管理し、対応する危機対応訓練を実施し、監督を行い、環境事象についてその責任の下でコミュニケーションを図る。

2014年中、高リスクの環境事象（幅広くマスコミに報道されるかまたは3百万ユーロを超える財政的影響を与え、環境（地域、資源および自然環境、敷地および風景、大気質、動物種および植物種、生物学的多様性および均衡）に深刻な被害をもたらす事象をいう。EDFグループは、環境に損害を与え、人間の健康に影響を及ぼす可能性のある事象を危険度が高い環境事象に分類する。）は発生しなかった。石油、炭化水素もしくは酸の漏洩または流出もしくはガス排出（SF₆またはHFC）といった環境または健康への重大な影響がないいくつかの小規模な事象は存在した。かかる事象は、現在効力がある緊急時の手続きに基づき管理された。

かかる事象の一部に対しては、NGOが提起する申立てによる訴訟手続または国の規制当局（フランス原子力安全当局（ASN）、県等）による勧告がその後行われる可能性がある。2014年、合計で約25,000ユーロとなる2件の有罪判決がフランスにおいてEDFに対し下された。

（ii）産業設備の安全性ならびに従業員および第三者の安全

世界有数の原子力事業者および欧州有数の水力発電事業者としてEDFグループは、同社の産業施設の安全性を最優先事項としている。原子力および水力発電施設の運転時の安全は当グループの企業責任に関するコミットメント（「第2 3（6）②企業責任に関するコミットメント：当グループの業績評価指標」を参照。）において最も重要な事項である。

（イ）原子力の安全性

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、従業員の意欲を上げる政策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。当グループの原子力の安全性に関する政策はEDFの従業員および下請業者の両方の訓練にも組み込まれている。

統制および監視

原子力の安全性は、内部統制（年報、内部統制計画およびフランス国内の核査察監査）および外部統制（WANO（世界原子力発電事業者協会）の企業メンバー間でのピア・レビューおよび国際原子力機関（IAEA）の専門家が実施するOSART（運転管理評価チーム）の監査）を受けている。

フランスの原子力施設の安全性はASNが統制する。事象は、7を最も深刻な事象とし、1から7の尺度（INES尺度（国際原子力事象評価尺度））で分類される。原子力の安全性に何の影響ももたらさない事象は、「不一致」または「レベル0事象」と分類される。

また、福島での事故後にEDFが追加の安全評価（ECS）を実施したことに伴い、ASNは、さらなる危機管理システムである原子力事故即応部隊（FARN）の創設を承認した。

40年間の稼働後も原子力発電所が有用で安全であることを保証するために、EDFは一貫性のある産業プロジェクトを導入している。当該プロジェクトの主な目的は、ASNから稼働継続の許可をもらうために要求される安全実績を改善することである。

英国では、原子力規制局（ONR）が民間原子力の分野における安全性のための独立した監視機関である。当該機関は、放射性物質の輸送を含め、安全規則の遵守状況を監視する。

2014年の業績

2013年と同様、2014年においても安全性または放射線防護に関する重大事象は、フランスまたは英国では記録されず、2年連続でEDFグループでは、INESのレベル2またはそれを上回るレベルに分類される重大安全性事象（ESS）は発生しなかった。

INESのレベル1のESS事象の件数はフランスにおいて再び減少した（2013年と比較して4%減少。2013年には原子炉1基につき1.19件であったが1.14件に減少。）。自動的操業停止（ART）の件数は、1基当たり0.53件となり（2013年は、0.59件）58基の原子炉のうち34基は2014年においてARTが発生せず、2011-2012年における過去最高水準であったときのレベルに到達し、国際的にも最高水準のパフォーマンスに匹敵するものであった（米国の発電所の69基の加圧水型原子炉にほぼ匹敵する実績である。）。

2014年は、原子力施設にとって大きなリスクである防火について、さらなる進歩が見られ、出火も少なく、重大な火事も発生しなかった（2013年は2件発生。）。また、フランスの発電所は、バックアップ・システムの可用性についても、世界でも最高レベルの非常に高い水準を記録した（非常用給水設備の機能停止率は0.04%、非常用蒸気供給設備の機能停止率は0.03%、バックアップ・ディーゼル発電機の機能停止率は0.02%）。原子炉の機能停止率は低い水準（2.4%）を維持しており、これは米国のPWR発電所と同様である。

とりわけ、2014年にIAEAが推進したEDFの原子力の安全性に関する企業OSARTは、EDFがIAEAの定めた基準を完全に遵守していると結論づけ、特にベスト・プラクティスとしてFARN、（独立した安全性審査機関による）内部安全性監査および持続的な研修方針の導入を指摘した。

原子炉1基当たりの技術運用仕様（STE）の不遵守事例は、2013年の1.34件から2014年の1.55件へと増加したため、STEの遵守について改善が期待される。

英国では、各国それぞれの安全当局の要件が異なることを考慮し、INESのレベル0または1に分類されるESS事象の件数の申告方法がフランスと異なっている。EDFを完全には比較対象とすることはできないが、EDF Energyにより申告されたESS事象の件数は、2011-2012年の水準にまで低下した（2013年は原子炉1基当たり5.1件だったのに対し、4.5件となった。）。より妥当性のある比較基準であるINESにより分類された事象の件数は、2013年は原子炉1基当たり0.80件であったが本年は0.33件と大幅に減少し、これらはすべてレベル1の事象である。しかしながら、ヘイシャム発電所の原子炉1のユニットの操業停止作業中に感知された異常（原子炉ユニットの安全性について疑問が生じる可能性がある蒸気発電機の亀裂）は原子力報告事象（英国当局に情報開示すべき最高レベルの事象）として申告され、EDF Energyは、かかる異常の影響を受ける可能性がある同様の設計の3基の原子炉の操業停止につき、予防措置を講ずることとなった。2014年の後半に稼働を再開した原子炉はすべて2015年1月現在も稼働中である。AGR原子炉については、バックアップ・システム可用性は良好であった（非常用給水設備の機能停止率は0.23%、非常用蒸気供給設備の機能停止率は0.06%、バックアップ・ディーゼル発電機の機能停止率は0.30%）。さらに、サイズウェルBのPWR原子炉に至っては、かかるシステムの機能停止率は、ゼロであった。また、2014年には、AGR原子炉の燃料交換機の操業に関する信頼性を上げるための多大な努力によるこれまでの2年間の進展が裏づけられた。WAN0のピア・レビュー中に策定された勧告の90%超が統合されたことにより、EDF Energyはかかる独立機関内でのベンチマークとなった。しかしながら、安定的であった2年間の後、2014年、英国の発電所では、発電所間での顕著な不均質性のために自動トリップおよび手動での原子炉操業停止（原子炉1基当たり1.79件）ならびに計画外の供給停止（10.9%）が著しく増加したため、期待されるパフォーマンス・レベルの到達に遅れを取っている発電所を支援するための適切なバックアップ・システムの導入が必要である。

2014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。

(ロ) 水力発電の安全性

「第2 3 (2) ① (i) (ii) 水力発電」を参照。

EDFは、フランスで436か所の水力発電所を操業しており、239か所の大型ダムの貯水池を管理している。フランスの水力発電所の平均運転年数は約70年である。水力発電の安全性は、構築物決壊のリスク、冠水期間中の構築物管理に係るリスクならびに操業中の水流および水位の変動に係るリスクを管理することを目標としている。原子力の安全性に関する政策と同様、水力発電の安全性に関する政策も高レベルの安全性および継続的な改善を目標としている。

2014年のEDFの水力発電における安全性は引き続き満足できるレベルであった。「オレンジ」に分類される水力発電の安全性事象（EISH）（2010年5月21日付命令内の意味において、人々を危険にさらした事象）が1件だけ発生したが、けが人はなく、「黄色」に分類されるEISH（不遵守を反映した事象のうち誰も危険にさらすことはないもの）は19件発生した。主要な指標は、以下のとおり、未だに高いレベルで維持されている。

- ・（深刻ではない）重要な事象（ESSHのレベル0）の地元チームによる適切な検知により3,100件超が検知された。

- ・外部効果をもたらす事象（ESSHのレベル1以上のレベルの事象）の比率は低く、37件の事象が発生した。
- ・下流部門での水流の変動に伴うリスクへの高い感度がある施設の数減少した。2005年の114か所から2014年には18か所に減少した（2013年は19か所、2012年は16か所。）。2014年には2013年にピレネーで発生した異常気象に類似する例外的事象は発生しなかった。しかしながら湿度は高く、過剰な降雨があり、幾度か、時として連続的に洪水に付随する水の流出が発生した。ただし、水力発電の構築物の管理はこれらの事象の間も適切に制御されていた。

老朽化する施設に関連するリスクの制御は水力発電の安全性における大きな懸念事項であり、かかる制御は強化され、2012年には長期の維持管理政策が更新された。

2007年に開始した発電所の安全性および効率のための「SuperHydro」水力発電施設の再開発プログラムは91%完了している。当該プログラムは、同プログラムを継承するための長期の維持管理プログラムであり、水力発電の安全性に特化した部分を持つIPHE-Sプログラム（稼働中の発電所における水力発電エンジニアリングの安全面を対象とし、2014年にはSuperHydroの事業量および年間資産を上回っていた。）により展開されている。

当該プログラムを通じ、作業完了時まで安全マージンが明確に特定され、対応策も有効であることを保証するために緊急の維持管理作業が行われた。2014年末には、607件の具体的なシステムおよび施策が実施され、ギャラリー、パイプ、ダム、水圧管および水門の5つの優先施設グループごとに監視されていた。

2007年から2015年の期間の間に、安全性のために合計で800百万ユーロ超が投資される予定である。

これら2つのプログラムは水力発電所の安全性、パフォーマンスおよび競争力を向上させることを目標とした「RenouvEau」プロジェクトにより強化された。当該プロジェクトは、現在、主要な水力発電所の施設すべてに展開中であり、使用増加のプロセスの途上である。

2007年12月11日付命令は、安全性に貢献する徹底的な研究を行うことを含めたダムの所有者または事業者に対する新たな規制上の要件（Aクラスの施設（高さが20メートル以上のダム）およびBクラスの施設（高さが10メートル超で、その容積が規制により定められる基準値を超えるダム）については危険性判定を実施し、Aクラスの構造物については安全審査を実施。）を定めた。EDFは、期待されるスケジュールを忠実に守っており、フランス政府の管理部門のための発電に関する最初の危険性判定が240回実施された。また、安全審査のスケジュールは、順調に進んでおり、2017年までに実施予定の157回の審査のうち、2014年には106回が実施された。かかる審査により構造および関連する対応策の十分な概要が整備される。

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2014年の報告書を参照。

(iii) 気候変動

(イ) EDFの温室効果ガス排出に関する報告書

原子力（72,913MWまたは54%）および水力（28,265MWまたは21%）も含む再生可能エネルギーといった低炭素の発電所の割合が高いため、EDFグループは、気候変動に対抗し、温室効果ガス排出の削減を行う第一線の電力事業者であり続けることに尽力している。当グループは、各地域のエネルギー状況の多様性に配慮しながら、1990年から2030年の間で排出量を少なくとも40%削減するという欧州連合の目標に参画している。

当グループは、再生可能エネルギー（「第2 3（7）②（iv）持続可能な資源管理」を参照。）および原子力発電を含む低炭素または無炭素エネルギーによる発電方法に投資をすることによって気候変動に対する対抗措置を執っており、2020年までに75%を無炭素エネルギーにより発電する（総設備容量は約160GW（完全連結会社の100%の容量および比例連結会社または持分法により会計処理されている会社の比例持分の容量も組み入れる。）とする。）ことを目標に掲げている。

また、当グループは、ビルの適切な管理および従業員のモチベーションを通じて、自社のオフィスビルからの排出といった間接排出を削減することに尽力している。

2011年よりEDFは、同社の温室効果ガス排出量に関する報告書を毎年発行しており、当該報告書には、間接排出量も含まれており、これは法的義務（グルネル第二法の第75条）以上のものである。かかる報告書は、燃料製造から発電、日常業務に至るまで、すべてのEDFの事業を網羅している。

2011年から2013年におけるEDFの排出量の比較報告 (1)

(単位：二酸化炭素相当量（キロトン）)	2013年	2012年 ⁽³⁾	2011年 ⁽³⁾
スコープ1 ⁽²⁾ -直接排出	17,000	17,000	14,800
スコープ2 ⁽²⁾ -当社の日常業務によるエネルギー消費に関連する排出	29	29	28
スコープ3 ⁽²⁾ -間接排出	19,300	20,100	19,700

(1) 2014年のデータは、2015年4月14日現在、入手することができない。当該データは、インターネット上にて入手可能な「2014年の業績」と題する文書において発表される予定である。

- (2) 京都議定書における6種類の温室効果ガス（二酸化炭素、メタン、亜酸化窒素、ハイドロフルオロカーボン、ペルフルオロカーボンおよび六フッ化硫黄）の排出を対象とするGHGプロトコルによって規定される範囲。
- (3) 2011年および2012年の値には、結果を比較するため、2013年に行われた計算方法の変更が組み込まれ、再計算された。

2011年から2013年の間で観察された温室効果ガスの排出量の変動は、主に気象条件の変動と相関性がある。

発電所からの直接排出（スコープ1）が依然として1番大きな割合を占めるが、これは、大部分がIESによるものである。さらに、EDFは二酸化炭素に加え、貯水池から少量のメタンを、変圧器から少量の六フッ化硫黄を主に排出していた。2011年から2012年の直接排出の23%の増加は、主に2012年が寒冷な年であったことによるものであり、その結果、発電を行うために火力発電所の使用が増加した。2012年から2013年の直接排出レベルが安定的であったことは、フランス本土と島部システムとの間の対照的な傾向を覆い隠すものであったが、グルネル第二法に基づきEDFがベンチマークとして選んだ2010年と比較して、13%減少した。

EDF自身のニーズを満たすための電力、暖房および冷房の購入に相当するスコープ2の排出は、その他の報告と比べ、大変限定されたものである。EDFが同社の建物におけるエネルギー効率化に多大な努力を行ったことにより、気候による影響があったにもかかわらず、かかる事業項目に関連する排出は安定的なものとなった。

スコープ3に関しては、電力購入、とりわけ、フランス本土における購入義務（主にコジェネレーションについて）に関連する排出がかかるスコープにおける1番大きな項目となっているところ、EDFがかかる排出を減少させる余地は全くない。その他の大きな割合を占める項目は、上流の化石燃料および核燃料（抽出、輸送および濃縮等）、物品およびサービスの購入、固定資産（かかる項目の排出は、毎年会計上の減価償却に平行して「償却」される。）、変電および配電ならびに顧客に販売されるガスの燃焼に関連するものである。

最後に、EDFは直接排出の管理に対するコミットメントだけでなく、オフィスビル、車両および出張における拡散排出量を減らす取り組みを行っている。EDFグループは重要な不動産ポートフォリオ（発電所を除いて4.5百万平方メートル超）を管理している。EDFは、所有または賃貸している両不動産の自社のポートフォリオの環境への影響を削減するべく努力している。同社の持続可能な開発戦略の一環として、EDFの不動産部門は、同社が管理を行っているビルにおいて、以下の方策を用いて年間で8GWhのエネルギー消費量削減目標を設定した。

- ・施設の運転時のエネルギー効率化のイニシアチブ。
- ・占有サーフェスの最適化。
- ・直接所有する不動産のポートフォリオの刷新。
- ・利用可能な最高の技術の利用（とりわけ維持管理業務について。）。)
- ・運営が下請けに出されている場所すべてへのエネルギー・パフォーマンス契約の導入。

2014年、EDFは、自社の不動産ポートフォリオのエネルギー・パフォーマンスの改善に対し、約10百万ユーロを投じた。

また、会社の全従業員により支えられているかかるコミットメントは、利益配分契約にも反映されている。かかる契約には、2014年から2016年の間の期間のオフィスビルにおける温室効果ガス削減についての基準（2014年末に二酸化炭素相当量を2013年との比較で、1,000トン削減）が含まれており、これは、利益配分の総量の20%を占める。

EDFは、欧州および世界で持続可能な建物の開発に貢献することを主要な目標とする機関である国際的な持続可能な開発同盟（ISA）のメンバーである。かかる開発には、何よりもまず、現状のポートフォリオにおける実際のパフォーマンスに関する知識が必要であるため、ISAのメンバーは、そのポートフォリオの環境的なデータベース（既に約10,000棟の建物が含まれている。）を作成するために建築研究所（熱および機械的な性質から、建物の基準の規定ならびに建築材料および手続の認定に責任を有する英国の準公的機関）と協力している。

(ロ) 産業施設の二酸化炭素排出量の削減

2014年、当グループは、98%の発電は二酸化炭素を排出しないものの、フランスにおける8百万トンの二酸化炭素の排出を含め、64.3百万トンの二酸化炭素を世界で排出した。

フランス本土において、EDFの目標は、2016年までに1990年の水準と比較して、二酸化炭素排出量を半減、すなわち、二酸化炭素を12百万トン削減し、特定の排出について大幅に減少させること（1990年の67g/kWhから2014年の17g/kWh）である。

欧州レベルでは、直近のPWCの調査（2014年12月のPWCの調査）において、「EDFグループは、欧州の平均排出率を比較的低水準に保つために多大な貢献を行っている」ことが強調されている（2013年におけるEDFを除いた場合の炭素係数は、428kg CO₂/MWhであるのに対し、EDFを含めた場合はたった328kg CO₂/MWhである。）。)

発電および発熱による二酸化炭素合計排出量

(単位: g/kWh)	2013年	
	2014年	(再表示後) 2012年

EDFグループ	102	123 ⁽¹⁾	117
EDF	17	35	35

(1) 2013年に発行されたデータ（再表示前）は、116.3g/kWhであった。

かかる結果は、当グループの自発的な産業政策によって達成されたものである。かかる政策には、温室効果ガスの排出を減らし、欧州で最も低いレベル（150g/kWh未満）を保つため（企業責任コミットメント）、以下のようないくつかの短期および長期の方策がある。

- ・当グループの運営および長期の投資のための異なる発電方法の間での産業裁定取引における炭素基準の統合。
 - ・火力発電所の近代化。
 - ・無炭素原子力発電所の運営。
 - ・発電方法の近代化による水力発電の最適化。
 - ・その他の再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電）の開発。当グループは、2013年に、かかるエネルギー（水力発電を除く。）について、欧州において第5位に位置しており、太陽光発電所の開発数では欧州において第1位であった。
- 当グループの二酸化炭素の直接排出の削減に関する短期および長期のコミットメントは以下のとおりである。
- ・国際的には、当グループの二酸化炭素の直接排出について、150g/kWh未満を維持する。
 - ・フランス本土については、特定排出について1990年から2016年の間に50%削減する。
 - ・島部システム（コルシカ島および海外県）については、完全な二酸化炭素の排出を2005年から2020年の間で削減し、2015年までに480g CO₂/kWhとすることを中間目標とする。
 - ・英国においては、発電における炭素係数を、2020年までに250g CO₂/kWh、2030年までには100g CO₂/kWh未満に低下させる。

火力発電所（THF）の環境パフォーマンスの最適化

THF発電所の環境パフォーマンスは次第に厳しくなる規制上の要件に対応するため、常に改善されてきた。投資プログラムには、大気質の改善および大気中への排出の削減のための両要件ならびに供給の安全保障および化石燃料の費用も考慮に入れた温室効果ガスに関する規制が含まれている。

酸化窒素を減らすためのシステムが過去数年の間に実施されて以降、当グループの大気中への排出は大幅に減少した。

フランスでは、現在、燃料油火力発電ユニットは硫黄含量が極めて低い（硫黄含有量0.55%）燃料を使用している。

イタリアでは、Edisonの火力発電所はすべて高効率で二酸化炭素排出量の少ないコンバインド・サイクル・ガス・タービンで構成されている。水力発電施設および再生可能エネルギー施設（とりわけ風力発電所）と組み合わせられるかかる高パフォーマンスの火力発電施設は、Edisonをイタリアで最も排出量が少ない電力事業者の1つにした。

ポーランドでは、火力発電所は特に大気中の汚染物質排出による課題を抱えている。EDF Polskaのボイラーのほとんどは現在、NOxをあまり発生させないバーナーを装備している。2016年1月1日に発効し、SOxおよびNOxの排出を200mg/Nm³に制限する産業排出に関する欧州指令に備えて、EDF Polskaは現在、Krakow、Kogeneracja、GdanskおよびGdynia（IHEDF Wybrzeże）のコジェネレーション・ユニットに脱硫システムを導入中であり、かかる施設の脱窒プログラムを開始した。同時に環境的に最も質の高い石炭を使用することにより、かかるイニシアチブは、2014年に既に効果を上げており、2013年と比較して、SO₂の排出は12%減少し、NOxの排出は13%減少した。

また、当グループは、かかる分野において積極的に研究を行っている。フランスにおいて、EDFは「Sperone Q600」プロジェクト（ボイラーの稼働を最適化するための低NOxの構成研究）を通して、NOx排出量の削減に関する調査の研究開発を続けている。ポーランドでは、当グループ有数の石炭燃焼およびバイオマス混焼に関する研究センターであるクラコフの研究開発センターが、石炭燃焼火力発電所のボイラーのパフォーマンスを改善するための「Ecoalboiler」プロジェクトを引き続き実施中である。

THF発電所の近代化

フランスで当グループは、2011年以降、3か所のコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）の稼働を開始し、2011年にはブレノの施設（430MW）で、2012年および2013年には、マルティエグの施設（マルティエグ5および6（それぞれ465MW））で稼働を開始した。2014年、当該プログラムではフランスのノール県のブジャン（510MW）においてCCGTの建設工事が引き続き行われており、2016年に稼働開始が予定されている。かかる新世代のCCGTには、「フレックス・エフィシエンシー50」の技術が搭載される予定であり、かかる技術は、技術面（効率性は、従来のCCGTと比べて3%から4%高い61%に上昇。）および環境面（二酸化炭素排出量は10%減少。）で最高のパフォーマンスを有している。

2014年、汚染度が最も高い火力発電ユニットが閉鎖された（「第2 3（2）①（i）（ホ）（b）火力発電に関する課題」を参照。）。2012年から2016年の間にEDFは、2,850MW分の低パフォーマンスの石炭火力発電所を閉鎖し、コンバインド・サイク

ル・ガス・タービンおよび燃焼タービンに交換する予定である。かかる期間で全体として、かかる活動により、フランスで発生するEDFの火力発電所の1キロワット時当たりの二酸化炭素排出量は、3分の1超減少する予定である。

英国では、ウェスト・バートンBにおいて3つの新しいコンバインド・サイクル・ガス発電所の1,300MWのユニットが2013年から稼動している。当該発電所は、25年間（予想耐用年数）、毎年1.5百万人の顧客に対してサービスを提供し、二酸化炭素の特定排出を削減するというEDF Energyの2020年の目標を達成するのに貢献する。

さらに、2013年、ポーランドにおいて、EC Zielona Góraは自身の発電所の近代化を完了させ、石炭に代わり、ガスを燃料として使用している。同様のプログラムが2017年にトルンの発電所で計画されている。

最後に、二酸化炭素の捕捉および貯留（CCS）技術に関して、EDFグループは、内部および外部の産業パートナーとともに、燃焼後および酸素燃焼物捕捉プロジェクトならびに二酸化炭素の輸送および貯留に関する研究に参加している。2013年、ル・アブルの敷地では、AlstomおよびVeolia Environnementとのパートナーシップの下で二酸化炭素の捕捉の試運転施設が建設され、ADEME（環境エネルギー管理庁）の支援の下、稼動を開始した。試運転施設は、2,500時間稼動し、1,900トンの二酸化炭素を捕捉した。包括的な技術、経済および組織に関する報告書は作成中である。

（ハ） 需要側管理（DSM）

EDFの持続可能な開発政策には顧客のエネルギー効率化の推進が含まれており、これは、気候変動に対する闘いにおいて主要な原動力の1つとなっている。かかる業務における重点分野の1つは、経済的困難を経験している人々が占有する家屋の断熱改善に関するものである（「第2 3（7）③（iii）（イ）エネルギーへのアクセスおよびエネルギー貧困との闘いに対する貢献」を参照。）。規制上の義務に対応するため、当グループ企業は、市場に適合したエネルギー効率化に関する解決策を開発してきたが、それだけでなく、当グループは、主に欧州のすべての顧客、企業および自治体向けのエネルギー・サービス事業を統合したエネルギー・サービス部門を創設した。かかる昨今の汎ヨーロッパ戦略は、最大のエネルギー消費者のエネルギー効率化の解決策についての需要を満たすものである。したがって、2014年、EDF Energy、EDF、DalkiaおよびEDF Feniceの提携により、Jaguar、Land RoverおよびTotalグループの英国の用地に監査および解決策を提供した。フランスでは、2014年にDalkiaが統合されたことにより、エネルギー・サービスのトップ企業としての専門知識がもたらされ、フランス国外では、EDF Feniceがイタリア、スペイン、ポーランドおよびロシアの企業用顧客向けに最適化に関する解決策の開発を行っている。

フランスにおいて、EDFは、エネルギー効率化に関する顧客の支援、エネルギー需要管理の推奨および最も二酸化炭素排出量が少ない発電方法の優先のためにあらゆるサービスを提供している。かかる過程により、当社は、すべての電力およびガス供給業者に顧客の省エネ化義務を課す制度の下で、省エネ証書を取得することが可能となる（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制 — エネルギー効率化」を参照。）。フランスのトップ省エネ証書取得生産者（全体量の25%）としてEDFは、2011年1月1日から2014年12月31日までの期間においてその義務を果たした。2014年、EDFは、かかるプログラムの一環として、14,300件の建物のエネルギー・パフォーマンスの改善事業を地方当局および企業用顧客とともに実施した。EDFは、エネルギー改修工事を行うため、公営住宅に対する168,000件の報奨金に加えて、165,000件の報奨金を住宅用顧客に支払った。2006年のプログラムの創設以降、EDFは、1.6百万件の住宅用顧客向けのエネルギー改修および約1百万件の公営住宅向けのエネルギー改修の実施支援を行った。フランスにおいてDalkiaは、5つの分野について集中的に組織を組み立てている。

- ・Dalkia省エネセンター周辺でのエネルギー管理サービスの展開。
- ・購入義務の料金についてより明確になった2013年10月付の命令に従う発電量が12MW未満であるコジェネレーション・ユニットの入替プログラムの継続。
- ・最も適したエネルギー源およびエネルギー・ロスへの対抗方法の選択ならびに環境に配慮した行動についての利用者の意思向上といったDalkiaのエネルギー・ライブ・ソリューションの展開。
- ・建物の管理者に対するエネルギー・パフォーマンス契約の導入。
- ・報奨条項が付いた契約を導入する際の企業用顧客の支援。

2014年においてEDFが住宅用顧客、企業用顧客および地方自治体に対して実施したDSMおよびエネルギー効率化イニシアチブ
フランス

エネルギー効率化の推進および 研修	・3.5百万件の閲覧および約40,000件の見積依頼を達成した住宅用顧客に対するエネルギー効率化に関する専用ウェブサイト (http://www.mamaisonbleuciel.fr)。 ・暖房改修市場に対応できるよう建設業界の能力を向上させることを目的とした建設業に従事する従業員および職人を対象とするエネルギー効率化研修（2014年には、60,000人の専門職が研修を受講。）のためのFEEBAT制度を通じた資金調達。 ・EDFのBleu Cielのパートナーとともに自宅のエネルギー効率の改善を行う45,000件の住宅用顧客に対する補助金付貸付の供与。 ・金利0%であるエコ・ローンおよび省エネ化工事への融資を推進するためのコルシカ島におけるLa Banque Postaleとのパートナーシップ。
意識向上／情報	・環境に優しい生活習慣の情報キャンペーンの企画（数百万のリーフレット、モバイル・アプリ、広告、意識向上のためのキット、企業用顧客の従業員向けの意識向上のための会合。）。 ・Club Business Entreprisesを通じた企業のエネルギー消費量管理に関するイベント。 ・地域のエネルギー問題に関し、将来的な展望を提供する100,000人の民間部門の意思決定者を対象とした四半期発行の雑誌の創刊。
エネルギー効率化提案および助言	・Bleu Cielのパートナーによって完了した165,000件の改修。 ・8,000件の「<i>Diagnostic Habitat Bleu Ciel</i>」の提案の販売：省エネに関する専門家が住宅で実施する診断テスト（暖房についての診断、可能性のある省エネ方法のシミュレーション、提案、必要な工事の見積もりおよび資金調達法についての助言を含む。）。 ・14件のエネルギー生産性計画の調印。かかる提案を通じEDFは省エネ達成目標に対する取組みを行っている（EDFの報酬は複数年にわたって達成された省エネの割合に応じたものとなる。）。 ・「省エネ意識向上」契約の調印、特にシャンパーニュ・アルデンヌ地方における25か所の職業安定所との契約の調印。 ・より高いパフォーマンスを有する新型の電動プレス機の開発のためのプラスチック連盟とのパートナーシップの調印。 ・顧客にエネルギー消費について包括的な見通しを提供することを目的とし、顧客がより賢明に管理を行い、企業が50001認証を取得することを可能にするアプローチである21件のエネルギー管理システム（SME）の調印。 ・300件超プロジェクトが進行中である持続可能な都市に向けた地方のエネルギー解決策およびエネルギー・サービスの導入。新たなエネルギー源（バイオマス、ヒートポンプ、地熱）を採用するDalkiaによるColombes Habitat Publicへのエネルギー・パフォーマンス契約の導入。かかる導入により7,000世帯分の暖房の必要エネルギー量（17%）が減少した。
実験	・EDFは、カスタマイズされた消費監視プログラムについての試験、とりわけスマート・エレクトリック・リヨン・プログラムの一環として25,000人の顧客に対し実施された「Mon Suivi Électricité（マイ電気モニタリング）」および100,000人の顧客に対し実施された「Bilan Conso EDF&Moi」プログラムについての試験を行っている。 ・レユニオン島のサンピエールのCHUが主導する海水を用いた空調に関する実験の収益性の実証（約90%電力消費が減少）。 ・商業施設および地方の住宅家屋における暖房および空調ニーズを供給するためにコルシカ島および海外の火力ディーゼル発電機によって生産される熱の回収。

消費量管理	・家庭に家庭用照明（平均で住宅の電力消費の9%（暖房、調理および給湯を除く。）を占める。）の刷新を促し支援するため、住宅用顧客にLED電球を競争力のある価格でいくつかの大規模小売業者を通じて提供することを目的としたEDFとPhilipsとの間のパートナーシップの調印。 ・電力消費および二酸化炭素排出を減らすための住宅用顧客向けの幅広い解決策（300,000個の省エネ電球および100,000個のLEDが販売されている）となるコルシカ島および海外地域における「Agir Plus（もっと行動しよう）」の提供の開始。 ・報奨条項による、Dalkiaが管理する14,500か所の施設における100,000MWhのエネルギー節減。

フランス国外

消費量管理	・英国において、顧客の自宅での行動を観察し、より優れた暖房消費管理を行うための助言をその後かかる顧客に提示する機器であるヒートスマートの展開の開始。 ・62,000件の無料住宅断熱工事（中空壁および屋根裏）ならびに特に低所得者または70歳超である顧客の家庭における暖房費の削減義務を課すエネルギー供給事業者の顧客省エネ義務と呼ばれる政府プログラム（「第2 3（3）①（iv）（イ）顧客事業」を参照。）の一貫としてのボイラー交換の完了。 ・イタリアにおける「エネルギー・コントロール」オファーの開始。かかる提案を通して、Edisonは、住宅用顧客に意見交換フォーラムおよびフィードバックをオンラインで提出することができる場に加え、エネルギー消費管理システムを提示した（1,000件のオファーが受け入れられた。）。 ・ハンガリーにおいて、Démászは引き続き、エネルギー監査提案を企業に行い、地方自治体および公営住宅の建物に前払のメーターを設置している。
エネルギー効率化	・英国、ドイツおよびイタリアにおけるIgloのすべての産業施設に対するEDF Energyが勝ち取ったエネルギー・パフォーマンス契約。 ・イタリアのホテル市場での「E-マネージャー」の提供の開始。E-マネージャーを通じて、Edisonは、エネルギー・ロスを検出し、顧客に介入計画の提案を行うことで顧客の支援を行った。 ・巨大食品企業のロシアにおける事業のエネルギー効率化および環境サービスに関連するEDF FeniceとDanoneとの間での覚書の調印。

(二) 気候変動に対する当グループ事業の適応

気候変動は、電力需要ならびに発電、配電および送電事業が行われる物理的環境に直接影響を与える。気候変動への適応は、主に原子力発電所および火力発電所、水力発電ダム、海中の炭化水素プラットフォームまたは電力網といった長期の耐用年数を有する構造物に関するものである。風力および太陽光発電所はそれよりも短い期間（約20年）で稼動することが想定されており、特に交換が容易な設備を有した重量が軽い施設であるため、これらの構造物は、比較的影響を受けない。

EDFは、フランスで2011年から2015年の気候変動適応国家計画に適時に対応した気候変動への適応に関する戦略を導入した。かかる戦略では、産業施設（現在および将来）、顧客への提案、発電／消費の最適化および研究開発といったことがテーマとなっている。かかる戦略は、以下の指針に関連し構成されている。

- ・施設および事業への気候変動による現在および将来の影響評価を行うこと。
- ・極端な気候条件の影響を低減させるために施設を適応させること。
- ・施設の設計において、将来の気象条件を勘案すること。
- ・予測が最も難しい極端な変動および状況に対する回復力を高めること。

フランスにおいて、EDFは、気候変動適応国家計画の「エネルギー分野において、既存および将来の発電所の引水および使用水量のパフォーマンスを向上させる」というアクション3.3の管理という任務を負っている。かかる背景の下、EDFは、稼動中の原子力発電所および火力発電所のヒートシンクの頑強性についての研究プログラムを開始し、これには、フランスの主要な貯水槽における水資源の利用可能性の変動に関する評価から既に取得した結果も含まれている。また、2014年には、大規模な湖で過去数年において観察された貯水状況の変動の傾向を考慮に入れつつ、大型の貯水池における放水量予測に関する研究も行われた。

原子力発電所は異常気象に耐え得るよう設計されている。炎暑の際の効率を改善するため、15か所のフランスの発電所に空冷塔を設置する改修工事（2019年までに約400百万ユーロ）が進められている。

気候変動に関する政府間パネルによれば、気候変動により海面レベルは上昇し続けており、2100年までにはさらに18cmから42cm上昇する可能性がある。かかる上昇の可能性は当グループの新規のEPR原子力発電所の設計の際にも組み込まれた。その結果、フラマンビルのEPRは、海面の最大上昇予測値よりも4m高く建設されている。

英国では、当グループの適応戦略に加え、EDF Energyは、同社のリスク、とりわけ気温および海水温の上昇に関連するリスクを再評価しており、同社の気候変動への適応計画には英国の国家計画が組み込まれている。当社は引き続き極端な天候事象について調査を行うJER（日本地震対応）プログラム内で取組みを行っており、英国気象庁（英国国立気象サービス）といくつかの大学との長期にわたる気象調査に関する協力関係を強化した。2012年から2014年の間に当社は自社の施設の回復力を強化するため、200百万英ポンド超の投資を行った。

海外領土でEDFが建設した4か所の新規のディーゼル火力発電所の設計には、気候変動に関連するリスクが組み込まれており、レユニオン島の13mまでの津波に耐え得る防潮堤およびマルティニークの堤防（洪水の再現期間は2,500年）も含まれている。すべての産業施設の扉はサイクロン級の強風から防護されており、特殊な貯水槽は暴風雨時に雨水を回収することを意図している。コルシカ島およびレユニオン島の水路の異常洪水に関する計算につき、2014年に再評価が行われた。

天候リスク

大規模な天候事象の再発に直面し、EDFおよびERDFは、「天候事象」計画を作成した。

EDFは、外的な天候による影響からの回復力を強化するための施策（最初の異常事態を持ちこたえ、可能な限り早く平常に復帰することを目的とする。）を導入した。福島事故から得られた教訓は、かかる施策に反映されており、原子力事故即応部隊（*Force d'Action Rapide du Nucléaire*（FARN））が非常事態に介入するため、2013年1月1日から発足している（「第34（2）②（i）原子力の安全性リスクの管理」を参照。）。

ERDFの計画は、電力網の脆弱性（1.3百万km）を低減し、停電の際に顧客に再供給を行う時間を短縮するために行われる施策について述べている。かかる施策には、洪水および夏季の熱波に関するリスクも含まれる。かかる計画は基本的に倒木、風、雪および霜といったリスクを回避するため、高電圧の架空送電線を地下に埋設することからなり、まず初めに最も大きなリスクに曝され、顧客の接続に関する重要な施設から開始された。かかる計画の一環としてERDFは、高電圧の32,400キロメートルの架空送電線を2007年から2014年末までにかけて地下に埋設し、うち14,400キロメートルは天候リスクが明らかになっている。98%の新規の高電圧電力網は地下にあり、80%の新規の低電圧電力網は、より慎重で信頼性の高い技術を使用している。

かかる投資プログラムに加えて、電力緊急介入作業部隊（FIRE）が創設された。かかる部隊は、2,000人を上限とし、フランス国内外から人員を動員することができる。2014年、同部隊は、2月に英国の台風ウラのため、そして、7月にマルティニークで、計2回招集された。

(iv) 持続可能な資源管理

目標

EDFグループは、2020年までにエネルギー構成（設備容量）の25%を再生可能エネルギーとする目標を設定した。再生可能エネルギーの比率は、そのエネルギー構成において、2014年には21%となり、（2013年は19.9%）そのうち16%は水力発電によるものであった。

かかる文脈の中で、カーボン・フットプリントの管理を目的とし、欧州における再生可能エネルギーのトップ生産業者（25.2GWの設備容量）である当グループは、水力発電容量の近代化および最適化を行い、風力エネルギー、太陽光発電およびバイオマスの開発を継続し、新技術（海洋エネルギー、新型の太陽光エネルギー発電）の出現に貢献している。かかる開発努力により、欧州および世界規模での再生可能エネルギー市場での当グループのポジションは強化されている。

継続的な投資により、EDFグループは、現在、再生可能エネルギーを用いて生産された電力の量では、欧州の主導的立場にある（出典：2014年12月のPWCの調査。欧州の要因。）。

（イ） EDFグループにおける再生可能エネルギー

水力発電

フランスのEDFの水力発電所において大幅な近代化および維持管理プログラムが実施された。約2,000件の年間維持管理業務を通じ、EDFは同社の発電所をパフォーマンス要件、規制要件の双方に適応させ、そうすることで、水力発電の潜在的可能性を保護している。2014年、運営および維持管理への投資は、約360百万ユーロに増加した。また、水力発電による電力は、ロマンシュ川のカヴェ発電所といった完全な再設計またはラ・コッシュ発電所もしくはイゼール県のラ・パティ発電所のような既存の建造物の容量の増加、さらにはパンボル・ブレアの波力タービンの試作機といった技術革新を通じたフランスにおける開発の源泉である。2014年、かかる開発への投資は約100百万ユーロとなり、うち40%は、カヴェ発電所に確保されていた。気候変動に直面し、プログラムは、フランスにおける水力発電容量の維持を保証するためにも導入された（「第2 3（7）②（v）水資源への影響」を参照。）。

欧州以外でEDFグループは、とりわけ南米、アフリカおよび東南アジアにおいて、水力発電の潜在的可能性により、人々そして地域経済が信頼性の高い電力を自由に利用することが可能となる領域の水力発電施設プロジェクトに関心を持っている。EDFのエンジニアリングは、とりわけ現地住民と協議しながら持続可能な開発の視点をすべて組み入れたラオスのナム・テウン・ダム完工後、プロジェクトに技術的、環境的、社会的および社会制度的な視点を考える際の技術および専門知識について定評がある。その結果、ブラジルの子会社であるEDF Norte Fluminenseを通じ、EDFは、シノプの水力発電施設の建設および将来の運営に責任を有するCompagnie Énergétique de Sinop (CES) の51%の持分を取得した。かかるダムの建設は、ブラジル政府が管理計画ならびに環境調査および社会調査を承認した後、2014年春に開始された。かかるプロジェクトは、現地の人々固有の土地または保護区には全く影響を与えない。現在、その他のコミットメントについては決定がなされておらず（とりわけ調査中であるブラジルおよびモザンビークでのプロジェクトについて）、かかるプログラムは、あらゆる社会的および環境的な問題に関し、当グループの指針が完全に遵守されて始めて開始される。

風力発電および太陽光発電

風力および太陽光発電の設備容量を増大させるため、当グループは、再生可能エネルギーにおける国際的企業であり、18か国において事業を行い、再生可能エネルギーによる発電のバリュー・チェーンのあらゆるところで存在感を発揮しているEDF Énergies Nouvellesに主に依存している。同社の目標は、2020年までに総容量を20GWすなわち純容量を2倍に引き上げる（6GWから12GWへと増加するはずである。）ことである。国際エネルギー機関（IEA）は、合計容量が2013年から2020年の間に倍増し、2020年から2035年の間にさらに倍増すると予測しており、したがって、かかる目標は、世界規模での再生可能エネルギーの成長予測と合致するものである。欧州では、米国と同様、再生可能エネルギー（水力発電を除く。）への支援メカニズムは後退した。しかしながら、技術的な進歩により発電費用を引き続き削減することが可能となり、その結果、陸上風力発電や太陽光発電といった成熟セグメントでは、最終的には公的支援の減少を相殺できるはずである。新興国では、増大するエネルギー需要により、再生可能エネルギーの開発が支援および推奨されるはずである。

さらに、フランス政府は、2020年までに6GWの洋上風力発電を開発する目標を設定した。かかる文脈の中で、当グループは、フランスの洋上風力発電産業の新興に参画したいと考えている。そのため、EDF Énergies Nouvellesが、1.5GWの洋上風力発電事業を完成させ運営するために、当局によって選出されたコンソーシアムのリーダーとなっている。洋上風力発電が成長するにあたっての課題の1つは、発電費用を削減することであり、かかる課題について、当グループのチームは既にその課題を克服するべく取組みを行っている。開発段階の6つのプロジェクトのうち、コンソーシアムの3つのプロジェクトがブルターニュおよびノルマンディーの海岸における200基を超える大型の風力タービンの導入を体現している。

最後に、EDF Énergies Nouvellesは、当社が自社またはその他の会社の代理で管理する発電所の運営および維持管理を確実なものとするために内部的に産業専門知識を強化するという戦略的な選択を行った。かかる産業資産の統制により、自社の発電が最適化され、発電施設の耐用年数を最長とすることが保証される。2014年12月末、EDF Énergies Nouvellesは11.8GW（2013年は9.0GW）を超える運営および維持管理を処理していた。

バイオマスおよび地熱エネルギー

Dalkiaの取得により、当グループは、バイオマス・エネルギーのフランスにおけるベンチマーク事業者となった。実際、同社は、8,700か所の施設のうちバイオマスをういた320基のボイラーを運営している。2014年、電力網に熱源を供給するために、Dalkiaは、バイオマスの使用を増大させ、現在バイオマスは再生可能エネルギーの発電のうちの59%（2013年は57%）、すなわちエネルギー構成の13.8%（2009年は1.5%）を占めている。かかる点に関するDalkiaの2020年に向けた目標は、エネルギー構成において、バイオマスの割合20%を達成することである。バイオマスは、以前は専ら大規模な産業市場または個人の暖房向けであったが、2012年に「バイオマスの未来」を開始することで、Dalkiaは共用ビル分野（病院、学校、オフィスビルおよび住居用ビル）においてかかる再生可能エネルギーを成長させた。2015年初頭以降、当グループは、現在および将来のかかる分野への投資の支援および保証を行いながら、電力および熱生産のための堅調なバイオマス使用の成長を促進することを目的としたバイオマスの持続可能性についての政策を導入した。かかる政策は、ライフサイクル全体における温室効果ガスの削減ならびに天然資源および生物多様性の保全ならびに人権の尊重ならびに利害関係者との協力という指針に基づいている。

加えて、Dalkiaは、地熱エネルギーの開発も行っており、かかるエネルギーはとりわけ都市の暖房網の特性に非常に適している。現在、Dalkiaは、フランスにおける共同地熱エネルギーを牽引しており、16か所を超えるイル・ド・フランスの施設を運営している。5年の間にDalkiaの1次エネルギー消費は、再生可能エネルギーが6.5%であったのが、2014年には20%超に増加した。

(ロ) 新たな形の再生可能エネルギーに対する投資

過去4年間に於いて、当グループは、新たな再生可能エネルギーに対し、営業開発投資総額のうち最も大きな配分額を充て、これは原子力部門の開発に対する投資額よりも大きな額である。2014年、当グループの営業開発投資総額における再生可能エネルギーの割合は、合計で37%（2013年は39%、2012年は41%）となった。

将来の再生可能エネルギー・プロジェクトに対する資金調達を行うため、2013年11月、EDFグループは、最初のグリーン・ボンドの発行をユーロ建てで行い、かかる発行を行った初めての大企業となった。調達された資金（1.4十億ユーロ）は、EDF Énergies Nouvellesによって行われる再生可能エネルギー・プロジェクトの資金調達にのみ充てられる。選択されたプロジェクトは、非財務格付機関であるVigeo（ESG（環境、社会およびガバナンス）の格付に関する欧州のトップ企業）によって事前に策定された5つの適格性要件（（i）人権の尊重およびプロジェクトが展開される国のガバナンス、（ii）環境に対する影響の管理、（iii）従業員の健康および安全の保護、（iv）供給業者との責任ある関係構築の促進および（v）現地の利害関係者との対話）を遵守しなければならない。トレーサビリティを保証するため、Deloitte & Associés事務所は、選ばれたプロジェクトが適格性要件を遵守しており、資金が記載どおりに管理・配分されていることを立証するために事後監査を実施する。2014年、合計総容量1.8GW（10件の風力発電プロジェクト、2件の太陽光発電プロジェクトおよび1件のバイオメタン・プロジェクト）となるフランス、米国およびカナダにおける13件のプロジェクトに1,175百万ユーロが投資された。

さらに、2014年10月、EDFおよびAmundiは、専ら再生可能エネルギーによる発電（風力発電、太陽光発電、小規模な水力発電の構築物）に充てられる機関投資家および個人投資家からの資金調達ならびにエネルギー移行プロジェクトに資金提供を行うことを意図した資金の運用を行うための共同管理会社を設立するパートナーシップを締結した。

(ハ) 2014年における実績および進展

2014年の当グループの主要な開発

水力発電	・ブラジルのシノプダム（400MW）の建設の決定。かかるダムの稼動開始は2017年の後半を予定している。

陸上風力発電	・カナダのブラックスプリング・リッジ風力発電所（300MW。EDF EN（50％））、ル・グラニおよびラ・ミティ風力発電所（合計で50MW）ならびにリヴィエール・ドゥ・ムーラン風力発電所（150MW）の稼動開始。 ・米国のスピニング・シュプール2風力発電所（161MW）およびヘレフォード風力発電所（200MW）の稼動開始。 ・トルコのゲイチェック風力発電所（150MW）の稼動開始。 ・南仏のコルニアク、オルビュ平原およびエロー渓谷風力発電所（34.7MW）の稼動開始。 ・ベルギーのランメン、オレンおよびビルゼン風力発電所（26MW）の稼動開始。 ・フランス北部ピカルディのバース・ティエラッシュ・シュド風力発電所（24MW。EDF EN（50％））の稼動開始。 ・英国のロード（7.2MW）、M1（7.2MW）およびバーンフット・ノース（4.1MW）風力発電所の稼動開始。
洋上風力発電	・フランスのクルル・シュル・メール、フェカンおよびサンナゼールにおける合計容量1,400MWのプロジェクト。フェカン発電所の環境調査（海洋生物の理解、風力発電の潜在源（風速および風向）ならびに海洋気象データ（潮流の速度、波の高さ、水質の濁度）の評価）の継続。 ・英国のナビタス・ベイ・プロジェクト（EDF EnergyおよびEneco Wind UK Ltd.がそれぞれ50％ずつ持分を保有するジョイント・ベンチャー）の公の協議の段階が終了し、最大970MWで630MWの変動がある設備容量の設計書類を提出。 ・ノーサンバーランドのブリス試運転洋上風力発電所の開発権の取得。15基のタービンで構成され、かかる発電所により商業化する前に新しい洋上技術を実際の条件下で検証することができる。 ・英国のEDF Energy Renewablesによるルイス島プロジェクト（130MW）の50％の持分を取得。
太陽光発電	・マディヤ・プラデーシュ州で初となる太陽光発電所であるインドのキルチブル太陽光発電所（30MWp）の稼動開始。 ・イスラエルにおける7か所の太陽光発電所（39MWp）の稼動開始。 ・米国のレボミスおよびランカスター（12MWp）の発電所の稼動開始。

建設中の容量（部分的一覧）

陸上風力発電	・米国カンザス州のスレート・クリーク風力発電所（150MW）。かかるプロジェクトにはGreat Plains Energyとの20年の電力販売契約も含まれる。 ・米国のスピニング・シュプール3（194MW）。 ・フランスの東ピレネー地方のカタラン風力発電所（96MW）（2015年に稼働開始を予定している）。かかる発電所は、世界初の「離散化」ブレードが設置されており、フランス最大の風力発電所となる予定である。 ・ベルギーにおける6か所の新規建設中の風力発電所（Floretteの発電所であるスピーおよびデンドルモンデ発電所）。 ・Edisonによるイタリアのバゼーリチェ風力発電所（12MW）。 ・英国のロダース（12MW）およびバームア（12MW）風力発電所。 ・南アフリカのグラスリッジ（60MW）、チャバ（21MW）およびワアイネク（23MW）における風力発電所の建設。 ・米国、ニューメキシコ州ローズヴェルト郡の風力発電プロジェクト（300MW）。
太陽光発電	・イスラエルにおける60MW。 ・ACMEによるラージャスターンにおける5件の太陽光発電所プロジェクト（125MWp）。うち26%の株式をEDF Energies Nouvellesが保有している。 ・PEIによるフランス領ギアナのモンジョリー発電所（4.8MWp）の建設。 ・コルシカ島、グアドループおよびレユニオン島での蓄電バッテリーに関連する200か所の太陽光発電設備を導入するミルネ試験の継続。

（二） 研究、再生可能エネルギーに関する将来の課題

EDFグループは、再生可能エネルギーについての野心的な研究開発政策を追求し、毎年60百万ユーロ超をかける政策に充てている。研究プログラムは、費用削減および成熟した技術のパフォーマンスの改善、高度で画期的な技術の特定、最も将来性のある技術を産業規模へ移行させることへの支援ならびに電力網に再生可能エネルギーを統合する支援の4つの目標に基づいている。

2014年、主な研究対象は以下に関連するものであった。

- ・とりわけ再生可能エネルギーの断続性の管理を可能にする再生可能エネルギー源からの電力の貯蔵（レユニオン島におけるエネルギー貯蔵を統合する太陽光発電プログラムである「Pégase-Toucan」）。
- ・再生可能エネルギーによる発電の正確な予測（Lidarプログラム）。
- ・太陽電池の効率の向上。
- ・風力タービンの維持管理技術の改善。
- ・最初の試作機の検証が海上で行われた浮体式風力タービン（「Provence Grand Large」プロジェクト）。

また、当グループは、元来断続的な再生可能エネルギーを電力網に統合するという課題に向き合わなければならない。ERDFは、かかるエネルギーのフランス公共配電網への統合に取り組んでいる。同社は、2030年までに15GWから25GWを風力発電から、さらに15GWから20GWを太陽光発電から取り込むことを目標としている。現在、電力網の接続手続は簡略化され、電力網は90%超のかかるタイプの発電施設の受入れが可能である。かかるプロセスを促進するためにRTEおよびERDFは、ウェブサイト（www.capareseau.fr）を共同で創設した。かかるウェブサイトにより、関心を持つ人々が地方再生可能エネルギー接続スキーム内であるか否か、また、待機中または接続済みの施設からの量であるか否かにかかわらず、発電施設の電力受入容量について情報を得ることが可能である。各変電所で入手可能なかかるデータは、CREの期待と一致するものである。

ERDFは、当グループの研究開発部門の支援を受けながら、風力タービンからの発電量の変動を軽減するための新たな解決方法について実験を行い、とりわけADEMEとともにVenteaの試作機の管理を行っており、かかる管理は、2012年に開始された。かかる試作機は、風力タービンのデータを自動制御装置に送るために風力タービンによって供給される電力の電圧を1%単位の正確さで計測するセンサーの検証を行う。また、ERDFは、発電、消費および貯蔵を最適化することで、分散化した太陽光発電による電力を地域レベルで低電圧網へ統合することを容易にする解決策の検証を行うニース近郊のカロにおける欧州の実証プログラムであるNiceGrid4EUに参加している。最初の住宅貯蔵システムが住宅用顧客向けに2014年10月に導入された。遠隔操作で管理されているため、晴天の日に余剰出力となった太陽光発電の電力をピーク消費時に使用するためにバッテリーにかかる電力を貯蔵することが可能となる。かかる実験をより重点的に行うために約20個の同様のバッテリーが導入される予定である。

(v) 水資源への影響

水資源は、原子力発電所および火力発電所の冷却に使用され、さらにはダムおよび水力発電所の運営にも使用されるため、発電において不可欠なものである。地球上の真水資源がいずれ人々の需要を満たせなくなる頃には、水資源は、エネルギーおよび電力分野の企業にとって重大な経済的問題となる。世界的には、専門家らは2030年までに水資源への需要は利用可能な資源を40%上回ると予測している（出典：2030年水資源グループ（国連、政府、企業およびNGOの代表者のコンソーシアムであり、世界銀行グループに吸収される以前は、元々世界経済フォーラムの一部であった。））。水資源関連の政治的および経済的危機の出現は2014年のダボス会議で特定された主要な5つのリスクのうちの1つである。予想される気候変動による水資源への影響は、世界の地域により異なる。ある地域では、洪水を引き起こす可能性があり、一方、他の地域では、旱魃、河川の水量の急激な減少または異常な降雨が起こる可能性がある。4つの大陸にまたがり事業を行うEDFグループでは、「水資源リスク」を自社のリスク管理政策において考慮してきた。すべての投資決定は詳細なリスク分析および詳細な影響評価を経ている。フランスにおいて、水資源戦略委員会は水資源に関する政策を策定し、その導入の監督を行った。かかる政策では、主に、資源の配分がより複雑になる将来への備え、規制および社会的な変化への対応、様々な目的での水資源の管理および地域の経済開発への貢献ならびに生産活動における水資源の運営管理の最適化という4つの取組みを行っている。

EDFグループの水ストレスへのエクスポージャー

当グループの施設の圧倒的多数は欧州に所在し（当グループの引水の93%超を占め、うち74%がフランス、約16%が英国である。）、原子力および火力発電所は沿岸地域に所在する傾向があるため、当グループの発電が水ストレスに曝されるリスクは依然として低い。

EDFグループの火力発電所の冷却に使用される水資源の分布

全体として当グループの冷却用の引水の65%は、資源の利用可能性が問題とならない海または河口といった環境から引水したものである。フランスにおいて、かかる数値は60%である。英国では98%超に上昇し、イタリアでも90%超に達する。かかるデータは、安定的であることがわかった。冷却のための引水に関する年間における変動は大変小さく（測定の不確実性と同等。）、発電量に左右される（下記の結果を参照。）。フランスでは、老朽化した河川沿いの石炭火力発電所の廃炉に伴い、火力発電所の感温性が低下している。海沿いの新たな火力発電所（マルティエグ・コンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所）または冷却設備を有する新たな火力発電所（まだ建設中であるブレノ5およびブシャンCCGT発電所）が現在建設中であり、かかる発電所により水資源への依存が低下する。

当グループによる引水量および放水量

(単位：十億 m^3)	2014年	2013年 (再表示後)	2012年
引水された冷却水	49.8	50.8	54.8
うち真水	18.1	17.7	
うち半塩水（または河口半塩水）	5.8	6.1	28.0
放水された冷却水	49.3	50.3	54.2
うち真水	17.6	17.4	
うち半塩水（または河口半塩水）	5.8	6.1	27.5

引水量のおよそ99%が自然環境に戻される。放水についての地域の規制に従い、当グループ企業は、水質および水温についての要件を遵守するために必要な措置を講じ、不遵守の事象があった場合には直ちに是正措置を講ずる。

当グループの火力発電所、ガス発電所および原子力発電所で発電された電力の1キロワット時当たりの蒸気化された水分の具体的な消費量

(単位：リットル/ kWh)	2014年	2013年 (再表示後)	2012年
消費水量 / 火力発電	0.989	0.924	0.933

引水および消費する水の減少

当グループは、下記2つの側面について取組みを行っている。

- ・引水および水の消費を減少させるための産業処理水の再利用。
- ・社内および大学の研究開発プログラムへの貢献。

処理水および冷却水の再利用は、当グループ内で幅広く実施されている。例えば、クラコフおよびトルンの火力発電所（ポーランド）では、現在、産業水の再利用率は100%である。ハンガリーでは、かかる割合は、ウーイペシュト発電所に関しては34%、まだ工事が始まったばかりのキスペスト発電所に関しては10%である。また、イタリアでは、EDF Feniceの大半のコジェネレーション発電所で、顧客に対しても再利用された処理水を導入していた。2014年、かかる利用を増やすため、新技術の研究が大学とのパートナーシップに基づき、ヴェッローネおよびカッシーノの発電所で行われた。ブラジルでは、工業流出の感知および雨水の回収においての先駆的な存在であるEDF Norte Fluminenseの火力発電所が、プロセス上で処理済みの排出物を再び取り込み、水域環境への負担を緩和することにかかる排出物を再利用する可能性について検討を行っている。

EDFが新規の火力発電所に投資を行うフランスの海外領土では、研究開発チームがエンジン冷却システム用の乾燥空気冷却の設計を行い、海水の引水が年間で700,000m³減少した。さらに、かかる発電所のその他の冷却の必要性から、かかる新たな発電所は通常の地下水の引水の代わりに海水からの引水を行う。年間での進歩は、1か所の発電所につき1年で700,000m³になると予想される。同様にEdisonは、淡水による引水に代わるものとして、2か所のコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所に淡水化ユニットを取り付けた（2014年には200百万m³が淡水化された。）。

水資源管理

フランス気象局によれば、2014年は、20世紀が始まって以来の温暖な年であった。熱波もなく、表面流水の条件も良好であり（2001年以降で2番目に良好）、発電所では水不足に直面することもなかった。したがってEDFは、2014年から2015年の冬の始まりに備え、十分な備蓄を維持しながら、流量の回復、低水位を回復させること、農業支援および観光のための水位要件の遵守という点からの利害関係者へのコミットメントをすべて果たすことができた。環境流量または気温の制限による発電量の損失は、湿度が高く涼しい夏であったことにより、2013年よりも減少した。

さらに、EDFは、水資源の配分およびその多目的使用につき、その成熟した見地で知られているため、貯水池に蓄えられている水資源を共有することで増え続ける利害関係者の需要と折り合いをつけることを目的とし、多目的水力発電用貯水池の審査を行うプロジェクトの国際的な作業部会で陣頭指揮を執っている。

熱帯地域の貯水池

河川および自然の貯水池のように熱帯地域の水力発電ダムは主に二酸化炭素およびメタンの形で温室効果ガス（GHG）を排出する可能性がある。かかる排出は、貯水池で貯水を行う際に発生するバイオマスの腐食および河川によって貯水池に運ばれる有機物質によるものである。天候および貯水池の地域的性質次第で、GHGの発生は増加する。したがって、EDFの2か所の熱帯地域のダム（フランス領ギアナのプティ・ソ（1994年）およびラオスのナム・テウンII（2010年））の稼働を開始する際にEDFは、貯水池の上流および下流の水の化学組成を監視する水域環境研究所を設置した。

また、約20年もの間、当社はフランス国立科学研究センター（CNRS）とのパートナーシップを通じた、かかる議題についての研究プログラムならびに国際水力発電協会（IHA）、UNESCOおよび国際エネルギー機関（IEA）といった機関との国際共同研究に対し資金提供を行ってきた。プティ・ソの貯水池に関しては、新たな湖畔の生態系システムへの支援およびGHGの排出の削減への活動とともに科学コミュニティからの昨今のフィードバックにより水質評価プロセスが改善された。ナム・テウンの貯水池に関しては、100年間のGHGの平均純排出量は、約80g 二酸化炭素相当/kWhであり、CCGT発電所のそれ（410gから650g二酸化炭素相当/kWh（出典：気候変動に関する政府間パネル（IPCC）による80か所の熱帯地域における貯水池（ほとんどが使用期間が短いもの）に関する2014年の調査。））を大きく下回っている。発展途上で導入される可能性があるその他の基本的な発電方法でのGHG排出量と比較して、EDFにとってこれらの現象は、熱帯地方のダムの価値を損なうものではない。かかる問題は、当グループのすべての投資選択の意思決定プロセスにおいて考慮される。

「ウォーター・フットプリント」の評価

EDFグループは、すべての事業において水資源を保全し、2015年から「ウォーター・フットプリント」の発行を行う取組みを行っている。なぜなら、既存の計算方法論は、産業企業にとっては不適切であり、EDFは、世界のどこでも使用可能なすべてのエネルギー分野における水資源への影響評価のツール開発についての先駆者であるからである。エネルギーのための水枠組プログラムが、科学コミュニティならびに石炭、原子力、石油および再生可能エネルギーの分野の国際的機関と共同して、世界水会議との契約に基づき導入されている。さらに、EDFのかかる方法論の定義、検証および導入に関する提案は、かかる分野での欧州における政策に貢献することへの関心と呼びかける声を受けて、欧州委員会が2013年に選んだ9つの提案のうちの1つである。

2014年春、最初の評価方法論が様々なエネルギー分野において認証された。夏以降、かかる方法論について12か所の発電所（8か所がEDFの発電所（フランスの4か所の原子力発電所、ポーランドの1か所を含む2か所の火力発電所および2か所の水力発電所）、2か所がGDF Suezが所有する火力発電所（米国およびオーストラリア）、2か所が電力会社であるHydro-Québec

が所有する水力発電所)で検証が行われた。かかる方法論は2015年4月のテグにおける世界水フォーラムで公表される予定である。

(vi) 土壌の利用および保護

当グループの産業活動は土壌汚染をもたらす可能性がある。当グループのすべての用地につき行動計画が準備されている。かかる行動計画は4つの具体的な段階で構成される。

- ・用地の目録の作成（これは、41,000ヘクタールの土地および85,000ヘクタールの湖面を所有またはリースしているEDF向けに実施されているものである。）。
- ・汚染の可能性のある用地の特定。
- ・汚染の可能性のある用地の土壌の分析（影響を受けやすい地域を優先する。）。
- ・汚染源監視システムの導入、管理計画の作成ならびに将来の使用および規制上の要件に応じて実施可能な回復措置の考案。保護措置は、すべての用地で準備されており、下記のものが含まれる。
- ・放射性物質または化学物質を含むまたは運搬する回路と環境との障壁を作る保護手段の一貫性の維持。
- ・集水坑、貯留システム、荷下ろし所、パイプシール等の構造の維持管理。
- ・産業用地の土壌の表面が放射性汚染および／または化学汚染に曝されていないままであることの保証。
- ・使用中用地の直下の地下水の生理学的化学物質および／または放射性物質の監視。
- ・土壌を汚染するおそれのある原料の保管施設への貯留タンクの設置。
- ・燃料または廃棄物を輸送する際の安全措置の強化。

汚染の確率を低減させるため、当グループは、技術的に実現可能な場合は、危険性のある製品からより環境および公衆衛生への害が少ない製品へと切り替える取組みを強化するための多くのシナジーを利用している。これには、環境管理システム(EMS)を通じたより強化された共同関係の下、既にEDF、EDF Energy、EDF Luminus、EDF Norte FluminenseおよびBE Zrtが参加している。

イタリアでは、EDF Feniceがローマ大学と共同で塩素系溶剤の代わりとなる製品について研究する研究プログラムを開始した。ボルドー大学およびその他の産業事業者とのInnovasolパートナーシップにも見られるように、汚染された用地の特徴を明らかにする技術の向上に関する研究開発努力は継続された。

ポリ塩化ビフェニル

1996年9月16日付指令96/59/ECは、PCB（ポリ塩化ビフェニル）およびPCT（ポリ塩化テルフェニル）を含む設備の一覧表の作成ならびに除染の国内計画ならびに特定の変圧器および蓄電器において検出されるこれらの物質の段階的な処分を義務付けている。

500ppm超を含むと認定された設備の除染は規制により定められた期限である2010年12月31日までに完了した（2006年から2010年の間で70,000個の変圧器が処分された。）。それ以降、規制を見越して、ERDFは、50ppmから500ppmの間の含有量であると認定された変圧器の除染を開始した。同社は、2025年までにPCBを完全に除去するという目標を設定した。中間目標としてERDFは、2019年までに最終目標の50%の達成および貯留タンクを持たない変電所では100%の達成という2つの要素からなる目標を設定している。2012年末当時、該当する変圧器は59,000個あったが、2025年までの完全な除去を目標とし、2013年にはそのうち約7,200個の変圧器の除染が行われ、2014年には約6,000個の除染が行われた。

農業

当グループの不動産部門は、同部門がフランスで管理するすべての用地につき、農業の使用を調査している。

2013年、農業の使用を減らす行動計画に関する初めての成果は、2012年の消費量からの7.3%の減少（2009年と比べた場合は21%）を示していた。2014年末、EDFは、2013年と比較して6%の農業の使用を減少させ、基準年となる2009年と比較して、31%減少させた。

(vii) 原料消費

(イ) 上流での燃料削減

当グループは、天然資源の消費を削減することが可能ないくつかの方法を有している。

- ・施設のパフォーマンスの増進ならびにより効率的な技術を用いた発電中および送配電中の損失の抑制。
 - －老朽化した石炭火力発電所を最新世代の石炭火力発電所（超臨界圧）またはコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所に建て替えること。
 - －熱と電力の混合生産（コジェネレーション）の開発。
 - －より効率性の高い化石燃料（石炭、石油、ガス）および核分裂性物質（ウラン）の使用。

- 一再利用（MOX燃料によるプルトニウム）または増殖（原子炉が消費するよりも多くの核分裂性物質を生産するという一部の原子炉の能力。）によるウラン収率の向上。
- ・水力発電、陸上風力発電、洋上風力発電、太陽光発電（とりわけ太陽光電池による発電）、バイオマスならびに海洋エネルギー（潮汐タービンおよび潮汐発電所）といった再生可能エネルギーに関する開発（「第2 3（7）②（iv）持続可能な資源管理」を参照。）。
- ・化石燃料に頼ることなくピーク時における需要に対応するための高出力の揚水発電所の建設。

核燃料

EDFは、フランスにおいて、核燃料のパフォーマンスを徐々に引き上げる戦略を適用している。当該戦略の目的は、供給停止の予定を季節変動の需要に合わせながらも、燃焼率を上げて運転サイクルを最適化することによって、原子力エネルギー発電量を引き上げ、原子力発電所の稼働率を改善することである。

フランス政府と合意されている現在のEDFの核燃料サイクルについての戦略は、使用済燃料を処理し、この段階で分類されたプルトニウムをMOX燃料として再利用することである。現在、22基（全体では、34基）の900MWの原子力ユニットがかかる種類の燃料を使用しており、ASNによりさらに2基が2016年から2017年の間についてその使用を許可された。将来的には、MOX燃料を年間120トン搭載することを目指している。2010年以降の再利用能力では、約1,200トンの使用済燃料のうち約1,050トンの使用済燃料が処理されている。

化石燃料

化石燃料の消費は、最終消費者の中での電力需要ならびに相対価格での石炭およびガス間の分配に大きな相関性がある。

EDFグループの消費を統制する戦略は、その生産施設の効率性および除染システムの有効性の向上に大部分が基づくものである。とりわけフランスでは、マルチーグ発電所のリパワリング（石油火力発電所をガス火力発電所に変えるプロセス）により容量が増加し、従来の火力発電所よりも50%超増加した。

（ロ） 下流での消費削減

さらに、すべてのエネルギー管理イニシアチブは資源の保全に役立つため、EDFは、顧客向けにエネルギー効率化のための設備、建物内での再生可能エネルギーの利用および省エネ行動のためのインセンティブを組み合わせたパッケージの開発およびマーケティングを行った。

かかるイニシアチブは、以下の事項に基づき策定される。

- ・断熱、建物の改修、助言および熱診断といった幅広いエネルギー管理サービス（「第2 3（7）②（iii）（ハ）需要側管理（DSM）」を参照。）。
- ・熱を発生させるための建物内の分散型再生可能エネルギー（ヒートポンプ、太陽熱温水器、暖炉および木材燃料ストーブ）の開発および統合。
- ・二酸化炭素の排出およびピーク時の消費量を削減または繰り延べるための負荷曲線の管理。
- ・電力網を最適化するためのスマート・メーターの使用、遠隔操作による検針および温室効果ガスの排出を減少させるためのその他のサービス。
- ・二酸化炭素を排出しない「グリーン」エネルギーの消費を顧客が利用できるようにするオプションまたは炭素オフセット・スキームへの申込みを可能にするオプション。

（viii） 廃棄物管理

（イ） 放射性廃棄物

フランスでは、フランス放射性廃棄物管理庁であるANDRA（*Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs*）により定められる分類法に基づいて、放射性廃棄物は活動レベルおよび存続期間により分類される。廃棄物は、廃棄物の位置を記載した一覧表に記載されており、当該データは公表され、ANDRAにより定期的に更新される。

放射性廃棄物は、量の制限、種類による分別、状態の安定ならびに人間および環境からの隔離という4つの産業原則に基づき管理される。産出される放射性廃棄物の量は限られており、1 MWhの原子力発電（2世帯分の1か月分の消費量に相当）により約11gの放射性廃棄物が生じるが、そのうちの90%は短寿命廃棄物である。

フランス国内におけるEDFの実績

	単位	2014年	2013年	2012年
廃炉による極低レベル放射性廃棄物(VLLW)	m ³	2,580	1,214	2,060
廃炉による低レベルおよび中レベル放射性廃棄物(LILW)	m ³	659	513	179
極低レベル放射性固体廃棄物(VLLW)	m ³ /TWh	7.6	8.7	7.3

短寿命低レベルおよび中レベル放射性廃棄物(LLW)	m ³ /TWh	15.4	19.0	20.7
長寿命高レベルおよび中レベル(LLHL/LLIL)放射性固体 廃棄物	m ³ /TWh	0.88	0.86	0.88
輸送された使用済核燃料	t	1,124	1,099	1,075

発電所の廃炉から生じる廃棄物の除去費用および貯蔵費用は引当金により填補されており、業務上の廃棄物に関する費用は年間経費に含まれている。

2014年12月31日現在のEDFの引当金は、2006年6月28日付法律および2007年に発行された施行命令に従って設定されている。かかる廃炉および炉心核燃料の引当金は23,233百万ユーロとなり、核サイクルのバックエンドの引当金は21,087百万ユーロとなった。1キロワット時当たりの金額は、当該債務に関連するすべての費用（長寿命廃棄物の管理費用、発電所の廃炉費用および現行の廃棄物の処理費用）を含む。

英国の放射性廃棄物は、高レベル、中レベルまたは低レベルに分類され、かかる分類に従って処理される（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット－原子力発電」を参照。）。低レベル廃棄物は、輸送（処理または処分のため）の準備が整うまでは発電所内で貯蔵される。かかる廃棄物は、定期的な点検を受ける。中レベル廃棄物は発電所の敷地内にある専用施設で貯蔵され、安全要件に従って点検を受ける。

EDF Energyの実績

	単位	2014年	2013年	2012年
搬出されたウラン	t	193	177	216
輸送された低レベル放射性廃棄物	m ³	452	655	698
発生した中レベル放射性廃棄物	m ³	178	178	161

放射性廃棄物に関する研究開発

EDFグループの内部研究開発プロジェクトおよびパートナーシップによる研究開発プロジェクトの多くは、放射性廃棄物に関し、重点的に取り組んでいる。かかる研究プログラムは、主に輸送、一時貯蔵、再処理ならびに使用済燃料および関連する廃棄物の最終貯蔵に関するものである。

かかる研究は、2014年に創設された三者間（CEA、EDFおよびAreva）原子力研究開発パートナーシップの後援の下で主に行われており、とりわけ「使用済燃料の輸送および貯蔵」プロジェクトならびに「放射性廃棄物の処理および貯蔵」プロジェクトに関するものである。

また、EDFの研究開発部門とANDRAは、放射性廃棄物のパッケージを地層処分する際の反応および特に粘土岩などの母岩の反応についてシミュレーションを行うモデルについて共同の取組みを続けている。

EDFの英国における原子力施設は主にグラファイトガス技術（改良型ガス冷却原子炉またはAGR）を用いているため、EDFはドイツの研究機構、CEA、マンチェスター大学およびANDRAとともに、廃炉時に発生するグラファイトを管理する欧州「Carbowaste」プロジェクトに参加している。この4年にわたるプロジェクトは2013年に開始された。

（ロ）放射性廃液

フランスでは、原子力発電所の放射性ガスおよび排液の管理は、厳格に規制されている。さらに、当社はその施設が環境および公衆衛生へ与える影響を抑制する取組みを熱心に行っている。放射性排出物に関する発電所のパフォーマンスは、排出物処理システムの有効性と同程度に運転慣行にも依存する。

設計および運転の改善は、原子力発電所から排出される液状の放射性核種（トリチウムおよび炭素14を除く。）は、15年間で100分の1に減少した後、数年前にとっても低い「最低」レベルに達したことを意味する。これは、根源での廃液の回収、分類および排出、蒸発散を通じた処理の増加、鉍物質除去のプロセスの導入ならびに廃液の再利用の向上といった努力によるものである。トリチウムおよび炭素14の排出は、原子力発電所からの唯一の放射性排出である。放射能毒性が低いため、放射線量測定に与える影響も非常に小さい（人々に対して設定されている年間規制線量限度である年間1,000 μSvをはるかに下回る。）。事業者により実施される環境対策により、発電所の運転が環境に影響を与えていないことが確認される。

最後に、放射生態学および水生生物学的監視を目的とし、外部の研究所および大学が実施したサンプリングおよび測定により、長期にわたる影響はないことが確認された。

英国での放射性排液は、発電の変動を考慮に入れた場合、現在の規制限度の枠内であり、安定したままである。

（ハ）産業廃棄物

EDFグループは持続可能な開発政策の一環として、EDFの施設および事業が環境に与える影響を制限するための努力を行っている。ISO 14001により認証された環境管理システム（EMS）に基づき、通常の廃棄物管理は、根源的な削減、分類、再生利用（とりわけ工事現場の廃棄物に関して）および環境に優しい製品の上流利用に重点が置かれている。

廃棄物管理および再生利用

当グループの事業体および企業は「最高の廃棄物」とはそもそも廃棄物を産出しないことであるという主義に基づき、継続的な改善プロセスへの取組みを行っている。かかるアプローチは成果を上げ始めており、規制または組織的部門がない国があるにもかかわらず、再生利用率が安定的に上昇している。

EDFグループの実績

(単位：トン)	2014年	2013年 (再表示後)	2012年
再生利用を目的とし再生利用されたかまたは再生利用のために輸送された通常の産業廃棄物量	392,815	293,752	253,412

廃棄物の再生利用率

(単位：%)	2014年	2013年 (再表示後)	2012年
EDFグループ	79.9	75.1	65.6
EDF	92.6	88.9	86.8
EDF Energy	98.5	90.6	83.4

廃炉および維持管理事業の影響

2014年は、2013年と同様、建設、廃炉および維持管理事業は、とりわけ、島部システムを含むフランス国内で増加したが、それだけでなく、英国およびハンガリーにおいても増加し、かかる増加は、廃棄物の発生量および再生利用量全体に影響を与えた。

フランスでは、現在、原子力エンジニアリング事業において、重要な建設、廃炉および維持管理プロジェクトの前には体系的に廃棄物管理スキームが導入され、その後EDFの事業ユニットによる年次フィードバックが行われる。かかるアプローチは、火力および水力発電事業ユニットの主要プロジェクトにおける標準的な手法として展開されている。

発生した廃棄物の量の削減

EDFの持続可能な開発政策は、すべての再生利用可能な廃棄物を再生利用する目標を強化し、2011年の75%から2012年および2013年には85%、2014年には90%に引き上げた。生産およびエンジニアリングによって生じたすべての通常廃棄物の再生利用率（ただし、完全に再生利用される石炭フライ・アッシュおよび石こうは除く。）は、近年、安定的に上昇し、2014年には92.6%に達した。

海外領土では、隔絶性および一部の地域における廃棄物処理ルートの欠如が廃棄物の再利用および再生利用の妨げとなっており、再生利用率は、2012年の84%、2013年の92%と比較し、2014年は95%であった。

国際レベルでは、EDF Energyは、廃棄物を30%削減し、2020年までにオフィス廃棄物を埋立地に送るのをやめる公約を掲げた。代替手段の特定作業が現在行われている。各産業用地用に考案された「廃棄物計画」は、埋立地に毎月送られる廃棄物の量を抑制する一助となり（10%未満）、約95%の廃棄物が再生利用されると予想されている。

2014年、ポーランドのKogeneracjaの発電所は、再生利用が不可能な廃棄物の排出量の削減についての措置を講じた。目標は、すべての電力廃棄物および燃焼廃棄物を再生利用し、同時にオフィス廃棄物の70%の再生利用を達成することである。

循環型経済の原動力としての廃棄物

フランスは、「欧州リサイクル社会」への取組みを行っている。かかる取組みには、直線型経済から循環型経済（かかる経済において、価値創造回路へと再投入された廃棄物および使用済製品は実際に産業、農業または発電資源となる。）への移行の成功が含まれる。世界規模での持続可能な天然資源管理という重要な課題以外では、環境保護および公衆衛生とを組み合わせながら、廃棄物の再利用および再生利用を世界の経済発展における原動力とすることを目標としている。

フランスでは、石炭アッシュおよび石こうは、長年すべて再生利用されている。近年になってEDFの第4回「廃棄物コンテスト」においてマルカリーナ粉末の再生プロジェクトが一等賞となった。スーパーフェニックスの高速増殖炉（1998年に操業停止）でのナトリウム火災を防ぐため、クレイ・マルヴィル発電所に備蓄されていたかかる乾燥粉末消化剤は、第4世代の原子炉に関する研究において原子力・代替エネルギー庁（CEA）により再利用される予定である。

ポーランドでは、EDF Wybrzeżeがフライ・アッシュを売却し、埋立地に輸送する量を削減するためアッシュ・サイロを建設した。2014年には2013年と同様、EDF Polskaの企業により排出されたすべてのスラグおよび灰（1.4百万トン超）は建築、道路インフラ、炭鉱の充填または土壌回復に再利用された。また、当社は2014年以降、毎年50キロトンずつ備蓄品を減らしていくことを目標とし、古くなった備蓄品について再生利用を行っている。

中国では、Figlecの火力発電所で発生したフライ・アッシュおよびスラグのほぼ100%が、2013年と同様、2014年においても、道路舗装、セメントまたは煉瓦製造に使用するため売却された。

(ix) 持続可能な都市および地域

(イ) 持続可能な都市

2050年までに全世界の人口の4分の3が都市に住まいを持ち、全世界で消費されるエネルギーの約4分の3を都市が占めることとなる（出典：国際エネルギー機関）。かかる傾向は、都市のスプロール化の管理、環境の質の促進、必要不可欠なサービスへのアクセス保証、交通網の改善および危機時における都市コミュニティ内での連帯の促進といった新たな課題に都市および地域が直面することを意味する。

EDFグループにとって、未来の都市は、エネルギー効率が高く、低炭素であり、環境に配慮したものでなければならない。かかる都市は、住民の健康を保証しつつ、同時に生物多様性を維持しなければならない。かかる都市は、社会のすべての構成員を受け入れ、構成員の支えとなるものでなくてはならない。最後に、かかる都市をその経済性および快適性により、生活および労働の場として魅力的な場にしていかねばならない。

地域コミュニティのより持続可能性のある都市を期待する声に応えるため、EDFは、分野横断的な3段階のアプローチを下記のとおり提唱している。

- ・上流において、現在および2030年までの地域におけるエネルギー源を特定し、その特徴を指摘するエネルギーに関する議論およびエネルギー保全のための優先分野の特定に関する議論。その後、対象地域に最適なエネルギー選択を行うことを究極の目標とし、エネルギー消費量、燃料貧困および交通機関といった様々なパラメーターを考慮しながら利用可能なオプションが分析される。
- ・運営および維持管理サービスを含むエネルギー・インフラの設計および建設。新市街地について、EDFは新たな低炭素解決策（損失エネルギーを地下水または海水、バイオマス、太陽光発電から回収）の開発を行っている。より古い地区についてEDFは、地方自治体が最もエネルギーを消費している住宅を特定し、必要な投資および期待される利益の観点から最も適切な工事を実施するのを支援する。子会社であるCitelumを通じ当社は、公共照明（市のエネルギー予算の30%から40%を占める）について再設計することができる。最新の技術進歩により、公共照明への投資は、10年未満で回収され、最高の投資収益を上げている。また、当社は公共照明網の特質を図面化し、適切な技術を用いて「正しい照明」への解決策を提供する。また、持続可能な都市には、低炭素の代替交通手段（電気バス、カーシェアリング、車両充電インフラ）の要素も組み込まれている。
- ・下流において、エネルギー保全に関し利用者を教育するための意識向上活動（行動変革）に伴う、設備のエネルギー・パフォーマンスの監視および測定（エネルギー管理）。

2014年、EDFは、2013年よりも60件多い350件の持続可能な都市プロジェクトへの取り組みを行った。

研究開発部門を通じて、2014年にEDFは、エネルギー予測（ニースーコートダジュール地域で検証が行われている。）、都市計画スキームのエネルギー・シミュレーション（マルヌ・ラ・ヴァレで検証が行われている。）および地域の再生可能エネルギーの潜在性（フランスのドローーム県の第3セクター企業であるRhône Valléeに関し検証を行っている。）に関する研究を行うツール開発を行った。2015年にその結果が公表される予定である。

都市部における大気質、エネルギー源および二酸化炭素の排出削減の重要性に鑑み、世界中の主要都市で検証が行われているEDFの解決策は、都市計画段階から地方自治体を支援することで成り立っており、これは都市エネルギーおよび地方エネルギー管理に関する専門知識のおかげである。かかる専門知識は、EDFグループが提供する解決策の影響を評価するモデル化ツールおよびデジタル・シミュレーション・ツールと結びついている。シンガポールは、かかる観点における最初の国際的なベンチマークとなった。EDFが開発した住宅開発庁（当該都市国家の主要な住宅建設事業者および住宅管理事業者）向けのツールは、建物のエネルギー効率、分散化した再生可能エネルギーの統合、交通ならびにVeolia Environnementとのパートナーシップの下での水処理および家庭ごみの処理を考慮に入れている。シンガポールのユーファ地区の再開発するために行われた工事は、気候変動に対する回復力をさらに組み込み、エネルギー効率を改善する機会となった。EDFが近年、低炭素に関する新構想についてのコンテストで第1位となった上海の新興地区においても同様の事業が現在進行中である。

当グループは、地方自治体がその地域に特化した低炭素解決策を開発することで気候変動に対応するにあたり、その中心となるものと確信している。当グループは、NGOであるR20 気候アクションの地域（2010年に、国連の支援の下アーノルド・シュワルツェネッガー氏によって設立された非政府組織。同組織は、サブナショナル政府、民間企業、国際組織、NGO、研究機関および金融機関の連合体であり、低炭素プロジェクトの導入支援を主な目標としている。）とその設立当初から連携しており、地方議会および地域住民から協力を得て開発する革新的な解決策の実験を行うことの利益について留意している。当グループは、モロッコ東部において、地域レベルでエネルギー効率、公共照明、再生可能エネルギーの使用について改善を行うための地域の利害関係者との協働プロジェクトを2012年に考案した。かかるプロジェクトには、フランス環境エネルギー管理庁（ADEME）およびそのモロッコ側の相当機関であるADEREEとのパートナーシップの下、エネルギー、気候変動および光熱費の減少に関する市民の意識向上イニシアチブが付随する。EDFは、エネルギー使用が集中しにくい建物を設計するための同国の火力発電に関する新たな規制に合致するガイドラインを作成した。

二酸化炭素排出の大半は交通が占める（2013年、フランスでは127百万トンの二酸化炭素が排出され、これはフランスにおける二酸化炭素排出量の36%を占めた（出典：ADEME）。）ため、EDFグループは、電気モビリティおよび共同一貫輸送についての専門性を向上させた。その実務知識は、搭載型エネルギー・サービス（電気バス、水上シャトル、配達用トラック等用の電池リース。）からカーシェアリング事業計画のための電気自動車用充電インフラの設計、導入および運営といった範囲にまで広がる。また、EDFグループは地方自治体に、車両充電スタンド導入を最適化するための都市交通、車隊および公共交通システムの電氣化計画についての総合的な展望を提供している。

2014年以降、EDFはグルノーブル市議会、ToyotaおよびCité Libとともに、都市交通網を組み合わせた超小型100%電気自動車の検証を行う前例のない規模でのカーシェアリングの独自の予備計画に取り組んでいる。

EDFの子会社であるSodetrelは、セルフサービスの充電ターミナルのインフラ提供、導入および維持管理につき、Vinci Parkとパートナーシップ契約を調印した。2014年末までに、Vinciの主要都市における駐車場の50%にセルフサービスの充電ターミナルが設置された。また、EDF、Sodetrelおよびそのパートナー企業は2014年に開始されたプロジェクトの陣頭指揮を執っており、かかるプロジェクトにより2015年には、幹線道路および高速道路沿いに急速充電スタンドが200基設置される。

最後に、EDFは、イゼールに太陽光発電パネルによって電力供給される充電ターミナルを備えた社用車用の駐車場を2か所開設した。また、かかるパネルは、車両を熱や悪天候から保護する（オンブリワット・システム）。居住者用駐車場の車両充電の試作機を検証するため、その他のスキームが2015年に開始される予定である（場所は未定。）。

(ロ) スマート・グリッド

電力網を社会の新たなニーズに対応させることは、主要な戦略的課題である。

電力網には、新たな情報コミュニケーション技術が益々統合されつつあるため、電力網は、低炭素エネルギー経済への移行を後押ししている。

- 電力網は、断続的な再生可能エネルギー源の統合および新たな利用法の採用（ヒートポンプ、電気自動車、プラグイン・ハイブリッド車等。）を促進する。これは将来の配電網における重要な課題である。その目的は、電力網の損傷箇所を特定し、故障した箇所の補償を行い、配電を最適化するするための遠隔管理スイッチおよびソフトウェアを備えた網の目状の電力網を構築することである。当グループの配電事業者は、かかる新たな電力網について協力を行っている。ERDFは、経験を蓄積し、基準を策定するため、欧州のその他の配電事業者と協働しながらスマート・グリッドのためのEDSO協会の設立に参加した。

- また、電力網により、消費者は、電力網と双方向でのやりとりを行う中で、エネルギー効率を改善するために、自身のエネルギー消費に自覚を持つようになるはずである。

フランスにおいて、ERDFは、スマート・メーターによるLinkyシステムを開発中であり、かかるシステムは、新世代のスマート・メーターを代表するものである。その目的は、フランスにある35百万基の電気メーターを最新化することである。予備実験の成功により、公的機関にその有効性が認められ、現在、約300,000基のLinkyメーターがリヨンおよびトゥーレーヌ地方で稼働中である（「第2 3（2）②（ii）（ホ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」を参照。）。

また、ERDFは、フランスおよびその他の欧州地域でのスマート・グリッドについての15件の研究プログラムに参加しており、かかるプロジェクトにおいて、異なる習慣、基準、技術および事業モデルについての検証が行われている。また、ERDFは、欧州のプロジェクトであるGRID4EU（グリッド・フォー・ユー）プロジェクトの調整を行っており、かかるプロジェクトは、欧州委員会が資金提供を行っている6件のプログラムのうちの1つである。これは、欧州連合が共同出資するスマート・グリッド・プロジェクトの中で最大のものである（全体で54百万ユーロの費用のうち25百万ユーロがこのプログラムに充てられている）。かかるプロジェクトは、欧州の配電システム事業者（DSO）6社により率いられており、欧州の電力供給の50%超を賄っている。

そのコンセプトは、下記の進歩を実現するために協働することに関連している。

- 分散化した再生可能エネルギーによる発電の統合。
- 電力網の自動化および安全性の強化。
- 顧客に自身の消費管理について積極的な役割を与えること。
- 電気自動車および蓄電技術の開発支援。

(x) 生物多様性の保全

(イ) EDFグループの生物多様性に関する政策（GRI4のDMA指標）

EDFグループの産業活動は、時として卓越した自然地域で行われることがある。その活動は、生物多様性と相互に影響し合っており、生態系サービスの恩恵を享受している。生物多様性は、当グループが重点的に経済的な配慮を行わなければならない分野である。なぜなら、かかる配慮を怠った場合には、施設または発電所が停止させられたり、新たな産業プログラムが禁止となる可能性があるからである。

当グループのコミットメントは、グローバル・リポーティング・イニシアチブ（GRI4）の指標に基づく以下の3つの目標を基礎とする生物多様性政策（2009年）によって成り立っている。

- ・自然環境および当グループの事業が生態系に与える潜在的な影響に関する知識を発展させること。
- ・自然区域の保護または回復を行いながら生物多様性を保全すること。
- ・従業員および現地住民への情報伝達、意識向上、科学コミュニティおよび科学団体と対話を行うこと。

かかる政策は、当グループ会社および事業ラインによって調整され、それぞれの事業や現地の規制に適した戦略の導入を行う。これは、ISO 14001認証を受けた環境管理システムの一部である。

事業ユニットおよび子会社と直接連携することで、当グループの持続可能な開発部門は、専門的な議論を促進し、NGOが率いるプロジェクトを支援し、具体的なプログラムを導入するために、生物多様性パートナーシップ方針を指揮し、監督している。フランスにおいて同部門は、国立自然史博物館（*Muséum national d'histoire naturelle*）鳥類保護連盟（*Ligue pour la protection des oiseaux*）、沿岸域保全整備機構（*Conservatoire du littoral*）、フランス自然保護区（*Réserves naturelles de France*）、国際自然保護連合のフランス委員会（*Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature*）およびフランス全国釣り連盟（*Fédération nationale pour la pêche en France*）といった長年当社とパートナー関係にあるNGOと主にプロジェクトを行っている（「第2 3（7）③（ii）（ニ）再設計された持続可能な開発パートナーシップ戦略」を参照。）。当グループ企業は、同一の指針に従い事業を行っている。EDF Energyは生物多様性に対するコミットメントについて2014年に見直しを行い、すべての生産施設がWildlife Trustsの生物多様性ベンチマークに2018年までに署名し、ナチュラル・イングランドおよびチョウ類保全協会との長期にわたる実践的なパートナーシップを構築するという目標を定めた。

研修

とりわけフランスでは、従業員の研修は特定の会合で、8つの事業に関する手引きを通じ実施される。かかる手引きには、それぞれの事業に具体的に関係する生物多様性の課題が記述され、規制上の変更についての概要がまとめられ、当社が選んだパートナーシップの背景理由が説明され、再生産行動についての提案がなされる（「水力発電」、「原子力」および「不動産」についての一般的な手引きおよびテーマに沿った手引きは既に発行されている。）。2014年、2つの新たな手引き（「火力発電」および新たな機能横断的な手引きである「種族」）が発行された。2015年には「電力網」および「島部電力システム」の手引きが発行される予定である。

生物多様性に関する研究開発

「環境研究開発」プログラムは当グループの研究に関する枠組みを提供する。これは下記の指針について組織される。

- ・発電による水域および陸上の生物多様性への影響の理解および低減（生態学的継続性、熱および化学物質の放出ならびに貯水池管理への介入）。
- ・環境への負荷緩和および生態系サービスの構想に関する評価。
- ・水路の沈殿物の継続性の回復に関する解決策の特定。

2014年の主な活動

- ・魚道の改善および魚類の死亡率を低下させるための解決策の特定。
- ・放熱の長期的な影響について理解するための原子力発電所付近の魚類の行動分析。
- ・EDFの発電所の生態系の質を評価するための指標となる試験の実施。

火力発電による環境への影響に関する「ETER」プログラムは、来賓B発電所および三門峡発電所の燃焼の質および大気への排出を含む当グループの中国における資産の環境パフォーマンスを改善する一助となった。また、かかるプログラムにより、ポーランドのリブニク発電所からの窒素酸化物の排出量を減少させることができた。同発電所では、煤煙の排出を減少させるための追加的検証が引き続き行われている。

2011年から2020年までのフランスの国家的な生物多様性戦略

2012年に国家的生物多様性戦略に署名した後、EDFは、2014年に、2014年から2017年までの期間についての行動計画を通じて生物多様性に関するコミットメントを明確なものとした。かかるプロジェクトの目標は、生物多様性の衰退のペースを減速させることに貢献し、地域の運動を支援することである。かかるプロジェクトは、エコロジー・持続可能開発・エネルギー省に承認された。

（ロ） 生物多様性に関する発電施設の配慮（GRI4のEN11指標およびEN14指標）

当グループは事実上の自然生息地の管理者である。例えばEDFは、フランスにおいて41,000ヘクタールの土地を管理している。その発電施設の大半が保護区の中または付近に位置しており（水力発電所の80%はナチュラ2000区域の中または付近にある。）、かかる保護区は農業および都市化から保護され、水路の近くにあり、生物多様性を促進する要素となっている。火力発電所および原子力発電所は河川および海から引水を行いこれらの場所に放出している。保護区または生物多様性が豊かな区域付近に位置する企業の土地および施設は、生物多様性に関する重要な優先事項である。したがって、企業がかかる生物多様性の保護とその産業活動について完全に調整を行えるよう深い知識を有することは極めて重要である。

保護区および生物多様性が豊かな区域内に施設の一部またはすべてがあるEDFの発電所

		産業施設の数		
IUCN ⁽¹⁾ のカテゴリー		原子力 ⁽²⁾	火力 ⁽³⁾	水力
I	国立自然保護区	2		19
II	国立公園（コア区域）			18
III	指定および登録用地		2	53（指定） 114（登録）
IV	バイオトープ保護命令	1	2	39
	生物学的保護区（完全な保護区または管理された保護区）			4
	国立の狩猟および野生生物保護区	1	1	7
V	地方自然保護区	4	2	111
	海洋公園	1		
生物多様性が豊かな区域	生態系および野生動植物に関する特定利益のための区域（ZNIEFF）	15	14	458
	ナチュラ2000（特別保護区（SPA）、共同体にとって重要な用地（SCI））	13 ⁽⁴⁾		85（SPA） 171（SCI）
	ナチュラ2000海洋区域		5	1
	合計 ⁽⁵⁾	21	16	514

(出典：EDF)

(1) 国際自然保護連合。

(2) 稼働中または廃炉中の施設。

(3) 稼働中の施設。

(4) 排出口システムを通じて。

(5) 同じ区域についていくつかの分類が重複しているため、列の直和とは異なる。

2014年に実施された主な活動

EDF	・1年間の検証の後、潜在的に回復の可能性のある企業の土地および区域の生態学的価値を評価するためにフランス国立自然史博物館とともに開発した方法論の完成。 ・敷地内での農薬の使用を減らすための緑地の適応管理に関する調査（30%の主要な敷地では農薬の使用を中止した。）。 ・海外の生産施設の保護種の図表作成。
EDF Energy	・生物多様性の原子力発電所の敷地管理計画への組入れ。現在、かかる敷地に生息する種の生息地としての重要度評価を行っている。
Edison	・2013年に完了した「生物多様性の価値および脆弱性に関する評価」調査に伴う生物多様性の回復に関する優先行動計画の明確化。

(ハ) 影響管理および特性評価（GRI4のEN12指標）

一般的にEDFグループの発電事業は主に以下の事柄に関して影響を与える可能性がある。

- ・水および水域における生物多様性。その主な要因は以下のとおりである。
 - －水力発電所。貯水池が建設されている発電所の上流の生物多様性に変化をもたらし、下流では、空間の分割および流量の制限または変動により、生物多様性に変化がもたらされる。
 - －程度は小さいものの、火力発電施設（火力および原子力）。
 - ・新規プロジェクトの建設または維持管理期間中の陸上自然生息地およびかかる生息地で生息する動植物。
 - ・鳥類およびコウモリの脅威となる架空送電システムおよび風力タービン。
- しかしながら、一部の火力および水力発電所は生物多様性の保護および回復の場を含み得る。
- すべての大規模プロジェクトに関し、環境影響評価（EIA）の一環として、生物多様性への影響に関する具体的な調査および記録が行われる。とりわけEIAは、生物多様性への深刻な影響を回避および軽減するための対策を国際原則であるミティゲ-

ション・ヒエラルキー（IFC PF6（世界銀行の一部であり、1956年に創設された国際金融公社（IFC）の枠組みの生物多様性の保全および持続可能な自然資源管理に特化したパフォーマンス基準6）に基づく原則）に基づき説明する。かかる原則はフランスにおいて、エコロジー省により採択された「防止、削減および相殺」アプローチならびに回避不能な残存的影響への補償措置として解釈されている。

2014年に実施された主な活動

EDF	・企業が生産施設を有するすべての水流についての生態系の連続性に関する戦略を盛り込んだ水力発電施設に関する「2014年-2017年の野心的目標」プロジェクトの開始。 ・フランス環境法第L.214-18条に基づき「流量2014」計画を通じた水流の再建。全体で99.6%のEDFの取水は新たな基準を満たしている。 ・プテ・モニストロル・ダム（アリエ）の再構成に伴う環境保全上の利点の測定およびその結果の科学的監視。 ・新たな沈殿物管理技術についての実験のための14か所の予備実験施設の設置。 ・バース・イゼールにおける水力発電ダムの環境管理計画の導入（目録作成、勧告および行動計画の導入）。
ダンケルクLNGターミナル	・特定された危急種（コアジサシおよびチドリ）の営巣期を考慮に入れたターミナル建設のスケジュールの適応。
EDF Energy	・将来のヒンクリー・ポイント発電所での生物多様性の影響管理計画についての作業が進行中である。
ERDF	・脆弱な環境（ポワトゥー湿地帯）での地下ケーブルの影響調査。かかる調査により3年間でほぼ完全に植物群が再定着していることが示された。
Edison	・アブルッツォ地方の動物衛生研究所とのパートナーシップに基づくロスポの洋上石油プラットフォーム（アドリア海）における「モッセル・モニター」プロジェクトの導入。かかるプログラムは、水質の生物指標および汚染防止としてのムール貝の養殖場の使用からなる。 ・ヴェガ石油プラットフォーム付近の生物多様性の分析を行い、海洋動植物の監視基準を決定する「バイオ・ヴェガ」プログラムの継続。
EDF Polska	・ポーランドの科学アカデミーとのパートナーシップの下で行うリブニク火力発電所における貯水池の水質への取組みの継続。
NTPC（ラオス）	・環境に対するダムの影響の包括的な調査（貯水池における外来種の監視、漁業割当ての管理、野生の象と住む場所を失った動物との相互交流の管理。）。

(二) 保護および回復（GRI4のEN13指標）

生物多様性へ十分な配慮を行うために、EDFグループは、多くの場合現地組織とのパートナーシップの下、補償措置の策定および管理または様々な用地に対する積極的な対策において、自然区域の管理者としての役割を担わなければならなくなった。

また、当グループは、生物多様性に関する公共政策を以下のとおり、支援している。

- ・EDFおよびERDFの両者は、ピレネー・デスマン、クロハゲワシ、ヒゲワシ、ユーラシア・カワウソ、ジングル・アスパー、ボネリー・クマタカといった種を保護するためのいくつかの国内行動計画に参加している。
- ・EDF Energyは、「イングランドの生物多様性戦略」および「2020年スコットランドの生物多様性への挑戦」といった計画に参加している。
- ・EDF Démászは、鳥類の安全のために322kmの中電圧の電線を敷くことにより欧州の「LIFE+」プログラム（欧州連合の環境に配慮した資金調達手段）に参加している。
- ・当グループの施設の一部は、ナチュラ2000区域の保全目標への貢献を行っている。
- ・当グループは、侵略的外来種へ対抗措置を執り、かかる種の地理的拡散を防ぐための勧告を採択する内部政策を策定中である。フランスにおいてEDFは、予備実験施設で外来種への対処についての新手法の検証を行うため、省間特別基金（*Fonds unique interministériel*）により指名を受けた。かかるプロジェクトに対する予算は、3年間で500,000ユーロである。

2014年に実施された主な活動

EDF	・意図的な浸食（かかる浸食により河川の一部の区間は、再び航行可能な状態となった。）および保護種の回帰および再定着を促進するために原状回復された古い支流を冠水させることによるアウデ・レインの堤防の修復。 ・回避措置の一環としてのラブオン発電所（アルプ・マリティーム）における水圧管のルートの変更。 ・ピレネー・アリエジョワーズ自然地域公園とのパートナーシップの下でのアイベックスを再導入するための作業。 ・フランスのマシフ・サントラル地方のマロンヌの水力発電所付近におけるサケ科の魚類のための産卵場所の創設（水力発電所は、下流で水位の変動を引き起こし、回遊性の生物に悪影響を与える可能性があるため。）。 ・ピレネーのオーベール・ダム補強工事期間中におけるピレネー・イフトカゲ（保護種）の群棲地の移動。
ダンケルクLNGターミナル	・環境監査官によるガス・ターミナル建設プロジェクトの監督。保護種への有害な影響を低減するための工事現場における照明の適応。敷地内での保護種の特定の仕方についての職員への教育。 ・沿岸区域での損失を代償するための渡り鳥用の20ヘクタールの湿地の創設。
Électricité de Strasbourg	・高圧線の移設のための工事期間におけるヨーロッパ・ハムスター（絶滅危惧種）のための保護回廊の建設。
EDF Energy	・ヒンクリー・ポイントC EPRプロジェクト：保護種（ホクオウクシイモリ、両生類、爬虫類等）の指定生息区域への移転作業。 ・ダンジェネスB原子力発電所（自然保護協会特別指定地区（SSSI）内にあり、一部の敷地については欧州重要区域としての指定も受けている。）：洪水防護壁の建設により、昆虫の保護種の生息場所ともなっている植物群の再定着のための作業が影響を受けた。

（ホ） オフセット手段（GRI4のEU13指標）

フランスにおいて、EDFは、2012年にエコロジー・持続可能開発・エネルギー省によりイゼール県におけるコンブ・マダム計画の生物多様性オフセット事業者に出選された。かかる実験は、現在検証中である生物多様性オフセットの1つである。かかる実験は、アルプス地方の危機に瀕した生物の生息地を回復し、その回帰を促進するため、EDFが所有する120ヘクタールの土地を現地パートナーおよびNGOとともに生態学的管理を行うことからなる。かかるイニシアチブにより、地域のプランナーは、その建設業務による環境への影響を相殺することができる。

2014年、絶滅危惧種であるクロライチョウの回帰を促進するために牧草地の回復業務がフランスで行われた。ダンケルクのガス・ターミナルの建設現場では、アン・サン・ポール自然保護区での工事が完了し、標的種（ツクシガモ、ショウドウツバメ、ハシボソヨシキリ）の追跡調査によりかかる業務が成功したことが確認された。

英国では、EDF Energyがサイズウェル原子力発電所の湿地の回復およびサマセットにおける無脊椎動物の絶滅に対抗するための草原の創設といった長期プログラムに乗り出した。

ラオスでは、世界銀行および国際環境社会専門家委員会を含む国際的な専門家からの勧告を受け、NTPCは、ダムおよびその貯水池周辺の環境保護に責任を有する機関を再編成するための政府提言に携わっている。

（ヘ） 支援および参加型科学

支援および参加型科学を通じ、EDFは生物多様性保護に関するキャンペーンに具体的な手段で関わっている。EDFは、IUCN絶滅のおそれのある生物種のレッドリスト（国際自然保護連合）への支援を行っている。

フランス本土では、EDFは、2008年以降、フェット・ドゥ・ラ・ナチュールという祭典の主要スポンサーとして集中的に支援を行っている。2014年の祭典の一環としてEDFは28の施設を一般市民に開放し、現地NGOと野生生物についての入門的な講演およびセミナーを企画することで、約4,000人の人々を集めた。同社の財団を通じ、EDFは、フランス国立狩猟・野生動物事務局およびKap Natirel協会とのパートナーシップの下でグアドループでのグリーン・タートルについての調査に参加している。9月に初めてカメに衛星タグが付けられた。レユニオン島でEDFは、在来種であるレユニオンシロハラミズナギドリの保全プログラムによる鳥類の保護について地域社会を支援している。アルザス・ロレーヌでは、Électricité de Strasbourgがコウノトリの保護および再野生化を行う協会の支援を行っている。

ハンガリーでは、BE ZRtがかつて軍事基地があったドナウ川内にあるフニャディ島の再建に対して資金提供を行った。ブラジルではEDF Norte Fluminenseが引き続きゴールデンライオンタマリン協会とともに取組みを行っている。同社は、ゴールデンライオンタマリン用の森林の回廊を造成し、絶滅危惧種であるゴールデンライオンタマリンに関する科学データの収集を行っている。

2014年の参加型科学についての最重要イニシアチブは、EDF Energyによって英国科学協会とのパートナーシップの下、開始されたプログラムである「EDFエネルギー大実験」であった。その目的は、一般市民が5年にわたって参加する調査を行う若手科学者の特定および採用である。本年のかかるプログラムのテーマは、「気候変動とマルハナミツバチ」であり、EDF Energyの持続可能な開発に関する意識向上プログラム「ザ・ポッド」に参加する10百万人の児童によって集められたデータが使用された（「第2 3（7）③（ii）（ロ）持続可能な開発に関する一般市民の意識の向上」を参照。）。

フランスでは、ERDFが鳥類保護団体であるLPOと共同して庭に生息する鳥類の監視を行っており、約50種の鳥類の生態を調査するために従業員の自宅に隠れ場所を設置することを推奨している。

③ 社会情報

EDFグループの社会政策の目的は、エネルギー貧困の削減および当グループ内の関係の強化を通じて、脆弱な顧客との関係の最適化および強化を図るために、すべてのレベル（世界レベル（国際連合、NGO）、地域レベル（欧州連合等）、国レベルおよび地方レベル）のすべての外部利害関係者とのつながりおよび対話を構築し、強化することである。

この政策は、既存の戦略を考慮し、支持しかつ強化し、これが当グループ内で一貫していることを保証する。かかる政策は、国際連合のグローバル・コンパクトを遵守しており、EDFグループの持続可能な開発のための政策、CSRコミットメントおよび公共サービス契約に統合されている。

（i）利害関係者に対する倫理および透明性

過去10年間で、EDFは、当グループの従業員の行動を鼓舞しその指針となるべき価値観およびコミットメントを広めるための倫理指針の必要性を確認した。

共通の参照枠組みとしての倫理指針

当グループの経営陣による倫理指針の更改および更新に関する決定により、2012年、EDFグループの経営委員会および取締役会により、共同で当グループの倫理憲章が策定および採択された。

この倫理憲章は、当グループの3つの本質的価値観（尊重、連帯および責任）に基づき、当グループおよびその従業員の倫理コミットメントを記載するものである。かかる憲章は、企業固有の倫理的問題のすべてを対象とするものではなく、当グループの各企業に適用される国内外の法律、規則および協定を補完するものである。かかる憲章は、edf.comのウェブサイト上でフランス語および英語で直接閲覧可能であり、現地語の翻訳は該当する企業によって提供されている（2014年12月31日現在、12か国語：ブルガリア語、ドイツ語、オランダ語、ヘブライ語、ハンガリー語、イタリア語、中国語、ポーランド語、ポルトガル語、ロシア語、スペイン語およびベトナム語）。主要企業は、現地の倫理指針を当グループの倫理憲章に置き換えるかまたは倫理憲章の水準に合わせた。2013年に開始された倫理憲章の当グループ内の部門および企業全体への展開は、2014年も引き続き行われ、全従業員の約88%を対象とした。10月末時点で、当グループの全従業員を対象に実施された「マイEDF（「マイEDF」調査は、Dalkiaを除く当グループの従業員132,000名を対象に、2014年9月23日から同年10月21日までの間に実施された。）」調査の結果、当該従業員の47%が倫理憲章の提示により利益を享受していることが明らかとなった（EDFで48%、Edisonで47%、EDF Energyで69%、EDF Énergies Nouvellesで74%およびERDFで32%（その他の重要な結果：Asia Pacific Division（85%）、BE ZRt（80%）、EDF Fenice（77%）、EDF Polska（73%）、EDF Démász（70%）、PEI（64%）、Électricité de Strasbourg（45%）、EDF Norte Fluminense（41%）、EDF Trading（40%）、EDF Luminus（19%））。企業間で結果が異なる原因は、主として企業の規模にある。ERDFについては、同社のガバナンスに変更があったため、行動計画およびその展開が調整された。

当グループは、以下の事項につき全従業員が利用できることを確保するための組織的な体制および手続を定めた。

- ・日々の決定および行動の指針となる、必要なツールおよび情報。
- ・助けとなる専門スタッフ（マネージャー、当グループの倫理担当役員および部門内／社内の倫理担当役員）。
- ・マネージャー、対話者、または（必要に応じて）最終手段として2013年に設立された当グループの倫理義務委員会に問題を報告することができる、安全かつ機密の内部告発制度。

助言、コンサルティング業務および支援を任務とする当グループの倫理義務委員会は、当グループの倫理およびその実施に関するすべての議題について、経営陣に対して意見を表明し、提言を行う。また、同委員会は、内部・外部を問わず、要求するすべての企業に対してコンサルティング業務を提供し、すべての内部告発の報告に対してグループ・レベルで対応する（いわゆる「重要な」警告）。同委員会は、重要な警告に関してEDFの倫理担当役員から報告を受け、現地の警告および倫理指針の

実施について各企業から報告を受ける。同委員会の委員長は、EDFの会長兼最高経営責任者およびEDFの取締役会の倫理委員会に報告を行う。2014年において、同委員会は2回開催され、いくつかの事項（倫理憲章の法的性質、従業員の表現の自由、倫理担当役員の役割等）について決定した。

同委員会はまた、2014年において、同委員会に対して報告された75の倫理的問題について検討した。当グループの従業員により報告された問題の約3分の2は「人権尊重」に関するもので、この状況はここ数年変わっていない。

2014年に、EDFはその企業内に、倫理憲章の重大な違反に関して報告制度を設けた。まだ1年経たないが、企業により34件が確認され、その内訳は以下のとおりである。

	年度中に 確認された 件数	倫理憲章の重大な違反が確認された経路						
		当グループの倫理 義務委員会	従業員	内部統制 部門／監 査部門／ 人事部門	顧客	サービス提 供業者	公的機関	第三者
人権軽視	26	0	17	2	0	1	0	6
不正行為／ 腐敗	8	0	2	3	1	1	0	1
人権侵害	0	0	0	0	0	0	0	0
独占禁止法 違反	0	0	0	0	0	0	0	0
環境への被害	0	0	0	0	0	0	0	0

最も頻繁にみられるものは、「人権軽視」の問題である。これらは、内部是正措置（件数の68%）および解雇等の懲戒処分（件数の32%）の対象となる。不正行為が立証されると、社内制裁の対象となり、訴状が提出された場合は裁判になることがある。

さらに、当グループ企業（EDFを除く。）は、2014年において、24件の倫理憲章の重大な違反に対処した。

不正行為の防止

当グループの不正行為防止に関する会長兼最高経営責任者の決定は、ゼロトレランスを基本原則とし、2010年後半より適用されている。この決定が正確に実施されていることを保証するために、マネージャーは主要な事業体において不正行為防止計画を策定し、採択した。

2014年、不正行為防止の実績および効率を高める目的で、意識向上活動が実施された。不正警告の取扱いに関する当グループの指針は、企業間で共有され、あらゆるレベルの管理職に対し、不正の可能性を示唆する警告への対処および管理に関する方法および手段を提供する。「不正行為撲滅」については、当グループの内部統制に関する手引書に個別の章が設けられており、リスクに対応するための統制要件に関する記載が追加されている。

2014年から2016年にわたって参照枠組みを設定するための当グループ全体の計画が、2014年末に執行委員会に提出された。これは、内部告発規則、権利、義務および手段に関する情報を増やすことより不正行為撲滅に対するスタッフのコミットメントを高め、不正行為の摘発および統制活動を優先させてその目標を高め、これらの防止策の効率性を高め、不正警告への対処を促進し、かつその安全性を確保することを目的としている。

腐敗の防止

腐敗問題に関して、コンサルタント契約および代理契約に関する会長による2010年5月31日付決定を実行したことにより、仲介業者の契約の検証に係る手続が強化された。かかる契約の管理システムは、当グループの首脳レベルで導入された。

EDFの犯罪リスクに対する意識を高めるためのプログラム（会長による2011年7月28日付決定）が開始されたが、これは当グループが世界中にその施設を拡大し分散させたことによりこのような種類のリスクに対するエクスポージャーが増加したことに対応して行われたものである。また、腐敗防止法が米国（海外腐敗行為防止法）および英国（贈収賄防止法）において厳格になったことも、エクスポージャーの増加の要因であった。それは、これらの法律の域外適用規定が、海外での腐敗行為防止規制の出現に影響しているためである。

また、EDFは、あらゆる形態の腐敗を防止するためのプロジェクトを開始した。2014年1月22日付決定により、会長は、EDFのすべての事業ユニット、部門および被支配子会社に適用される腐敗防止コンプライアンス・プログラムを開始した。作業部会は、2015年に腐敗防止方針を策定し、企業に対する助言・支援サービスを行い、eラーニング・ツールを通じて従業員を育成

する（最もリスクに晒されている従業員に対しては個別セッションを含む。）。さらに、取引関係に関連したリスクに関する指針が、当グループの内部統制に関する手引書に追加された。

競争規則の遵守

競争規則の尊重は、EDFグループにとって絶対的な優先事項である。電力市場の解放に関連した独占禁止法の執行、当グループの国際化および制裁の激化に係るリスクに対する当グループのエクスポージャーを軽減するために、会長は2010年12月22日に、すべての部門および子会社に適用される競争規則の遵守の確保を目的としたプログラムの開始を決定した。

かかるプログラムには、当グループ全体に独占禁止法の文化を植え付け、従業員およびパートナーが競争規則の遵守についてより説明責任を果たすことができるようになるための一連の意識向上、研修および管理についての方策が含まれている。かかるプログラムは、特に、競争リスクに最も晒されている当グループの従業員に対するオンラインおよび従来型の育成セッションを含む。2014年12月31日現在、フランスおよびその他の国々で、5,200人を超える従業員が、複数の言語で展開されているeラーニング・プログラムを通じて訓練を受けている。加えて、適正実施基準および独占禁止法に関する定期的な最新情報は、広く共有されており、専用のイントラネット・サイト上で入手できる。意識向上の方策のほか、2013年以降、当グループ内で規定された手続を監査する目的で、統制活動も広範に実施されている。

独占禁止法コンプライアンス・プログラムは、年次報告および当グループの内部統制に係る手続の対象となっている。

人権に関する方針

EDFグループは、その活動および取引関係のすべてにおいて、2011年に公表された国際連合（UN）のビジネスと人権に関する指導原則に従い、人権尊重に取り組んでいる。

これに基づき、EDFのCSRコミットメント（2013年）の1つに、「すべてのグループ企業および供給業者に対し、いかなる人権侵害、不正または腐敗も容認しないこと」がある。これに関して、当グループは、2つの目標を設定した。それは、2017年までにグループ企業のうち13社が国連グローバル・コンパクトのアドバンスト・レベルに達すること（2014年末現在、13社がグローバル・コンパクトに署名しており、2社（EDFおよびEdison）がアドバンスト・レベルに達している。）および2015年までに13社がその長期調達契約に倫理／持続可能な開発に関する条項を導入すること（2014年末現在、この目標は11社が達成している。）である。EDFは、2001年に国連グローバル・コンパクトに加盟した。

EDFグループは、その倫理憲章において、世界人権宣言、女子のあらゆる形態の差別撤廃に関する条約、子どもの権利に関する条約および多国籍企業に対するOECDガイドラインについても言及している。2009年に署名したCSR契約において、EDFは、その支配下にあるすべての子会社が国際労働機関の基本条約を遵守していることを確保することを約束した。

かかるコミットメントはすべて、当グループの各企業がそのCSRコミットメントの範囲内で取り組んでいる。当該企業の一部は、追加措置を講じている。例えば、Edisonは、人権に関して独自の方針を有しており、またそのすべての現場に適用される、人権の遵守の評価および監視を行うための手続について定めている。2013年に、EDF Energyは、誠実性ならびに差別およびメンタル・ハラスメントの防止に関する条項により、その倫理憲章を補強した。

また、EDFは、その組織内で国連のビジネスと人権に関する指導原則を積極的に実践しようとしている10社で構成される、人権擁護企業（*Entreprises pour les Droits de l'Homme*（EDH））協会のフランスにおける創設メンバーである。これに関して、EDFは、2015年に、EDHにより開発された人権に関するeラーニング・プログラムを、当グループのすべての従業員と共有する予定である。さらに、EDFは、そのすべての投資プロジェクトの審査基準において、人権への影響により一層注意することを決定した。国際レベルでは、EDFは、グローバル・コンパクトの人権に関する個別の作業部会のメンバーである。また、持続可能な開発のための世界経済人会議およびIPIECA（環境・社会問題に取り組む世界的な石油・ガス産業協会）のメンバーでもある。

人権の監視および検証に係る現行の措置は、当グループ企業のほとんどについては、充分であると思われる。通常のコンタクトの場合（経営陣、人事部、従業員代表）のほか、多くの企業内で、問題を抱える従業員のために内部告発制度（倫理担当役員、フリーダイヤル番号、オンブズマン等）が導入されている。

（ii）利害関係者との対話

当グループは、地元のあらゆるレベルの利害関係者とのより効果的な対話を目指すことに全力を注いでいる。CSRコミットメントにおいて、当グループは、慎重を要する議題に関する透明性および対話を推進していくことを約束しており、2015年末までに、グループ企業のうち8社が利害関係者との正式な対話の場を持つというコミットメントを掲げているが、かかるコミットメントは既に（利害関係者による諮問委員会を通じて）EDF Energyおよび（持続可能な開発協議会（*Conseil Développement Durable France*）を通じて）EDFで達成されている（「第2 3（7）③（ii）（ハ）独立委員会の助言」を参照。）。

当グループ企業はそれぞれ、各企業の手続を用いて、利害関係者との対話を行い、以下の5つの共通分野を対象とする。

- ・発電施設および予定されている新たな工業施設に関する地元協議。
- ・顧客、供給業者、セクター・パートナー、社会的専門性を有する団体、地方自治体、国内機関および国際機関との組織的な関係。
- ・NGOおよび学会との事業上のパートナーシップ。
- ・当グループのマネージャーに対して外部見解を提供するための独立機関または独立委員会における専門家および代表者の集まり（「第2 3（7）③（ii）（ハ）独立委員会の助言」を参照。）。
- ・特に若者を対象とした、エネルギーおよび持続可能な開発に関する諸問題についての情報公開および教育。

(イ) 発電施設の近隣住民に対する情報提供および産業プロジェクトに関する協議

発電施設

フランスにおいて、選ばれた役員、州代表、団体および専門機関からなる地元の38の情報委員会が、近隣住民に対して、規則で要求される原子力施設の活動に関する情報を提供している。EDFは、発電所においてこれらの委員会と協力して、それらの任務遂行に必要な情報を提供する。提供された情報の妥当性を向上させるために、利害関係者の期待が考慮されている。直近のレビューは、福島での事故を受けて、主に国民の保護および原子力の安全性向上に関係するものであった。環境への排出に関する問題も、関心が高まっているテーマである。

この規制上の制度のほか、EDFは、各原子力発電所に公共情報センターを設置し、近隣住民に対して、発電所の運営および影響、エネルギー関連の問題、エネルギー消費の管理ならびに今後電力分野において雇用を創出する事業に関する情報を提供している。2013年と同様、2014年においても近隣住民のEDFに対するイメージは依然として概ね肯定的なままであり、86%が良いイメージを持っていると述べ、82%（2013年比で2%減少）が原子力発電所は高水準で稼働していると考えており、79%（2013年比で1%増加）が経済活動においてプラスの影響があると認識していた。

ブルターニュにあるブレンリス原子力発電所の廃炉に関して、当該発電所周辺の湖および土地の未来ならびにそこで展開される可能性のある経済活動の種類について、地方自治体、近隣住民および商工会議所の間で協議されている。

水力発電部門においては、施設周辺に対する地元住民のイメージは、依然として良好であり、68%が安全性の水準および提供される情報の質に関して「良い」との見解で、20%が「非常に良い」との見解であった。うち74%は、水力発電所について正常に機能していると考えており、71%は地域の経済活動においてプラスの影響があると考えている。さらに、EDFは、水利用者に対して河川の変動水流リスクについて注意喚起するために常に行っている情報提供および安全運動を続行した。予防のために、ハイドロガイドが夏に再び雇用された。現地プロジェクトでは、オート・ロワール県のプテ・ダム・プロジェクトにおいて、政府機関、中央政府および団体から選任された役員および代表者で構成されるプロジェクト監視委員会を設置するなど特別な関係性が構築された。施設の再開プロジェクトは、中央政府、選任された地方自治体職員および環境保護団体により承認された。オート・アリエ広域公園の団体主導の作業部会は、同プロジェクトの地域的統合に取り組んでいる。さらに、EDFは、40年間にわたって委託が更新されているアスプ溪谷（ピレネー）において、新たな管理モデルを構築している。この新たなモデルは、水力発電施設と周辺地域をつなげるすべての側面を網羅する。2015年に最初の運転モデルを設置するために、今後の管理方法に関して地方自治体との間で協議が開始されており、これによりグリーン成長へのエネルギー移行に関する法律の勧告を見込んでいる。

英国では、EDF Energyが、その事業活動および影響に関連する事項について、地元の利害関係者との集会を定期的に（必要に応じて年に3、4回）開催する。EDF Energyの原子力ツアー・プログラムでは、2014年に、40,000人の地元住民が原子力発電所を見学した。同社は、モバイル・インフォメーション・センターを立ち上げ、これにより約60,000人が同社の活動について知ることができた。2013年にウェスト・パートンのCCGT発電所に環境NGOが侵入したことを受け、外部の利害関係者で構成される委員会の委員長は、NGOとの対話を再開するため、また抗議団体の生命を脅かすこととなるような今後の侵入を回避するための取り組みを行った。かかる対話の後に採択された勧告は、2014年に開始された「ベター・エネルギー・アンビション」計画に基づき、EDF Energyの新たなコミットメントに統合された。

新規の産業プロジェクト

フランスでは、作業の目的、内容、スケジュールおよび作業を行う地元企業について伝えるための地元住民との上流会議を通じて、「石炭2035」プログラム（600MWの石炭火力発電所3基の拡張およびその技術・環境パフォーマンスの向上）が実施されている。特に、CCGTの建設が開始されたブションの施設では、地元住民に対して専用の会報が送付されている。2014年において、主に生物多様性を中心に議論が行われた。

ダンケルクのLNGターミナルの建設に関しては、規制に関する公開討論が行われた。2007年、早期の協議により、危機に瀕した鳥類および植物に悪影響を与えるリスクのある保護区への侵害を回避し、家族生活および家族連れのためのレジャー区域を保護するために当初のプロジェクトに修正が加えられることとなった。建設工事が開始されて以降も、現地での対話は継続され、様々な利害関係者が共同で解決策（専門家委員会と環境保護団体が共同で決定した環境代償に関する施策、地方自治体と経済関係者との連携による社会的および経済的施策、敷地へのコンクリートの製造ユニットの設置および地元住民の懸念事項であったトラックによる輸送を減少させるための大型荷船による一部資材の運搬等）を生み出していった。建設現場への見学は増加し、2014年には約5,000人の地元住民が訪れた。主な議題は、企業のコミットメントの遵守および建設現場における外国企業の存在に関するものであった。

300百万ユーロを超えるプロジェクトについてフランス環境法に定められているとおり、EDF Energies Nouvellesの3つの洋上風力発電プロジェクト（フェカン、クルル・シュル・メールおよびサンナゼール）の開発に関し、公開討論が2013年3月から7月の間に3回開催された。5,000人を超える人々がかかる討論に出席した。彼らの主な懸念は、環境、海の使用に関する配慮、工事により引き起こされる生活妨害、施設の視覚的影響（海岸からの視認性）およびプロジェクトの経済的な影響であっ

た。協議プロセスに関してさらに、EDF Energies Nouvellesは、クルル・シュル・メールに情報センターを開設し、そこで地元住民およびプロジェクト代表者との会議を開催している。

(ロ) 持続可能な開発に関する一般市民の意識の向上

ヨーロッパでは、現在、持続可能な開発が公的な場で盛んに議論される問題となっており、当グループ企業は、2014年に、エネルギー管理および持続可能な開発に関する諸問題に対する一般社会および若者の意識を高めるために、そのプログラムを継続し、補強した。フランスでは、EDFが、2002年に締結した教育省とのパートナーシップの範囲内で、電力、エネルギーおよび持続可能な開発に関する学校協議会の提供ならびに科学技術文化への関心の育成を通じて、その公共サービスの使命を全うしている。また、当社は、2つの専用ウェブサイト（「enseignants.edf.com」および「jeunes.edf.com」）を通じて、若者および教師向けに教育コンテンツを提供している。

2014年における重要な取組み

EDF	・省エネに対する一般社会の意識向上を目的としたウェブサイト（www.mamaisonbleuciel.fr）：2014年において3.5百万回のアクセス ・省エネの専門家が個人顧客に対してアドバイスを行う電話回線（3929）の設置。 ・環境イノベーション（エネルギー効率、需要反応、電気モビリティおよび持続可能地域に関するデジタルな顧客窓口）への支出：2014年において65百万ユーロ（2013年比で1.1%増） ・2014年において若者向けの専用ウェブサイトへのアクセスが566,000回（2012年には197,000回超、2013年には480,000回超）。 ・カリキュラムに関連し、中学校の教師の要求に応じて、持続可能な開発に関する問題について講演を4,800回実施（120,400人超の若者が参加。）。 ・エネルギーの慎重な利用に対する若者の意識向上を目的とした手引書（<i>L'électricité, ça s'apprend</i>）の作成（2014年において、各部門のEDFアドバイザーが21,000部超を配布した。）。 ・エネルギー移行に関する問題の専用ウェブサイトの開始（900,000回のアクセス）。 ・2014年自然祭（<i>Fête de la Nature</i>）に参加し、28の発電施設の公開および生物多様性に関する会議を行った。約4,000人が来場し、EDFは、フランス環境省の後援で開催されたこのイベントの参加者全体の約10%を占めた。 ・フランス産業省主催の第4回産業の日（<i>Journées de l'Industrie</i>）への参加（来場者25,000人）。
EDF Energy	・英国気象庁およびエクセター大学と共同で「気候と私たち」の開始。これは、気候変動およびそれにより予想される影響について説明し、地方自治体および英国企業が気候変動による影響を軽減するために実施している取組みを示す、一般社会向けの情報ウェブサイトである。 ・欧州エコスクール・プログラムおよび英国のNGOであるエデン・プロジェクトとのパートナーシップによる、オンラインの教育プログラム「ザ・ポッド」における、「生物多様性」問題と「廃棄物管理」問題の融合。2008年の開始時（当初の目標：2.5百万人）から、18,000校を超える学校（英国の学校の60%）がザ・ポッドに登録しており、10百万人を超える子どもがこのプログラムの恩恵を受けている。
Edison	・NGOレガランビエンテと共同でパイロットスクール（イタリアの20都市の学校20校）で実施している「エコジェネレーション—学校は気候の友達」プログラムの継続。同プログラムは、生徒に学校のエネルギー効率を評価することを教え、生徒がエネルギー消費を管理する方法を見出すことができるようにする（2013年および2014年において、5,000人を超える子ども、40のNGOおよび35の地方自治体が関与していた。）。
EDF Luminus	・風力発電に関する情報キャンペーンの開始。
EDF Polska	・すべての火力発電所においてオープン・デーを開催し、持続可能な開発に関する利害問題およびポーランドの火力発電所の課題についての討論等も行われた。

(ハ) 独立委員会の助言

いくつかの専門家委員会が、当グループのマネージャーおよび企業に対して、外部からの見解を提供している。これらの専門家委員会には、国際持続可能な開発委員会、フランスのEDFでは持続可能な開発協議会、科学協議会および医療協議会、ならびにEDF Energyでは利害関係者による諮問委員会が含まれる。

国際持続可能な開発委員会は、対話を目的とした組織であり、当グループの事業に関連する分野の独立した世界的な専門家または市民社会の期待および関心を代表する専門家からなる。これには、法定の構成員として、フランスの持続可能な開発協議会および科学協議会の議長、ならびにEDF Energyの利害関係者による諮問委員会の委員長も含まれている。国際持続可能な

開発委員会は、当グループの持続可能な開発に対するコミットメントおよびその実施に対する助言および批判的な査定を提供する。

2014年、国際持続可能な開発委員会は、当グループのCSRコミットメントの結果について検証を行うため会議を、その導入の1年後に開催した。同委員会は、当グループの取組みの全項目について称賛したもの、設定目標における野心の欠如については残念とした。毎年、同委員会は、当グループの持続可能な開発におけるパフォーマンス（当グループの持続可能な開発に関する報告書は、2014年度上半期に公表されており、インターネット上（<http://rapport-dd-2013.edf.com/fr/avis-du-panel-des-parties-prenantes>）においてのみ、入手可能である。）についての見解を発表している。

また、フランスの持続可能な開発協議会の構成員も外部の人材で構成されており、かかる構成員は、EDFの施設および事業による影響に関連する問題を扱う代表者であり、持続可能な開発に関して当社により提案されている選択肢について、EDFのマネージャーおよび専門家にできる限り上流段階で説明を求める。

2014年、同協議会は、当グループのリスク分類プロセスおよび既存の原子力発電所に対する「グラン・カレナージュ（Grand carénage）」プログラムに関する議題を検証するため、2回会議を開催した。

当グループのリスク分類に関して、同協議会は、使用されている方法の質については高く評価したが、外的リスクに対する補償の強化を提案している。かかるプロセスを促進するために、同協議会は、既に特定されているリスクについて、好機への転換をより一層徹底することを提案した。また、EDFに対し、これを当グループの戦略、報告および情報に活用するよう指示した。

既存の原子力発電所に対する「グラン・カレナージュ」プログラムに関して、同協議会の構成員は、すべての原子力発電所について新たな安全要件および耐用年数の延長を伴うとして、かかる事業プログラムの規模および例外的な性質を強調した。同協議会は、かかるプログラムを開始した初の発電所であるパリュエルの施設でみられるような、当社が人的組織面および物流面で行ってきた重大な取組みに関して言及した。同協議会は、グラン・カレナージュ・プログラムの先見的かつ包括的な性質を称賛した。しかしながら、EDFに対し、国内または欧州における政治的な選択肢を考慮して保持される可能性のある様々なシナリオに適応するために、同プログラムをより明確なサブ・ユニットに細分化するよう指示した。

EDFの科学協議会は、科学および技術の開発の事業ラインへの影響ならびに中長期の研究活動に関して、著名な科学者の意見および助言を当社に提供しているコンサルティング機関である。同協議会は特定の議題について検証を行い、EDFの会長に詳細な報告書および提案を発表している。

2014年、同協議会は以下の3つ議題を取り扱った。

- ・エネルギー貯蔵：電力グリッドについて電力の静止貯蔵。
- ・新たな分野および新たなシミュレーション方法：デジタル・シミュレーションの新たな適用分野は何か。
- ・EDFの研究開発の優先事項；EDFの研究開発にとっての科学的優先事項は何か。

EDFの医療協議会は、医療業界の第一人者および大学教授で構成され、EDFの活動に関連した多くの最新の健康に関する課題について考察と助言を行う機関である。フランス国立医学アカデミーのアンドレ・オランゴ博士が議長を務める。

2014年において、同協議会は、健康および環境に関する3つの問題を検討した。それは、最近のディーゼル排気の種類（国際がん研究機関による分類）および大気汚染の人間に対する発がん性について発電施設の考慮すべき事項、当グループの従業員に対する新たな感染リスクの発現による影響、ならびに化学臭または電磁場に対する過敏症等の環境不寛容状態に関するものであった。

利害関係者による諮問委員会は、EDF Energyの最高経営責任者および執行委員会に対し企業戦略および持続可能な開発に関する助言を行っている。かかる委員会は、6名の独立した委員からなり、ヒンクリー・ポイントのEPRプロジェクトおよび欧州委員会に提出された提案書について検討した。かかる委員会は、EDF Energyの価格戦略における「ブライス・プロミス」の革新およびスコットランドの独立に向けた住民投票を考慮した同社の人事に関する様々なシナリオを称賛した。また、かかる委員会は、EDF Energyの持続可能な開発における実績について検証し、それに関する報告書を公表している（<http://www.edfenergy.com/about-us/annual-report/stakeholder-views.shtml>）。

（二）再設計された持続可能な開発パートナーシップ戦略

EDFにとって、持続可能な開発に関するパートナーシップは、その活動に重大な影響のある問題について利害関係者と対話するための重要な手段である。かかるパートナーシップの目的は、当社に対して利害関係者の期待についてのさらなる理解を提供し、当グループの企業および部門に対して新たな専門分野を提供することである。

持続可能な開発に関するパートナーシップは、戦略的研究パートナーシップ、生物多様性に関するパートナーシップおよび社会的パートナーシップの3つの側面を対象とする。

戦略的研究パートナーシップ

低炭素集約型経済へのエネルギーの移行に関する世界的な議論を背景とし、持続可能な開発部門は、2014年もシンクタンクである持続可能な開発と国際関係研究所（IDDRI）および自然と人間のためのニコラ・ユロ財団（FNH）との戦略的パートナーシップを継続した。気候に関する国際的な交渉の準備において確固たる地位を築いているパートナーのIDDRIと共同で、EDFは、企業、公的機関の代表者およびNGOが出席し、オペレーショナル・リサーチ・プロジェクトおよび専門知識を中心に扱う、気候、生物多様性および都市に関する「連盟」の討論に参加した。議論は、特にドイツおよびスウェーデンで実施されている、市民の再生可能エネルギーに係る試験的なプロジェクトにおける地域社会の役割ならびに都市密度とエネルギーの相互作用を中心に行われた。2014年、EDFおよびIDDRIは、国内の脱炭素経路化およびその実施条件（技術的な解決策、公共政策等）のプロジェクトにも取り組んだ。かかるプロジェクトは、国際連合の後援を受けて実施されている。FNHと共同で、EDFは、著名な学者、研究者および科学者で結成された、生態系に配慮した社会への移行を専門とするシンクタンクに参加している。かかるパートナーシップにより、EDFのマネージャーを対象に循環型経済に関するコースが設置され、開始された。

2014年、EDFは、米国のコロンビア大学およびアリゾナ大学と研究パートナーシップを締結し、米国における大気中の二酸化炭素を捕獲するためのパイロット・ユニットの建設に重点的に取り組んだ。MIT（マサチューセッツ工科大学）およびパリ・ドフーヌ大学とともに行っている気候変動に関する研究は、継続している。MITと共同で、EDFは、気候変動パリ会議（COP21）に向けて、2015年の気候変動に関する合意について特別研究を開始した。これは、気候変動に関する合意の影響について、各国の熱意と参加の度合いに応じて、様々なシナリオのシミュレーションを行う。

生物多様性に関するパートナーシップ

欧州における規制強化および新たな環境管理の出現（2015年におけるフランスの生物多様性当局の設置等）に照らし、生物多様性は、これまで以上に、EDFの事業の維持および発展における要素となっている。フランスの国立自然史博物館（*Muséum national d'Histoire naturelle*）、国際自然保護連合（IUCN）、鳥類保護連盟（*Ligue pour la Protection des Oiseaux*）、沿岸域保全整備機構（*Conservatoire du Littoral*）、フランス自然保護区（*Réserves Naturelles de France*）およびフランス全国釣り連盟（*Fédération nationale pour la pêche en France*）と当社の長年のパートナーシップにより、国内NGOと当社の様々な事業ラインとの間での専門知識の共有および対話が促進される。

パートナーの生物多様性に関する専門知識は、以下の4つの主要分野において追求されている。

- ・生態系の質および土地の管理。
- ・影響の抑制。
- ・生物多様性の取組みに対する戦略的支援。
- ・当社従業員および一般社会の教育および意識向上。

2014年、これらのパートナーシップにより、フランスの国立自然史博物館と共同で陸上の生物多様性に関する研究プログラムが開始され、IUCNと共同で再生可能海洋エネルギーの開発に関する報告書が作成され、鳥類保護連盟と共同でコルドメおよびグラブリヌの発電所の在庫および運営に関する計画の立案支援が行われ、IUCNと共同で当社の2014年から2017年の生物多様性ロードマップの作成において戦略支援が行われた。

社会的パートナーシップ

2013年、EDFは、関連する事業ユニットと連携し、社会的パートナーシップについての戦略を再定義する決定を行った。

様々な利害関係にある経済パートナーと（可能であれば国際レベルで）革新的な解決策の策定を行うことを目標とし、エネルギーへのアクセスおよびエネルギー貧困との闘い、近郊地域の社会開発、ならびに社会的統合および教育等、優先事項が特定された。

その実施が予想より複雑であることが判明したため、エネルギー貧困との闘いのパートナーシップの一部は、2014年には実現しなかった。フランスの経営学大学院であるHECによって設立されたアクション・タンクと共同で、EDFは、貧困と排除の削減を目的とした試験的なプロジェクトをフランスで実施する予定である。老朽化した団地の改修工事に対する支援を行うための最初の試験操業が、クリシー・ス・ボワで開始された。

熟練職人のネットワークである *Compagnons Bâtisseurs* とのパートナーシップは、脆弱な世帯が各自で家を改築できるよう、それらへの教育および支援の提供を基礎とする。最初のプログラムは、トゥールーズで開始されている。

フランスの全国集団事故被害者連合（FENVAC）と共同で、EDFは、産業保安のためのパートナーシップの設立に取り組んだ。両者の交流の目的は、人身傷害を伴う集団事故の防止および緊急事態への対応の強化である。2015年には、放水路に関して一連の会議をEDFの研究開発部門と実施した後、最初の取組みで水の安全に重点を置く予定である。

(iii) 社会的活動

当グループの社会政策は、当グループの持続可能な開発政策において不可欠な部分であり、国際連合のグローバル・コンパクトの原則を遵守している。

当グループのCSRコミットメントを踏まえて、社会政策の3つの主要な戦略は、以下のとおりとなっている。

- ・脆弱な人々によるエネルギー利用およびエネルギー効率を促進すること。
- ・EDFが担当とする地域の経済的および社会的発展に貢献すること。
- ・近隣住民との対話およびエネルギー関連の問題に対する知識を促すことで、持続可能な開発およびEDFの事業に関する議論に貢献すること。

これに関して、持続可能な開発部門は、当グループの様々な企業の駐在員からなる専用ネットワークを主導している。かかるネットワークの構成員は、優良プラクティスについて議論し、開始された主要な活動を共有するため、年に1度会議を開催する。

(イ) エネルギーへのアクセスおよびエネルギー貧困との闘いに対する貢献

エネルギー貧困との闘いに対する貢献

貧困に関する問題は、欧州全体で深刻化しており、EDFグループは、規制上の義務よりもさらに踏み込み、エネルギー貧困との戦いに関する活動を継続した。これは、かかる問題が当グループのCSRコミットメント（エネルギー販売を行う当グループの企業が実施する脆弱な顧客を対象とした任意の取組みについて毎年公表している。2014年の結果については、「第2 3（6）企業責任に関するコミットメント」を参照。）に組み込まれたこと、既存のプログラムの強化および各国独自の新たな解決策の導入に反映されている。当グループは、最も社会的に脆弱な世帯の消費費用を削減するため、困難な状況にある顧客をその顧客に適した支援（可能な限りより長期的かつ上流での活動）を行うというアプローチを選択した。

フランスでは、国立エネルギー貧困監視センター（*Observatoire national de la précarité énergétique*）が実施した研究において、エネルギー貧困を測定するための指標を2014年に導入すべき旨が提言された。かかる指標には、ヒルズが提唱する「低所得高コスト世帯」指標から生じた新たな指標である「BRDE」が含まれる（「その他の当グループ企業における状況」を参照。）。これらの研究によると、5百万世帯超（すなわち、11.5百万人超）が、エネルギー貧困状態に陥っている。かかる状況を考慮して、公的スキーム（EDFは、フランスにおいて電気（基本必須料金）および天然ガス（特別連帯料金）について社会福祉料金を提供している。EDFは、これらの料金についてそれぞれ、公共電力サービス拠出金（CSPE）およびガス特別連帯料金拠出金（CTSSG）から払戻しを受け、電力供給の開始は無料である。2013年および2014年において、プロット法により、フランスでは2.6百万世帯が基本必須料金の恩恵を受け、うち2.4百万人はEDFの顧客であった（EDFの個人顧客の8％に相当し、2013年比で5.4％増）。）を支持し、かつ自発的な活動を通じて、EDFの活動は以下の3つの方策に基づいて行われている。

- ・支払援助
- ・厳しい状況にある顧客の支援
- ・防止策

支払援助に関して、EDFは、フランス本土では、地方自治体が管理する住宅向け共有基金（*Fonds de solidarité logement*またはFSL）の最大の出資者であり、2014年には23百万ユーロを拠出した（これは、2013年の金額（23.3百万ユーロ）とほぼ同じであった。）。EDFの380人のソーシャル・アドバイザーが約550,000件の申請の対応に当たっており、194,000世帯を超える貧

困家庭が、地方の委員会の決定の後、光熱費の一部を支払うため、財政援助を受けた。EDFから財政援助を受けた世帯数は減少したものの、援助額は前年度に比べて増加した（顧客1人当たり248ユーロ（2013年は240ユーロ））。

コルシカ島およびフランス海外県では、2014年におけるEDFの活動は、基本必須料金の新規受益者を特定することであった（2013年に観察された顧客数70,000人に対し、2014年における受益者は190,000人）。また、住宅向け共有基金への拠出額は520,000ユーロで安定しており、4,700世帯が支払援助を受けた（顧客1人当たり平均110ユーロ）。

厳しい状況にある顧客の支援に関して、EDFは、各顧客が電力供給を受けられるよう、冬季が近づいた際に、社会的に脆弱な顧客に対する警告のキャンペーンを継続した（電子メール、テキスト・メッセージおよび自動通話）。冬季中に未払請求額が蓄積しないよう、未払請求額のある顧客約20,000人を対象とした特別なキャンペーンが2013年から2014年の冬にかけて、プロット法で認められている冬季中断期間内に実施された。2014年、当社は、顧客とともに顧客の状況に応じた適切な解決策（支払期限の延期、社会福祉サービスへの紹介、省エネに関する助言の提供等）を見出すことで、その「エネルギー支援」イニシアチブに基づき、513,000人（2013年は500,000人、2012年は324,000人）を超える困難な状況にある顧客の支援を行った。

EDFは、ボルドー、ヴァランシエンヌおよびスヴランにマルチサービスの情報センターを新設し、その担当地域を強化した（現在、フランス本土に180の顧客受付所がある。）。さらに、当社は、ソーシャル・ワーカー向けの研修を行い（13,180人が研修を修了）、連帯サービス「PASS'EDF」にアクセスするためのインターネット・ポータルを開設した。このプラットフォームにより、EDFのソーシャル・アドバイザーとのやりとりが可能となり、ソーシャル・ワーカーは、経済的困難に陥っている人々に代わって提出した財政援助要請書を容易に保管し、追跡することができる。概して、社会福祉サービスは、EDFの連帯プラットフォームが有効であると判断しており、地方自治体の71%（2014年のBSM調査）およびソーシャル・ワーカーの95%（2014年のIPSOS調査）は当該プラットフォームに満足していると述べた。

防止策に関して、EDFは、エネルギー貧困状態に陥っている家庭のエネルギー効率を改善するための長期にわたるキャンペーンを展開している。EDFは、2017年まで、ANAH全国住宅リフォーム協会主導の「Habiter mieux」（居住改善）プログラムに引き続き参加する。2011年から2013年にわたって調印した最初の取決めに、EDFは、政府の支援の下、グルネル第二環境法に対応して、（同プログラムに基づき改修された50,000戸のうち）所有者がエネルギー貧困状態に陥っている29,000戸の住宅で改修工事を行うことができた。EDFは、3年間にわたって29百万ユーロの出資を行い、これにより同プログラムへの最大の出資者となった。2014年、同プログラムの結果は増加傾向にあり、同年中に約50,000戸の改修工事が開始された。2014年から2017年に関する取決めの更改では、2014年については50,000戸、2015年、2016年および2017年については45,000戸を基準として、EDFの出資額は急増する見込みである（すなわち、2014年は32百万ユーロ、その後3年間は毎年29百万ユーロで、その合計はエネルギー企業の出資額全体の58%に相当する。）。また、EDFは、支援を受ける資格を有する家庭の特定にも取り組んでおり、地方自治体に対してはその地域におけるエネルギー貧困に関する調査を提供している。これらの調査は、分類ツールを用いて行われ、これにより最も脆弱な地域および住民区分の特定がより進む。2014年、ランド県、リモージュ市ならびにサンテティエンヌおよびデュランス・リュベロン・ヴェルドンの大都市圏において徹底的な調査が実施された。

このコミットメントに加え、EDFは、以下のような自発的貢献を行っている。例えば、

- ・アベ・ピエール財団とのパートナーシップにより、2014年末時点の目標であった2,000戸のうち、1,364戸の「大変社会的」な住宅ユニットの改修が行われた「*Toits d'abord*」事業。かかるパートナーシップは、2015年も更新された。
- ・ボランティアの若者が住宅の居住者に対し、エネルギー消費行動への適応支援を行うアウトリーチ活動を実施するUnis Citésとのパートナーシップにより行われる「*Médiateur*」プログラム。かかる事業は、2014年において、66の団地を対象とし、1,600世帯に支援を行った（かかる事業の開始以降、9,800世帯が助言を受けている。）。
- ・地域の利害関係者とともにエネルギー貧困によって新たに提議された問題を特定するための「エネルギー貧困会議」の組織（2014年には、シャロン・ゾン・シャンパーニュ、リモージュおよびサンドニにおいて3回会議が開催された。）。

コルシカ島およびフランス海外県では、基本必須料金の主要受益者に対して「Packécos」および「HydroEko」のキットを配布するプログラムが終了した（2012年以来、270,900個のキットが配布された。）。かかるプログラムにより、当該世帯は、水道代を30%削減し、電気代を20%削減することができた。グアドループでは、EDFは、社会における主要組織（地域社会福祉センター（CCAS）、県議会等）に対して講習会を行った。EDFは、CAF（家族手当金庫）と共同で、最貧困世帯に対して、それらが電力消費量を40%削減することができるA+++評価の家電製品を購入できるよう資金援助を行っている。

最後に、EDFの研究開発チームは、2010年より、年間約1百万ユーロの予算で、エネルギー貧困（*Précarité énergétique*）を中心に扱うプロジェクトを開発している。かかるプロジェクトは、以下の2つを目的とする。

- ・最高の対応を行うために、エネルギー貧困の内容を理解し、分析し、その推移を予測すること。
- ・エネルギー貧困の状態にある顧客を直接支援するイノベーションを開発すること。

2014年、研究開発チームは、HECの「アクション・タンク」およびBouygues Constructionと連携して、老朽化した団地の改修工事のモデル開発に取り組んだ。その目的は、増築スペースの統合および売却により団地の断熱改修のための資金調達を補完すること、および料金の支払と共同所有不動産の維持の好循環を回復させるために居住者を支援することである。2015年に、試験プロジェクトがクリシー・ス・ボワで開始される。

その他の当グループ企業における状況

2013年、ERDFは、設計技術事務所であるEnergies Demainの協力を得て、「PRECARITER」という意思決定ツールを設定した。これにより、選ばれた地方自治体の職員および事業は、その選挙区におけるエネルギー貧困に対する理解を深め、それに応じてエネルギー政策を定めることができる。このツールは、必要な家計費をすべて考慮するため、エネルギー貧困の問題を光熱費の分析に限定するという危険を回避することができる。2014年に、ERDFは、地方自治体にPRECARITERに関する報告書72通を提出した。また、ERDFは、困窮している世帯が料金未払による断絶を回避するために社会福祉サービスを受けられるよう、地元との団体とパートナーシップを締結している。

Dalkiaは、地方自治体および集合住宅の管理人に対し、最もエネルギー効率が低い建物を特定するサービスの範囲内で、エネルギー貧困世帯を特定するサービスを追加で提供する。Dalkiaは、地域の暖房ネットワークの事業を引き受ける際に、空中サーモグラフィーにより熱損失のある地域を地図で示すことができる。この地図は、経済および社会に関するデータを相互参照することで、エネルギー貧困世帯を特定することができる。したがって、これらのサポート・プランには社会的・経済的要素があり、共有基金による財政援助、段階的な価格設定およびエネルギーに関する指導で構成される。エネルギー貧困に係るプログラムに配分される金額は、地域の暖房ネットワークの規模およびその回転率によって異なり、契約総額の0.2%から1%の範囲である。

アルザスでは、Électricité de Strasbourgグループがエネルギー貧困に対する任意のプログラムに配分した金額は、安定していた（40,000ユーロで、うち20,000ユーロはエネルギー・バウチャーによるものであった。）。脆弱な人々（特に、ひとり親家庭および単身高齢者）の特定の向上を図るために、当グループは、その営業地域内の社会福祉の食料品店でワークショップを実施し、多重債務との闘いに取り組む団体「Crésus」と連携している。

現在ヒルズが提唱する低所得高コスト世帯指標（2012年）が使用されている英国では、エネルギー貧困に陥っている世帯はわずかに減少したが、困窮の度合いは高くなっている。2014年に、EDF Energyは、脆弱な顧客のために定めた方策の有効性を確保するために、専用の「脆弱な顧客に対する戦略」を採用した。同社は、以下のプログラムにより、英国の規則に則った支援の要件を満たしている。

- ・2014年から2015年の間に、住宅暖房割引プログラムについて4度目の更改が行われた。EDF Energyは、年間で総額29.6百万英ポンドを請求書から割り引くことにより、エネルギー貧困に陥っている211,750,000世帯を支援した。
- ・エネルギー効率を改善する施策に資金を提供することで、英国におけるエネルギー消費を減少させ、エネルギー貧困に陥った家庭の支援を行う政府のECOイニシアチブ（エネルギー供給事業者の顧客省エネ義務）が2013年の初頭に導入された。EDF Energyの2013年から2015年までの義務は、想定で合計490百万英ポンド（生活保護受給者、70歳を超える高齢者、地方居住者または貧困地域居住者といった優先度の高い顧客向けの150百万英ポンドを含む。）となっている。2014年11月に、EDF Energyは、とりわけ2014年における39,200件超の住宅断熱プロジェクトを通じ、政府のプログラムが定める目標を既に達成していた。2017年3月までのEDF Energyの目標を定めるために、現在Ofgemと協議中である。

EDF Energyは、その任意のプログラムに関して、脆弱な人々に対する支援策を再検討し、以下のNGOとの共同プログラムを強化した。

- ・EDF Energyの経済的に困窮している顧客に対してその未払問題について解決策を見出す手助けを行う独立機関であるプリマス市民助言局との事業（2014年において、7,200人超に対して助言を行った。）。
- ・利益を受ける権利の評価、請求の支援およびエネルギー利用に関する助言を行うコミュニティ利益会社であるIncome MAXとの事業（2014年において、1,300世帯超に対して総額73,000英ポンドを超える支援を行った。）。
- ・脆弱な低所得者層の家庭のエネルギー効率を向上させ、所得を増加させる手助けを行うNGOであるロンドン・ウォーム・ゾーン・プログラムへの支援。2014年において、ロンドン市内およびその周辺の523戸の暖房システムが交換または改善された。これは、ECOプログラムで定める規則に従い、暖房設備の耐用年数期間における国内光熱費の8.2百万英ポンドの節約に相当する。
- ・ヨークシャー・アンド・ザ・ハンバー地域における最も脆弱な世帯（および従来の方法では合意に到達できない世帯）を特定し、それらの債務負担を軽減し、それらのエネルギー消費管理の手助けを行うことを目的とする、国内エネルギー行動プログラムへの支援（500世帯超が既に特定され、エネルギー消費の管理に関する講習会が26回実施され、247世帯について債務に関し合意に達した。）。
- ・経済的困難に陥っている家庭および個人に対し、そのエネルギー債務について持続可能な解決策を見出す手助けを行うEDF Energyトラスト・ファンドとの事業。2014年において、申請のあった10,144件のうち、4,036件が承認された（総額2.75百万英ポンド）。また、594,090英ポンドが、エネルギー貧困との闘いに係るプロジェクトに充てられた。

ポーランドでは、当グループ企業は地方自治体に対し電力および熱源の生産を行っているが、住宅用顧客に対してはエネルギーの販売を行っていないため、エネルギー貧困と闘うための活動は、EDF Polskaにより町議会、配電事業者やNGOに対する寄

付という方策を通じて自発的に実施されている。割り当てられた資金は、主に非常に脆弱な状態にある世帯、高齢者、および疾患または障害のある児童の施設を対象とする。

ハンガリーでは、EDF Démaszが、2012年に開始したマルタ慈善事業とのパートナーシップを継続しており、同慈善事業により特定されかつ前払メーター方式を選択した6,500人の脆弱な顧客に対して、その光熱費の50%の資金援助を行っている。この自発的な取組みを通じて、EDF Démaszは、10,000人を超える顧客に対し、総額272百万フォリント（約890,000ユーロ）の資金援助を行った。援助を受ける世帯数は年々減少しており、現在、同社の個人顧客の1%に相当する。

電力へのアクセス

2015年に、EDFグループは、その持続可能な開発のための政策および国際連合の持続可能な開発目標に沿って、世界中の電力へのアクセスを促進するための戦略および事業モデルを構築する予定である。

マルチ・ステークホルダー・アプローチが支持される予定である。EDFは、農村地域（「第2 3（3）③（iv）（ニ）電力アクセス任務」を参照。）、急速に拡大する都市部および新たな産業プロジェクトの周辺地域の電化事業に重点的に取り組みたいと考えている。さらに、開発を推進するために、EDFは、その電力アクセスに向けた活動を、EDF財団の「EDF HELP」プログラム（人道的な取組み、開発支援および緊急事態への対応）を通じて継続している。

(ロ) 地域の経済および社会開発に対する貢献

EDFグループが事業を行っているすべての国において、当グループの産業活動（原子力発電所、火力発電所、水力発電所、再生可能エネルギー、配電網）は、地域の一部を構成しており、直接的または間接的に現地での雇用創出につながり、地域の購買力および税金の支払いは地域開発を後押ししている。2014年において、当グループの活動により、158,161人（2013年は158,467人）の直接雇用および475,545人（2013年は475,498人）の間接雇用が創出された（「第2 3（6）②企業責任に関するコミットメント：当グループの業績評価指標」を参照。）。

EDFは、その投資方針により、フランス経済に対する国内第1位の投資者となり、欧州ではトップの投資者の1つとなった。2014年、EDFによるフランスに対する純投資額は、8.7十億ユーロ（2013年は8.8十億ユーロ）であった。EDFは、フランスの中小企業の最大の顧客であり、2014年には2.6十億ユーロ分の注文を26,500の中小企業に対し行った。2009年以降、欧州に影響を与え続けている危機を考慮し、かつ地域のエネルギー・プロジェクトの開発を行うという地方自治体の需要に対応するため、EDFはいくつかの分野で活動を行っている。

- ・可能な限り安価なエネルギーを提供し、消費の削減・効率化により光熱費を削減する手助けをすることにより企業競争力を維持すること。
- ・地域事業からの投資（電力網、新世代の施設、産業維持管理）に関連する購買比率を高めること。
- ・EDF Energies Nouvellesの洋上風力発電所（1.5GWの洋上風力発電容量の開発により直接的または間接的に7,000を超える雇用が創出されると予想されている。）およびDalkiaのエネルギー・サービス（「第2 3（4）①（iii）（イ）Dalkia」を参照。）といった雇用を創出し、地域経済開発を進展させる新たな産業でのトップ企業となること。
- ・地域のエネルギー発電および地域のエネルギー需要管理を徐々に統合しながら、地域プロジェクトを明確化するための企業や地方自治体との革新的な成長の核となるパートナーシップの形成。

2014年、欧州における厳しい経済環境において、EDFは、以下の2つの主要事業を通じて、電力価格に非常に敏感な電力大量消費顧客を支援するために重要な取組みを実施した。

- ・2013年末にサンジャン・ドゥ・モリーエンヌに所在するアルミニウム製造工場を取得後、ドイツの製造会社TrimetおよびEDFで構成されるコンソーシアム（EDFが新会社の35%を所有する。）は、500の直接雇用および2,000の同溪谷のアルミニウム生態系に関連した雇用を維持するために施設の再編を実施した。かかる取得により、60の雇用が新たに創出された。業績は予測の範囲内であり、株主2名が生産ラインの再開（2014年9月に始動）への投資を決定した。施設における推定消費量は、1.6TWhから2.1TWhに上昇する見込みで、これにより同社は、フランスにおいて最大の電力消費企業の1つとなる。
- ・電力大量消費産業（化学、鉄鋼、産業用ガスおよび製紙業の27社で、60,000の雇用（うち、28,000の直接雇用）を有する。）のコンソーシアムであるExeltiumが財政難に陥ったため、ExeltiumとEDFは、2014年10月に、関係のある電力大量消費企業の短期的および長期的な競争力を高めるために、産業パートナーシップ契約の付帯条項を締結したが、同契約の全般的な経済条件は維持された。付帯条項は、当初、配電の進展に応じて支払う価格は低下し、その後、電力の市場価格の上昇に応じて、支払価格が引き上げられて補填される旨を定めている。

原子力発電所の耐用年数を最適な安全条件に基づき40年超に延長するという意欲は、2015年から2025年にかけて大規模な保守管理作業が継続することを意味し、土木工事が倍になる可能性がある。これに関して、EDFは、各保守管理セグメントについて産業戦略を実施し、調査、建設、組立ておよび適格性再検証の作業を行う下請業者の生産能力を確保するために、「グラン・カレナージュ」プログラム（推定55十億ユーロ）を開始した。このプログラムでは、すべてのサービス提供者が利用できる新たな建物および駐車場も建設される。第1段階は、2015年にパリュエル発電所で開始される予定である。パリュエル発電所は、地元技術の採用を促進するためにPôle Emploiとパートナーシップを締結し、またコート・ダルバトルの自治体と共同で、発電所のニーズと地方自治体の経済プロジェクトのニーズを統合するアプローチを開発した（予想される発電所作業員の住宅需要と地域のグリーン・ツーリズムの開発の範囲内での観光宿泊施設の建設の調和、新たな道路のレイアウト等）。

2014年の地域開発における主な貢献

フランス	・配電網に対する投資が過去4年間にわたり25%超増加し、2014年には3.2十億ユーロとなった（接続需要への対応および供給の質の改善のため）。30,000の雇用が創出された。新たな産業方針に沿って、ERDFは、大企業と中小企業間の購入の均衡を図っている。2014年、95%の業務およびサービスは、フランス企業から受注を受けたものであり、54%は中小企業からのものであった。 ・ダンケルクのLNGターミナル：2014年末、同ターミナル建設のための853件の契約のうち37%がオパール海岸の企業とのものであり、22%が現地企業とのものであった。契約期間を平均6か月間とする1,200件の雇用契約のうち、94%がノール・パ・ド・カレー地域からの作業員とのものであった。冷凍技術の研究開発活動のため、ダンケルク都市共同体、現地の大学、現地の研究所および企業とパートナーシップが締結された。 ・ロマンシュ・ガヴェの水力発電プロジェクト：発電容量の増加（以前の85MWと比較し、93MWに増加）に加え、新規施設の安全性を強化することで、その他の経済活動においても水路へのアクセスが自由に認められる。市街地の飲料水網は、出資および貸付によって改善される。河岸は自然状態に修復されている（6か所の施設が撤去され、1つのダムに取って代わられた）。低エネルギーな建物の建設は、工事が完了した際に、地方自治体に移転される。現地企業を利用することによるインセンティブは現在24%である。 ・フラマンビルのEPR：2014年末、地域経済支援プログラムに基づき選ばれた58件のプロジェクトのうち、44件のプロジェクトが完了した（26百万ユーロ）。2014年の主要な達成事項は、3校の学校建設（ソットヴィル、ブノワヴィルおよびサンクリストフにおいて）およびシェルブールにおけるルイ・ルミエール・ワークショップの改修工事であった。その他14件のプロジェクトが現在も進行中である。 ・ビュールにおけるANDRAプロジェクト：オート・マルヌ県のサンディジェにおける整備基地の建設（42百万ユーロで、操業段階において50の常勤職および200のサービス提供職）およびムーズ県のヴェランスにおける予備部品の物流センターの拡張（25百万ユーロで、2017年より追加で30の雇用）。 ・マルティニークにおけるベルフォンテーヌの火力発電所：900の現地雇用が創出され、200の外部サービス提供者（現地企業88社を含む。）が関与。 ・エネルギー生産性計画（PPE）およびエネルギー管理システム（SME）：14件の新たなPPEおよび21件の新たなSMEの契約が成立し、フランスの大企業の中での競争力を高めるためのサービスが導入された。
ラオス	・ナム・テウン水力発電所に関連するNTPCによる経済支援プログラムの継続。かかる目的のため、2014年末までに、176の現地の公有地区画の譲渡による農業開発および林業開発が行われた。このような例は今までラオスには存在しなかった。貯水池は、漁業に使用される。また、NTPCは、個人企業家に対するマイクロ・クレジット制度（750,000ユーロの資金を通じて）の運営（合計で170,000米ドルとなる517件の貸付が2014年末までに行われた。）も行っている。
南アフリカ	・グラスリッジ風力発電所（EDF Énergies Nouvelles）：投資の大部分を南アフリカの企業（土台用のセメント等）に配分することにより地域社会の生活水準を向上させる社会経済プログラムが策定された。同社の資本の26%が、専用ファンドを通じて地域社会に配分されている。収益の一部は、教育、研修および地元企業の設立に配分されている。

英国	・サマセット地域の若者をヒンクリー・ポイントのEPR建設により創出される雇用に向けて育成するための「インスパイア」研修プログラム（投資額3百万英ポンド）の開始。かかる計画により、その建設段階にわたり、25,000の雇用が創出される予定である。地元の道路網の構築、宿泊施設の建設および研修用キャンパスに対して約16百万英ポンドの投資が行われる。

社会的および地域的な連帯への貢献

EDFは、その公共サービスの使命の範囲内で、常に、地域間の不均衡の是正に努めている。2010年に締結されたフランス国内合意「*+ de services au public*」は、サービスへのアクセスを農村地域に広げることを目標としている。これには、フランス政府とともに、9社の主要な公共サービス事業者（EDFを含む。）が関係している。事業者は、マルチサービスの物流センターおよび当該サービスへのオンライン・アクセスを通じた農村人口へのサービス提供を強化するために、各社の資源およびノウハウを出し合う。これに関連して、EDFは、農村のサービス情報センター（*Relais services publics*）への関与を高め、人々へのエネルギー消費の削減および効率化の方法に関する助言を強化した。これにより、EDFは、行政手続において貧困に陥っている顧客のほか、インターネットを利用できない人または理解に障害のある人を支援することができる。

2013年7月、フランスの公共活動の近代化に関する省庁間委員会（CIMAP）は、当初実験的（22県）であったこの取組みを国全体において主流化することを決定した。また、CIMAPは、共同出資されたサービスセンターのすべてについて国内連携を行うことを決定した。これは、現在、Caisse des Dépôts et Consignationsが策定している。

さらに、EDFは、2014年から2015年の期間について、フランスの都市政策担当大臣との間で「企業と地域（*Entreprises & Quartiers*）」憲章の実施に関する特別協定を締結することにより、地方自治体の政策で特定された優先分野に対するコミットメントを再び主張した。この憲章は、EDFの優先分野に対応する、以下の5つの主要な側面に重点を置いている。

- ・教育／職業指導：教師、生徒およびその親に対し、エネルギーおよび持続可能な開発に関する教育的発表の実施。
- ・雇用／統合／研修：研究プログラムによる多様性、雇用適性および企業職へのアクセスの強化、経済活動を通じた統合に取り組む組織の利用および当該組織に対する支援、ならびに調達契約における統合条項の策定。
- ・経済開発：EDFが事業を行う地域における地元労働力、地元のサービス提供者および地場産品の利用推進による、直接雇用および間接雇用を通じた地域開発への貢献。
- ・接近性／利用可能性：社会的調停および情報／相談センターを通じて、主に脆弱顧客に特化したパートナーシップの構築。
- ・地元の取組みの支援および連帯支援：EDF財団を通じた、地元NGOへの支援。

EDFの地域ごとの代表者は、県知事およびその他地方当局の主要窓口となり、活動を調整し、取組みが効果的に実施されていることを保証する。かかる協定の評価は、毎年実施され、一般に公表されるが、これは可能な限り、同様の協定を締結した他の企業（「*Entreprises et Quartiers*」憲章は、2013年6月に、EDF、Coca Cola、La Poste、RATP、GDF Suez、Vinci、CarrefourおよびAccentureを含む、40社により締結された。その後、特別協定によりこの憲章を実施するかは、各社次第である。）と共同で行われる。

（ハ） 供給業者との関係および責任ある購入

EDFグループの外部委託の課題については、「第2 5（4）①責任ある業務委託：実態」に記載されている。

責任ある購入

持続可能な均衡ある方法ですべての利害関係者の利益を保護し、かつ短期、中期および長期のパフォーマンスを促進する目的で、EDFは、その取引相手との間で互恵的関係の構築を目指している。

これに関して、EDFグループの購入部門は、「責任ある購入」アプローチをすべてのEDFの事業および当グループ企業において展開中であり、購入プロセスの全段階において以下の基準を採用している。

- ・購入決定に関する環境への影響。
- ・サプライ・チェーンの社会生活および社会に関する側面。
- ・購入決定による企業、環境および供給業者への経済的影響。

EDF、ERDF、Électricité de Strasbourg、EDF Energy、EDF Luminus、EDF Norte FluminenseおよびEDF Démaszは、すべての契約供給業者により組織的に締結される持続可能な開発憲章をその購入契約の一般条件として盛り込んでいる。2013年、EDFグループは、2015年までにその他の企業10社が倫理的／持続可能な開発に関する条項をそれぞれの企業の購入契約（スポット市場におけるエネルギー購入を除く。）に含めることをコミットメントとして掲げた。この目標は、かかるプロジェクトの管理および実施を担当する当グループの購入部門が支持している。2014年末時点で、かかる目標は達成されている（「第2 3（6）②企業責任に関するコミットメント：当グループの業績評価指標」を参照。）。

DalkiaおよびEDF Énergies Nouvelles (EDF EN) は、同様の条項につき、その契約への組入れの主流化を図っている（2014年末時点で、Dalkiaの契約の60%およびEDF ENの契約の50%超に組み入れられている。）。

さらに、Edisonは、Global Compact Network ItaliaのTenPプログラム（持続可能なサプライ・チェーンの自己診断プラットフォーム）に加入した。同プログラムにより、供給業者の監視ツールの共有および設置が可能となり、持続可能な開発に関して供給業者のパフォーマンスを測定するシステムが提供され、人権、労働法、環境責任および職業倫理に関して供給業者の優良プラクティスが促進される。

当グループの購入部門は、「責任ある購入—当グループのシナジー」プログラムの範囲内で、特に供給業者の持続可能な開発の基準の統合の評価に関し、同部門が作成したツールおよび関連契約を子会社に提供する。EDF、EDF EnergyおよびEDF Luminusは、供給業者の監査結果について、既に共有している。

正式な入札手続に沿って、EDFの顧客部門は、その適格基準に、社会政策の認証要件を加えた。これに関して、「外部委託の顧客関係センター（*Centre de relations clients externalisés*）」（2004年にフランス雇用省の後援でAFRC（外部委託顧客関係協会）、SP2C（コールセンター業務一般労働組合）および労働組合により設置され、この認証は3年間付与され、顧客関係企業の社会的に優良な事例を認定するものである。）の認証を取得したサービス提供者者との間で、2014年から2017年の期間につき契約が新たに締結されている。

供給業者の評価

実務的には、供給業者による環境および社会的基準の遵守は、供給業者自身による自己評価アンケートならびに持続可能な開発および社会的責任に関する監査により評価され、特に以下のような項目を対象とする。

- ・自身が製造する機器に関するリスクも含めたリスクの管理。
- ・自身の製造施設またはサービスにおける炭素排出量の測定。
- ・自身の事業による生物多様性に対する影響についての調査の実施。
- ・環境に配慮した代替技術または資源の節減および汚染物質の排出の削減に関する開発についての技術革新政策の実施。
- ・廃棄物削減プログラムの策定。
- ・地域経済組織の発展を促進する積極政策の実施。

2014年、EDFグループの購入部門は、公表した目標は90件であったが、57件のアンケートおよび72件の監査により、129件の「持続可能な開発／CSR」評価を実施した（2013年は60件、2012年は57件であった。）。

監査により、25%は「満足」、52%は「意見はあるものの許容範囲」、22%は「不十分」、1%は「不満」との結果が明らかになった。これらの監査は、フランスにおいて、環境および社会的な影響に関する問題は全般的に軽微かつ稀であるが、アジアでは頻繁に見られるという近年の経験を裏付けるものであった。監査された供給業者の50%は、EDFが持続可能な開発について関心を持っていることを認識している。主な改善点は、供給業者がEDFの要求について伝達を行わない下請業者についてである。EDFにとっての改善領域とは、現地調達、中小企業からの購入、支払条件、および供給業者の監査プロセスそれ自体である。

当グループ企業では、同様の評価が実施されている。

EDF Luminusは、その主要な供給業者とのインタビューを約25件、その下請業者の評価を12件実施した。2014年、2件の現場評価の結果、供給業者の下請業者が退去することとなった。

2013年、Dalkiaは、2009年に開始されたCSR（企業の社会的責任）監査を完了した。かかる監査は、収益に関して最も戦略的な供給業者を対象とし、企業倫理、環境の尊重、責任ある購入および社会政策の履行を評価するものである。

職業的統合に対する貢献

契約への社会条項の導入

公開入札に関する契約の一部において、EDFは、労働時間の一部を失業者の雇用に充てることを義務付ける職業的統合に関する条項を導入している。

かかる条項は、フラマンビル3のEPR、ブシャンのコンバインド・サイクル・ガス発電所（9,082時間の初任研修が予定されている。）およびロマンシュ・ガヴェの水力発電施設の開発等の主要なプロジェクトに導入された。

当社は、地域の職業センター（Pôle Emploi、雇用訓練センター、商工会議所等）と連携して取り組んでいる。

この政策の主な受益者は、26歳未満の新規求職者、長期求職者、未就労若年者、最低生活保護受給者および障害者に関する2005年法の対象者である。

保護雇用部門からの購入

特定の購入セグメントにおいて、当グループの購入部門は、特に当グループが取締役を務めるNGO「Pas@Pas」を通じて、保護雇用部門からの購入の維持および拡大に引き続き取り組んでいる。

EDFの2013年から2015年までの「障害者の機会均等および職業的統合」に関する契約は、2015年において500個の「受益権」（または「障害者の雇用相当」）の購入を通じて、前回契約比15%の増加を達成することを目標としている。購入した商品／サービスのうち最も労働集約型の区分（施設の清掃および緑地の保全、（作業着の）ランドリー・サービス、タイピング・サービス、電気メーターの検針、信号装置および地図の設置）が優先される。

EDFは、その持続可能な開発政策において、保護雇用部門からの購入に関して目標を設定している。2014年の年間購入目標は、1.5百万ユーロに設定されていた。達成した購入量は、1.4百万ユーロ（2013年は1.1百万ユーロ、2012年は1.5百万ユーロ）であった。

ERDFについては、2014年における当該購入量は、6.71百万ユーロであった（緑地の保全（約1.5百万ユーロ）を除く。）。当該購入の対象は、主にメーターのリサイクル、木の剪定および開墾、従業員の作業着のランドリー・サービスならびに書類の印刷である。

石炭サプライ・チェーン

EDFは、Bettercoal（Bettercoalは、EDF、DONG Energy、Enel/Endesa、E.ON、GDF Suez/Electrabel、RWE、Vattenfall/NuonおよびFortumといった産業事業者で構成される国際的イニシアチブである。）の創設メンバー（2011年）である。かかるイニシアチブは、現在、11社のエネルギー会社ならびに欧州の3つの石炭積出港およびターミナルをまとめている。かかる国際的イニシアチブは、石炭サプライ・チェーン、とりわけ炭鉱における企業責任の向上および基本的権利（人権、労働条件、労働者および地域生活ならびに環境保護）の尊重を保証することを目的としている。現行の国際基準（国際労働機関等の機関により発行されたもの）および採掘産業に関する現行施策（例えば、採掘産業イニシアチブ）に従った社会的、環境および倫理原則に関する一連の共通基準が2013年に調印を行ったすべての企業で採択された。

2014年には、炭鉱施設における最初の監査がコロンビアで実施され、14件の自己評価が、Bettercoalシステム（Bettercoalが管理する専用データベースで、独占禁止法を遵守してそのメンバーにより共有される。）に記録された。しかしながら、監査および自己評価のプログラムの整備は、予定より遅れていた。2014年末時点で、Bettercoalの執行委員会は、実施の緩和を目的とするいくつかの措置を承認し、2015年末までに8件の炭鉱施設における監査および60件の自己評価を実施することを目標に定めた。

(二) 消費者の健康と安全

当グループは、近隣住民に対して、原子力発電所および火力発電所の活動ならびにそれによる公衆衛生に対する影響に関する情報を提供している（「第2 3（7）③（ii）（イ）発電施設の近隣住民に対する情報提供および産業プロジェクトに関する協議」を参照。）。

エネルギー販売を行う企業は、その顧客に対して、電気の安全性に関する情報を以下のとおり提供している。

ウェブサイト	・Électricité de Strasbourgは、住宅の電気設備の診断を行うPromotelec等の組織と共同で、電気、ガスおよび電気機器の使用に内在するリスクに関する情報を提供している（http://particuliers.es-energies.fr/）。 ・ポーランドでは、顧客に対する情報および助言がオンラインで入手可能である。
特定の対象に向けたコミュニケーション	・フランスでは、EDFが、若者を対象とした「安全に関する小さなメモ」シリーズ（ウェブサイト（http://kit-branche-toi-securite.edf.com）にて入手可能。）を開発し、住宅内外での様々な安全対策について注意喚起している。 ・2014年に、EDFは、EDFの健康およびエネルギーに関する科学協議会の後援で医療従事者を対象に開催された会議のほか、一般社会向けに放射能に関する広報キャンペーン（<i>Radioactivité et santé, si on en parlait : 医療従事者および放射線防護の専門家とのインタビューを盛り込んだ、医学および産業における人工放射線の常用に関する4本のビデオ。</i>）を展開した。 ・近年、ERDFおよびRTEが共同で、電線付近でレジャー活動に勤務・従事している人々に対して予防のための助言を行っている。2014年に地元ラジオ局で放送されたこの予防キャンペーンは、「電線の下では要注意：距離を保て」のメッセージに基づいている（専用ウェブサイト：www.sousleslignes-prudence.com）。 ・フランス領ギアナでは、非適合の電気設備が現実の危険となる老朽化した住宅に住む人々に対して、特別な意識向上キャンペーンが実施された。 ・英国では、EDF Energyが、フリーダイヤルの情報サービスを提供しており、これにより顧客は、エネルギー効率のソリューションおよび安全原則について知ることができる（情報は、請求書の裏面に記載されている。）。 ・ハンガリーでは、EDF Démászが年1回ニュースレターにより、その顧客に基本的な安全規則について再認識させ、住宅の改修工事および価値向上について有益な助言を行っている。

また、各企業は、補完的なサービスも提供している。フランスでは、EDFが、自宅設備の安全性の認証を目的とした、個人顧客向けの電気の安全性に関する診断サービスを更新している。

④ 報告制度

報告は、世界報告イニシアチブに定める非財務指標を用いるものである。これは、フランスのNRE（新経済規制）法およびグルネル第二法第225条（2012年4月24日付施行命令）に準拠しており、EDFが初期の署名者の1つであった、グローバル・コンパクトの国際コミットメントと一致している。

当グループの報告の様式および内容は、改善のために常に見直され、フランスの法律の要件を超えている。

2013年、当グループは、当グループ企業のうち13社が2017年までにグローバル・コンパクトに従い、グローバル・コンパクトのアドバンスト・レベルを達成することをコミットメントとして掲げた。かかるコミットメントは、人権、労働条件、環境および腐敗に対する闘いの4つの項目に関する詳細な報告により達成される。2014年12月31日現在、グループ企業13社がグローバル・コンパクトのメンバーとなっており、EDFとEdisonの2社は既にアドバンスト・レベルに達している。

また、当グループは、福祉、環境および社会に関する指標および情報の信頼性について法定監査人による証明を得るために先進的な手続を2007年から当初自発的に実施し、2013年以降は、フランス商法第L.225-102-1条に基づき、実施している。

2014年のデータについて、EDFグループの法定監査人は、2013年5月13日の決定に基づき、42の必須項目が存在し、かつ適切に表示されていることを証明する報告書を発行した。

さらに、当グループの透明性の高いコミュニケーションへのコミットメントと合致するよう法定監査人は、「（発電および発熱に関する）二酸化炭素排出量」についての指標および性別および年齢別の「年末現在の総従業員数」についての指標の妥当性に関する「全面的な保証」を示した報告書を発行した。

当グループが公表した持続可能な開発に関する情報は、格付機関、または投資家に代わって行為する非財務分析部門による評価に基づいている。

⑤ 非財務評価

主要な専門格付機関および倫理ファンドのマネージャーによる評価は、当グループの指標部門におけるCSRパフォーマンスを示すものである。当該評価および査定は、当グループの持続可能な開発のパフォーマンスに対する外部評価を明確に示している。

非財務格付機関による倫理市場指数および評価

2014年末時点で、EDFグループは、すべてのVigeoインデックス等、その企業責任コミットメントにおいて目標としていた倫理市場指数（FTSE 4 Good）の構成銘柄に引き続き含まれており、またDJSIおよびCDPの指数においてもその評価が改善した。

FTSE 4 Goodインデックス

2012年3月、EDFグループは、FTSE 4 Goodインデックスへの加入が認められた。かかる加入は、6か月ごとに審査が行われ、EDFは初めてインデックスに加入したときから、すべての審査において基準を満たしていることが確認されている。2014年、その評価は5点満点中4.3点で、2013年と比べて上昇した（2013年は3.7点）。その結果、EDFグループは、優良企業の上位4％にランクインした。

Euronext Vigeoインデックス

2012年11月、EuronextおよびVigeoは共同で、社会的責任に関して最高の実績を示した上場企業を評価する指数レンジを導入した。かかる指数は、5月と11月の年2回更新される。

2014年末時点で、EDFは、すべてのVigeoインデックス（World 120、Europe 120、Eurozone 120およびFrance 20）の構成銘柄であった。2014年の最新の格付において、EDFのスコアは、2012年末の55点から上昇し、100点満点中58点であった。EDFは、43の電力・ガスの事業会社の中では第9位に位置している。

ダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・インデックス（DJSI）

EDFは、2014年において100点満点中79点と非常に良好なスコアを獲得したが、これは2013年（100点満点中66点）と比べて13ポイントの上昇であった。また、公益事業部門の平均（2014年において56点）と比べて、23ポイント高かった。2015年アニュアル・レポート（サステナビリティ・イヤーブック）において、RobecoSamは、EDFグループを初めて、そのパフォーマンスにつき、セクター・リーダーのスコアとの差が10％以内とであるとして「ブロンズ・クラス」に分類し、またその事業部門において最も進展した企業として「インダストリー・ムーバー」の称号をEDFに授与し、認定した。

カーボン・ディスクロージャー・プロジェクト（CDP）

EDFは、カーボン・ディスクロージャー・リーダーシップ・インデックス（CDLI）フランスの構成銘柄である。

2014年において、EDFの透明性スコアは、100点満点中98点（2013年と比べて3ポイント上昇）で、パフォーマンスの評価はAからFの尺度の中で、Bであった。

Sustainalytics

2014年、EDFは、100点満点中76点（2013年と比べて5ポイント上昇）を獲得し、公益事業部門の224社の中で第14位であった。EDFは、STOXX ESGリーダーズ・インデックスの構成銘柄である。

OEKOM

EDFは、C+の格付を取得し、改善を示した（2013年はD-からA+の尺度の中でCであった。）。

GLOBAL 100：世界で最も持続可能な企業100社

2014年、EDFは初めて、時価総額が20億米ドル超の世界大手企業（対象企業は約4,609社）のパフォーマンスを評価し、その年度の上位100社を表彰するこのランキングに認定された。EDFは、このランキングにおいて第40位に位置し、このインデックスの構成銘柄に該当するフランス企業12社のうちの1社で、公益事業部門では唯一の企業である。

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

2014年、EDFは、前年（2013年はCCCからAAAの尺度の中でBBBであった。）に比べて上昇し、上級レベルの評価Aを獲得した。

EcoVadis

EDFは、100点満点中67点のスコアを獲得し、アドバンスト・レベルに認定された。

認定称号

- ・CAC40 Enjeux les Échosランキング：CSRに取り組んでいるCAC40企業について2014年に初めて実施されたこのランキングにおいて、EDFは、96点満点中83点を獲得し、第14位であった。
- ・PAP50 Entreprises：WWF Franceがフランス最大手企業50社の政策文書の評価に関して2013年に実施したこの調査において、EDFは、100点満点中52点を獲得したが、これは2010年に実施された前回調査と比較して11ポイントの上昇で、全体では第20位であった。
- ・グリーン・ボンド市場の一環としての認定：2014年、EDFは、2013年11月に発行したグリーン・ボンドについて、Environmental Financeより「年間最優秀ボンド賞」およびGlobal Capitalより「最優秀SRI／グリーン・ボンド発行者賞」を受賞した。
- ・国内での受賞：フランスでは、2014年、EDFは、Pacte PMEより「ウィニング・パートナーシップ」賞を受賞した。また、EDFは、EDFによる顧客との対話および顧客への対応を促進する革新性を強調した「EDFと私のコミットメント」と題したプログラムにつき、フランスの顧客関係協会（AFRC）より「特別審査員賞」を受賞した。

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、2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記51「連結の範囲」を参照。

① GDF SUEZとの関係

電力およびガスの供給をそれぞれ行っているEDFおよびGaz de Franceグループの2つの子会社のERDFおよびGrDFが共有する共益サービスの任務は、フランス・エネルギー法第L.111-71条に定義されているとおり、電力およびガスの供給において、体制の構築、プロジェクト管理、ネットワークの維持管理および計量作業を行うことである。両社は法人格を有しない。組織上および機能上の規則については、「第2 3 (2) ② (ii) (ニ) ERDFおよびGrDFによる共同サービス」を参照。

② 公共部門の企業との関係

公共部門の企業との関係は、主にAREVAグループが関係する。AREVAとの取引は、核燃料サイクルの上流部門、核燃料サイクルの終了ならびに発電所の維持管理および設備の購入が関係してくる。これらの関係については主に「第3 4 (3) 依存因子」、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (d) 核燃料サイクルおよび関連する問題」、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (e) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備 - EDFのPWR設備の耐用年数」、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (e) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備 - フラマンビルのEPR (欧州加圧水型原子炉) プロジェクトの進捗報告」、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (f) 原子力発電所の廃炉」および2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

③ 組織概要

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、2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記51を参照。

子会社に関する情報

当グループの主要な子会社の事業活動および当グループにおける経済的重要性については、本書の「第2 3 (2) EDFグループのフランス国内の活動について」および「第2 3 (3) EDFグループの国際事業について」に記載されている。

さらに、業務分野における当グループの企業に関するより詳細な情報については、2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記6を参照。

EDFの役員の職務

当グループの子会社におけるEDFの役員の職務については、「第5 4 (1) 取締役会」を参照。

当グループ内の契約

EDFおよびその子会社との間で締結されたキャッシュ・プーリング契約

EDFが設定したキャッシュ・プーリング・システムは、子会社のすべての現金ポジションを集約するものであり、これにより当グループの流動性が最適化される。キャッシュ・プーリングの本質は、子会社のすべての現金残高を親会社のレベルに集約する点にある。特定のフランス国内および国外の子会社は組み込まれているが、RTEは組み込まれていない。

EDFグループ内の企業のためのキャッシュ・プーリング・システムは、キャッシュ契約によって定められている。EDFと各子会社との二者間契約が、残高の支払い等、各手順の具体的な条件を明確にしている。

国際的なレベルでは、システムに組み込まれている子会社はキャッシュセンターとして機能するEDFと包括契約を締結している。

EDFはまた、フランスの国内子会社からのすべての通貨フローを集中させている。

EDFおよびその子会社の間の資金の流れ

以上のキャッシュ・プーリング契約に関する資金の流れに加え、EDFおよびその子会社の間の資金の流れは、当グループ内の配当の分配とも関連している。当グループの複数の子会社 (EDF Energyを含む。) により支払われる配当の大部分はEDF

Internationalのみに対して支払われている。2014年にEDF Internationalが受け取った配当の合計は、402百万ユーロである。2014年にEDFは連結子会社から合計1,285百万ユーロを受け取った。

EDFとその子会社間のその他の資金の流動形態は、主に当グループの親会社が一部の子会社の利益のために行う融資、資産譲渡および保証に相当する。

2006年に決定された当グループの資金集中政策の中で、EDFは、子会社の資金を集中させている。これに関連して、2007年にEDFはベルギーに子会社であるEDF Investissementsグループを設立した。これは特に中長期のグループ内資金を集中させるための企業である。

子会社の支払った費用に関する資金の流動については、グループ内サービスの提供に関する契約が、2012年以降の連結範囲に含まれる主要な子会社との間で締結された。またEDFは、特定の子会社または当グループ外の事業体に対して、一定のサービスを提供することが求められる場合がある。さらに、EDFブランドを発展させる業務を行うにあたり、当社はEDFブランドを使用する子会社との間でライセンス契約を締結した。

EDFとその子会社の契約に関係する資金の流れについては、連結財務書類の注記23を参照。

5【従業員の状況】

変化する環境の中で、人的側面は、これまで以上にEDFの戦略的計画の中心となっており、当グループの業績を保証するものである。

EDFは、その労働に関する課題に対応するために、従業員の技術を向上させ、プロフィールの多様性を育てることで、社会的責任を有し、かつ積極的に雇用を行う雇用者であり続け、またプロフェッショナリズムおよびその従業員の意欲的関与に関してリーダーであり続けなければならない。当グループはまた、長期的な実績を保証するために、参加型アプローチを推奨し、優れた実務の共有を容易にすることにより、社会革新という観点で実例を示すことを目的としている。

当グループが業務を行っているすべての場所において、自己の従業員およびその業務委託業者の従業員の健康および安全は、絶対的に優先される事項である。EDFは、フランス国内およびフランス国外のいずれにおいても、統合されたグループとして、その価値に従い行動しており、そのすべてのスタッフに誠実性を示し、基本的権利を尊重することを求めている。

2013年から展開されている「2020年人事展望」プロジェクトは、この強い社会的な目的を推進するもので、当グループの労働に関する戦略を支持する以下の4つの主要な原則に基づいている。

- ・当グループの実績において重要な役割を果たす男性および女性
- ・従業員の意欲的関与および社会的パフォーマンスにおいて、最重要雇用主となること
- ・地域での強固なプレゼンスおよび国際的プロフィールの保有
- ・円滑かつ責任ある変化の管理

EDFグループは、2014年におけるDalkiaおよびCitelumの統合により、エネルギー・サービスおよび公共照明分野における新たな技術を得て強化された。これらの技術は、現在議会において審議されている、グリーン成長のためのエネルギー遷移に係る法案の施行に関して非常に価値の高い技術となる。

2014年は、従業員の安全衛生に係る研修に関連する社会的基準を含む、2つの新たなCSR基準が利益分配契約に加わったことが特徴的であった。

2014年において人事部門は、「ヴィーヴルEDFオンライン」ソーシャル・ネットワークを通じて、従業員のデジタル化への適応を簡略化するためのツールおよびサービスの範囲を拡大することにより、会社が開始したイー・トランスフォーメーション戦略に自ら取り組むことを示した。

ローカル・デジタル・サービス・プラットフォームは、モビリティの提供、「マイHRシチュエーション」（従業員の休暇の残存日数もしくは経費に係る記録情報への素早いアクセスが可能となった。）または時間管理を最適化するアプリケーション（共有カレンダー、翻訳エンジン、会議の調整等）および社会的つながりを強めるアプリケーション（小さな広告、カー・シェアリング等）等の新たなモジュールにより拡張された。

人事部門は、従業員の起業家精神を促進するという事業分野の需要を満たすため、またEDFパルス計画との相乗効果において、参加型のデジタル・イノベーション・プラットフォームの立ち上げに貢献した。このプラットフォームの目的は、イノベーションの集積および追跡を体系化し、イニシアティブを奨励し、「意見のある人々（ideas people）」を推進することである。

（1）優れた専門性：雇用および技能開発

① 2014年における当グループの従業員数の安定化

2014年12月31日現在、EDFグループの連結従業員数は総計158,161名であり、その内訳は、EDFおよびERDF（EDFおよびERDFの従業員は、EGI契約による雇用ではないEDFおよびERDFの従業員を含む。ERDFの従業員数には、ERDFの従業員数に加えて、業務

を分担する従業員も含まれている。内訳は、100%電力事業に従事する従業員（35,102名）ならびに電力およびガス事業の双方に従事する従業員（3,708名）であり、その電力対ガスの割合はおおよそ76%対24%となっている。）が111,040名、連結範囲に含まれる当グループのその他の子会社および株式保有会社が47,121名となっている。

IFRS第5号およびIFRS第10号、11号、12号の基準の適用は、2014年1月1日における約15,000名の従業員の削減につながった。

フランス国内の当グループの従業員数

フランス国内における当グループの主要な2社（EDFおよびERDF）の従業員数は2011年以降大幅に増加し始め、この傾向は2012年および2013年に加速した。2014年においては、増加は少し和らいだ。この従業員数の増加は、退職者数をはるかに超える高水準の雇用により支えられ、2014年の無期契約の新規採用者は5,800名を超え、退職者は、4,137名であった。

DalkiaおよびCitelumの統合ならびにDalkia Internationalの売却（2013年に連結された。）は、2014年に1,151名の従業員の増加をもたらした。

以下の表は、過去3事業年度のフランス国内における当グループの従業員数の内訳を示したものである。

	2014年	2013年	2012年
EDF - 非規制分野	72,181	71,088	69,122
発電・エンジニアリング	41,545	40,268	38,417
小売業	11,543	11,731	11,685
本社	11,473	11,475	11,559
島部エネルギー・システム	3,005	3,086	3,177
EGI契約による雇用ではないCDI（無期契約）およびCDD（臨時契約）	4,615	4,528	4,284
ERDF - 規制分野	38,859	38,666	38,211
その他のフランス国内の子会社：	21,067	19,738	21,995
Électricité de Strasbourg、TIRU、EDF EN、SOCODEI、CHAM、EDF PEI、EDF Optimal Solutions (2012年および2013年)	6,860	6,682	6,031
Dalkia、Citelum	14,207	N/A	N/A
Dalkia International	N/A	13,056	15,964
フランス国内合計	132,107	129,492	129,328

当グループのフランス国外の従業員数（連結子会社）

以下の表は、過去3事業年度の、連結範囲に含まれる国外の子会社および株式保有会社の従業員の内訳（当グループ内の割当て）を示したものである。

	2014年	2013年	2012年
EDF Energy（英国）	14,716	15,162	15,153
EDF Trading（英国）	1,011	1,028	1,025
Edison（イタリア）	3,101	3,240	3,248
その他の国外の子会社：	7,226	9,545	10,986
東欧	4,257	4,699	6,015
西部欧州諸国および地中海 - アフリカ諸国	2,804	3,350	3,450
アジア太平洋	76	74	75
アメリカ	89	1,422	1,446
フランス国外合計	26,054	28,975	30,412

② 向上した雇用および技能予測

EDFの内部および外部の環境は、ここ数年にわたって、人口、規制、テクノロジー、社会等における幅広い重要な変化に晒されてきた。したがって当社は、これらの変化に向き合うため、また戦略的目標を達成するという立場から、雇用および技能予

測の方法論的アプローチが既存の手法をより柔軟にするために開発された。このアプローチは、「ホライズン・コンピタンス」として知られ、2013年9月13日に締結されたEDFの雇用および技能予測方針に従い、2016年末までにすべてのEDFの管理事業体に展開される。

さらに、2013年から2015年までの期間における雇用および技能予測に関する契約は、社会的対話を通じ、EDFレベルで、従業員を代表する4つの組合組織により全会一致で締結された。2014年にこの契約で初めて交わされた約束に従い、中央企業委員会に提示された「EDF雇用見通し」レポートには、戦略的目的に関連する、定量化された雇用傾向が含まれている。

EDF以外では、「ホライズン・コンピタンス」アプローチは、現在フランス国内および国外のその他のEDFグループ企業および子会社に対し、特に人事マネージャーの特定の研修を通じて展開されている。

③ フランスで2014年に承認された大胆な採用政策

EDFは、以下の2つの主要な課題に取り組むために、前年から引き続いてその積極的な採用プログラムを継続しなければならない。

- ・予測される大量退職に対応するための技術の刷新
- ・継続中のプロジェクトのための技術スタッフの採用

事業が安定すると、採用は徐々に削減されるものである。

2014年において、EDFの従業員数の54%、また採用数の65%を単独で占めている専門技能が必要とされる分野において、実際には一定のプロジェクトがその修了段階に入ろうとしている。この中には、福島の実験の教訓を受け入れたものが含まれる。EDFはまた、新しい環境基準により、そのいくつかの火力発電所を閉鎖しなければならない。原子力発電所の寿命を延ばすためのプロジェクトの準備および実施ならびに原子力発電施設の老朽化に起因する業務および保守活動に関連する事業の成長は、2015年においてもなお従業員の増員を必要とし、今後安定化していくであろう。

商業活動および支援に関連するその他の分野では、従業員数は減少するであろう。移り変わりの早い規制、競争的および技術的な背景において、EDFは、業績を改善するために自己のビジネス・モデルを改変し、資源を最適化することで、順応する必要がある。

今後何年かのうちに、2013年に約200%であったEDFの置換率は、100%近くまで低下するであろう。2014年における置換率は、依然として170%であった。雇用数が最も多いのは、原子力施設の稼働および管理業務に関わる職業区分である。

EDFグループは魅力的な雇用主である

採用率が高い状況について、EDFの魅力は未だに重要な強みである。したがって、当グループは2014年中、引き続き各事業分野の宣伝活動を行い、フランス国内外における雇用主ブランドを強化する新しいスキームを開始した。

若い卒業生は、当グループの経営部門の採用の70%を占めており、それゆえに優先順位の高いグループを形成している。当年中は、EDFは将来のエンジニア・ランキングにおいて非常に高い順位を維持し、TNS Sofres社のランキングで2位、Universum社のランキングで6位、Trendence社のランキングは3位であった。さらにEDFは、2013年Randstand Awardsのエネルギー部門ランキングにおいて、4年連続で1位であった。英国、イタリア、ベルギーおよびポーランドの当グループ企業がUniversum社のランキングに入るよう措置が取られている。

取られた措置の中では、EDFは、特に4百万回のアクセスがあり、2014年には615,000件のオンラインでの応募があったキャリア・サイトであるwww.edfrecrute.comを通じて、そのオンライン上の存在感を維持し、強化した。ソーシャル・ネットワークに係るキャンペーンは、2014年に勢いづき、EDFは現在、いずれも有数のプロフェッショナル向けソーシャル・ネットワークであるLinkedInおよびViadeo、学生向けソーシャル・ネットワークのJobteaserおよびYupeekならびにTwitterおよびPinterestに参入している。2015年において、LinkedInとの間でEDFグループ・レベルでの契約を導入する計画があり、この契約は、このプロフェッショナル向けソーシャル・ネットワークを使用する頻度が益々増えているフランス国内および国外の双方の企業を対象としている。ユーザーが関心を抱く求人情報をリアルタイムで受けることのできるモバイル・アプリケーションもまた、その利用のしやすさを向上させるために整備された。最後にEDFは、公共サービスの使命およびその雇用市場の透明性向上を目的とした取組みの一環として、当グループの求人情報をウェブサイト（www.poleemploi.fr）に計画的に提示している。

EDFは、特に重要な学校や大学で以前学んでいた当グループ従業員のネットワークであるEDF卒業生ネットワークを通じて、これらの重要な学校や大学との間で長期の関係およびパートナーシップを築いてきた。EDFは、その事業分野（特に技術分野について）の認知度を高め、高等学校の卒業生および生徒ならびに女子学生にとって魅力的に映えるよう尽力する。当社は、中等学校および大学の女子学生を対象に技術的および科学的なキャリアを推奨するElles Bougnet、または原子力産業に携わる若い女子学生もしくは女性のキャリアを推奨し、毎年評価するFem Energia賞を運営する「WIN France」などの協会とパートナーシップを結び協力している。

最後に、EDFは、将来の若い卒業生と直接接する努力を続けている。そのため、EDFグループはフランス国内における50のフェアやショーおよび複数の国際的なフェア（ブリュッセル、ロンドン、ミラノおよびマドリード）に出展した。2014年11月

6日、第8回エネルギー・デーが開催され、就職活動中の最終学年の生徒1,700名が当グループ従業員500名超と顔を合わせた。

新入社員に高く評価されている系統的かつ改良された受入れおよび取込み

新入社員の忠誠心を統合し育てることは、2010年から毎年6,000名近くの新規採用の従業員を受け入れてきたEDFグループにとって重要な課題である。これらの大きな数字は、基本的に若い人々を統合するためのスキームを導入する必要があることを意味する。したがって、新規採用の従業員のための共通の統合スキームが、グループ・レベルで導入された。共通ツールの導入は、3年から4年先輩の管理職員のために、戦略的課題および当グループのキャリアの推進に焦点を絞った2days2getherと称されるグループ統合イベントにより支えられている。フランスにおいて、新規採用従業員の統合および忠誠心に係るプログラムは、4年間にわたって組まれており、部署内での統合（1年目）、次いで（特に技能専門学校を通じた、2年目）事業ライン・レベルでの統合に続き、他職業環境への開放性を奨励するための地域別および横断的手法を用いた統合（3年目）、最終的には2days2getherによる管理職のための国際的な統合（4年目）といった段階を経る。14の各技能専門学校もまた、それぞれの範囲内で統合および専門的研修スキームを確立する責任を有している。これらのスキームは、多くの場合、技能継承およびネットワーキングの組み合わせとなるが、関与する事業体およびグループによって異なり、原子力文化の獲得に焦点を当てた「共通知識」コース等の数か月にわたる研修でさえも含めることができる。

④ 技能開発：将来に備えて

移り変わりの早いエネルギー産業において、従業員の技能の適応および開発は、EDFの産業および社会的プロジェクトの成功にとって重要な要素である。研修は、投資であり、当グループの将来に関する3つの重要課題に寄与するものでなければならない。

- ・当グループの事業分野への変化の予測および管理
- ・（研修を事業の卓越性に向かう真のベクトルとすることで）研修をグループ・パフォーマンスの方針に加えること
- ・従業員の現在および将来の職務の進展を準備・管理し、新規任務を引き受ける機動性および能力を推進すること

したがって、EDFグループは、従業員の技術向上に多額の投資を行っている。2014年には当グループの従業員の85%が年度中最低1つの研修コースに出席し、平均継続時間は66時間であった。全従業員に対し研修コースに参加する機会を提供することは、当グループが責任ある企業として掲げるコミットメントであり、75%の従業員が毎年最低1つの研修コースに出席するという目標がある。

2014年中、当グループは、685百万ユーロを超える大規模な予算を従業員の研修のために割り当てた。その研修プログラムを実行するために、EDFはフランス国内において、スキル・キャンパスまたは研修施設、ならびに1,300名近くの講師およびコース・プランナーのネットワークを有している。

キャンパス・ネットワークは、英国にある拠点1か所を含む35の拠点を主体とする。

- ・レミュロー、シャトゥーおよびリヨンに所在している当グループのすべての部門および企業に対して開かれた3つの「企業」キャンパス
- ・発電および配電事業の研修に特化した「スキル」キャンパス
- ・2014年末に開校した、英国カニングトンの施設（ブリストル近郊のヒンクリー・ポイントのEPR原子炉予定地付近）のキャンパス

現在のレミュローキャンパスは、2016年にサクレイにあるEDFの新拠点に移転する予定である。380百万ユーロ超の投資を経て、当該拠点は、将来のEDFグループのキャンパスと新たなEDF研究所パリーサクレイ研究開発センターとを1か所に統合したものとなる（「第3 6（1）研究開発部門の組織および主要なデータ」を参照。）。この拠点は、すべての事業ラインおよび国籍における当グループの実習生からマネージャーに至るまでの160,000名の従業員にとって重要な統合・ネットワーキング・ツールとなり、共通文化を築くことを推進するはずである。同拠点では1,500名近くの常勤職員である研究者および20,000名近くの実習生を収容する予定である。

新たなEDF研究開発部センターと隣接していることにより、技術革新と技能との間および研究と訓練との間のシナジーが促進され、教育面で最新の技術革新の恩恵を受けられるはずである。また、EDFの事業分野に特有の設備を利用した以下のような潤沢な資料を用いた技術研修を提供することも可能となる。

- ・発電研修における次世代発電所管理シミュレータおよび現場での実習
- ・配電研修における稼動・管理シミュレータならびに研修用地上および地下配電網

実際の研修施設のほかに、EDFは、Eラーニング、MOOC（「大規模公開オンライン講座」は、ソーシャル・メディア、共同研究および知識の検証の可能性を利用する大規模な専門的遠隔指導を可能にする。）、シリアスゲーム（「シリアス」な目的（教育、情報、研修）と遊びの要素を組み合わせたソフトウェア）、バーチャルシミュレータ等の遠隔訓練スキームにも投資している。

技術の更新に対する強いニーズに対応してEDFは、複数の分野において下記のような活動をしている。

- ・フランス国内外におけるワークスタディ・プログラムの利用ならびにグランゼコールおよび大学とのパートナーシップの構築を通じて初期研修より在籍すること（19の大学でのリサーチ・チェア）
- ・統合の保証および当グループの特定の事業分野において適切な研修に新規従業員が馴染むことを支援すること（原子力施設の管理職の場合、2年から3年の研修を必要とするため）
- ・技術の幅を完全なものにする、改良するまたは拡張させるための研修コースを、全キャリアを通して継続して提供すること（事業分野の変化、新しいツールを使いこなす能力等）
- ・技術移行方針（特に、退職の近い従業員から年次の浅い従業員への技術移行方針）を開発すること

2010年にEDF、ERDFおよびRTEの組合組織によって満場一致で締結されたチャレンジ実習契約は、締結以降、当グループのフランスにおける訓練方針に新鮮な推進力をもたらすことに貢献した。

当グループの事業分野における変化を予測・管理し、研修をグループ・パフォーマンスの方針に加えるために、当グループは、14の専門的および総合的スキル・アカデミー、ならびに技術の開発、更新および創設に関連するEDFグループの目標を具体化するためのグループ・マネジメント・ユニバーシティ（GMU）を創設した。

各スキル・アカデミーは、事業ラインの現在および将来のニーズに対応するための専門的な研修コースを提供している。

GMUは、14,000名のグループ管理職の研修を目的に2010年に創設された。国際企業教育改良プロセス（CLIP）の認定証を受領した17の主要な国際グループのコーポレート・ユニバーシティの1つであり、その認定において優秀なコーポレート・ユニバーシティであるという位置づけを受けている。

GMUは、EDFグループの統合および国際化に貢献している。実績のある研修コースおよび現代的教育ツール（Eラーニング、コーチング、メンタリング）を用いて統率力、管理職、変化マネージメントおよび戦略的思考に関して当グループの管理職技術の発展に寄与している。今日ではGMUは、アジア太平洋、英国、イタリア、フランスおよび中欧など当グループが稼働するほぼすべての地理的エリアにおいて、マネージャー職の専門的な研修を提供している。

2014年中、GMUは、当グループ・ユニバーシティのEラーニング・プログラムへのアクセスを、フランス、ハンガリー、イタリア、ベルギー、ポーランド、中国および英国の資格を得たマネージャー（英国のEDF Energyのマネージャーは、2014年5月にアクセス可能となった。）20,186名に拡張した。2014年中には当該プラットフォームが、2013年比で31%増の13,000時間の研修を提供することに貢献した。Eラーニングの他に、GMUは、2014年に45のコースを提供し、1,718名のマネージャーが研修を受けた。当グループが定めた目標に従って、アジア太平洋部門およびEdisonにおいて新しい研修スキームが開発された。GMUはさらに、グループの有能な人材および執行役員向けのプログラムも提案している。2014年において少なくとも250名のマネージャーおよび400名の有能な人材がこれらの研修コースを受講した。GMUは、当社の戦略的な変化および開発に対するニーズに沿って、またキャリア管理と密に連動して、重要なリーダーシップ、戦略およびイノベーション・スキルを、「有能な人材」および将来の当グループの執行役員に身につけさせ、また現執行役員の同スキルを育てている。世界的に有名な機関およびビジネス・スクールとの間のパートナーシップにおいて、10数個の異なるプログラムが提案されている。毎年、当グループの全事業体から約650名の有能な人材および執行役員がこれらのプログラムの恩恵を受けている。

昇進のための研修コースがすべてのレベルにおける「社会的階層」を推進する

独自の方法による急速な昇進を提案する真のパフォーマンス向上ツールは、昇格および職種変更を支援するために開発された。かかるツールは、キャリアプランを推進し、EDFの魅力を増大させる。

フランス（EDF、ERDF）における当グループの35,000名の現職マネージャーのうち40%超は、キャリアを通じてマネージャーとなった。チャレンジ実習契約は、とりわけ、複数のスキームを通じた研修を基盤とする内部昇格の促進に特に役立った。

- ・従業員の上位職（*Pass cadre*および*Pass maîtrise*）への順応を容易にするための支援。これらの研修コースには2010年以降、1,700名超の当グループの従業員が参加した。
 - ・長期適格訓練計画（2年から4年）の推進
 - －当グループ内における機会均等および多様性の促進計画（*Cap Initiative Cadre*、*Cap Initiative Maîtrise*）
 - －従業員の技術職から管理職への転換を支援するよう設計された最新の研修計画（*Cap Exécution Cadre*）
- 2011年以降、これらの「キャリア促進」研修計画は、全体で600名超の従業員の支援を行った。

実習制度：社会的義務および採用方針

EDFは、EDFが企業内での教育を向上させるために実習生訓練センター（ATC）を立ち上げた1990年代初頭から、実習制度に関して長期的な取組みを行っている。

当グループ内での実習制度の発展には、主に2つの理由がある。

- ・実習制度は、フランスにおける当グループの主要な採用方針となり、優位性を高め、技術の移行ならびに経験および国籍の多様性を促進している。

- ・実習制度は、採用ニーズに加えて、若年者または失業者の技能取得および職業的統合に対する当グループの精力的な社会的取組みを明確化する手段となっている。当グループは、契約の終了後に採用されなかった実習生をモニタリングすることにより、これを行っている。（詳細については、「第2 5（4）②職業的統合を通じた地域開発に対する大きな貢献－職業的統合のための当グループの貢献」を参照。）。

EDFおよびERDFの実習生は、2010年から著しく増加した

フランスにおいて、2010年チャレンジ実習契約においてEDFが自社に課した目標は優に達成された。

- ・2014年、EDFおよびERDFは、6,000名近くの実習生（すなわち全従業員の5.6%、2010年は4,500名であった。）を有していた。
- ・2013年と同様に、40%以上の実習生が、2014年にそれらの契約修了後、フランスにおいて当グループに採用された。
- ・実習生の採用は、無期契約による採用の大部分を占めている（監査および実施部門に33%、管理部門に11%）。
- ・当グループは、職業訓練修了証書から修士号に至るまであらゆるレベルの資格保持者に対して実習の提案を行うよう努めている。
- ・実習生は、当グループのすべての事業分野において採用される。そのほとんどが発電、配電および顧客関係の事業において実習を受ける。

「当グループのチューター指針」に基づき、5,000名近くの資格を有する経験豊富なチューターが、実習生を支援している。かかるチューターの受入れおよび統合を促すため、特に報酬、交通費または住宅手当に関して、法定の最低条件を超える具体的な基準が導入されている。

EDFグループは、その事業分野に特化した実習生訓練センターも有している。イル・ド・フランス地方に拠点を置く当該訓練センターにより、200名近い実習生が受講する研修コースの質を直接的に管理し、教育業界と緊密な関係を構築することが可能となる。

⑤ 適切なキャリア管理

才能および執行役員の管理

EDFグループは、最も重要な才能発掘システムを開発した。2011年に当グループの方針が採択され、当グループ全体に展開されている。この方針は、当グループの異なる子会社により検討された。

さらに、執行役員職のキャリアパスの管理は、グループ・レベルでの監視下にある。事業分野および地域ごとの人事評価が、執行役員の昇進および適切な職位への任命を保証するために作成されている。執行委員会のメンバーによる執行委員会などの監視団体が設置され、主な任命、報酬原則および養成プログラムがかかる委員会に提示される。

従業員のキャリアパス管理

2014年において、当グループの従業員の73%と実施した年次面談により、従業員は、それぞれのマネージャーと昇進および訓練の必要性について話し合いの場を持つことができた。

さらに当グループの従業員に対して、当社は、下記2つの主な目標に重点を置いた施策を継続して行っている。

- ・事業分野および昇進に関する情報へのアクセスを容易にすること。
- ・従業員のキャリアプランのために、資源を提供すること。

いくつかのスキームは、フランスにおいてこれらの目標を達成するために役立った。それらのスキームには、イントラネットにおいて提供されているモビリティへの簡単なアクセスを提供する「私のキャリアパス」サイト、従業員のキャリアの各段階において提案される昇格面談、「キャリアパス」アドバイザーによるキャリア計画の個別支援がある。

当グループの「国際モビリティ」方針もまた、2014年に導入された。この方針により、モビリティ・プロセスが明確となり、その結果、国際プロジェクトにおける資源の利用の推進、従業員の技術開発ならびに有能な人材の勧誘およびそれらの忠誠心の増大に貢献している。

EDFはまた、当グループ内においてキャリアパスを早めるために取られる手段に加え、その従業員による事業の立ち上げ計画または承継計画を支援する。毎年40名から80名の従業員が経営者となり、それぞれ平均して約3つの職を生んでいる。

2014年においてEDFは、研修を終える実習生に対して、新規事業の立上げ支援に係るスキームを拡張した。これにより、2014年には8件の新規事業の立上げ計画が具体的な支援および資金援助を受けた。

年齢管理

フランスにおけるEDFの著しい人口変化（若い人々の大量入社、キャリアの長期化、平均退職年齢の高齢化）により、2012年に年齢管理計画が立ち上げられた。この目的は、第1に従業員の健康を守ること、第2にプロフェッショナルとしての雇用および全キャリアにわたるワークライフバランスの維持ならびに専門的スキルの更新および伝達を確実に行うことである。

フランスのEDFグループ企業88社が関与する、2013年から2015年までの世代契約活動計画の結果は、2015年末の目標と一致しており、以下の目標が含まれる。

- ・3年間で無期契約にて10,000名の28歳以下の若者を雇用すること。
 - ・無期契約にて50歳以上の従業員300名を雇用すること。
 - ・55歳以上の従業員13,000名の雇用を維持すること。
 - したがって、いくつかの実務上および業務上の手法が取られている。
 - ・フランスの当グループ子会社との間で、キャリア終了時の面談スキームが開発された。
 - ・ANACT（労働状況を改善するためのフランスの国家機関）により開発された、労働条件が会社の従業員層に及ぼす影響を分析するツールがカスタマイズされ、2015年に実施される予定である。
 - ・世代間連帯に係る欧州の日の一環として、従業員に対し年齢の固定観念に対する意識を深めるシリアスゲームをイントラネット上でリリースした。
 - ・国民健康ワークグループにより作成された健康、かつより長い労働生活に係る指針がEDFにより公開された。
 - ・復職するかまたは仕事を続ける弱者または知的障害者に関する指針が公開された。
 - ・異なる産業環境または第三次産業環境において、筋骨格障害防止策が取られた。
 - ・専門職のOJTにおいて、事業部門間での実務の共有が体系化され、世代間実習スキームを推進した。
 - ・ビデオおよびデジタル・フォーラムを通じ、経験豊富な従業員の専門的実務を提供し、共有するためのオンライン学習ツールが開発された。
 - ・27の会社またはグループにおいて「年齢管理」によるベンチマーキングが行われた。
- これらの文書の多くは、当社のイントラネットで入手することができる。

これらのすべての手法は、職場での生活の多様性および質という基礎をベースとして、指摘のあったニーズに対応し、文化の様相だけでなく人材および管理慣行を、時間をかけて変革させることに役立っている。

（２） 当社従業員の健康および安全：最優先事項

① 労働時の健康および安全性に関する条件改善の保証

2010年から当グループは、業務を行っている各国において有数の電力会社になるため、産業的、社会的および経済的成果を統合する意欲を示している。この観点では、当グループの従業員およびその業務委託業者の従業員の双方の健康および安全は、最優先事項（倫理規定、CSR契約、企業の社会的責任）である。

2013年11月においてEDFは、グループ・レベルでの安全衛生方針を導入したことで次の段階に前進

2013年中、当グループの主要子会社との間で共同で作成され、欧州労使協議会を通じ組合組織との間で議論された、2014年1月に公表された方針は、当グループの異なる子会社の方針および行動計画が遵守しなければならない、共通の一貫した枠組を定めている。当該方針は、経営陣の監視下で各企業および事業ラインで局所的に実施されており、EDFグループが事業を行うすべての国における、EDFグループ傘下のすべての企業に適用され、EDFの施設および建物で働く従業員およびその業務委託業者の従業員の双方が対象である。

事故ゼロおよび健康被害ゼロを目指すにあたり、かかる方針は、責任、利害関係者の関与、継続的な改善ならびに優れた実務の共有およびフィードバックの4つを中心とする指針に基づいている。この指針は、管理システム、達成すべき目的および監視指標を定めている。

グループ・レベルの管理システムは、各子会社により毎年実施される検討結果を統合したものにに基づき、当グループの人事部門が毎年実施する検討により整備され、EDFの執行委員会に提示される。この毎年実施される検討のための標準的な雛形は、2014年の結果について検討を実施するために安全衛生の専門家グループにより作成された。

当グループの安全衛生の結果は、四半期毎にEDFの執行委員会のダッシュボードに記載される。

会長兼最高経営責任者は、労働時の死亡について直ちに報告を受ける。

最後に、グループ人事部門と各当グループ企業との間の2社間の検討は、定期的に整備されている。

2013年から2017年までの間に労働災害の発生率を半減させる

当該グループ方針を通じて、2013年から2017年までの間に従業員に関わる労働災害の発生率を半減させることを約束した（企業責任コミットメント）。

10年間にわたる労働災害の防止および訓練に関する取組みにより、EDFおよび当グループの子会社においては、休職につながる労働災害件数を大幅に減少することが可能となった。さらに、2014年から2016年までの利益分配契約には、新たな社会的基準が含まれており、その基準とは、安全衛生およびリスク回避研修コースに出席した従業員の割合である。

当グループの事故発生率（1百万時間の労働時間に対して、当期中における1日超の休職につながる労働災害件数）は2010年の4.5件から2013年には3.1件に減少し、飛躍的な改善をみせている。2014年における当グループ従業員の事故の発生率には、同年の最終6か月間についてDalkia FranceおよびCitelumの結果が含まれており、2014年は3.1件で安定を保った。

(当グループデータ)	2014年	2013年	2012年	2011年
当グループ従業員に係る発生率 ⁽¹⁾	3.1 ⁽¹⁾	3.1	3.8	3.9

(1) 2014年の発生率には、当期の最終6か月間についてDalkia FranceおよびCitelumの結果が含まれる。

事故深刻度比率（千時間単位の労働時間に対する職場での事故後の欠勤日数（前年に発生した事故による欠勤でも、実際に取得された年に計上される。））に関して、EDFは2014年に0.17日（2013年は0.16日、2012年は0.16日、2011年は0.14日および2010年は0.16日）を記録した。

死亡事故

2014年に当グループに加わったCitelumが記録した3件の死亡事故は、2011年から認められていた規則的な減少傾向を弱めた。

(当グループデータ)	2014年	2013年	2012年	2011年
従業員およびサービス提供者の死亡事故合計件数	15	13	21	27
うち、従業員の死亡事故件数	4	4	14	13
うち、サービス提供者の死亡事故件数	11	9	7	14

当グループ・レベルでの第1回目の安全衛生コミュニケーション・キャンペーンが2014年10月当初に開始された。かかるキャンペーンは、「人生は美しい」と称され、勤務中に深刻な事故を回避し、自身および周囲の人々の両方を守るために、すべての人が守らなければならない重要な規則に焦点を当てている。これらの重要な10規則は、すべての当グループ企業の当該分野の専門家を中心としたワークグループが、過去30年間にわたるERDFおよびEDFの死亡事故の分析に基づき、選んだものである。キャンペーンは当グループ全体で展開されており、包括的なポスターおよび選ばれた10規則に係る各テーマ別ポスター一式が含まれる。このキャンペーンを予防策として利用するために、この展開に責任を有する人々のためのコミュニケーション・ツール、アニメーションによるビデオ・クリップ、スキームを説明する様々な映像、10の各規則について説明するカード一式が開発された。

「安全性の文化」構築を継続させるため、INRが設計したEラーニングの研修ツールをマネージャーに発表すること、深刻な事故後のフィードバック・ビデオの検証（英国、ポーランド）、専用の2.0コミュニティ（医師グループなど）、会議冒頭における「安全性」メッセージ閲覧等といった方策が2014年に導入または継続された。最後にEDFは、グループ安全衛生週間を創設することで、欧州安全衛生機関が提唱したキャンペーン（OSHA週間）を全面的に支援した。

サービス提供者の事故

当グループの新たな安全衛生方針を展開することを目的として、すべての企業は2014年においてそれらのサービス提供者が関わった事故を監視した（ただし、当グループへの統合以前はこれらの事故を監視していなかったDalkiaおよびCitelumを除く。）。

当グループの安全衛生方針は健康事由による欠勤を改善することを目標とする

指摘を受けた改善すべき分野の中でも、2014年および2015年においては、ストレスおよび筋骨格に係る障害防止について、当グループ全体で取り組まなければならない。

2014年において、グループ安全衛生週間のテーマとして選ばれたのは、ストレス防止であった。当グループの安全衛生コミュニティのワークグループのうちの1つを通じた準備は、OSHAにより提案されたツールに、当グループの異なる企業の素材を加える機会をもたらした。

さらに、フランスにおける「世代契約」スキームの活動計画の一環として、健康状態および労働環境を改善する全般的なプロセスに年齢を考慮するための様々な方策が導入された。これにより、長期欠勤に係る問題をより深く理解し、的を絞った方策を導入するために、EDFおよびERDFにおいて長期欠勤に係る指標が開発された。さらに、筋骨格に係る障害（MSD）防止スキームは、様々な手作業およびメンテナンス事業ラインにおけるテストに合格した。このスキームおよびそれらから当社が学んだことは、EDFの事業ラインおよびフランスの当グループ企業との間で、また当グループの人事ネットワークを通じて、共有されている。

最後に、職場の健康問題についてより考慮するために、常習的な行為の防止、健康の改善および労働者としての現役生活の延長または復職するかもしくは仕事を続ける知的障害者をテーマとした様々な指針が作成され、広められた。

労働時の健康

フランスにおいて、EDFグループは労働時の健康に特化したスタッフを雇用している。それらは、180名の産業医、毒物学、人間工学、疫学および放射線防護の専門である270名の産業看護士および産業医である。従業員の医療的監視に加えて、これらの医療労働者は、初期の防止プログラムの立上げに関与し、労働時の健康分野におけるすべての社会的対話機関の利害関係者である。さらに、これらの医士により収集されたデータは、健康の観察または公的機関（SUMER、Quinzaine MCP）が設立した免疫学的研究を通じて労働時の健康に関する調査に貢献している。EDFは、EVREST（労働時の健康における変化および関係に科学的関心を寄せるグループ）の利害関係者である。

職業病

当グループのフランスにおける企業（特にEDFおよびERDF）により発行されている年間データによると職業病の主な原因は、アスベスト（胸膜炎、胸膜はん、原発性肺癌）、動作および姿勢（肩の疾患、腱炎、手根管）、電離放射線による疾患、シリカ（塵肺症）および騒音（難聴）であった。

アスベスト

EDFグループは過去において、アスベストを含む製品、資材および施設を使用していた。EDFの建物および設備におけるアスベストを含む資材の交換は、フランス国内の現行の規制に基づいて1980年代後半に開始され、アスベストを含むすべての資材は処理された。EDFは、報告手段を策定し、従業員および当社で業務を行う第三者を保護するための措置を取っている。

1998年7月、EDFはアスベストに晒されることの防止および補償に関して、すべての労働組合連合と契約（2002年6月修正済み）を締結した。この契約に伴い、EDFは、アスベストに関連して労働疾病を患っていると正式に認定された従業員への早期退職計画を実施しており、補償の過程において、疾病を患う従業員およびその家族に対する情報および支援の提供により社会的支援を行うため、EDF出資による自発的な財政支援および補充助年金を設けた。現在の手続の詳細に関しては、「第6-3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。

電離放射線

現場関係者の努力により、電離放射線による影響からの従業員保護に関するパフォーマンスが継続的に改善した。フランスにおいて、EDFおよび発電所に関わる外部の企業のすべての従業員の年間平均集団線量は、10年未満で半減した。また英国では、年間平均集団線量は、維持管理および修繕作業の最適管理によって減少した。2013年において、フランスでは、英国と同様に、従業員またはサービス提供者のいずれも規制限度（12か月の周期での個人線量）を超えた者はいなかった。

2014年のフランスでの平均集団線量は、1原子炉につき0.72人・シーベルト（2013年は1原子炉につき0.79人・シーベルト）であった。目標を上回る、非常に良好な結果は、拠点の最適化、取引量の削減および停止期間の延長による著しい削減によるものであった。

2013年の英国での平均集団線量は、1 EPR原子炉につき0.386人・シーベルト（2012年は0.037および2011年は0.54）および1 AGR原子炉につき0.034人・シーベルト（2012年は0.063および2011年は0.08）であった。

現在の線量レベルは、加圧水型原子炉を使用する技師の平均値と同等のレベルである。EDFは、今後数年のうちに実施される発電所における工業プロジェクトに関わる作業量を考慮し、集団線量を制限するため、ALARA（合理的に達成可能な限り低い）方針を積極的に導入している。

今後は、既に達成したレベルを考慮し、線量結果を可能な限り最も低い水準まで引き下げる必要がある原子炉に集中的に取り組む必要がある。

② 労働時の健康を社会的対話の議題とすること

EDFグループは、労働時の健康分野において社会的対話が、進歩のための重要な要素であると考えており、契約の締結を通じ社会的対話および仕事に関する特定の共同フォーラムの設立を簡素化するという目的を有している。

したがって、当グループには、欧州、フランスおよび企業の3つのレベルの労働時の健康に関する社会的対話がある。

- ・欧州レベルでは、欧州労使協議会の安全衛生ワークグループに年に1回防止策を提出している。当該委員会はグループの安全衛生方針について2014年に助言を求められた。
- ・当グループのフランス国内レベルでは、2014年において、労働安全衛生政策および主要な安全衛生数値などの主な安全衛生に関する論点が、主要なフランス子会社従業員代表が出席したフランス・グループ委員会に提出された。
- ・EDFレベルでは、2010年に締結された労働時の健康に関する社会的対話の包括的労働協約が、2011年の労働安全衛生グループの設立につながった。かかる様々な専門分野にわたるグループは、職業病に関する医学の改革ならびにかかる改革による職場医療サービス組織への影響、サービス提供者の健康、常習行為および健康と勤続年数の長さとの関連性といった分野にそれぞれ特化した4つの作業部会を設置した。これらのグループによる活動は、企業の事業部門への提言へとつながった。安全衛生および職場環境委員会の秘書役は、これらの機関の機能、訓練要件、法的問題および時事的な問題（独自資料、職業病に関する医学の改善等）の議論を容易にするために毎年招集される。2011年以降、中央企業委員会（CWC）の年に1度の会議は、安全衛生にもつばら焦点が絞られ、安全衛生問題に対する学際的アプローチを実践に移している。
- ・ERDFもまた、2014年に労働時の健康に関する社会的対話のための国家機関を設立する契約を締結した。

2013年にEDF Energyおよび組合組織は、一連の主要な指標を開発し組み合わせることによって、従業員代表安全憲章の実施に共同で取り組む協定を成立させた。職場での安全および福利に関する戦略的計画を導入するための共同作業も実行された。

2013年11月、EDF EnergyならびにGMBおよびUnite組合は、将来のシンクリー・ポイントC原子力発電所の建設作業に当たっている従業員に関する重要な合意に達した。当該合意は、安全性、質および生産性を同時に考慮しながら、業界にとって好ましい環境を作るために、組合組織および請負業者と協同するためのEDF Energyのコミットメントに貢献している。

Edisonにおける安全衛生問題に関する対話は、従業員および経営陣の間で継続中である。多数の従業員を含む複数の会議が今後予定されている。当該対話は安全衛生研修に関する具体的な合意に達し、2013年5月20日に組合組織により締結された。

③ 幸福のための条件の提供：組織および労働生活の質

労働生活の質

労働生活の質（QWL）は、労働をする組織、職場の人間関係、専門能力の開発、職場環境およびワークライフバランスを網羅する。これは、従業員の健康および組織の業績が一体となって改善する要因である。

当グループ内のこれらすべての方針を考慮した上でさらに次のレベルへ進むため、マネージャー、組合組織関係者、医師および外部専門家が結集し「労働生活の質に関する全国監視機関」を設立した。同監視機関は、労働条件を監視し、調査を指示し、下記の提言を行っている。

- ・健康および職業を複合した指標に係るシステムの立上げ
- ・全世代における専門技能開発を奨励する労働環境の促進
- ・企業の変化を管理する手法
- ・最近の、労働生活の質に関する指標に関する提案および現代組織における労働時の自律性の状態の検査

グループ・レベルにおける労働生活の質および安全衛生の向上のための施策には、各事業ラインまたはグループ会社におけるフィードバック講義、データの比較、勉強会およびプラクティスの観察（フランス、英国、ポーランドおよびオランダにおける学習遠征、「安全衛生」グループ内コミュニティ）の導入が含まれている。当グループの主要子会社を対象にした3つの研究により、第1に組織と健康事由による欠勤との関連性、第2にワークライフバランスおよびワークライフバランスがパフォーマンスに与える影響、ならびに第3に協調的ツールの使用といった職場における変化が明らかとなった。当グループのより良い仕事への革新は、労働生活の質に関する優れた実践について報告を行い、それらを共有する。

心理社会的リスク

労働の変化および世間の変わりゆく期待を鑑み、社会的パートナーと協働した結果、労働環境における不幸な状況を予防するかまたはかかる状況に対処する施策または計画をフランスで導入することとなった。

- ・ 倫理担当者の任命および、職場において困難な状況に陥った従業員全員がアクセスできる無料の全国ホットラインの設立。2014年において、この無料のホットラインに関する新しい企業内コミュニケーション・キャンペーンが実施された。
- ・ 心的外傷を与えるような出来事が発生した場合の管理を専門とする医師による常時サポート
- ・ 「心理社会的リスクの防止および労働生活の質の向上」協約に基づき、EDFのすべての事業ラインに80の学際的なグループ（MDG）が創設され、固有の評価文書に心理社会的リスクを加えることに関して、関係者全員の関与する意欲を生んだ。2013年において、EDF Energyは、健康の精神的側面を考慮に入れた自社の安全衛生方針に福利に関する新たな構成要素を加えた。「*Edison per te*」プログラムを有するEdisonは、従業員に対して2008年より任意の総合診療を提供してきた。

最後に、ポーランドにおけるEDFは、従業員のより効果的なストレス防止に関して組合組織の代表者との間で議論を行っている。

組織および労働時間

1999年10月1日以降、フランスにおける1週間の労働時間は最低5日間の稼働期日において35時間である。

EDFおよびERDFの施設における継続的な運転を保証するため、または技術的な障害が発生した場合にできる限り短時間で電力の供給を復旧するため、EDFの職員の一部は1年間365日無休で継続的に業務に就いており、一部の人員は正規の労働時間外に呼出しに応じてサービスを提供している。

労働的および商業的な課題および環境の変化に立ち向かうため、2013年4月に開始した「勤務成績および組織」計画は、就労形態を最適化することにより会社全体の成績を改善すること、技術的变化および規定の労働日数を導入する法律を考慮すること、ならびに経営陣の自律性について認識することを目的としている。

このプロセスは、評価段階後において2つの重要な要素を取り入れている。この要素とは、組織を順応させるとともに評価の実施により特定された一定の慣例を是正するために現在事業ラインが実施している活動計画、および経営陣の労働日数を定めた1999年契約の改正に関する交渉である。

2013年9月から、計画の各段階において、組合組織との間で議論が行われている。この議論とは、詳細な評価の共有、事業ラインの行動計画に関する議論、マネージャーの組織および労働時間に関する交渉の範囲および内容についてである。労働時間に関する交渉は、2015年2月5日に開始した。

（3）報酬および社会保障：魅力的な雇用主

報酬総額は、当グループの業績に対する全従業員の貢献を認識することが主要な要素となっている。それは従業員の意欲的関与、有能な人材の忠誠心および当グループの魅力を高める。

したがって、当グループは従業員に対して公平かつ競争性のある報酬を支払うことに尽力すると同時に、特に人生における主なリスクへの対処を含む自社の社会保障の質および水準に細心の注意を払っている。さらに当グループは、報酬総額および福利厚生方針を2013年に公式発表した。それは当グループの主要な被支配企業の実業全従業員を対象としている。

2014年において、当グループの主要外国会社の報酬および社会保障制度は、この方針に従って検討された。各検討において、子会社と共同で活動計画が作成され、その実施についてはその後の検討で監視される。このスキームを支えるために、報酬総額および福利厚生に係るマネージャーのネットワークが設立され、特に優れた慣例を共有することを目的としている。

① 公平かつ競争性のある包括的な報酬政策

報酬総額政策は、以下の3つの原則に基づいている。

- ・ 外部市場における競争性
- ・ 一貫性および内部公正
- ・ 財務的維持可能性

報酬総額政策は、組織内における職務の責任の度合いおよび性質、従業員の専門性および結果をもたらすために用いた技術ならびに地域的なバランスを考慮した個人および／または全体の業績につき認識することを目標としている。

報酬総額政策は、固定報酬ならびに企業の経済的成果と連動する目標達成の認識に役立つ個人および／または集団変動型報酬に基づいている。優先事項は、従業員の貢献と関連する報酬との間に直接的かつ目に見える形での関連性を持たせることである。

当グループ企業は、各国の法定または業界における最低水準の達成および差別の撤廃を保証する。当グループ企業は、前述の原則に基づく可能な限り高いレベルの透明性をもって報酬規則およびシステムについて従業員に対する報告を行う。EDFグループの各従業員が、自身の報酬総額についての見通しをもてるようにしなければならない。さらにフランスにおいて、EDFおよびERDFは、各従業員に対してそれぞれの年間報酬およびその構成要素に関する完全な個人評価を提供している。2014年において、当グループ従業員貯蓄計画の実用的な手引書が作成され、EDFの貯蓄計画のメンバーであるフランスの当グループの従業員に配布された。

業績を引き上げる変動型報酬計画

当グループ内において、大半の従業員は、個人または集団としての実績に基づく変動型報酬を支払われる。

EDF Démász（ハンガリー）においては、すべての従業員は、会社の業績、従業員組織の実績および個人の実績の3つのレベルで目標の達成度合いを評価される、個人の実績に基づく変動型報酬の受給資格を有している。

EDF Energy（英国）においては、大半のスタッフは類似の制度の適用を受ける。

Edison（イタリア）においては、管理職を除くすべての従業員は、採算性および生産性基準（*Premio di Risultato & Premio di Produttività*）に基づく、集団実績連動型報酬スキームの恩恵を受けている。

EDF Luminus（ベルギー）においては、マネージャーおよび大半のマネージャー以外の者は、個人および集団実績に基づく報酬スキームの対象となる資格を有する。

2014年において、中国部門もまた、集団の実績を刺激し評価するために設計された、北京に勤務する従業員のための実績ベースの個人変動型報酬を導入した。

EDFにおいて全経営陣は、個別業績連動報酬を受け取る資格を有している。当社はフランスの他の主要企業と比肩しており、マネージャー1人当たりの平均金額は年間報酬の8%である。さらにEDFは、経営陣ではない全従業員に対しても個別業績連動報酬計画を導入することを決定し、これは、2014年における年間報酬の約2%に相当した。

EDFおよびERDFは、マネージャーが報酬制度を完全に理解するようマネージャー向けの報酬問題に関する専門研修に特に注力している。

フランスにおいて、EDFおよびERDFの従業員は、EDFに関しては20年以上前から、ERDFに関しては子会社として傘下に入ってからそれぞれ導入された利益分配計画の利益を享受している。当グループの欧州子会社は類似の計画を有している。EDFおよびERDFの従業員は支払いを受けるか、グループ貯蓄計画もしくは集団退職貯蓄計画に投資するかを両方またはいずれかを選択することができる。

EDFおよびERDFの利益分配契約は、3年ごとに締結され、支払われる利益分配額は会社の業績の多様な構成要素（経済、事業分野、社会および環境）を反映する国レベルの目標の達成度に基づき設定されるものと規定している。2014年において、EDFはその社会的パートナーとの間で新たな利益分配契約を締結し、これには5つの国レベルのパフォーマンス基準（グループEBITDA、電力発電、顧客満足、従業員安全衛生訓練および第3次建物における二酸化炭素排出削減の進展）が含まれている。

2014年中、本合意により、2013事業年度について207百万ユーロがEDFおよびERDFの従業員に対して支払われ、受給者1人当たりの平均額は1,935ユーロであった。

EDFおよびERDFは、株式保有計画の対象ではない。

包括的従業員貯蓄計画

グループ企業貯蓄計画

グループ貯蓄計画は、EDFの従業員、およびEDFが直接または間接的にその株式資本の40%以上を保有しておりグループ貯蓄計画に参加しているフランス国内におけるEDFグループの企業の従業員に対して提供されている。

社会的責任投資ファンド、連帯ファンドおよびEDF株式投信を含む5つの異なるミューチュアル・ファンドへの申込みが可能となっている。2009年中、従業員は、この目的のために設立された2014年ボンド・ファンドを通してEDFの社債発行に申込みことができた。EDFによる貸付金の償還後、このファンドは、2014年7月にEgépargne Sécuritéファンドに統合された。

2014年末現在、EDFのグループ貯蓄計画は4.25十億ユーロに達した。

利益分配ならびに従業員によるグループ貯蓄計画への個別の支払および時間貯蓄勘定からの振替は、各会社内で協議された条件に従って会社によって決定される。

集団退職貯蓄計画

EDFグループの集団退職貯蓄計画は、EDFの従業員およびEDFが直接または間接的にその株式資本の40%以上を保有しており、グループの集団退職貯蓄計画に参加しているEDFグループのフランス国内における会社の従業員に対して提供されている。

2件のミューチュアル・ファンド（すなわち、退職時の年齢に応じて対象を絞った投資貯蓄額の管理を提供する連結ミューチュアル・ファンドおよび「Cap Horizons」アンブレラ・ファンド）が、従業員向けに提供されている。

2014年において、CAP2014年サブ・ファンドがCAP Defensifサブ・ファンドに統合された。新たなCAP2034年-2037年サブ・ファンドは、暫定的な退職日が2034年から2037年の間に入る従業員のために組成された。

2014年末現在、集団退職貯蓄計画は、EDFおよびERDFに関して約492.5百万ユーロを保有している。利益分配ならびに従業員による集団退職貯蓄計画への個別の支払および時間貯蓄勘定からの振替は、各会社内で協議された条件に従って会社によって決定される。

当グループのすべての従業員のために、従業員貯蓄に係る手引書が作成された。

時間貯蓄勘定

時間貯蓄勘定契約は、当グループのフランス国内の主要子会社（とりわけEDFおよびERDF）により締結されている。

2014年12月31日現在、EDFおよびERDFの従業員によって時間貯蓄勘定に貯蓄されている時間数は総計671百万ユーロと評価された。この交渉スキームにより、休暇取得を希望する従業員は時間貯蓄に相当する報酬を受給することが可能となる。現在有効な時間貯蓄勘定契約に基づき貯蓄した時間を収益化することまたはグループ企業貯蓄勘定および集団退職貯蓄計画への振替も可能である。

従業員持株

2005年に当社の株式公募および従業員に対する優先的勧誘の枠組みにおいて、2004年8月9日付法律第2004-803号および1986年8月6日付法律第86-912号に従い、当グループの現従業員および退職した従業員の130,000名が当社の株主となった。

2007年12月3日のEDF資本の2.5%分の売却に関連して、上記法律に従い、2008年に現従業員および退職した従業員に対する新規の優先的勧誘が提案された。2008年以降、新規の優先的勧誘はなかった。

2014年12月31日現在、EDFグループの現従業員および退職した従業員は、合計31,965,255株のEDF株式（株式資本の1.72%）を保有していた。この数には、第1に、フランス商法第L.225-102条における従業員持株の定義に基づく、27,443,950株（株式資本の1.47%）が含まれる（EDFグループ企業貯蓄計画およびEDF国際グループ企業貯蓄計画の「EDF株式」相互制度を通じて、EDFの現従業員および退職した従業員により保有されている株式）。この数には、第2に、現従業員または退職した従業員により直接または間接的に保有されている、譲渡禁止期間がないかまたは譲渡禁止期間が過ぎた、約4,521,305株の株式（株式資本の0.24%）が含まれる。従業員が保有している株式の大部分はグループ企業貯蓄計画に基づくものである。

当社は、ストック・オプション制度を導入していない。

「ACT2007」と称される、2007年8月に導入された無償株式割当制度は、当グループの全従業員（ただし、主としてEdisonおよびEnBWの従業員を除く。）、すなわち22か国にわたる約150,000名の受益者に対する2,883,183株の割当てに関するものである。

2009年8月31日付で、2.7百万株超が受益者である従業員に対して交付された。記名式株式は、2011年8月30日に有効となった。グループ貯蓄計画を通して保有している株式は2014年8月30日に有効となった。

② 社会保障政策

当グループの福利厚生方針は、以下の3つの原則に基づいている。

・3つの要件を含む責任原則

－健康、福祉および年金に係る保証された社会保障：社会保障により提供される水準が不十分であるとみなされた場合、必要に応じ、企業が保障を填補する。疾病および死亡など人生における主要リスクに対し、かかる企業による保障がなされる場合、それは全従業員が利用可能でなければならない。

－差別防止：健康保険を利用する権利は従業員の健康状態に影響されるものであってはならない。妊娠出産費用の保障は、職場における男女同権に貢献している。

－法規制の遵守：福利厚生方針は、資金調達もしくは強制措置の実施または任意措置を統制する規則等に関する現行の現地規制を遵守する。

・競争性および持続可能性とのバランスが以下の方法により追求される。

－報酬および福利厚生を合わせた水準は、それぞれの現地市場において当グループ企業を魅力的に見せるという要求を満たすものとなっている。

ー福利厚生は、長期的に維持可能であるべきであり、従業員および雇用主の両者にとって長期的に見て、財務的に持続可能であるべきである。収支の持続可能なバランスは、補償の導入時より取り組まれなければならない。当グループは、社会保障に関するコミットメントのための費用管理を確実にしている。

・受給者の情報充当原則

ー従業員は、より容易に福利厚生を理解し実際にそれらを利用できるよう、その内容について情報提供を受けている。福利厚生制度に関する情報の共有は、毎年CWCにおいて従業員の代表とともに実施されている。

2014年において、社会保障に関する情報が掲載された冊子がフランスのすべての当グループ従業員に対して発行された。

電力およびガス産業（EGI）における従業員の状況：特別社会保障制度

フランスにおいて当グループの従業員の大多数は、電力およびガス産業または「EGI」資格を有する「老舗事業者」（EDF、ERDF、PEI）から派生した企業によって雇用されている。とりわけTiruグループの一部およびElectricité de Strasbourgの主な構成企業においても同様である。

これらの「老舗事業者」の福利厚生は主に、発電および配電の占有権を体系化する法律（1946年4月8日付法律）ならびにEGI部門における従業員の専門的地位と連動する特別社会保障制度を維持する法律（1946年6月22日付命令）によって導入された。今日においても、他の主要グループ企業とは異なるEDFの福利厚生の主要な部分（売上高の1%を財源とし、組合により独立して運営されている特別年金制度、退職した従業員も補償対象とする追加強制加入部分を含む特別健康制度（第1に就労不能、第2に医療費に係る制度）、専門分野において集中的に行われる社会活動等）は、当該法的文書または規制施行文書に基づく。

過去数10年にわたって安定していた当該計画に、老舗事業者により供給されるガスおよび電力を従業員に対し補償するとした企業判断に長年にわたって基づく現物給付が加わり、かかる給付は退職した従業員のためにも維持されている。

過去10年にわたって重要な変更が加えられた。

- ・EDFのIPOおよび国際会計基準の導入により、退職した従業員への給付の評価および引当てが必要となった。これらの要求に直面した当該業界の特別年金制度および医療費制度の維持は、標準強制加入年金制度との連携および補完的な健康保険補償制度に関する現従業員と退職した従業員との連携強化といった資金調達の見直しを行うことで可能となった。
- ・当該特別年金制度は、その他の公共部門の特別年金制度と同様、歴代の政府により開始される強制加入年金制度改革に関する動向に大きく影響されてきた。年金の計算方法（減額ベースでの退職時における給与に適用する特定料率）を除き、主要なパラメータ（退職年齢、必要勤続年数等）は、現在、標準強制加入制度と一致しつつある。その他のそれほど広範囲ではない数多くの規則は、特定の範囲内に収まったままである。早期退職を可能とする勤続年数の定義も改訂され、退職時間貯蓄勘定の創設を通じて、新規雇用従業員のために、勤続年数がどう考慮されるのかが徹底的に調査された。

最後に、その他の従来からの福利厚生と異なり、従業員の健康保険、傷病保険および死亡保険の水準が他の主要グループが提示する補償と比べ、著しく不十分であると考えられたため、専門部門と契約を行い、2008年より当該3分野における補完的な補償の導入が開始された。

特別年金制度および近年の改定

EGIの年金制度は、特別社会保障制度であり、2005年1月1日以降、*Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières*（フランス電気ガス産業国家基金（CNIEG））によって管理されている。CNIEGを設立させた2004年8月9日付法律は、CNAVおよびARRCO-AGIRCとの特別年金制度の財務資金調達に関して規定している。

- ・CNIEGは、当該制度に特有の規則に基づき、EGI部門の従業員および雇用主が支払うべき負担金をCNAVおよびARRCO-AGIRCに対して支払う。
- ・これと引換えに、CNIEGは、EGI企業が当該制度に加入していたのであればその元従業員に支払われるはずであった年金をCNAVおよびARRCO-AGIRCから受領する。
- ・特別年金制度に特有の年金受給権は、ガスおよび電力の送電および配電サービスにより受領するCTA課税（*Contribution Tarifaire d'Acheminement*（すなわち配送料金拠出））により資金を調達し、残余部分は、2005年以前に非規制分野（発電および配電）において取得された特定の権利ならびに2005年以降に取得された特定のEGI年金受給権に応じて、雇用主から調達される。

2004年8月9日付法律により制定された年金財源の改正は、基本強制加入年金制度に関してエネルギー顧客またはフランス政府予算に影響を与えるものではない。自身の年金に関して唯一の窓口をCNIEGとし、そのCNIEGが定める特別年金制度に基づく年金受給権の一括払いを選択しているEGI退職従業員に対して、EGIは情報を公開している。

特別年金制度は、すべての年金制度と同様、過去数年にわたって以下のような抜本的な見直しの対象となっている。

- ・2008年の基本制度および公共部門制度に関する2003年8月21日付法律により導入された主要な方策の特別年金制度への置換えにより、年金を全額受給するための保険加入期間が漸進的に長期化し、積立金の増減額システムの構築が行われた。ま

た、2008年の年金改革により、以前のように給与に基づくのではなく、インフレに基づき退職者年金の再評価が行われることになった。

- ・2008年の年金改革では、2009年1月1日から困難な労働環境において包括的労働協約に基づき雇用された従業員の特別控除が廃止され、この事項に関する考慮の方法が変化した。2010年4月16日に調印された、新規雇用従業員のための業界間の契約である退職日貯蓄勘定(CEJR - *Compte Epargne Jours Retraite*)では、現役の従業員が働いた期間に応じて、分配される休暇日数を設定した。現役とされるための基準および条件は、職位の性質に基づく困難な労働環境を考慮する規則を通じて、2011年9月23日付命令により更新された。
- ・2010年11月9日付法律および2011年3月18日付命令によって年金受給および積立金減額の取消し資格の年齢を2歳引き上げ、基本制度および公共部門制度からのスケジュールを採用している（2024年に定年退職年齢が62歳に、2029年には積立金減額取消年齢が67歳にそれぞれ引き上げられる。）。
- ・2012年7月2日付命令によって、退職時期の選択は60歳に延長され、これは2017年からEGIの年金に適用される。

最後に、制度を国家EGI基準に適合させる2014年1月20日付法律および2014年6月25日付命令は、特に年金を満額で受給するための保険期間を1973年世代より43年延長し、年次年金再評価日を4月1日から10月1日へ延期することを規定している。

EGI特別医療費制度

EGI医療費制度は、現従業員および退職した従業員を対象とする、法的な加入義務のある社会保障制度である。当該給付金は、ベース部分が基本制度と同等であり、補完的部分はCAMIEGにより運営されている。

補完的部分は、社会保障では一般的に保障されない超過費用および給付金の限定部分である自己負担金を主に補償する。当該補完的部分の資金調達には、国際会計基準の影響により2005年に刷新された。これにより、現従業員および退職した従業員のための2つの異なる別会計部門が導入され、退職した従業員部門の資金調達のための現従業員による固定連帯拠出金が創設された。保障される収入および給付金に関する規則は、公的機関により制定される。2014年において、現従業員の補完的部分への拠出金は減額修正され、現従業員および退職した従業員の双方に適用される給付金の料金表が改善された（主に歯および目の治療費）。

（強制加入制度に追加して）補完的な社会福祉

2008年以降、当グループのフランス国内における当グループ会社のEGI資格を有する従業員は、以下を含む補完的な社会福祉手段の恩恵を受けている。

- ・2008年7月1日より適用された障害補助（2008年4月24日付のEGI業界契約）
- ・2009年1月1日より適用された死亡手当および教育手当等の共済補償（2008年11月27日付のEGI契約）、補償内容の均衡および2014年1月1日からの給付金の改善ならびに当該制度の長期的なバランスという観点による積立金の減額を反映した2013年10月8日付で締結された改正契約
- ・2009年1月1日（ERDFにおいては2010年10月1日）より適用され、会社の規定により補完された、補完的な年金制度（2008年2月21日付のEGI契約および2008年12月12日付のグループ内契約）
- ・特別医療費制度の保障内容を補完する2011年1月1日より適用された補完的な健康補償（2010年6月4日付のEGI契約）。2014年4月8日に締結された改正により、雇用主の負担額を増加することで、従業員拠出を削減することが認められ、受給権が通算可能となった。

その他当グループ従業員の社会福祉

フランスにおける当グループのその他の従業員は、異なる包括的労働協約による保障を受けており、それぞれの雇用主より提供されている福利厚生を享受することができる。したがって、それぞれの雇用主は、上述の当グループ方針により提供される福利厚生との一貫性を保たなければならない。この問題は、当グループの人事部と定期的に協議されている。

これに従い、CHAMグループ企業の社会保障保険については、2013年に分析が行われ、2014年1月1日から死亡および就労不能保険の一般化が許可された。

フランス国外のグループ企業にも同様の福利厚生が適用され、各国独自の規制に関する背景も考慮されなければならない。

中央社会活動ファンド (*Caisse centrale d'activites sociales* (CCAS))

フランス法における一般的慣習とは異なり、社会および文化活動の運営は、EGI部門における特定の組織に委託されている。

CCAS、CAS（相互および社会保障ファンド）およびCAS調整委員会は、完全に独立した法人である。CCASは、従業員の代表によってのみ運営されており、公的機関の監視下に置かれている。

EGI部門の従業員は、公的機関からの要望に基づき、社会活動への資金供給、監視および管理に関する質問について、社会的パートナーとの協議を開始し、2013年4月、公的機関にそれらの調査結果を提出した。

会社の委員会の財務諸表の監査に関する法律（研修、雇用および社会民主主義に関する法律に含まれている。）は、部門における特定の組織に対する命令に置き換えられなければならない。

（４） 利害関係者に寄り添い積極的に関与する雇用主

EDFグループは、その利害関係者（従業員、業務委託業者および従業員代表）に寄り添って多様性および人への尊重を促進することに對し責任ある行動を取る。EDFグループの取組みは、EDFグループが事業を行う地域において、発展の貢献者である一般住民に影響を与える。

① 責任ある業務委託：実態

EDFグループの業務委託方針は、以下の３つの主要テーマに焦点を合わせている。

- ・ サービス供給業者に見通しを提供し、供給業者との長期的なパートナー関係を持つこと
- ・ 戦略的、経済的、技術的および社会的影響に関する意思決定における支援を行う際の基準を明確にすることにより、当グループの業務委託における実務の改善の手助けをすること
- ・ 社会的責任を有する業務委託実務の発展（2006年10月19日に締結されたEDFにおける社会的責任を有する業務委託に関する契約および2008年12月10日に締結されたEDFグループのCSR契約によるものを含む。）

グループCSR契約

EDFグループのCSR契約は、企業が雇用する請負業者が法律および現行の国際基準（児童就労の禁止等）に準拠した質の高い労働を行うことへの保証に対する当社の合意を示している。EDFのグループ企業は、請負業者およびその従業員が、業界および該当する国において、最高水準の労働および安全衛生環境において労働できるよう責任を持って努力している。

当グループのCSR契約の合意は特に以下に焦点を当てている。

- ・ 法律の遵守
- ・ 従業員の安全衛生
- ・ 顧客に対する倫理ある行動、とりわけ人々および誠実性の尊重
- ・ 環境への配慮

これらの要件に見合う適切な請負業者の選定および評価手順が導入された。問題発覚時に未解決の規制、従業員の安全衛生規則、顧客関係原則、または現行の環境規制に関する深刻な違反があった場合、当該請負業者との関係は、契約上の義務に基づき停止されることがある。

さらに、問題となっている任務に関して当該請負業者は、契約を締結した下請業者が、EDFグループが課す要件水準を満たすことを保証するものとする。

EDFにおける業務委託の範囲

2014年にEDFにおいて、業務委託された主な作業分野は、情報システムならびに産業的および商業的事業に及んだ。

産業分野において

2012年にフランスの国家原子力産業戦略委員会（CSFNまたは*Comite Strategique de la Filiere Nucleaire*）により作業が始動し、民間原子力事業者、組合組織、専門組織、行政当局およびサービス提供者、ならびにオブザーバーとしてフランスの原子力安全当局が参加し、社会保障負担目録の策定が可能となった。これらには、原子力産業における利害関係者に共通の透明性の高い規則が含まれている。これらは、業務委託の条件に関連するすべての分野を網羅する明瞭かつ基本的な方策で構成されている。社会保障負担目録が使用された2013年の入札募集に基づき成立した契約がこの分野において実施されたことにより、2014年のフランスの国家原子力産業戦略委員会の社会保障負担目録の適用数は増加した。

EDFの産業計画は、供給業者に対して、それらが企業のニーズを予測できるように公表されている。原子力サービス供給業者の研修コースもまた、実際の実務的な状況をより考慮に入れるために改訂された。最後に、現場で働くサービス供給業者の状況について特別な注意が向けられており、歓迎されている。フラマンビルのEPR計画に関して取られている措置は、継続しており、これにはコタンタンの雇用基盤における従業員の研修、統合および採用が含まれる。プロジェクト完了後の生活に備えるために導入された「仕事および技能開発コミットメント」の活動計画は、2015年末まで市民であるエンジニア職の従業員にまで拡張される。

情報システム分野において

「事業戦略および従業員の生活の双方において効率的かつ将来を見据えた情報システムを中心とする」ためには、当社の主要事業を形成する要素を制御し続ける努力をしなければならず、そのためには、それらを支える情報システムを制御しなけれ

ばならない。EDFグループの情報システム部門は、事業ラインおよび情報システム部門に対して、以下を自身で行うか、または第三者を通じて行うことのいずれに価値があるのかを判断するために、3つの方法による分析を行うよう求めている。

- ・「戦略的活動／特定の需要」に関する目標を達成するための情報システムアプリケーションを置くこと
- ・市場で入手可能なサービスの満期および事業戦略および業績に対する情報システムの重要度を明確化すること
- ・アプリケーション・データの重要度の明確化

入札が公示されている間は、サービス提供者の研修および取引状況に特に注意が払われている。これらのポイントは現在、企業の技術的な入札を分析するための基準に欠かせない部分を成している。サービス提供者は、特に旧サービス提供者から新サービス提供者との間で情報を引き継ぐ期間中に、個別の状況を考慮することに尽力しており、これはとりわけ業務の継続性を保証するために行われている。

商業分野において

業務委託は、増大する顧客要求を満たすために使用されている。顧客部門事業の外部委託は、顧客要求レベルの変化への対応、内部作業量の安定、住宅用顧客がカスタマーサービスに問い合わせ可能な全時間のカバー（特に夜間および土曜日）ならびに技術上の問題への対処の支援に必要な柔軟性を提供している。

EDFの顧客窓口センターは、内外のものを含めすべてフランス本国内にある。顧客窓口のサービス提供者が「社会的責任を有する企業」としての立場を獲得し、維持することおよびそれらの社会的成果の指標に特別な注意が払われている。

EDFの「サービス提供者」アンケート

サービス提供者が有する「指導者」としてのEDFに対する評価は、サービスの提供状況に関して図るべき進展を考慮するために、特定の事業ラインにおけるアンケートにより定期的に測定されている。したがって、技術的事業ラインにおいて、受入態勢、宿泊施設の快適さ、ケータリング、敷地内の共有施設の清潔さ、コミュニケーション、作業の混乱状況、時間損失等に関してサービス提供者の従業員の意見を評価するためにアンケートが利用されている。

これらのアンケートは、数年にわたり原子力発電所および火力発電所において実施され、現在は商業分野において見直されている。これらは、ル・アーブルにおける駐車スペースの増設およびブションにおけるお昼休みのためのスナックバーの設置等、高い目標の活動計画を策定するために使用されている。

当グループの安全衛生方針

2013年末において、当グループのために新たな安全衛生方針が締結され、これには、サービス提供者の従業員が可能な限り最善の労働条件および勤務中の生活環境において仕事ができるようにするという重要な目標があり、事故ゼロおよび健康被害ゼロを目指している。

この方針は、説明責任、ステークホルダー・エンゲージメント、継続的な改善および経験の共有の4つの原則に基づいている。

方針の展開は、事故に関する数量化された目標に対する結果の定期的な追跡および監視に基づき管理されている。各会社は、その業務委託業者のためにこの方針を実施する責任を有している。

② 職業的統合を通じた地域開発に対する重要な貢献

職業的統合のための当グループの貢献

地域と密接なつながりを持つ事業者として、EDFグループは、公益事業に対する長期のコミットメントを行っており、またここ数年にわたり、職業的統合への投資を行っている。

職業的統合に対する当グループの取組みは、以下の4つの主要な要素に基づいている。

- ・当グループは、大規模な実習制度を維持しており、その「社会的階層」としての役割が継続的に強調されている。

EDFは、実習制度について、若年者および失業者の職業的統合を促進し、その技能の習得または修了を可能とする主要なツールであると考えている。

毎年100件を超える実習生募集が、特に職業実習生のために、採用を見込んで確保されている。（特に貧困地域からの）若年者に対して見込みのある事業分野での訓練を奨励するために、現地および地域の雇用訓練機関（Mission Locale、École de la Deuxième Chance、AFPA、Compagnons du Devoir等）と提携している。

実習生募集の一部は、職業的統合機関と共同で、特に主要な社会的困難にある若年者を対象に行われている。これらの募集により、かかる若年者は、職業資格の初級レベル以上に相当する資格取得に備えることができる。

EDFおよびERDFも、訓練した実習生の大部分を採用し、採用しなかった者については、特にPôle Emploiと共同で組織した求職ワークショップを通じてフォローする（2014年において78のワークショップが開催され、参加者は850人を超えた。）。それらは、求人パートナー企業への紹介を選択することもできる。実習生の進捗状況の追跡およびその雇用機会の評価を行う

目的で、実習終了の6か月後に調査が実施される。2013年に実習を終了した実習生の90%は、就職しているかまたは実習を継続している。この結果は、現在の環境に照らして、この種の職業的統合スキームに取り組む価値を実際に示している。

- ・ EDFの Fonds Agir Pour l'Emploi (FAPE - 「雇用に対してアクションを起こす」ファンド) は、経済活動を通じて統合を支援する団体(統合スキーム、近隣開発センター等)への融資ならびに地方および/または貧困地域における失業者および/または若い人々の起業を支援することにより、失業者の統合に対して資金援助を提供している。これは、職業的統合に対するフランス国内最大の後援機関を特徴としている。

EDFのFAPEは、当グループ企業、EDF財団および組合組織が共同で経営するスキームである。これは共同管理されており、14,000人超のEDFグループの従業員および退職した従業員による寄付を当初財源とする(かかる寄付を受けた後、その200%を各企業が拠出する。)。2014年において、困難な状況にある者の統合および雇用に関する272のプロジェクトが支援を受けた(すなわち、約3,000件の雇用の創出および統合のために、1.9百万ユーロの助成金)。

- ・ 地域の事業利害関係者として、EDFグループは、地域の統合に関する利害関係者を支援する。

EDFは通常、そのプロジェクトについて統合スキームのスタッフを活用して支持し、職業的統合に特化した組織を支援するためにパートナーシップを構築する。EDFは、Ecoles de la deuxième Chanceネットワークの構築に積極的に貢献している。かかるネットワークは、学校を中退しかつ資格を有さず、社会的・職業的排除の対象となるおそれのある若年者を援助する。配電の分野において、ERDFは、近隣開発センターと協力して、(特にリノベーションおよび公共配電変電所の外観改修を通じて)地域の住環境の改善を図り、(電力市場および電気事故防止に関する情報を住民に提供することで)地域サービスを展開し、近隣開発センターの従業員の職業的統合を支援する。

- ・ EDFは、その契約への統合条項の組入れおよび統合企業からの購入により、連帯購入スキームを奨励している。

供給業者および請負業者との間で締結される契約に、特定の社会的・職業的困難に陥っている人々の就職または復職を可能にする方策を供給業者および請負業者とともに策定する目的で、統合条項を組み入れることができる。

また、当グループは、統合機関からサービスを購入する目的を毎年設定し、それにより当該統合機関の売上高を数百万ユーロ増加させることに貢献している。このスキームは、障害者の統合を促進し、また長期失業者の統合を助成するセクターを支援する。これは、障害者の機会均等および職業的統合に関するEDFの合意の主要な要素であり、その目標は2015年末までに500の外部職に相当する500個の受益権の取得である。例えば、APF (Association des Paralysés de France - フランス麻痺患者協会)との間で契約が締結された。この契約は、EDFがレーザープリンターの適合消耗品または再生消耗品を購入したことにより、年によって異なるが、4から8の雇用に相当するものを意味する。

このスキームは、上記原則を導入した研修コースを通じて購入者および供給業者を対象とした意識啓発キャンペーン、障害者のみを雇用し、それらに特別な設備と支援を提供している企業との協力を購入者に対して奨励する「責任ある購入」に関する指針、ならびにこのセクターの企業が提供するサービスに対する偏見の撲滅を目的としたショートフィルムにより支援されている(「第2 3 (7) ③ (iii) (ハ) 供給業者との関係および責任ある購入」を参照。)。

③ あらゆる種類の多様性の推進および尊重

EDFグループは、以下の目的で、パフォーマンスの方針として多様性の促進に取り組んでいる。

- ・ 顧客の多層性を理解し、可能な限り顧客の期待に応える。
- ・ EDFグループが活動する社会をより反映する。
- ・ 男女の自らの能力の最大限の発揮を可能にする。

この目的を達成するために、会社はこの問題について複数の機会に及んで取り組んできた。その皮切りとして、差別の撤廃、多様性への尊重および機会均等の促進に関する複数の条項を設けた2005年グループ社会責任契約であった。倫理規約と同様、当該契約は当グループ関連会社を参照する際の主要な枠組みである。多様性の促進は、2013年に発行された11のグループ企業責任コミットメントの1つである。すなわち、「多様性の研修および促進を通じて、チーム単位で優秀な職務およびパフォーマンスを維持すること」である。このコミットメントには、今後の管理職として有望な群において、2015年までに女性の比率を30%とする旨の目標が含まれている。かかる比率は、2014年において23.9%であった。

当グループ全体で行われた内部の関与調査である「マイEDF」の結果(「第2 5 (4) ⑤ 質の高い社会的対話」を参照。)は、2014年において「経営陣は職場環境における多様性を支持して行動している」との設問に対する肯定的な回答が64%(過去3年間で4ポイントの増加)であったことを示した。

当グループ・レベルでの、より具体的な活動の水準および形式は、適用ある法的枠組みに従い地域毎に多種多様である。

たとえば、EDF Démászは2010年以降、機会均等行動計画を実施している。

その均等および多様性のための取組みを評価する英国の多様性に関する取組み賞(ロンドン信頼基準)の受賞者であるEDF Energyは、2014年に男女平等に係る欧州および国際基準(GEEIS)に申請し、これを受賞した。また国家平等基準の獲得にも尽力している。これにより、英国子会社は、「従業員が最高の仕事をできるように、帰属意識を共有し、互いに尊重し合い、サポートし合える環境を整えるために」一体性を促進する戦略および取組みを遂行している。)

2006年に多様性憲章に調印したフランス企業（EDF、ERDF、ES）の後に続いて、2013年において、EDF FeniceおよびEDF Polskaが、それぞれイタリアおよびポーランドの多様性憲章に調印した。

当グループは、「多様性の日」の設定を含む、様々な対策を講じてきた。毎年、当グループ企業は、多様性を促進し、固定概念に対する意識向上を図り、それにより差別防止に貢献する目的でイベントを企画している。

フランスにおける多様性についてのEDFの取組みにより、多様性に関連するイメージや固定概念についてのマネージャー、人事部長および従業員の複数の訓練プログラムが生み出された。2007年以降、訓練を受けた従業員は7,000名を超える。

フランス企業による取組みは、男女同権、障害および年齢の多様性に関する契約に最も注力してきた。

他の会社（EDF Energy等）も、経営陣を対象とした訓練スキーム（訓練を受けたマネージャーは400名）および従業員を対象とした固定概念に対する意識向上キャンペーンを開始した。2014年において、EDF Polskaは多様性の管理に関してマネージャー向けの実務ガイドを作成した。

差別リスクを削減するために、EDFは定期的に調査を実施している。2013年にフランス国内で、EDFは、複数の企業を対象にInstitut du Mécénat de Solidaritéが実施した「固定概念と起源」に関する調査を支援した。また、EDFは、実習生の採用に関するテストおよび機会均等に対する従業員の見解に関する調査も実施した。

2012年に開始されたグループ国際多様性委員会は、多様性実現のための方針の導入を促進し、良好な実践を共有することを目的とした、当グループ企業間の交流を2014年においても継続した。

また、EDFは、職場における性的指向および同性愛嫌悪による差別と闘う「L'Autre Cercle」協会とパートナーシップを設けた。その内容は、自己診断、国際反同性愛嫌悪デーに関する具体的な情報提供ならびに産業医および経営陣に対する訓練等である。職場における性的指向の尊重に関する内部の意識向上ツールを開発するために、2014年にワークグループが設置された。

多様性の促進は、従業員のネットワークによって組織された計画の支援を含む。また、EDF Energyは多種のネットワークを促進しており、それらは内部の覚書において定期的に強調されている。それらは、エスニック・マイノリティのネットワーク、女性のネットワーク、障害者のネットワークならびにゲイおよびレズビアン・ネットワークである。3,200人を超える従業員がこれらのネットワークに関与している。エスニック・マイノリティのネットワークは、2013年に、その指導の取組みが評価された。新たなネットワークである共働き夫婦ネットワークが2014年に開始した。

特に活発なこれらのネットワークは、2014年においても引き続き、かかる問題に関して新たな対話および訓練の機会を提供し、そのうちいくつかのネットワークでは指導方針が発達した。

フランス国内では、2012年以降、女性ネットワークであるEnergies de FemmesならびにEDFと電力およびガス産業のLGBT団体であるEnergayがEDFから財務および物流の面で支援を受けている。

男女同権

男女間の機会均等は、組織の改変および近代化の強力なツールであり、当グループの多様性方針における主要な要素である。2014年において、いくつかの当グループ企業は、雇用機会均等に関して欧州からの評価を受けるため、プロセスを開始した。この結果、EDF、EDF EnergyおよびEDF Polskaは、男女同権欧州基準を受賞した。

EDFおよびERDFは、2012年に従業員を代表する組合組織により全会一致で締結された男女間の機会均等に関する契約を延長した。これらの会社契約は、目標手法のみならず目標値の設定および方法の監視へと変更されている。EDFの各事業ラインは56の行動計画の策定および実施を担っており、これもまた、異なる企業レベル間での社会的対話を充実させ、良好な実践を共有させる機会を提供した。

全体として、基本給および業績連動型報酬に関して同一賃金が導入され、EDFは、2006年、また2008年、その後の2011年において「平等ラベル」を授与されている。

現在、EDFは、当グループ外では、職業上の平等に注力する企業として認識されている。女性の権利担当省の要請により、EDFは、2013年4月に他の企業との間で協働契約を締結した。かかる契約において、VSEおよびSMEにおける職業上の平等について考慮しやすくするための試みに貢献することを誓約した。

EDFが署名した育児憲章に基づき、コンシェルジュ・サービス・ガイドの発行、託児所に関する包括的合意ならびに個人および家族の要望に応じた研修プログラムの作成等、良好なワークライフバランスを実現しやすくするための方策が実施されている。

さらに、2014年において、労働災害の発生率および労働災害の男女間での差異を観測するために、当グループの新たなジェンダーベースの指標が導入された。

EDF Energies Nouvellesは、特に職場環境に焦点を当てた、すべての事業分野における多様性の促進および同等の能力を持つ男女への平等な給与支払いの維持を目的とした、行動計画を導入した。

Edisonは、従業員の多様性および同等の責任ある立場に就く男女の従業員の賃金格差の指標を監視している。それらの指標は、持続可能な開発に関する報告書で公表される。

また、当グループは、プレリクルートを行うことによって各事業分野における多様性を重視して行動している（詳細は「第2 5（1）③フランスで2014年に承認された大胆な採用政策」を参照。）。

一方、EDF Energyは若い女性エンジニアおよび訓練生をその事業分野に集めるため、ターゲットを絞った採用を行っている。EDF Polskaは、リクルート会社の募集要項への申請に対して多様性に関する新たな要件を導入した。

2013年および2014年において、フランス国内および英国のネットワークの後に続いて、アジア太平洋部門およびEDF Polskaが女性のネットワークを設立した。EDF Luminusは、「国際女性の日」の一環として女性管理職を対象にイベントを開催している。

障害者の職業的統合のために採用された基準

2013年、EDFおよびERDFは、それらの従業員を代表する組合組織により全会一致で締結されたそれらの障害者に関する契約を延長した。この契約には、障害者であると認められる3,200名超のEDFおよびERDF従業員の統合および支援に関するより意欲的かつ有意義な目標が含まれる。

ERDFの2013年から2016年までの障害者に関する契約の中間地点における結果は、期待ができる結果であった。実際には、この契約により雇用率を2016年末までに1ポイント上昇させ、5.09%にすることを目標としているが、2014年末において既に4.96%であった。障害を持った従業員は、契約で定められたスキームの中核をなし、会社の様々な事業ラインへのアクセス性、それらが提案する研修コースおよびダイナミックなキャリアパスに焦点が当てられている。

複数の実践的かつ革新的な方策が行われており、利害関係者の研修（マネージャー、組合組織、安全衛生および労働条件委員会等）に係るものもいくつか含まれている。大量情報キャンペーンが開始し、特に障害者のための支援ならびに障害者のみを雇用し、障害者に特別な設備と支援を提供する企業からの購入に注力している。障害者雇用週間もまた、ERDFが支援するイノベーションである「gyrolift」を公表する機会となった。これは、身体の不自由な人のための2輪型の移動手段で、座っている状態から立った状態に動くことができ、また移動量を向上させる。

EDFの2013年から2015年までの契約は、特に、従業員のキャリアのすべての段階で均等な機会を推奨できるよう環境作りに努めている。また、利害関係者のメンタリティを変えることに対する支援、権利を行使しやすくするためのコミュニケーションおよび専門的な研修にも注力している。雇用、社会人実習生の人数、ならびに障害者のみを雇用し、障害者に特別な設備と支援を提供する企業からの購入に関して積極的な目的を定めており、2015年末までに雇用率を4.4%（2014年末の雇用率は4.26%で2013年を上回った。）とすることを目標としている。

したがって、EDF契約の「雇用の促進」の項の範囲内で、就職希望者との面談を推進するため、2014年に全国的にも地域的にも多くの新たな取り組みが実施された。

契約の目的に沿った新たなツールが利害関係者に提案された。それらは、障害者のみを雇用し、障害者に特別な設備と支援を提供する企業から購入するプロセスについて説明する「違いは能力を意味する」という冊子および幅広い分野の有名人による例を通じて、障害は能力またはパフォーマンスを阻まないことを説明する、一体感に関するショートフィルム1本、また当社の従業員がこのスキームが彼らにとってどのような意味を有するか話している様子を映した「認識への道」という別のビデオ等が含まれる。これらの2本のビデオは、2014年の映画祭「*Regards croisés*」において評価を受けた。

Electricité de Strasbourgグループは、2013年から2015年までの障害者に関する契約に従い、2014年において障害のある従業員の割合は、8.2%を達成した。2014年の結果は、類似の分野で一致するはずである。Electricité de Strasbourgグループはまた、2014年にバラン商工会議所から「*Économie et handicap*」（すなわちビジネスおよび障害）のトロフィーも受賞した。

当グループ企業は、顧客と接する従業員向けの障害に対する認識スキームを導入し、障害者のために働く団体との間で現地のパートナーシップを締結し、施設およびワークステーションの利便性の向上に取り組んでいる。

EDF Luminusは、団体により優れた慣例であると認められた、障害者の受入れおよび統合に関する実務ガイドを作成した。

④ 組織再編および改革に関する組織的な予測および管理

フランス国内および海外の両方において、組織が経済および社会的環境の変化に順応することの必要性を認識している当グループは、2005年に企業の社会的責任契約（2009年に更新された）を締結した。また、2013年に発表された2020年人事展望において、変化に係る管理問題は当グループの主要な挑戦の1つであることが確認されている。従業員およびその代表の管理への関与ならびに従業員およびその代表との対話に特に注力することが重要である。これらの原則は、2014年に行われた当グループの再編事業においても尊重された。例えば、ポーランドにおける当グループ企業の統合後、それらの新たな包括的労働協約に関して交渉が行われた。

⑤ 質の高い社会的対話

従業員代表および組合組織との社会的対話は、EDFの人事政策における重要な要素である。EDFの優先的事項の1つは、社会的対話および協議の長い伝統を継続して観察し、当社における産業変化を管理し、従業員の発展に寄与することである。

フランス

現在、EDF全体には56の企業委員会、1つの中央企業委員会（CWC）および従業員が代表を務める104の委員会が存在する。

中央企業委員会

EDFのCWCは、2014年に17回開催され、およそ60の事項および計画が提示された。全会一致で承認されたDalkia計画等、最も重要な計画については、詳細かつ建設的な議論が行われた。

CWC委員会は、非常に活発であり、特に経済委員会、中央雇用および研修委員会ならびに安全衛生委員会は特に活発である。2014年において、2013年6月14日付の雇用の保証に関する法律に従い、固有のデータベースが立ち上げられた。

電力およびガス産業部門における従業員代表の任期は3年間であるため、当該代表は2013年11月21日に再任された。

2014年における企業レベルの社会的対話は、EDFの取締役会において従業員を代表する取締役の選任の構成に関する組合組織との間の協議および従業員を代表する3つの組合組織により2014年6月13日に締結された下記の3つの包括的労働協約に関する交渉により特徴付けられる。

- ・ EDFの2014年から2016年までの3年間の新たな利益分配契約
- ・ 当グループ集団退職貯蓄計画に対する2015年から2017年までのEDFの拠出に関する契約
- ・ EDFグループの企業貯蓄計画を統制する2004年11月29日付の契約に対する修正第16号

EDFの特定の事業ラインのさらなる課題については社会的対話において検証された。原子力・エンジニアリング部門では、産業計画（*Grand carénage*、*EPR*等）の成功のため、2014年7月18日に組織および職場での生活の質に関する包括的契約が、2つの組合組織により締結された。

2014年にERDFにより締結された主な契約は、新たな雇用者の貢献方針と一体となった、2014年から2016年までの3年間の利益分配契約である。

フランス・グループ委員会

グループの主要子会社（EDF、ERDF、Tiru、CHAM等）から選出された28名の代表から構成され、フランス・レベルの議論の場である、フランス・グループ委員会の創設に関する合意は、2008年9月1日に満場一致で締結された。2014年、当該グループ委員会は、3回の会合を開いた。

フランス・グループ委員会は、定期的に報告を受ける法定の議題以外では、専門的な研修および職場での健康に関する事項について話し合う。

海外

欧州労使協議会

当グループは、2001年末に欧州労使協議会（EWC）を創設し、当グループの主要な方針について協議している。その委員会活動を介して、EWCは、国際レベルでの人的資源に関する方針について数々の議論を開始した。同方針は、特に、欧州における当グループの様々な企業内の安全衛生またはEDFグループの社会的責任契約に係る交渉開始に関連するものである。

EDFグループのEWCは、当グループの経済、財務および社会戦略についての報告を受けている。この契約に定められているとおり、EWCのメンバーは2014年6月に委員会の新たな秘書役を選任した。EWCは、前事業年度において2回会合を開いた。これらの会合において、英国における当グループの産業開発戦略およびエネルギー・サービス分野における当グループの事業の成長に関して、特に検証された。欧州労使協議会はまた、当グループの安全衛生方針についての相談も受けた。

当グループの社会的責任に関する対話委員会（DCSR）

DCSRは、2005年に、当グループの主要な会社の従業員代表者および組合組織ならびに当該産業の国際労働組合連盟との間で締結されたCSRに関する枠組み合意に従い創設された。当該合意締結時の取組みは、2009年に新たな合意を締結することにより強化された。

これらの合意は、CSRの課題についての社会的対話に影響力を及ぼすものである。これらの合意により、当グループは、社会的対話における課題の刷新および拡大に貢献する共通の取組みおよび目標を設定することが可能となった。

この合意の監視に係るガバナンスを強化するために、署名者は契約を改正するために議論を開始し、これは監視機関における従業員代表の代表性を強化するものであった。

国外におけるグループ会社の社会的対話に関する課題

当グループのフランス国外の主要な会社における社会的対話は主に次の事柄に焦点を当てている。

- ・ 広西省政府より承認された利権契約完了後における、来賓B発電所（中国）の従業員移転の条件

- ・2015年に締結する可能性のあるポーランドにおけるEDFグループ企業向けの共通の包括的労働協約に関する交渉
- ・従業員の配置転換方法に関する組合組織との交渉（EDF Fenice, Edison, EDF Polska）
- ・EDF Energyの商業および発電事業の構成に関する変更

⑥ 従業員の視点：「マイEDF」に関する取組調査

2012年11月に初めて実施された、当グループのすべての従業員を対象とした「マイEDF」取組み内部調査が終了し、従業員に対し調査結果が公表された。かかる結果を踏まえた自らの見解に従って、企業は、改善基準を拡大または提案する行動計画を作成した。このプロセスは、2013年および2014年にも繰り返された。

3回目の調査が、2014年9月および10月に行われた。従業員がそれらの意見を示すよう促す、重大な内部コミュニケーション・キャンペーン（ビデオ、ポスターおよびコミュニケーション・キット）が行われた。

従業員の参加率は、初年度（63.8%）と比較して明らかに増加し、73%となった。これにより、当グループの従業員は、この調査に興味を持っていることが示された。従業員は、この調査により、当グループの全般的な戦略目標に対する貢献度、管理業務に対する評価ならびに自らの専門的な状況の様々な側面、特に自らのキャリアの進路および研修、報酬ならびに職場生活の質に対する意見を表すことができる。経営陣もまた、それらの従業員の貢献度を測定し、これに影響を与える要因について分析することができる。

3回目の調査結果からは、人事方針の捉えられ方が明らかに向上していることが示された。年次評価プロセスの導入に関しては2年間で5ポイント増加し、キャリアパスに関する知識については4ポイント増加し、多様性の奨励については4ポイント増加した。従業員の貢献度は、グループ・レベルで70%と十分な値を維持した。この調査により、帰属意識（グローバルで73%、フランス国外の当グループ企業において過去2年間で15ポイント増）と同様に、現地の経営陣に対する信頼が非常に大きな強みとなっている（73%）ことを示している。グローバルには、72%の従業員が、それらの仕事の内容に満足であると申告した。最後に、より多くの従業員は、当社がそれらの会社のイノベーションに対して向けた配慮について、満足であると考えている（2年間で6ポイント増）。

（５）雇用主の建設努力への参加

EDFは、毎年フランス建設努力プログラムに参加する義務を負っている。その負担額は人件費総額の0.45%であり、2014年は約17.6百万ユーロ（2013年は17.0百万ユーロ）であった。

この支払いの代わりに、EDFの従業員はその住居移動を容易にすることを目的としたサービス（賃貸支援、住居の購入支援、引越し支援、融資のアドバイス）を受けることができる。

（６）持ち家助成ローン

EDFは社会政策の一環として、従業員が持ち家を購入するための支援を行っている。Crédit Immobilier de France（CIF）とのパートナーシップにより、CIFは当社の従業員に対する融資の創出、提供および管理を引き受けている。EDFはCIFに対し、CIFがEDFの従業員に対して行う融資の利率と2005年にCIFに対して行われた銀行調査の結果により得られた利率との差を埋めるための補償をする。

2014年12月31日現在、EDFの貸借対照表における個人向住宅ローンの非証券化残高は、3.9百万ユーロであった（2013年12月31日現在は4.6百万ユーロ）。

第3【事業の状況】

1【業績等の概要】

詳細については、「第3 7 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

2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記7「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 7 (4) ②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 7 (5) ① (i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」を参照。

2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記38.2.5を参照。

(4) 格付

詳細については、「第3 7 (5) ① (ii) 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 7 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) 戦略」を参照。

4【事業等のリスク】

(1) リスク要因

当グループは、大きく変化し、様々なリスクが生じる環境の中で事業を行っている。そのうちのいくつかのものは、当グループが制御できるものではなく、また当グループの事業の運営に内在するリスクに加えて生じるものである。当グループが晒されていると考えている重要なリスクを以下に説明する。以下のうち、単独または複数のリスクが、当グループの事業またはその業績に悪影響をもたらす可能性がある。さらに、当グループが現在は認識していないかまたは現在は重要でないと考えているその他のリスクもまた、悪影響を与える可能性がある。

特に、当グループは、そのあらゆる事業および様々な市場における法的リスクに直面している。とりわけ法令上および規制上の枠組み、営業活動、設立されたパートナーシップおよび顧客と供給業者との間で締結された契約に関する法的リスクについては、下記に記載されており、「第3 4 (3) 依存因子」においても述べられている。当グループが関係している主な訴訟、手続および仲裁については、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」に記載されている。

以下のリスクは、欧州エネルギー市場および当グループの事業に関連するリスク、当グループの原子力事業に関する特定リスク、当グループの組織および変更に関するリスクならびにEDFの資本構造および株式公開に関連するリスクである。

① 欧州エネルギー市場に関連するリスク

当グループは、欧州のエネルギー市場（特に当グループの主要市場であるフランスの電力市場）において厳しい競争に直面している。

フランス国内では、2007年7月1日以降、電力市場は、完全に自由な競争市場となった。EDFのすべての顧客は、電力供給業者を選択することができるため、EDFの競争事業者のいずれをも選択することができる（「第2 3 (2) ① (ii) 販売およびマーケティング」を参照。）。EDFは、競争に対処するための準備ができていますが、競合状況の変化（新たな規制、新たな競合者の出現、既存の競合者の合併、市場価格の変動等）により、EDFの市場シェアは減少する可能性がある。36kVA超の電力の申請をしている施設に関して、2015年12月31日で規制価格が終了することにより、EDFは市場シェアを失う可能性がある（「第2

3(2)①(ii)(イ)(c)規制販売料金契約」を参照。)。この市場シェアの減少は、消費および価格水準が一定の場合、フランスにおける当グループの売上高に悪影響を与える可能性がある。また、EDFは、目標を達成するために、供給費用の増加または利益率の減少（特に価格競争となった場合。）を余儀なくされる可能性があり、その場合、EDFの収益性に悪影響を与える可能性がある。

その他の欧州では、当グループは、競争状況（市場の完全自由化、競合者の状況、規制等）に応じて様々な局面に直面している。したがって、一部の国（または国の一部の地域）においては、当グループは、フランス国内同様、市場シェアを守るために守勢的戦略を進めなければならない。これに対し、他の国においては、当グループは、市場シェア獲得に向けた攻勢的戦略を進めなければならない。競争の種類、競争の拡大および競争が当グループの事業およびその業績に与える影響は、国ごとに異なる。これらの要因は、当該国の規制緩和の進捗および当グループが制御し得ないその他様々な要因に依存している。

この状況の下では、当グループが欧州の電力市場に好機があると考えていても、当グループは、その市場シェアを守ることができないもしくは予想される市場シェアを獲得できない可能性または当グループの利益率が減少する可能性があり、その場合、当グループの事業、戦略および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

エネルギー分野の自由化に関する法律上の枠組みは、最近整備されたものである。同枠組みは、将来的に変更され、より制約的になる可能性がある。

フランス国内および国外における当グループの事業は、多くの規制の対象となっている（「第2 3(5)法令および規制に関する環境」を参照。）。また、法律は国によって様々で、欧州連合内においても、その指令が一般的枠組みを定めているに過ぎない。

エネルギー分野の自由化を組織する法律上の枠組みは、比較的最近のものであり、市場の自由化に伴う困難に必ずしも包括的な解決策を提供するものではない。したがって、その法律上の枠組みは、将来的に変更される可能性があり、その変更は当グループにとって不利な変更となる場合もある。フランス国内、国外を問わず、法律上の枠組みが今後変更された場合、追加費用の発生、当グループの成長モデルとの不適合、または当グループが事業を行う競争環境の変化につながる可能性がある。

多数の国における規制の変化を受けて、事業者の費用が増加する可能性があり、また既存および今後の発電ユニットの収益性に影響を与える可能性もある。

当グループは、そのフランスの電力市場における地位から、競合事業者に比べてその拡大が制限されるリスクに直面している。

EDFは、市場の自由化に伴い市場シェアに減少が見られるものの、今後数年間にわたりフランス電力市場（特に、発電および供給）において最大の事業者の地位を維持するものと予想される。

Réseau de Transport d'Electricité (RTE) およびÉlectricité Réseau Distribution France (ERDF) によって運営されている送配電事業は、それぞれすべての利用者に対する非差別的なアクセスを確保するために、発電事業および供給事業からの独立性を担保する方法で運営されることが義務付けられる（「第2 3(2)②フランスの規制業務」を参照。）。

現在議会において審議中であるグリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案は、2015年の施行以降、発電設備に対する追加的な制限（フランス国内の発電において原子力が占める割合の上限を50%とし、原子力発電の認可された合計容量の上限を63.2GWとする。「第2 3(5)⑧(ii)国レベルでの今後の規制 — グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。）および当社の統治に対する追加的な制限（国内における発電量の3分の1超を発電する事業者が、多年度エネルギープログラム(PPE)において設定される目標を達成するために合意した実施行為について要約した戦略的計画を立案する義務、および事業者による投資決定が戦略的計画または多年度エネルギープログラムの目的と矛盾する場合に、事業者に対してなされる、かかる投資決定に反対する権限が付与された検査官の任命）を課すことが見込まれている。

EDFは、競争および非差別化に関して適用される規則を遵守しており、今後も引き続き厳格に遵守する予定であるが、競合事業者が、これらの規則が遵守されていないとの理由で申し立て、訴訟を提起しており、また、提起する可能性があり、かかる訴訟において当グループの利益に反する判決が出される可能性がある。

さらに、特定のエネルギー市場において競争を維持または促進する目的で、当グループの経済的もしくは財務的利益に反する決定または一体としてバランスのとれた事業者としての当グループのモデルに影響する決定が、関係当局または特定の政府によって下される可能性がある（特に、「第2 3(5)③(i)欧州の規制」および「第6 3(2)①EDFに関する法的手続」を参照。）。これは、当グループのモデル、事業および財務実績に重大な悪影響を与える可能性がある。

2014年11月4日、政府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（*accès régulé à l'électricité nucléaire historique*またはARENH）の特定および構成費用の会計手続を規定する命令が、2015年7月1日の施行に向けて、2015年度上半期に発布される旨を発表した。かかる日付まで、価格は42ユーロ/MWhに維持される。命令案は、2014年7月初めに欧州委員会へ提出された。2014年10月の規制電力販売料金に関する報告において、CREは2015年におけるARENHの価格の必要な変動を+2ユーロ/MWhと予測した。

他の欧州諸国が、フランス市場の自由化が不十分であると主張し、自国において当グループの拡大を鈍化させることを意図した対抗措置を講じる可能性もある。

送配電事業の独立運営を要求する法令および規制により、これらの事業に対する支配が制限される。

現行の法令および規制に従って、EDFは、発電および供給事業から独立して送配電網の管理をしており、その完全所有子会社に送配電事業を委譲した。EDFは、フランスにおけるEDFの送配電事業の見通しおよび収益性に影響を与える可能性のある一定の戦略および業務上の決定について支配権を失うことによる影響を受けており、今後も受ける可能性がある（「第2 3（5）法令および規制に関する環境」を参照。）。同時に、EDFは、EDFの事業、第三者に対する潜在的な責任ならびに資産の収益性に影響を与える要因に関連する特定リスクに引き続き晒されることになる。

当グループは、当グループが送電網もしくは配電網を保有するかまたは運営している国において同様の規制上の制限に従っている場合に同様のリスクに直面する可能性がある。

② 当グループの事業に関連するリスク

当グループは、自然環境または人的環境に甚大な被害を与える可能性のある施設を運営しており、かかる施設は、事故、自然災害または外的攻撃によって深刻な影響を受ける可能性がある。

原子力施設に特有のリスク要因は、「第3 4（1）③当グループの原子力事業に関する特定リスク」に別に記載されている。

送配電施設内またはその周囲で働く人員は、事故、エラーまたは過失行為があった場合には電気ショックおよび感電リスクに晒される可能性がある。これについて、当グループは、必要な事故防止および安全対策を講じている。しかしながら、当グループは、これらの対策がすべての事象に対して実際に十分であると保証することはできない。

電磁場（EMF）（特に当グループが運営する電線付近の電磁場）に晒された場合の人体の健康リスクが、フランス国内および国外において問題となっている。過去20年間にわたって行われた研究によれば、EMFに晒された場合の健康リスクの存在は証明されていない。また、世界保健機関は、2007年6月に発表されたレポートでは、健康リスクはあるとしても低く、恣意的に低い曝露限度の採用は正当とは認められないと考えている。2010年に、RTEは、フランス市長協会と共同で、高電圧電線および超高压送電線の近くに所在する18,000の地方自治体の市長を対象に、超低周波（50Hz）の電磁場に関する情報および測定キャンペーンを開始した。かかる共同キャンペーンは、EMFに関する既存の情報を強化するものであり、またかかる構築物に関して近隣者からの質問に対して率直に回答することを目的としている。

フランス政府は、これに関してRTEが行っている透明性への努力を支持し支援している。2010年7月12日付グルネル第二法の適用に際し、2011年12月1日付命令において、高電圧構築物から生じる電磁場を管理し監視するための計画が採択された。これに関連して、RTEはこれらの測定結果をEMF専用の「key to the fields」情報のウェブサイトに掲載する。現時点で30年分の研究結果が公開されているが、EMFへ晒されることに関連する健康リスクに関する医療知識が変化する可能性、かかるリスクに関して公衆がより敏感になる可能性、また予防措置の指針が広範に適用される可能性を排除することはできない。かかる努力にもかかわらず、EDFグループは、引き続き訴訟の増加に晒されることになるかまたは本件により送配電網の運営もしくは建設に対し、より厳格な、費用のかかる対策を講じることとなる可能性がある（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

より一般的な問題として、当グループが現在フランス国内または国外で運営しているまたは過去に運営してきた施設が、産業事故や環境面および公衆衛生面での影響（排出物の不十分な管理、加圧下の石油で絶縁された電力供給線の漏電、施設の浄化の失敗、病原性微生物、アスベスト、ポリ塩化ビフェニル（PCB）、温室効果ガスの排出量等）の発生源となるかまたはなっていた可能性がある。特に、施設（火力発電所、変圧所、炭化水素の探査および産出、貯蔵容量等）によっては大量の有害物質（具体的にはガスや燃料油等の爆発物または可燃物）が保管されている。これらの施設は、同様のリスクに晒される他の事業が行われてい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、ISO 14001に従い（「第3 4（2）②（iv）産業事故または当グループによる環境上もしくは衛生上の影響に関連するリスクの管理」を参照。）、当グループが運営する施設によって引き起こされる産業事故または環境被害に関して、適切な防止策および必要であれば修理のための対策を講じている。これらの対策は、特に、当グループの施設で火災・爆発等の事故が発生するリスクのみならず、第三者が所有する近隣施設で発生する火災・爆発等の事故の影響からも当グループを保護するためのものである。しかしながら、一般に、当グループは、上記のいずれかの事象が仮に発生した際にこれらのリスクを統制するための対策が完全に効果的であると保証することはできない。上記に記載する種類の事故は、人、建物および事業継続に深刻な影響を与える可能性があり、当グループの責任が問われる可能性がある。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著しく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同額の保険料で維持できるという保証はない。ここ数年にみられる自然災害の頻度および規模により、保険市場および再保険市場の能力ならびに当グループの民事責任保険および損害保険の補償範囲に多大な影響が及ぶ可能性があ

り、また実際に影響が及んだ。また、かかる事故によって、影響を受けた施設および同じリスクがあると判断される類似の施設の閉鎖につながる可能性がある（「第3 4（2）②産業リスクおよび環境リスクの管理」および「第3 4（2）③保険」を参照。）。

さらに、当グループが運営する施設または資産は、外的攻撃またはあらゆる種類の悪意による行為の標的となる可能性がある。安全対策は、施設および敷地の設計時に組み込まれ、防護対策は、EDFにより実施された。さらに、あらゆる種類の攻撃に対抗する安全対策が、公的機関と共同で行われた。しかしながら、外的脅威に対するすべての安全対策と同様に、当グループは、あらゆる事態にそれらが完全に効果的であると保証することはできない。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、当グループは、デリケートな敷地および重要な基幹施設の防護に関して、欧州およびフランスの法律がさらに制限的になり、当グループにとって追加の投資および費用が発生するようなことにならないと保証することはできない。

これらの事象はいずれも、当グループのイメージ、事業、業績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループの収益の大部分は、規制料金の対象となる事業から得られており、当該規制料金の変更は、当グループの業績に影響を与える可能性がある。

フランスでは、EDFグループの収益の大部分は、公的機関または規制当局により定められる規制料金に依存している（統合規制販売料金およびTURPEについては、「第2 3（2）②（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」を参照。）。規制当局が介入して料金を定めるかかる方法は、当グループが事業展開している他の国においても適用される。

料金に対する権利について規定した原則は、2010年12月7日付NOME法において成文化されており、フランス・エネルギー法第L.337-7条ないし第L.337-9条および第L.445-5条に列挙されている（「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約」を参照。）。公的機関および規制当局は、サービスの質を変えずに料金の引上幅を制限または阻止することを決定する場合もある。かかる当局はまた、かかる規制料金のアクセス条件を変更する場合もある。一部の利害関係者が法廷で異議を申し立て、当グループの不利益となるような料金を設定する命令が下される場合もある。

当グループは、規制販売料金または購入価格が、当グループの短期的、中期的もしくは長期的な投資能力または所有権を維持し、かつ当グループの発電資産、送電資産および配電資産に投下した資本に見合った利益を確保できるレベルで常に設定されると保証することもできない。

EDFは、一定の責務（特に公共サービス責務）を負っており、かかる責務に関連して追加費用が発生した場合には補償がなされる制度が設けられているが、その全額が補償されない可能性があり、また、かかる補償制度が変更される可能性がある。

フランス政府およびEDFが2005年10月24日に締結した公共サービス契約は、法律（特にフランス・エネルギー法第L.121-1条以下）に基づきEDFが履行責任を負う公共サービス責務の目的および条件を規定しており、かかる責務の履行に関してEDFが補償の対象となる制度について規定している（「第2 3（5）②フランスにおける公共サービス」を参照。）。

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。かかる飽和状態は、ERDFが特定の事業者を切断するかまたは大幅な遅れをもって接続した場合、地域格差または紛争を引き起こす可能性がある。これに関連する費用が考慮されないリスクがあるものの、かかる地域において新規投資は必要となるであろう。

EDFは、公共サービス責務の履行および規制料金の適用に関して適用される法および規制によって規定される補償制度が、かかる責務の履行および／またはかかる料金の適用のために発生した追加費用の全額補償を提供することを保証することはできない。さらに、特に新たな公共サービス契約の交渉中には、かかる補償制度そのものが変更される可能性がないと断言することもできず、また既存の制度が、公共サービス責務に関連してEDFに新たに課される義務に関連して発生する可能性のある潜在的な追加費用を完全に賄うことができると保証することもできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、EDFの事業および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループの事業には多くの行政上の認可が義務付けられており、認可取得が困難となるかまたは著しく厳しい条件でしか取得できなくなる可能性がある。かかる認可に対して不服申立てがなされる可能性もあり、その場合、当グループの事業が悪影響を受ける可能性がある。

当グループの産業活動（発電、送電および配電）の運営および発展には、フランス国内および国外において、地方レベルおよび全国レベルの両方で多くの行政上の認可が必要である。認可の取得および更新の手続は、複雑かつ長期間に及ぶ可能性がある。かかる認可の取得は機械的なものではなく、取得の条件は変更される可能性があり、常に予測可能であるとは限らない。これらの認可がなされた場合であっても、利害関係者がこれに対して不服申立てを行う可能性がある（特に、「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。したがって、EDFグループは、認可の取得または更新に関する要件を充たすために多

額の費用を負担することとなる場合がある（例えば、認可申請の準備費用、認可が下りる前に設置が義務付けられる設備に関連した費用、または建設予定の構造物の環境への影響の相殺等）。これにより当グループの産業活動が不利な立場になる可能性もある。認可が維持または更新できなかった場合の当グループの産業活動の遅延、巨額の費用負担または停止は、当グループの事業および収益性に悪影響を与える可能性がある。また当グループは、必要な許認可を取得せずに資源を投入する可能性があるため、プロジェクトの中止または撤退を余儀なくされることがあり、その場合、当グループの事業、発展または財務実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、公共サービス委託契約に基づいて発電、送電、配電または供給事業を運営する場合があります、常に運営する資産の所有者であるとは限らない。

当グループは、その事業に使用している資産を常に所有しているとは限らず、その場合の多くは、公共サービス委託契約に基づいて資産を運営している。

例えば、フランスでは、ERDFは、配電網資産のすべてを所有しておらず、地方当局と交渉される委託契約に基づき配電網を運営している（「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照）。かかる委託契約は、ERDFに対し、拡大業務に従事し、公共配電網を運営する独占権を保証する。法律において、ERDFのみが、地方当局によって、その配電網（地方配電会社（LDC）によって運営される配電網は除く。）の事業者任命され得る。したがって、現在、委託契約の更新の際には、ERDFは他の事業者と競争することはない。しかしながら、当グループは、今後、かかる規定が法律により改定されないと保証することはできない（「第2 3（5）⑤公共配電委託」を参照）。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（「第2 3（2）②（ii）（ロ）配電事業」を参照）。

ERDFによるスマート・メーター（Linky）の配備が計画されており、最初の供給に係る入札公告および2016年までに行われる3百万個のメーターの配備の2つの段階に分かれている（「第2 3（2）②（ii）（ホ）今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」を参照）。

RTEは、フランスにおいて、産業大臣により承認された標準的な委託の付託事項（2006年12月23日付命令第2006-1731号）に従った公共送電システムの所有者であり事業者でもある（「第2 3（2）②（i）Réseau de Transport d'Électricité（RTE）による送電」および「第2 3（5）③（ii）フランスの規制：エネルギー法」を参照）。

4.5MW以上の水力発電施設も、フランス政府によって付与される委託に基づき運営されている。当該委託の満了の際には、いわゆるサパン法上の手続に従い更新がなされる（「第2 3（2）①（i）（ii）（d）水力発電に関する課題」を参照）。また、水に適用される2006年12月30日付法律は、既受託事業者の更新時の優先権を廃止しており、2008年9月26日付命令第2008-1009号は、当該委託の更新条件を規定している。満了した委託が更新されないと、現行の受託事業者は、現行規則に基づき、いかなる賠償も受けられない。しかしながら、フランス・エネルギー法は、委託期間の後半に実施された近代化作業または発電容量を拡大する作業に関して、かかる作業が行われていれば発生したであろう未償却費用の払い戻しについて規定している。たとえば流域別分類を行うためにフランス政府が委託の期間を短縮した際には、委託仕様書に従って、委託の早期終了による収入減少を現行の受託事業者に対して補填する。水力発電委託については、その更新時に、委託水力発電所が発電する電力の売上高に応じた年間手数料が課され、かかる手数料はフランス政府に支払われ、使用する水流のある地方自治体に割当てられる。2010年7月12日付グルネル第二法では、かかる手数料について、委託機関が各更新手続の一環として個別に定める上限を超えてはならない旨を規定している。しかしながら、混合経済における水力発電会社の設立の可能性を伴うグリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案の新たな枠組みの更新スケジュールおよび手続は未だ決定されていない（「第2 3（2）①（i）（ii）（d）水力発電に関する課題」を参照）。

EDFグループは、現在運営している委託が更新されることも、最初の委託時と同じ財務条件において各委託が更新されるとも保証することはできない。さらに、当グループは、委託業務が早期終了した場合に政府により支払われる補償が、それによる当グループの収入減少を補償するのに十分であるとの保証も、手数料の上限に関する今後の規制が当グループに悪影響を与える方向に展開しないと保証もすることはできない。これらの要因は、当グループの事業および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

フランス国外では、当グループは、事業を行っている他の国（水力発電の分野では特にイタリア）においても、電力の配電または発電事業を委託に基づき運営している。各国の状況によっては、送電、配電または発電委託が、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実績に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、費用負担を生み、潜在的な責任の原因となるより厳しさを増している環境上または公衆衛生上の規制を遵守しなければならない。

当グループの事業は、数が増加しつつあり、かつ厳しさを増している環境保護および公衆衛生のための規制の対象となっている。かかる規制は、当グループのエネルギー生産、送電および配電等の産業活動、ならびにエネルギー供給サービスおよびエネルギー関連サービスに関連しており、例えば、それらを提供するにあたって、エネルギー需要管理の概念を導入しなければ

ばならない（当グループに適用される環境および安全衛生に関する規制ならびに当グループの事業に影響を与える可能性のある今後の規制については、「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。かかる規制を遵守しない場合、当グループは、重大な訴訟を提起される可能性がある。たとえ当グループが過失や適用ある規制の違反を犯していなかったとしても、当グループに責任が生じる可能性がある。また、それが犯された時点でEDFグループに属していない事業体による違反、損害または損失についても、それ以降に当グループがその施設を引き継いでいれば、当グループがそれらを補償せざるを得ない可能性がある。

さらに、かかる規制は、フランス国内または欧州の当局によって大幅に強化される可能性があり、この場合、当グループの事業および財務実績に重大な悪影響を与える可能性がある（「第2 3（5）⑧EDFグループの事業に影響を与える可能性が高い主要な規制案」を参照。）。

現行規制およびかかる規制の将来の変更の結果、かかる規制を遵守するための必要な営業コストおよび投資が増加し、今後もしばらく増加することが予想される。当グループの施設が新しい規制を遵守できない場合、当該施設を閉鎖しなければならない可能性さえある。さらに、他の規制（より厳しく、または新しい分野に適用される可能性のある、現在予測不可能である規制）が、関係当局によって採択される可能性があり、同様の影響をもたらす可能性がある。

最後に、当グループの持続可能な発展についての政策に対する利害関係者による外部認識が変化し、当グループの財務以外での評価およびイメージの低下につながる可能性がある。

省エネ証書（ESC）に関する規制の変化によりEDFに追加の義務が発生し、それにかかる費用が発生する可能性がある。

フランスにおいて、フランス・エネルギー法第L.221-1条以下に記載される省エネ証書(ESC)条項は、エネルギー供給業者に対して省エネ義務を課している。

3年省エネ目標が設定され、省エネ達成義務を負う当事者（義務負担者）の売上高に基づいて各々に配分されている。支払いにより責任が免除される財政的制裁について、EDFを含む義務負担者らは当該期間の終期までに各自の義務に対応した省エネ証書を発行しなくてはならないが、これは直接的または間接的に省エネ活動を行うことの対価として得ることができるものであり、また、国家認証登録を通じて他のいわゆる「適格」な経済事業者から購入することも可能である。

EDFは、第2次期間（2011年から2013年までであり、2014年12月31日までに延長された。）に設定された目標値を達成した。しかしながら、激化する競争およびより厳しい規制上の要件による主要鉱床の減少は、ESCの発行頻度を抑え、ESCをより高価なものとした。かかる傾向は、各世帯の投資能力を低下させ建設部門にダメージを与えた経済危機により顕著になった。

2014年10月10日付のプレスリリースにおいて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は700TWh cumacを目標とする第3期間の開始を発表した。2014年12月29日付命令第2014-1668号に従い、第3期間は2015年1月1日に開始され2017年12月31日に終了する。より厳しい義務により、EDFの売上高が大幅に増加し、規制販売料金の大幅な増加を求められる可能性がある。公的機関がかかる料金を定めるため、EDFは、売上高の増加がかかる料金の完全に反映されると保証することはできず、このことが当グループの業績に重大な悪影響を与える可能性がある（「第2 3（5）⑥（i）環境、健康、衛生および安全性に適用される基本的規制」を参照。）。

送電システムの国境間の相互接続の欠如により、統合された欧州電力市場の拡大が鈍化する可能性がある。

統合された欧州電力市場の拡大は、国境間の相互接続の欠如により妨げられている。この状態は、異なる国の事業者間の交換能力、特に供給を需要にすばやく適合させる能力を制限し（「ブラックアウト・リスク」）、効率的に統合された欧州市場では大幅に少ないであろう国家間の価格差を生じさせている。また、国境の反対側に接した同一グループの企業間でシナジーを生むという可能性が制限されるため、欧州圏からの効率的な事業者の輩出を鈍化させている。現在、特に2015年に開始される予定であるピレネー山脈東部のフランススペイン間およびフランスイタリア間の国境における相互接続の開発のためのプロジェクトが何件か進行しているもの（出資額は、発電事業者とは別に、送電網管理者により決定されている。）、これらの建設は、主に、環境上および規制上の理由で、また現地の受入状況によって鈍化している。

さらに、当グループが拠点を置く国々の間の十分な相互接続の欠如や十分なペースでかかる相互接続を展開できずにいることにより、当グループが様々な事業体間で達成しようとしている産業上のシナジーが制限される可能性があり、また当グループが拠点を置く国々において送配電網の障害が生じる可能性があり、その場合、当グループの業績、事業および見通しに悪影響を与える可能性がある。

また、特定の欧州地域において風力発電が増加したことから、需要と供給のバランスを調整するための欧州レベルでの配電網の修正が必要となる。加えて、新規風力および太陽光発電計画（主に沖合の風力発電所）によって発電された電力の電力網を通じた送電のためにも、配電網の拡張は必要である。

フランス国内または当グループの子会社が事業展開する地域における度重なる停電または広範囲の停電（特に当グループに起因する場合）が当グループの事業、財務実績およびイメージに影響を与える可能性がある。

当グループは、たとえ他の電力網で発生したまたは他の事業者に起因する軽度の事象があったにすぎない場合でも、度重なる停電または広範囲の停電を引き起こす原因となる可能性があり、またはかかる停電に対する非難の対象にされてしまう可能性がある。

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の中断、連鎖的停電（国境間交換を行う市場ではこの特定はより困難なものとなる。）、国境間の相互接続問題および自由化された市場での事業者間の連携の困難さ等が挙げられる。

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起因するものである場合には、停電が顧客に与える当グループのイメージに悪影響を与えることが予想される。

自然災害、大規模な気候変動または予測困難な規模での重要事象が、当グループの産業活動および商業活動に重大な悪影響を与える可能性がある。

EDFおよびその子会社は、自然災害または重要事象に対処するための危機管理計画を展開してきた。かかる危機管理計画は定期的に評価および検証されている（「第3 4（2）④危機管理」を参照。）。

フランスでの暴風雨クラウス（2009年）およびシンシア（2010年）のように、自然災害（洪水、土砂崩れ、地震等）、その他の大規模な気候変動（干ばつ等）または予測困難な規模でのその他の事象（大規模な流行病等）は当グループの事業に影響を与える可能性がある。このような事象の経験を基に、EDFグループは、かかる事象が再び起こった場合の影響を制限することを目的とした対策をとっている。これに関して、RTEは暴風雨クラウスおよびシンシア発生時に既にその有効性を証明した架空配電網を機械的に強化するための野心的な計画を実施している。

かかる対策により、自然災害による被害の修復費用および供給中断による利益喪失に加えて費用がかかる可能性がある。

ERDFは、大型暴風雨による影響に対応するために、その空中送配電網を対象とする保険契約を締結した（「第3 4（2）③（v）（ハ）暴風雨保険」を参照。）。RTEの空中送配電網および島部エネルギー・システムはいずれも、財産損害保険の対象となっていない。保険が欠如し、または不十分であった場合、これらの送配電網の損壊により、当グループの財務状態に悪影響を与える可能性がある。また、近年の代替リスク移転市場における自然災害の頻度および規模の影響により、特定の保険の更新および加入は、困難であるかまたはより多くの費用を伴う可能性がある。

EDFは、疫病の流行の際には（危機的状況の程度に応じた）継続的な電力供給を確保すると同時に設備の安全性を保証し、その従業員の健康リスクを軽減することを目的とした計画を作成した。

最後に、福島事故を受けて行った当初分析後、EDFは、緊急事態の場に物的支援および人的支援を迅速に提供することのできる国家チームである原子力事故即応部隊（FARN）を組成し、EDFの危機管理体制を強化した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）。

かかる事態に即座に対応することを可能とする危機管理体制の設立（「第3 4（2）④危機管理」を参照。）にもかかわらず、当グループは、自然災害、気候事象、または本質的に予測が困難な規模のその他の事象の発生が、当グループの事業、利益および財務状態に重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

当グループは、気象条件および事業の季節変動性に関連するリスクに晒されている。

電力消費は季節的なものであり、気象条件によって大きく左右される。例えば、フランスでは、電力消費は一般に冬季には高くなる。さらに、利用可能な電力も気象条件によって左右される。それゆえ、水位の低下または熱波は、設備の下流に流れる河川の水温が最大水温を超えないようにしなければならない要請とあいまって、原子力発電を制限する可能性がある。水力発電もまた、山脈における降雨量（雨量および年間を通じた分布）および降雪量の影響を受けやすい。同様に、風力発電所または太陽光発電所で生産される電力は、当該設備が設置されている敷地の風条件または日照時間に影響される（「第3 7（2）①経済環境」を参照。）。これは、しばしば冬季の暖房使用期間と関連して、サービス事業活動についても同様である。

したがって、当グループの業績は、電力需要の季節要因を反映しており、例外的な気象条件もしくは予測していたよりも不利な雨、雪、風または日照時間の条件により、悪影響を受ける可能性がある。例えば、当グループは経済的な発電手段の利用が減少したことをより発電コストのかかる他の発電手段または高価な卸売市場を利用することで補う必要がある。

当グループの事業は、好ましくない経済情勢により不利な立場に置かれる可能性がある。

当グループの事業は、当グループが事業を行う地域内の景気循環および経済情勢の影響を受ける。かかる地域における不況により、当グループの顧客によるエネルギー消費、投資および工業生産高が低下し、その結果、電力および当グループが提供するその他のサービスに対する需要に悪影響を与える可能性がある。かかる経済情勢は、例えば、当グループの既存の発電資

産または計画中の発電資産の一部の収益性を脅かし、または当グループの一部の契約相手方を衰退させる可能性がある（「第3 7（2）①経済環境」を参照。）。

当グループは、当グループが事業を行う地域において景気悪化による影響が、当グループの事業、営業利益、財務状態または見通しに重大な悪影響を与えないと保証することはできない。

当グループが選択した技術がより効率性の高い技術に追い越される可能性がある。

当グループは持続的かつ破壊的な技術革新について常に把握しようと努めているものの、当グループの事業活動は、事業を行うにあたって、一定の選択に基づいており、当グループが使用している技術は、それらに比べて効率性、収益性、安全性ならびに見込まれる将来の標準化および基準との関連性においてより高い水準にあることが証明された他の技術に追い越される可能性がある。当グループの競合事業者によるかかる技術の利用は、当グループが自己の技術のいくつかを通して有する競争上の利点を減少または排除させる可能性があり、その結果、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループは、エネルギー卸売および二酸化炭素排出権に関連するリスクに晒されている。

当グループは、規制緩和が行われているエネルギー市場（主に欧州内）において、その発電および供給事業を通じて事業を行っている。このため、当グループは、エネルギー卸売市場（電力、ガス、石炭および石油製品）ならびに二酸化炭素排出権市場における価格変動に晒されている。かかる変動は、エネルギー市場における現在の主要な緊張およびボラティリティに鑑みると、とりわけ重要である（「第3 7（2）①経済環境」を参照。）。

当グループは、主として卸売市場における売買により、そのリスク・エクスポージャーに対処している。石油商品市場を除き、卸売市場は、依然として発展途上の新市場である。それゆえ、流動性の欠如が、当グループのエネルギー市場におけるリスク・エクスポージャーのヘッジ能力を制約する可能性がある。加えて、これらの市場の一部は、特に相互接続の欠如等により、依然として、国ごとに一部分断されている。さらに、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。

エネルギー市場リスクの管理は、当グループが採用しているエネルギー市場リスク方針に沿って行われている（「第3 4（2）①（ii）エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）。当グループは、組織的市場または店頭において取引される先物、先渡、スワップおよびオプション等のデリバティブ金融商品を通じて、当該市場における当グループのポジションをヘッジしている。しかし、当グループは、特に流動性リスクおよび大幅な価格変動に対して完全な防御を保証することはできず、それらのリスクは当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある。

さらに、欧州のエネルギー卸売市場における価格の現況は、すべての欧州の事業者の特定の生産ツール、特に火力発電所の収益性を損ねるものであった。供給量市場の設定は、いくつかの欧州諸国においてそれぞれ異なるアプローチで検討されている。これによって、特定の発電資産の閉鎖または操業休止のリスクは制限される可能性があるが、当グループの一部の資産について減損リスクが発生することとなる。

当グループは、事業運営のために購入する（核燃料以外の）原料およびサービスの価格および入手可能性の変動に晒されている。

原料価格が長期にわたり著しく高騰した場合、当グループは、一定の重要な製品またはサービスに係る調達コストの増加に直面する可能性がある。かかるコストの増加により、一定の供給業者がその利鞘の減少の結果、供給量の縮小につながる可能性がある。また、一定の設備またはサービスの需要が高まっており、この場合、その入手可能性（特に、コンバインド・サイクル・ガス火力発電所用設備、風力タービンならびに原子力分野のサービスおよび設備）に影響が生じる可能性がある。

当グループは、金融市場に関連するリスクに晒されている。

EDFグループは、その事業により、以下の金融市場に関連するリスクに晒されている。

・流動性リスク：当グループは、いかなる時点においても、日常業務、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年間充当金を賄うため、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。また、組織的なエネルギー市場および金融市場の慣例により、カウンターパーティー・リスクを制限するために、当グループの一部の事業体は特定の店頭取引についてマージン・コール・システムを設定した。金融派生商品市場への導入過程に対する規制を考慮すると、当該マージン・コール・システムは、近い将来、当グループにとってより大きな機会を創出する可能性がある。金融市場およびエネルギー市場のボラティリティが高い場合、かかるシステムの設定の結果、当グループは現金を結集しなければならない可能性がある（「第3 4（2）①（iii）（ハ）流動性リスク」を参照。）。

- ・為替リスク：当グループは、その事業および地域分布の多様化により、外国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、貸借対照表項目および当グループの金融費用、株主資本および財務実績に影響を与える可能性がある（「第3 4（2）①（iii）（二）為替リスク」を参照。）。
- ・株式リスク：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（「第3 4（2）①（iii）（ホ）株式リスク」を参照。）。
- ・金利リスク：金利の変動に対する当グループのエクスポージャーとして、2種類のリスクがある。すなわち、（i）固定金利金融資産および負債の価値の変動リスクならびに（ii）変動金利金融資産および負債に関するキャッシュ・フローの変動リスクである。金利リスクは、当グループの原子力事業の長期的コミットメントおよび年金その他特定の従業員給付に係る債務を負担する目的で設定された専用資産の管理の一環として保有されている債券に関連する（「第3 4（2）①（iii）（ヘ）金利リスク」を参照。）。

かかるリスクに関連組織および適用される管理原則については、「第3 4（2）①（iii）金融市場に関連するリスクの管理および統制」に記載されており、かかるリスクの統制方法については、「第3 7（5）①金融リスクの管理および統制」に記載されている。しかし、当グループは、特に外国為替レート、金利および株式市場の大幅な変動に対して、完全な防御を保証することはできない。

金融規制の変化は、トレーディング業務の収益性に悪影響を与え、エネルギーおよび金融市場リスクのヘッジ業務の費用を増加させる可能性がある。

2008年の金融危機を受け、また2009年に開催されたG20のピッツバーグ・サミットでの主要な経済大国によるコミットメントの後、金融派生商品市場はシステム上のリスクを軽減させるために改革され、または改革の過程にある。かかる改革により、欧州においてEMIR（欧州市場インフラ規制、2012年7月4日にフランス議会および理事会によって採択された規制第648/2012号）が採択されることとなった。かかる欧州イニシアティブは、米国のドッド・フランク法等、他の法域において異なる形態で追随された。かかる改革は、金融規制機関の監督の下、段階的に導入されている。かかる改革は、特に金融派生商品取引における一般的な決済または担保の授受の要件の採択を目指すものだが、通常銀行と類似する業務を行わない企業に対する例外も含まれる。

当グループの「エネルギー市場リスク」方針の一部であるエネルギー市場リスク管理業務（「第3 4（2）①（ii）エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制」を参照。）および「第3 4（2）①（iii）金融市場に関連するリスクの管理および統制」に記載されている内部方針の一部である金融リスク管理業務に関連して、EDFグループは（トレーディング取引の場合にはエネルギー市場においてのみ）ヘッジおよびトレーディングを目的とした金融派生商品取引を実施している。

デリバティブ取引を実施するEDFグループの子会社は、新たな規制において提示されている免責対象として扱われるべきである。しかし、かかる免責事項の適用条件に関する国内金融規制機関との議論は継続中であり、EMSA（欧州証券市場監督局）は共同体レベルでの規制の解釈および適用を調整するために、当該条件を変更する可能性がある。さらに、現行の金融規制は、欧州機関によって改正されるかまたはより厳格化する可能性があり（「第2 3（5）⑧（i）共同体レベルでの今後の規制」を参照。）、これによってトレーディング業務の免責事項の範囲は大幅に制限される可能性がある。

そのため当グループは、かかる新たな規制の直接的な影響またはこの方向に市場のプラクティスが行われていることが原因で、デリバティブ取引のより大きなシェアに対する担保の清算もしくは授受を行うことまたはトレーディング業務の全部もしくは一部を銀行の規制下に置くことを今後要求されることはないことを保証することはできない。上記の事象が発生した場合には、当グループは、エネルギーおよび金融市場のリスクヘッジおよびトレーディング取引の遂行のために、（現金、銀行保証、株式等の形態で）追加的な金融保証を提供する必要性が最終的に生じ、これによりヘッジ費用は増加し、トレーディング収益は減少する。

当グループの契約相手方（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）が債務不履行に陥った場合、当グループの事業および業績に影響が及ぶ可能性がある。

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。かかる契約相手方が債務不履行に陥った場合、当グループに対して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追加費用を被る）可能性がある。また、かかる債務不履行により、作業の質、完成期日または特定の重要な製品もしくはサービスの調達に影響が及ぶ可能性があり、それにより、当グループは、レピュテーション・リスク、一部のプロジェクトに関する事業継続リスクまたは機会喪失に晒される。

契約上の関係に内在するカウンターパーティー・リスクへのエクスポージャーに関連する当グループ内で適用されている監視および監督の手続については、「第3 4 (2) ① (iv) カウンターパーティー・リスクの管理および統制」に記載されている。

事業遂行の際に従業員または第三者によって行われた禁止行為および倫理違反行為は、一定の状況において、当グループの風評および株主価値に悪影響を及ぼす可能性がある。

当グループの事業のグローバル化および事業遂行の際の倫理違反行為を抑制する規制枠組みの強化は、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を刑事制裁および民事制裁に晒す可能性があり、EDFの風評および株主価値に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、労働関連の疾病および災害の発生について責任を負う可能性がある。

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が、労働関連の疾病および災害のリスクを排除することはできない。労働関連の疾病および災害の発生は、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。

放射能のイオン化について当グループが講じている措置については、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (c) 環境、安全性および放射線防護」を参照。

アスベストに関しては、当グループは、「第2 5 (2) 当社従業員の健康および安全：最優先事項」に記載のとおり、資材の取扱い、情報提供および保護装置のための措置を講じている。現在の法的手続については、「第6 3 (2) 訴訟および仲裁手続」を参照。

③ 当グループの原子力事業に関する特定リスク

EDFグループは、稼働中の発電所数という点において世界の主要な原子力発電事業者である（出典：国際原子力機関。世界原子炉、表24、2014年版（2013年12月31日までの数値））。原子力発電は、フランスにおける総発電量の約77%を占めている（出典：2014年電力報告書 - RTE）。EDFは、英国内の原子力資産も運営している。さらに、当グループは、（CENGを通じて）米国、ベルギーおよびスイスの原子力発電所の少数株主持分を有するが、これらの運営は行っていない。したがって、EDFグループの電力構成に占める原子力エネルギーの割合において、競争上の大きな優位性を有している。また、当グループは、フランス、英国、中国および（潜在的に）他の国々における新規原子力発電所の建設プロジェクトにおいて積極的な役割を果たしている。原子力事業に悪影響を与える事象が発生した場合、当グループのイメージ、事業、生産性、財務状態、業績および見通しに対して、エネルギー源としての原子力からの発電割合が比較的低い競合事業者に対するよりも大きな影響をもたらす可能性がある。

原子力事業に付随して、当グループは、多額の賠償責任リスクに晒されており、巨額の追加的営業コストが発生する可能性がある。

当グループは、その原子力事業の最高水準に従ったリスク管理戦略および手続を実行してきたが、原子力事業には、その性質上、依然として潜在的リスクがある。したがって、当グループは、とりわけ、事件および事故、安全確保の不履行、悪意による行為またはテロ行為、飛行機事故、自然災害（洪水または地震等）、設備の欠陥または核物質および材料の貯蔵、取扱い、輸送、処理および梱包の過程での問題等の結果、多額の賠償責任に直面する可能性がある。かかる事象は、原子力発電所の操業条件の大幅な強化または当グループの発電所の操業の一部停止もしくは全面停止を引き起こす可能性があり、また、当グループの事業、戦略、見通しおよび財務状態への重大な悪影響に加えて、特に、放射能汚染または放射線照射の場合には、当グループのために働く人々または一般の人々および環境に甚大な影響を与える可能性がある。

原子力事業者は、その施設の原子力安全性について責任を負う。欧州の原子力施設事業者に適用される責任制度および適用される保険については、「第2 3 (5) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」および「第3 4 (2) ③ (vi) 原子力施設の操業に対する特別保険」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、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、事象が生じた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。

当グループは、その原子力施設を運営する国において、法律によって定められる損害賠償限度額が引き上げられないとも撤廃されないとも保証することはできない。例えば、最近批准されたパリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書（「第2 3 (5) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）では、当該限度額の引上げが定められている。当該改正議定書の発効または原子力発電事業者の損害賠償限度額の引上げを試みる他の改正はいずれも、過去数年間にわたり当グループが準備してきたにもかかわらず、保険に係る費用に重大な影響を与える可能性がある。また、当グループは、

この損害賠償額をカバーする保険が常に存在するとの保証も、当グループがこれらの保険を常に維持できるとの保証もできない。

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 4（2）③（vi）（ハ）原子力施設に対する損害保険」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、財務実績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11日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、原子力発電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。

世界中のどこにおいても深刻な原子力事故が生じた場合、当グループに重大な影響を与える可能性がある。

2011年3月11日の日本北部を荒廃させた地震および津波の後に生じた日本の原子力発電所事故のように原子力施設における深刻な事故は、当該施設の設計および操業時にいかなる予防策をとろうとも、これを排除することはできない。このような種類の事故は、原子力に対する世論の拒否を招き、関係当局による発電所の操業条件の実質的な厳格化、発電所の稼働年数の延長案の不承認（その結果としての一時的もしくは恒久的な1か所以上の原子力発電所の操業中断）、または電力生産における原子力の一時使用禁止を関係当局が検討し、現在進行中のすべての原子力発電所の開発プロジェクトが一時中断または中止される可能性がある。福島事故を受けて、ドイツ（原子力発電の中断）およびイタリア（原子力発電所の建設プロジェクトの中断）はかかる決定を下した。事故が起きなかったとしてもかかる決定を下すことはできる。

かかる事故が当グループの1か所以上の施設の近くで起こった場合、その環境を汚染する可能性があり、その運営を脅かす可能性がある。

上記の事象は、当グループの事業モデル、戦略、事業、業績、財務状態および見通しに重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループの原子力事業は、特に詳細な厳しい規制の対象となっており、その厳格さは強化される可能性がある。

当グループの原子力事業は、特にフランスにおける営業状況の監視および定期的な再審査制度等、第一に原子力安全、環境および公衆衛生の保全、また国家安全保障上の問題（特に、テロの脅威）を勘案した詳細かつ厳格な規制の対象となっている。かかる規制は、フランス国内および共同体当局によって大幅に強化される可能性がある（「第2 3（5）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。さらに、規制の強化または現行規制もしくは将来規制の不遵守により、当グループの1か所以上の発電所が一時的もしくは恒久的に閉鎖されるかまたは金銭的罰則が課される可能性がある。原子炉圧力装置に係る2005年12月12日付命令の実施結果は、フランス国内の既存の発電所に関する現時点での実施例である（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術の実績 — フランスの原子力発電所に係る投資プログラム」を参照。）。

これにより当グループの原子力発電所の費用が大幅に増加する可能性があり、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。

当グループは、その原子力事業に関して、限られた数の請負業者に依存している。

当グループは、その原子力事業において供給業者およびサービス供給業者を分散化させる方針を実施しているが、現在、限られた数の請負業者および相応の資格を有する熟練した人員に依存している。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制限し、1つ以上の供給業者または特定の技能を有するサービス供給業者が債務不履行に陥った場合に当グループがリスクに晒され、当グループの業績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。これは、特にAREVAおよびAlstomについて言えることであるが、同時に原子力産業の製造業者および主要な保守管理サービスの供給業者の大部分にも該当する（「第3 4（3）依存因子」を参照。）。かかる多様な供給業者の株式保有および統治の変更もまた、実施されるサービスの費用および質に影響を与える可能性がある。

当グループは、ウラン調達条件ならびに転換サービスおよび濃縮サービスの条件の変動に晒されている。

当グループの営業コストは、核燃料購入を含む。

EDFは、徐々に価格変動の影響を軽減し平滑化するヘッジ機能を含む長期契約を通じて、ウラン、転換サービスおよび濃縮サービスを、フランス国内および英国内の原子力発電所のために購入している。主要供給業者は、AREVAグループであるが、EDFは、他の製造業者からも購入することで供給源を分散化させる方針を実施している（「第3 4（3）依存因子」および「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。ウランならびに転換サービスおよび濃縮サービスの価格および入手可能量は、当グループがコントロールできない特に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）ウラン鉱山またはコンパインド・サイクル発電所での作業事故、新規鉱山の試運転の遅延またはウラン生産国における政情不安につながる事象に関連した供給不足）に起因して変動する。

しかしながら、当グループは、当グループの契約が、フランス国内および国外における、突然のまたは大幅な価格上昇に対して完全な防御機能を果たすと保証することはできない。当グループは、当該長期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）更新できると保証することはできず、当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある。

原子力発電所を運営する上で、当グループは、特に燃料の輸送に関して、道路および鉄道輸送が正常に機能していることに依存している。

新しい核燃料または使用済核燃料の輸送は、特別かつ厳格な安全保障措置が要求される非常に特殊な業務である。こうした制約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。さらに、当グループの支配の及ばないいくつかの要因（地元居住者または反核団体による反対運動、例えば、核物質輸送を阻止するための画策等）がこれらの業務を遅延させる可能性もある。当該業務は、特に、事故の場合には、中断される可能性がある。かかる場合には、新たな燃料集合体を運び込めなくなるか、または当該発電所の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の一部または全部を遅らせるか中断しなければならない可能性があり、この場合、当グループの財務実績に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

当グループが運営する原子力発電所は重大なまたは費用のかかる修繕または改造が必要となる可能性がある。

フランスにおいて当グループが現在運営する原子力施設は、高度に規格化されている（「第2 3（2）①（i）（ハ）（a）EDF原子力発電所」を参照）。これにより、当グループは、特に設備購入およびエンジニアリングにおいて規模の経済を達成することが可能となり、最新発電施設に対して行われた改善をすべての発電所に適用することが可能となり、かつ、ある施設が故障した場合には、その他の発電所で採るべき措置を予測することが可能となる。しかしながら、かかる規格化には、ある故障がいくつかの発電所または一連の発電所に共通して起こるというリスクが伴う（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術的実績」を参照）。当グループは、重大なまた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事態に直面しないと保証することはできず、また当グループの発電所の運営またはその発電量に影響を与えるもしくは当グループの発電所の全部または一部の一時停止または永久的な閉鎖を招く事象が起こらないと保証することもできない。

そのため、10年点検の実施中に行われた安全性の再評価の際、また福島事故を受けて、当グループは自ら、またフランスの原子力安全当局（ASN）の要件の結果として、具体的な行動プログラムを起草した。かかるプログラムは「グラン・カレナージュ（grand carénage）」と呼ばれ、既存の施設を改修し、原子炉の安全性レベルを向上させ、条件が一致した場合にその操業年数を延長するためのものである。かかるプログラムは、今後数年間にわたる追加投資および福島事故の前に既に計画されていた特定の費用の発生を伴うものである（「第2 3（2）①（i）（ハ）（b）原子力発電所の操業および技術的実績－フランスの原子力発電所に係る投資プログラム」および「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照）。産業界全体でのかかる取り組みの発電施設への適用は、費用の増加ならびに内部資源および産業資材の使用の増加を招き、また将来における稼働能力の喪失の原因となる可能性がある。

当グループは、世界の他の国々（特に英国）および米国において原子力発電所を運営しまたはその株式持分を保有しており、これらのユニットについて費用のかかる修繕または改造作業を実施しなければならない事態、または当該ユニットの性能、発電量もしくは発電可能容量に影響を与える可能性のある事象に直面する可能性がある。フランス同様、安全当局も追加の作業を要する決定を下す可能性がある。

当グループがその発電所に対して保守管理作業を実施しても、特に一部設備の老朽化により、一部の発電所はフル稼働できない可能性がある。これは、改良型ガス冷却原子炉（AGR）のユニットで発見された不備により、その他の3つの同様のユニットについてさらなるテストが実施され、予防措置として現在の専門知識の結果が出るまで稼働が延期された英国の現状であり、その後かかる4つのユニットは低出力状態での運転再開を認められた（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット－原子力発電－発電所の状態」を参照。）。

上記の事象は、当グループの財務実績および事業に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、その発電所の耐用年数について、現行の見積耐用年数を超えて延長するために必要な許認可を取得できない可能性があり、また当該耐用年数の終了まで運営する許認可を取得できない可能性がある。

フランスにおいて、900MW系列の施設につき10年点検の3回目に関する研究の一環として、ASNは、2009年7月初めに、EDFがその900MW原子炉につき最大40年間安全性を管理することができるかに関して一般的な問題は発見されなかった旨を公表した。規制により規定されるとおり、各施設につき3回目の10年点検の後の各原子炉に対する合意によりASNの見解が補完された（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照）。その結果、2014年末現在には900MWのセグメント・ユニットの3分の2超が3回目の10年点検を受け、うち6基について、ASNは既に大臣へ最終的な提言を行っており、追加的要件の遵守を条件に、これらの継続的な稼働に異議を唱えなかった。

新規ユニットの建設およびこれに係る投資を延期し、引き続き既存の発電所からのキャッシュ・フローを受けるために、当グループは、フランス国内の原子力発電所の耐用年数を40年超に延長することを目指している。2012年に、ASNは、EDFが提出したこれらの改善案を常設の「原子炉」グループに検討させ、同グループはこれらの提案に関して、提案の補完および（特定の場合）補強を推奨したものの、肯定的な判断を下した。これに基づき、2013年および2014年においてASNとの議論は継続し、ASNは、900MW系列の原子炉の4回目の10年点検に関する安全性の再評価のための広範囲なガイドラインについての最初の見解を2015年に交付し、2018年／2019年にはこの再評価の「包括的な」段階に関する最終的な見解を交付することを示唆した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

しかし、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ることを保証することはできない。また、特定の条件のもとでかかる延長許可を取得できる場合においても、その財務上の影響は、特に投資に関して、当グループの発電所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対し、影響を与える可能性がある。

英国では、EDF Energyの原子力発電所の現行の見積耐用年数は、改良型ガス冷却原子炉（AGR）発電所については平均35年から47年の間で、加圧水型原子炉（PWR）については40年である。最新のAGR発電所の耐用年数を7年から10年延長し、PWRの耐用年数を20年延長することを目標としている（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット－原子力発電」を参照。）。しかしながら、当グループは、英国において適用される安全規則を踏まえた上で、EDF Energyがその既存の原子力発電所を現行の見積耐用年数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取得できると保証することも、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ことなくかかる許認可を取得できると保証することもできない。

当グループは、EDFによる運営の責任はないがEDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）経済的利益を有する原子力発電施設について、稼働停止の際の収益上の損失および資産の償却または稼働を継続するための追加的投資の必要性などの同様の財務リスクに晒されている。しかしながら、当グループは、特に施設の安全性または利用可能性に影響する事象が生じた場合に、これらの発電所が実際に現在予測されている期間にわたり運営できると保証することはできない。

上記の事象のいずれかが発生した場合、当グループの財務実績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

1つまたは複数の原子力発電ユニットを停止するフランスの公的機関の決定は、当グループに重大な悪影響を与える可能性がある。

2013年のエネルギー輸送に関する議論において、フランス大統領およびフランス政府は、フランスの電力発電構成における原子力の割合を最終的に75%から50%に引き下げることを約束した。かかる目標値は、2025年までに発電量に占める原子力の割合を50%に削減することを計画している、現在議会で審議中のグリーン成長に向けたエネルギー移行に関する法案において規定されている。またかかる法案では、現在の水準（63.2GW）を認定された原子力発電容量の上限に設定する予定である（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制－グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。）。実際には、このような規定が採用された場合、すべての新規原子力発電施設の稼働の許可取得（例えばフラマンビルEPRからの許可）のために、EDFは同等の施設の閉鎖を余儀なくされる可能性がある。

そのため、1つまたは複数のEDFの発電所ユニットの早期終了の決定につながる可能性があり、これは産業的要因ではなく、政治指導者による決定の結果である。さらに、特定の日までにすべての原子力発電を中断させる決定が下る可能性も完全に排除することはできない。また、当グループが既に多額の費用を投じている新規原子力建設プロジェクトにも停止の決定が下る可能性がある。この問題は、当グループのすべての原子力資源と潜在的に関係するものである。

上記の事象により、当グループの見通し、財務状態、業績およびイメージに重大な悪影響を与える可能性があり、その場合、当グループは取得できるか分からない補償を請求することとなる。

EPRの建設は、問題に直面する可能性または完成に至らない可能性がある。

当グループは、フランスにおいてその原子力発電設備を刷新し、国外で新設備建設の模範となるために、フラマンビルにおいて欧州加圧水型原子炉（EPR）の建設を開始した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。

2012年12月、EDFは、フランビル3プロジェクトの建設費用に関して、2012年経済状況において合計8.5十億ユーロの上方修正を提出した。2014年11月にプロジェクトのスケジュールは修正され、最初の市場性のある発電は2017年に予定された。かかる遅延の原因の分析は、「第2 3（2）①（i）（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」に記載されている。当グループは、EPRの建設、試運転および操業に必要な許認可を取得できず、またはかかる許認可が裁判所または行政への質疑にかけられる可能性がある。特に「プロトタイプ」の原子炉であるフラマンビルEPRに関しては、その開発および建設中に、またEPRの操業の初期段階において、技術上の問題またはその他の問題が生じる可能性がある。これらの問題によって、他のEPRの建設は遅延もしくは妨げられ、その試運転の予定が変更され、またはその性能に影響が及ぶ可能性がある。（ESPNの命令の実施のような）より厳しい規制上の制約は、同様の影響を及ぼす可能性がある。さらに、既に再評価された全体の建設費用は、EDFの現在の見積りより高くなる可能性がある。

英国において、EDFグループおよび英国政府は2013年10月にヒンクリー・ポイントC用地における2つのEPRの建設のための投資契約の主要な条件について合意に達した。計画には、英国政府が設定したプログラムに従った財務保証が適用されることが想定されている。この計画は、その他の投資家とともに展開される予定である。2014年の政府補助金に関する規則の下、欧州委員会が投資契約および財務保証の主要な内容を承認したにもかかわらず、最終的な投資判断は、特に全体的な投資契約に関する合意および産業パートナーとの負債による資金調達に関する合意の最終決定のような一定の条件に依然として左右される。これらの様々な点について相違が生じた場合、投資決断およびプロジェクト自体が延期または未完となる可能性がある。

オーストリアおよびGreenpeace Energyは、欧州委員会の決定に対して不服申立てを行うつもりであることを示唆しており、これはEDFおよびそのパートナーにとってリスクとなる。かかる場合および欧州委員会裁判所から不利な判決が出た場合には、取引の経済状態に実質的な影響を及ぼす可能性がある。

EPR計画は、当グループの戦略において不可欠な要素である。よって、この計画の遅延もしくは阻止をするような、または「プロトタイプ」のEPRもしくは後続のユニットの建設に影響を与えるような事象は、当グループの事業および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループは、原子力発電所から発生する使用済燃料および放射性廃棄物（特に、使用済燃料から発生する長寿命の中レベルおよび高レベル放射性廃棄物）のほとんどについて責任を有している。

核燃料サイクルについては、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (d) 核燃料サイクルおよび関連する問題」に記載されている。フランスにおいて、EDFは、事業者および廃棄物排出者として、発電所を離れた瞬間からの使用済燃料、放射性廃棄物処理および長期管理の過程にわたり法的な責任を有している。EDFは、公的機関が定める指針およびその統制の下で、かかる責任を負う。

当グループは、特に、事故の場合もしくは使用済燃料または廃棄物を通じて第三者または環境に損害を与えた場合には（燃料および廃棄物が当グループ以外の請負業者（特にフランスにおいてはAREVAグループおよびANDRA）によって取扱われ、輸送され、貯蔵され、倉庫に入れられまたは保管されている場合も含み、特にかかる請負業者による不履行の場合には）、適用ある廃棄物規制に定義される原子力事業者または廃棄物排出者として責任を負う可能性がある。第三者に与えた損害について当グループの責任が問われた場合には、原子力発電所の事業者に適用される厳格な特定損害賠償責任制度が、同制度が規定する限度額の範囲内において適用されることになる（「第2 3 (5) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

フランスでは、放射性廃棄物の長期管理は、放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する1991年12月30日および2006年6月28日付計画法における複数の指針の主題となっている（「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (d) 核燃料サイクルおよび関連する問題 — フランスにおけるバックエンド（下流部門） — 調整後の最終的な廃棄物の貯蔵 — 長寿命高レベル廃棄物」を参照。）。

当グループは、あらゆる長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物が2006年6月28日付法律第6条の意味における「最終的な放射性廃棄物」を構成し、また結果としてこの廃棄物を直接地層深くに埋めることができるようになることを保証することはできない。また、当グループは、公的機関がかかる貯蔵を承認するまでの期間についても保証することはできず、かかる承認に関連した技術指針を予測することもできず、廃棄物の今後ならびEDFが結果として負う可能性のある責任および費用に関する不確実性をもたらす可能性がある（2013年に実施された公開討議およびすべての関係者が共同負担する費用の評価を行うにあたり2014年に直面した問題に関する進捗状況のアップデートについては、「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (d) 核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。

英国では、British Energyが再編された際、既存の原子力発電所から発生する特定の放射性廃棄物の管理に関して、当局との間で契約が締結された（「第2 3 (3) ① (iv) (ロ) 発電事業ユニット — 原子力発電 — 放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用 — British Energyグループの再編契約」を参照。）。

これらの契約の条件に従い、特定の放射性廃棄物の管理に係る責任および一部の費用負担は、英国政府に移転している。ただし、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 Group Limitedが負う。

2011年7月19日付指令2011/70/Euratomは、使用済燃料および放射性廃棄物の安全かつ責任ある管理に関する共通の地域枠組みを定める委員会の意図を確認するものである（「第2 3 (5) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）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財務リスクに晒されている。当グループは、関係する国々における発電所の操業により生じる放射性廃棄物の長期貯蔵および取扱いに関する対応策を、適時にかつ容認できる財務状態で有するとは限らず、これは、当グループの財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。

使用済燃料の処理業務および廃棄物の長期管理に関して、当グループが計上した引当金は、費用見積りが修正された場合大幅に増加する可能性がある。

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条件）に関して、2008年から2012年の期間を対象としてAREVAとの間で2008年12月に締結された基本契約および2010年7月12日に締結された関連契約に基づく価格および処理量の条件（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.1を参照。）を用いて引当金を計上している（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29を参照。）。2013年から2020年までの期間に関して、2014年6月に委託条項が承認され、2015年度上半期中には契約が締結される予定である（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題 — フランスにおけるバックエンド（下流部門） — EDFの原子力発電所からの使用済燃料の処理」を参照。）。2014年以降の期間を対象とする引当金の現行の計上金額は、今後の期間に関する同契約の更新条件が現行より不利なものとなった場合には、再評価されるべきである。

EDFは、深地下層貯蔵を前提として、またANDRA、公的機関および放射性廃棄物排出事業者で構成される作業部会により2006年に出された合理的な解釈に基づき、廃棄物の長期管理に関する引当金を計上している（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29および「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題 — フランスにおけるバックエンド（下流部門） — 調整後の最終的な廃棄物の貯蔵」を参照。）。放射性物質および廃棄物の持続可能な管理に関する2006年6月28日付計画法および他の分野の補足的な研究も例外なく、「最終的な放射性廃棄物」は地層深くに埋めねばならないという見解が強化される一方で、当グループは、すべての長寿命の高レベルおよび中レベル放射性廃棄物が「最終的な放射性廃棄物」と指定されること、またそれらの廃棄物がそのように指定された場合にそれを地層に埋めて処理するまでに要する時間を保証することはできない。したがって、廃棄物の長期管理に関して当グループが最終的に負担する費用が、当グループの財務書類に計上されている引当金を超過する可能性がある。深地下層貯蔵の費用はDGECの監視のもと新たに計算されている最中である。DGECによって開始され、2015年度第1四半期にEDFが回答した協議プロセスを受けて、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、当グループの財務諸表への計上が必要となる新たな参考費用を設定する予定である（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.2を参照。）。

現在計上されている引当金の額は変更される可能性がある。上記の引当金の評価は、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。これらの感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性がある。そのような場合には、長期の原子力へのコミットメントに対する引当金の不足が、当グループの財務実績および財務状態に重大な悪影響を与える可能性がある（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.5を参照。）。

既存の原子力施設の廃炉には、現時点で予測できない困難が生じる可能性があり、またその費用が現時点の予想を遥かに上回る可能性がある。

当グループの原子力発電所の規模を考慮した場合、その廃炉には、重大な技術および財務的課題を要する。当グループは、廃炉（特にフランスの第1世代の発電所の廃炉）に付随する課題（特に技術面での課題）を評価し、その開発すべき解決策を特定してきたが、現在操業しているものと類似した原子力発電所を解体した経験は一度もない。

フランスにおいて、当グループは、廃炉および負荷分散化炉心核燃料に関連する見積費用をカバーするための引当金を計上している。かかる引当金の評価は、費用、インフレ率、長期割引率および債務返済予定に関する仮定に従い変動する。かかる作業のスケジュールおよび費用は、行政上の許認可、ならびに放射性廃棄物の貯蔵センターまたは廃棄物の保管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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（f）原子力発電所の廃炉」を参照。）。2006年6月28日付法は、グラファイトなどの長寿命低レベル廃棄物専用の貯蔵センター（FAVL）について規定するものである。用地の初期調査は不成功に終わり、2013年にANDRAが新たな調査を開始しており、2015年末前にかかる業務に関する結果が出る予定である。放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設（ICEDA）の建設は、建設許可の取消しにより予定よりさらに3年遅れている（「第6 3（2）訴訟および仲裁手続」を参照。）。これらの感応度要因を考慮し、一部のパラメータの変更は、計上済みの引当金の大幅な修正につながる可能性があり、したがって、当グループは、引当金が適当な時点で実際に計上された費用と同額であると保証することはできず、これは、当グループの財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある。財務諸表への影響を限定するため、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（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記29.1.3を参照。）。

英国では、British Energyの再編に関して締結された取決めにに基づき、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（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット — 原子力発電 — 放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用 — British Energyグループの再編契約」を参照。）。

EDFは運営を行わないが、EDFが（米国、ベルギーおよびスイスにおいて）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応じた財務リスクに晒されている。

当グループの原子力事業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割り当てている専用資産の額が不十分となる可能性があり、追加の支払金が生じる可能性がある。

フランスにおいて、EDFの専用資産ポートフォリオの市場価額は、2013年12月31日現在は21.7十億ユーロであったのに対し、2014年12月31日現在は23十億ユーロであった（「第2 3（2）①（i）（ハ）（g）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）。2013年2月にCSPEの主張が組込まれて以来、すべての適格原子力負債は専用資産によって賄われている（「第2 3（5）⑥（ii）（ロ）基礎原子力施設に適用される特別な規制」および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記47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、かかる資産価値を調整するための追加的な出費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）または共同体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の財務状態に影響を与える可能性がある。

最後に、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（「第2 3（2）①（i）（ハ）（g）長期的な原子力コミットメントを満たすための資産（運転サイクルに関するものを除く。）」を参照。）が、当グループは、金融市場の価格変動が当該資産の価値に重大な悪影響を与えないと保証することはできず（感応度分析については、「第3 7（5）①（vi）EDF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、さらなる支払い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。

英国では、原子力コミットメントへの資金供給は、英国政府が設立した独立の機関（原子力負債ファンド（NLF））により管理されている。したがって、事業者は、この目的で管理している資産はない（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット — 原子力発電 — 放射性廃棄物の管理および廃炉に関する費用 — British Energyグループの再編契約」を参照。）。

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。

④ 当グループの組織および当グループ内の変更にに関するリスク

当グループの拡大戦略は当グループの設定した目標に沿う形で実施できない可能性がある。

当グループは、各地域の事業モデルに従って、かつ関連する経験（上流部門と下流部門とのバランス、供給戦略、再生可能エネルギー源またはその他の発電方法の開発（原子力、水力、石炭、コンバインド・サイクル・ガス発電所等））を考慮し、産業開発計画に沿う形で、フランス国内および国外の双方における電力、ガスおよびエネルギー・サービス産業における拡大を継続する意向である。当グループは、このようにして、拡大、再編、収益性向上（「当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。」という見出しのリスク要因を参照。）および売却に焦点を合わせた計画を実施している。

原子力発電の分野において、当グループは、予測している拡大を達成できない可能性、海外で開始したプロジェクトを実行できない可能性、または十分な経済、財政および法的状況下においてかかるプロジェクトを実行できない可能性がある。

EDFグループは、原子力発電所の建設および操業に関する（特に中国および英国における）国際プロジェクトにパートナーシップまたは株式投資を通じて深く関与している。開発段階において、これらのプロジェクトは、行政上の許認可および免許の取得ならびに（場合により）さらなるパートナーシップの構築を必要とする。これらは、多額の投資を要する大規模なプロジェクトであり、その資金調達状況については確認が必要である。現在の経済状況に鑑みると、かかる資金調達は遅延する可能性がある。加えて、一部の国における規制枠組みは、改正手続下であり、EDFの責務および責任に影響を与える可能性がある。保護的な契約条項の交渉をしたとしても、当グループは、予定の時間枠に従ってこれらのプロジェクトの一部またはすべてが十分な経済、財政、規制および法的状況下で実行されること、またはかかるプロジェクトが長期的に当初予測していた収益をもたらすことを保証することはできず、これにより、当グループおよびその財務状態に重大な悪影響が及ぶ可能性がある。

新エネルギーの分野について、EDFは主に多数の国で事業を行っているEDF Énergies Nouvelles子会社（「第2 3（4）①（ii）（ロ）EDF Énergies Nouvelles」を参照。）に任せている。しかし、かかる発展の収益性は、しばしば多くの国で適用されている支援政策に依拠するものである。当グループは、支援プログラムが一部の国において変化しないことおよび投資の収益性に悪影響を及ぼさないことを保証することはできない。

さらに、当グループのガス事業の拡大は、発電におけるガスの利用ならびにガスの提供の開発の両面において、重要な課題である（「第2 3（4）②ガス事業」を参照。）。世界におけるガスの需給に関する見通しは、変化している（特に米国における非在来型ガスのブーム、新興国からの需要増加等）。新たな事業者の出現やエネルギー企業の合併により、フランスおよび欧州ではガス分野の競争環境が展開しつつある。欧州諸国において、天然ガスの輸入に対する依存度は既に高く、上昇を続けているが、これは主として、現地資源の枯渇および供給源の遠隔地化によるものであった。当グループのガス事業戦略を実施するために、当グループは、競争が激しい供給源へのアクセスだけでなく、消費地点に近い地域にガスを輸送することを可能とする物流面のインフラ設備（貯蔵倉庫、ガス・パイプラインおよびLNGターミナル等）へもアクセスしなければならない。必要な柔軟性を備え、当グループの支配が及ばない事業体も含む様々な事業体間のシナジーを生み出さなければならない。当グループは、競争性のある財政状態のもと、（例えば、長期契約またはガス田の取得により）ガス供給源またはかかるガス・インフラへのアクセスを常に確保できるとの保証も、予想されているシナジーを生み出すことができるとの保証もできない。上記の要因はいずれも、当グループのガス戦略の拡大を鈍化させる可能性があり、その場合、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与えることが予想される。さらに、国際的な地政学的背景がより厳しいものとなった場合、当グループが自ら関与しているプロジェクトから迅速に、または許容できる経済情勢の下で撤退できる保証はない（「第2 3（3）③（i）（ハ）ロシア」を参照。）。

最後に、当グループは、持続可能な開発の手法の一環として、環境効率エネルギーのサービスを含む統合サービスの提供を開発し、強化する方針である。エネルギー・サービス市場は非常に競争が激しく、またエネルギー効率化市場は、大きな潜在的開発可能性を有する（「第2 3（4）①（iii）エネルギー・サービス」を参照。）。2014年7月25日以降のDalkiaの当グループへの統合は、専門知識および開発部門を強化するものである（「第2 3（4）①（iv）Dalkia」を参照。）。しかし、当グループは、そのサービスの提供が成功するとの保証も、当グループがこの分野における当該拡大方針を常に実行できるとの保証もできず、この場合、当グループの財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

さらに一般的には、当グループは、その決定が不適切となるような規制上、経済的および競争上の背景の予期せぬ変化に直面する可能性があり、また、当グループの戦略の実施または変更に際して問題に直面する可能性もあり、この場合、当グループの事業、財務実績および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループによる買収および売却の取引はリスクを伴うため、追及した目標が必ずしも達成されるとは限らない。

当グループは、その開発戦略の一環として、資産または株式持分の買収およびジョイント・ベンチャーの設立を伴う取引ならびにより一般的なあらゆる種類の外部的拡大取引をこれまでに行的っており、今後も行いう可能性がある（「第3 7（2）②（ii）投資およびパートナーシップ」を参照。）。

外部的拡大取引は、特に次のリスクを伴う。(i) 当グループが買収の評価に用いる仮定が、特に予想市場価格、費用削減、利益、シナジーおよび収益性に関して正確ではない可能性がある。(ii) 買収した資産の品質および性能に関して支障が生じ、または買収した企業の負債の過小評価が生じる可能性がある。(iii) 買収した事業または企業の統合に関して支障が生じる可能性がある。(iv) 当グループが、買収した企業の一部の主要従業員、顧客または供給業者を維持できない可能性がある。(v) 当グループが、高額または不利な財務条件で既存の一部の契約関係の解消を強いられるか、または解消を希望する可能性がある。(vi) これらの買収に係る資金調達を目的として当グループの負債が増加する可能性があり、その結果、将来において財務上の柔軟性および追加の融資を得る機会が制限される可能性がある。(vii) 当グループが、反トラスト当局との間で、当グループが予定していた条件より不利な条件で実施することとなる約定の締結を強いられる可能性がある。

その結果として、外部的拡大事業により期待される効果は、予想より小さいか、または遅く達成される可能性があり、その場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

また、当グループは、資産の売却または株式投資を伴う取引をこれまでに行的っており、今後行ふこととなる可能性がある。かかる売却に関連して、当グループは売却資産について保証を提供することがあり、その結果として、購入者に対して補償金または価格調整額を支払わなければならない可能性があり、その場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

さらに、当グループは、特に契約上、財務上または規制上の制約もしくは政治的介入により予定していた外部的拡大取引および売却を行うことができなくなる可能性があり、または希望する価格と異なる価格で買収および売却を行うことになる可能性がある。この場合、当グループの財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

当グループは、子会社および株式持分の一部について、その過半数支配権を有していない可能性または共同支配している可能性がある。

当グループの一部の事業活動は、当グループが共同支配権を有するかまたは当グループが少数株主持分を有する事業体を通じて遂行されている、または将来遂行される可能性がある。かかる状況において、パートナーの合意が得られない場合、または当グループの利害に反する決定がなされる場合には、当グループは、デッドロック状態に陥る可能性がある。この場合、採用した戦略を遂行する当グループの能力が制限される可能性があり、当グループの事業活動、財務実績、財務状態および見通しに悪影響を与える可能性がある。

市場の自由化により必要となる種々の再編から、EDFグループは業務上および財務上の影響を受ける場合がある。

市場の自由化以降に設置された組織では規制対象事業は競合事業と区別されており、これが顧客に困難をもたらす可能性があり、この場合、当グループおよび（特に）エネルギー供給業者のイメージに影響が及ぶ可能性がある。

当グループの事業は、不完全であるかまたは悪意ある攻撃の標的となる可能性のある情報システムに依拠している。

当グループは、その商業上および産業上の業務遂行に不可欠である複合的かつ非常に複雑な情報システム（サーバー、ネットワーク、アプリケーションおよびデータベース等）を運営している。この情報システムは、急速に変化しつつある環境に適応しなければならない。

これらのシステムのいずれかに不具合が生じた場合には、当グループに重大な悪影響を与える可能性がある。特に、市場の完全自由化の後に導入されたかもしくは導入予定または適応される必要のある情報システムまたはコール・センターが十分に信頼できないまたは生産的でない場合には、EDFグループの事業に重大な悪影響を与える可能性がある。

当グループは、変化が生じた際、可能な限り当グループの要求に見合った運用上の品質レベルを保証するために、当該システム向けのテスト手続を定め、また個別の不具合が生じた際に解決策を提示することができるよう、事故管理および危機管理の手続を定めた。かかる手続はまた、悪意ある攻撃の可能性のある事例にも対応する。

さらに、当グループは、年次テストを受けている情報システムのバックアップ・プログラムを強化、改善させるための方針を導入し、事故のフィードバックにより定期的に改善される危機管理手続について規定した。しかし、最後に一般的に、当グループは、かかるプログラムが現実の環境において技術開発上の問題またはその実施の遅延に直面せず、重大な事象が生じた場合、当グループの事業、財務実績および財務状態が受ける悪影響を制限できると保証することはできない。

フランス政府は、当グループの支配株主として、当グループの重要な決定に干渉する可能性がある。

フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府は、EDFの支配株主となっており、その株式資本の70%以上を保持しなければならない。フランス法の下では、支配株主は、株主総会で採択される決議を含め、会社に関する多くの決定を支配する（特に、取締役の選任および解任、配当の分配ならびに定款の変更。）。さらに、フランス政府の保有株式の希薄化に関する法定制限が、資本市場にアクセスしまたは外部的拡大取引を実行するEDFの能力を制限する可能性がある。

当グループの従業員の大部分は、EDFとGDF SUEZの共同事業体に属しているため、当グループはかかる共同事業体の管理機構の構成に部分的に依存している。

当グループの従業員の大部分は、EDFとGDF SUEZの共同事業体に属している（ほぼ全員がERDFおよびGrDFの共同部門すなわち、EDFグループおよびGDF SUEZグループの2つの供給子会社に属している。）。したがって、これらの共同事業体による決定の一部は、特に費用および資源の管理に関し、EDFに影響を与える可能性がある。さらに、EDFとGDF SUEZは、これらの共同事業体に関して異なる利害または見解を有する場合があります、このことが当グループの労働関係、財務実績および財務状態に悪影響を与える可能性がある（「第2 3（2）②（ii）（ニ）ERDFおよびGrDFによる共同サービス」を参照。）。

当グループは、数多くの国で事業を行っているため、政治不安、経済不安または社会不安に直面する可能性がある。

当グループの一部の投資およびコミットメントには、政情または経済が不安定化する可能性のある国または不安定化している国において事業を行うことに付随するリスクおよび不確実要因に晒されている。当グループが事業展開する国は、国によっては未発達で十分な保護機能を有しておらず、かかる国は投資利益および投下資本の本国への送金に関する統制または制限を行っているかそれらを行う可能性があり、エネルギー事業に影響を与える特別課税および利用料を定めているかまたは定める可能性があり、国際的グループの事業に関して制限的規則を課しているかまたは課す可能性がある。かかる国において、時として急速に変化する規制または政治的、社会的およびその他の要因により影響を受ける規制に電力分野も従っており、これは当グループの子会社の事業または財務実績に対し、その利益に反する形で影響を与える可能性がある。上記のいずれかの事象が発生した場合、当グループの事業、財務実績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、世界の様々な国（ブラジル、ベトナム、ラオスおよび中国等）において、独立系発電所（IPP）のポートフォリオを開発および建設しており、そこで1つ以上の役割（エンジニアリング、プロジェクト管理、プロジェクト事業者、投資者および事業者としての役割）を担っている。これらの異なった立場において、特に、IPPに対する投下資本のリターンが予想を下回る場合、長期電力契約もしくは適用ある場合にはパス・スルー条項が疑問視される場合、または当該国における電力市場規則の主要な変更を伴う場合には、当グループが責任を負うか、または当グループの財務実績に影響を与える可能性がある。

当グループは、急速に変化する環境にその技術を継続的に適応させ、その労働力のほとんどを入れ替えながら、経験および技能を新しい従業員に承継させなければならない。

急速に変化する環境（特に、市場の完全自由化、原子力および「クリーン・コール」パワーの国際開発、再生可能エネルギーの開発等）における当グループの戦略的目標の達成に関連して、特に機能적および地理的な分野において必要な技能に継続的に適応しかつそれを想定することが必要になる。

フランスでは、電力およびガス産業の従業員のための特別年金制度の改革による平均退職年齢への影響にもかかわらず、EDFの従業員の多くが毎年定年を迎えている。例えば、EDFの範囲においては、2015年から2020年の間に約20%の労働力が定年退職を迎える可能性がある（「第2 5（1）優れた専門性：雇用および技能開発」を参照。）。この状況は、当グループの新たな課題へ従業員の専門的知識を適応させる機会となるかもしれないが、かかる労働力の入替えによって、知識の移転を想定しかつ最も能力の高い人材の獲得競争に対処することが必要となる。

EDFグループは、技能開発を最大の課題とみなしており、かかる技能者の採用、維持、再配置または入替えを満足のいく条件で適時に行うために必要なあらゆる手段を取っている。しかしながら、採用される方法が、十分であるとは限らず、その場合には、当グループの事業および財務実績に影響を与える可能性がある。

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。

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（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記31を参照。）。フランスでは、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。

上記のコミットメントをカバーするために、当グループは必要に応じて、外部委託基金または年金基金を設立した。2014年末における当該資産はかかるコミットメントの一部をカバーする程度であったが、当グループにとっては、その満期は相対的に段階的に到来する。2014年12月31日現在、従業員給付コミットメントの平均期間はフランスでは18.1年、英国では19.9年であった。

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）、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、外部委託基金または年金基金の金額が、特に英国またはフランスにおいて、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および財務実績に悪影響を与える可能性がある。

労働争議が当グループの事業に悪影響を与える可能性がある。

当グループは、ストライキ、休業、クレームなどの労働問題または混乱もしくはその他の労働問題が当グループの事業を混乱させないと保証することはできない。当グループは、労働運動による事業の中断によって被った損失をカバーする保険に加入していない。したがって、当グループの財務状態および経営成績は、労働問題により悪影響を受ける可能性がある。

当グループは、当グループの経営実績および財務実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施している。このプログラムの目的は、達成できない可能性がある。

当グループは、当グループの経営実績を改善し、当グループの財務上の柔軟性を高めるためのプログラムを実施しており、今後も実施する可能性がある。例えば、2012年末において、当グループは、「グループ・シナジーおよび変革」プログラムを補完する、新たな「SPARK」というプログラムを実施した。このプログラムの目的は、営業コストおよび投資に関連する購買の最適化である。2013年の目標は達成され、当該年末には1.3十億ユーロの貯蓄が実現した。2014年には、2013年より本業の成長が低下した営業コストに関して尽力された。しかしながら、当グループは、業績を向上させるために実施するプログラムが期待された成果をあげるとも、予定された期間内にかかる成果をあげるとも保証することはできない。

当グループに適用されるIFRS基準の変更に起因するリスク

EDFグループの2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類は、国際会計基準審議会（IASB）が公表し、2014年12月31日に欧州連合が承認した適用可能な国際会計基準に準拠して作成されている（2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記1を参照。）。

かかる会計基準の枠組みは、発展しており、新基準およびその解釈は現在、有資格の国際的団体により草案が作成される過程または承認される過程にある。当グループは、かかる基準および解釈による潜在的影響を検討しているが、かかる基準および解釈が伴う可能性のある今後の展開または連結財務書類に対するその影響を予測することはできない。

⑤ EDFの資本構造および株式公開に関連するリスク

株価の顕著なボラティリティ

株式市場は、近年、株式が取引される特定企業の業績に常に関連しているわけではない顕著な変動を経験している。かかる変動は、EDFの株価に著しい影響をもたらす可能性がある。

また、EDFの株価は、例えばエネルギー政策に関する政治判断による、EDFグループ、その競合者、全般的経済情勢または特にエネルギー産業に関連する要因を含む数多くの要因により著しい影響を受ける可能性がある。

外国為替相場の変動

EDF株式は、ユーロ建てによってのみ価格が付けられ、将来の配当金の支払いはすべて、ユーロ建てである。ユーロ以外の外貨建てによる株価またはEDFの株主に支払われる配当金は、ユーロ価値の下落により悪影響を受ける可能性がある。

フランス政府によるEDF株式売却に関連するリスク

2014年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本84.49%を保有していた。フランス政府が、EDFに対する株式持分をさらに減少させることを決定した場合、フランス政府による当該売却、またはそのような売却が行われるという認識が、EDFの株価に悪影響を与える可能性がある。

(2) EDFグループのリスク管理および統制

① 当グループのリスク管理および統制の一般的枠体制

EDFグループは、その業務、財務および組織の各面におけるリスク管理方針を何年にもわたり遂行してきた。

企業リスク管理部門（*Direction Contrôle des Risques Groupe*またはDCRG）によって導入されたリスク管理および統制方針の目的は以下のとおりである。

- ・あらゆる分野のリスクを特定し優先順位を決めることにより、当該分野における一層確固たる管理を確保し、当グループのすべての事業体に対してリスクの特定、評価および管理への関心を高めて動員することにより当グループの事業に特有の

スクをすべての管理者が認識し、当該リスクを抑制管理するために必要な行動を起こせるように対応策を取れるようにすることにより、当グループの戦略および経営の軌道の確保に貢献すること。

- ・当グループの役員、取締役およびガバナンス組織が、主要リスクとその統制レベルの統一された概観（定期的に更新される。）を持つことができるようになること。
- ・当社のリスク管理に関する情報の開示への利害関係者の高まる需要に応えること。

(i) リスク管理および統制の原則

一般的に、業務事業体および機能事業体は、当グループの経営幹部の責任下において、それぞれの事業範囲内のリスク管理に責任を有する。

当グループのリスク統制方針は、EDFおよびその被支配子会社については直接、もしくは規制対象子会社（RTEおよびERDF）または被共同支配子会社については統治機構を通じて適用される。

かかる方針は、リスク管理機能から完全に独立したリスク統制システムに基づいている。同システムは、リスクの特定、査定および統制が標準的方法で実施されることを確保する。

かかる方針に従い、EDFは、事業上の被支配事業体または共同支配する事業体について主要なリスクの統合分類を、それぞれの報告に基づき、1年ごとに作成する。今年度末に完成した当該統合分類は、EDFの執行委員会により承認され、取締役会の監査委員会へ提出される（「第5 5（1）③経営幹部によって創設された機関」を参照。）。中間期の更新により、重要な変化の統合が可能となった。

リスクの分類および統制方針は、当グループの内部統制および内部監査の機能と密接に関連しており、監査プログラムは、特定された主要なリスクに基づいて作成されている。全般的なリスク分類プロセスは、保険に関する方針およびその履行（「第3 4（2）③保険」を参照。）、危機管理方針、当グループの意思決定機構（執行委員会、執行委員会のコミットメント委員会、上流部門ー下流部門取引委員会等）が検討する問題に関するリスク分析などの当グループにより実施されるその他多数のプロセスを支えている。リスク管理プロセスは、執行委員会のコミットメント委員会に提出される問題についてリスク分析方法の原則が遵守されることを確実にすることによって、とりわけ投資および長期的コミットメントプロセスの確立に寄与する。

RTE

RTEに関しては、リスク管理および統制は以下の2つの管理レベルにおいて組織されている。

- ・全国レベルでは、RTEの執行委員会がその主要なリスクの分類を6か月ごとに承認し、その後当該分類はRTEの監査役会直属の経済監督監査委員会に提出される。執行委員会は、国内の管理者に対して、特定された各リスクを監視する任務を負わせる。RTEの監査部門およびリスク部門は、業務執行委員会委員長が委託した全国的監査を遂行し、その監査結果および勧告事項を業務執行委員会委員長に報告する。
- ・RTEの各事業ライン・レベルでは、マネージャーが、それぞれの事業に付随するリスクを自身で分析し、当該事業体内での適切な行動の実施を通して当該リスクを統制する責任を有する。マネージャーは、評価システムを用いてかかるリスクについて全国レベルで監視し報告し、その結果はRTEの監査部門およびリスク部門により毎年統合される。

ERDF

ERDFは、当グループの方法に従い、リスクの特定および管理を行う。リスク統制は、当グループの統制指針を適用して実施され、ERDFの業務事業体から独立したユニットにより実行され、以下の手順によりその事業統制を合理的な確実性をもって実証する。

- ・ERDFの周囲に関する主要なリスクの分類は、半年ごとに更新される。当該分類は、ERDFの業務執行委員会による承認後、ERDFの経済監督監査委員会および監査役会に提出される。特定された各重要リスクについて、ERDFの執行委員会の委員が任命され、国内のコーディネーターがこれに関連するリスクを対象とする行動計画の実施を担当する。ERDFの執行委員会の指示を受け、リスク分析に基づいて構成され、かつERDFの監査部門、内部統制部門およびリスク部門が監督する全国的監査の年次計画は、統制システムを補完する。
- ・各地域業務部門および各機能事業ライン部門は、その事業に関するリスクを自身で分析する責任を有する。このため、ERDF内で使用されている横断的手法を用いて、上流部門のリスク分析を行う。内部統制計画の報告は、全国レベルでの提出および統合の対象となる。

監査プログラムの進展および実行した改善策の有効性も業務執行委員会による承認のため提出され、半年ごとに経済監督監査委員会に報告された後に監査役会にも報告される。内部統制の報告が承認された後は、毎年同じ統治機構に対してそれぞれ報告される。

(ii) エネルギー市場に関連するリスクの管理および統制

エネルギー卸売市場および二酸化炭素排出権に関連するリスク要因は、「第3 4 (1) ②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

(イ) エネルギー市場に関連するリスクを管理するために設立されたシステム

最終顧客市場の自由化、卸売市場の発展および国際展開の結果、EDFグループは、財務書類に重大な影響を与える可能性のあるエネルギーの市場価格の変動に晒されている。

そこで、EDFグループは、すべてのエネルギー・コモディティーに関する「エネルギー市場リスク」方針を実施しており、EDFおよびその事業上の被支配事業体に適用している（「第3 7 (5) ②エネルギー市場リスクの管理および統制」を参照。）。

Dalkia、EDF Énergies NouvellesおよびEdisonは、エネルギー市場リスク方針の導入の最中である。これらの事業体は、EDFの執行委員会によって承認されたリスク管理システムおよびそれぞれの取締役会によって管理されている。

運営についてEDFによる統治を受けていない事業体のリスク管理システムは、その統治機構により検討される。

当グループの「エネルギー市場リスク」方針の目的は、以下のとおりである。

- ・当グループの各事業体がその事業活動（発電、最適化および供給）を実行する際の一般的枠組みおよび各事業体のEDF Tradingとの相互関係を確立すること。
- ・エネルギーに関連する構造的市場におけるEDFの事業上の被支配事業体のエクスポージャーを集約すること。
- ・グループ・レベルで調整されたヘッジ方針を実施すること。

エネルギー市場リスクに適用される運営管理の原則は、エネルギー市場リスクの管理責任の明確化ならびに発電資産管理の責任下にある部分と取引の責任下にある部分との間の区別を基礎とするものである。

発電資産および供給資産の管理者は、財務実績へエネルギー市場リスクが与える影響を最小限にするためのリスク管理戦略の実施につき責任を負う。しかしながら、当該管理者は、流動性もしくは市場の厚みの欠如または供給量の不安定性等、様々な要因を鑑みて、当該市場においてヘッジできないリスクに引き続き晒されており、これは、当グループの財務実績に重大な影響を与える可能性がある。

当グループ内では、エネルギー市場に関連するポジションは、当グループの商事会社であるEDF Tradingが主に行う。このため、EDF Tradingは、厳格な統治および管理の政策に服して事業を行う（「第2 3 (5) ⑦エネルギー卸売市場に関する規制」を参照。）。

エネルギー市場リスクに適用される業務管理の原則は、当該リスク統制を確保する管理指標、制限およびポジションの感応度シナリオを含む（「第3 7 (5) ②エネルギー市場リスクの管理および統制」を参照。）。

(ロ) リスク統制組織

当グループの事業上の被支配事業体のエネルギー市場リスクの統制は、以下の手続により行われる。

- ・管理責任およびリスク統制責任を明確に分離する統治および市場リスク・エクスポージャー測定システム。
- ・各事業体へ付与され、とりわけヘッジ戦略について規定し、関連するリスクについて限度を設定する明白な委任。これにより、執行委員会は、財務目標に沿った集約されたリスクのプロファイルをこの範囲で毎年設定し、エネルギー市場リスクの運営管理を設定された市場展望期間（通常3年間）にわたり指示することができる。
- ・発電事業および供給事業内で行われた決定との重大な相互作用による特定の統制プロセス。同プロセスには、それぞれ警告通知を含むリスク指標および測定システムに基づいており、また、リスク限度が超過した際には当グループの経営陣が関与する。

EDFの支配下でない事業体の統制プロセスは、かかる事業体の統治機構により検討される。

EDFの事業上の被支配事業体のエネルギー市場リスクへの連結エクスポージャーは、当社の執行委員会に毎四半期提出される。統制プロセスは、定期的に再評価および監査される。

(iii) 金融市場に関連するリスクの管理および統制

金融市場に関連するリスク要因は、「第3 4 (1) ②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

(イ) 金融市場に関連するリスクの管理のために設立されたシステム

EDFは、EDFおよび事業上の被支配子会社に適用される当グループの金融リスク（流動性リスク、為替リスクおよび金利リスク）の管理に関する方針および指針を規定した金融管理システムを設立した（「第3 7 (5) ①金融リスクの管理および統制」を参照。）。

当グループは、主に特別な方法に基づいて管理されている原子力の長期的コミットメントをカバーする専用資産、従業員給付基金およびより少ない割合で、現金管理を通じた直接株式投資による株式リスクに晒されている。当該指針

は、管理指標や当該リスク統制のための制限を対象としており、特に当グループの財務費用のボラティリティを小さくすることを目的としている。

金融リスク管理のシステムに関連するすべての変更については、その承認を得るため、EDFの監査委員会および取締役会に提出する必要がある。

(ロ) リスク統制組織

金融リスク管理・投資部門 (*Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements* または CRFI) は、財務管理指針の適切な適用を期することにより当グループの金融リスク統制について責任を負う。CRFIは、「現金」業務については金融取引担当部署、上場資産管理部門 (金融ポートフォリオ) および専用資産関連の業務については EDF Invest 部門 (非上場ポートフォリオ) の統制を行う。CRFIはまた、EDF および EDF の事業上の被支配事業体の 2 次統制 (手順面および組織面) を行うという職務も担っている。

- ・「現金」業務の統制に関して、CRFIは、日々のリスク指標に基づいた監視を行い、企業財務部門内の財務投資部門 (*Direction Finance et Investissements* または DFI) の業務調整委員会に毎週報告書を提出する。制限の違反が生じた場合には、CRFI および金融取引担当部署の双方合意の上で是正措置が決定される。相違ある場合には企業財務部門の市場委員会に付託され、(適用ある場合) 同委員会は制限について必要となる修正を加える。
- ・「専用資産」業務の統制に関して、CRFIは、毎月上場資産の監視を行い、運用管理委員会が金融ポートフォリオを監視できるよう、かかる監視に関する月次報告書を当該委員会に提出する。ポートフォリオに伴うリスクが検討され、必要な場合には、リスク軽減措置が同委員会により決定される。2013 年夏に非上場資産を専門的に扱う EDF Invest 部門が設立されたことにより、具体的な統制の枠組みが設定された。専用資産監視委員会は引き続き、専用資産ポートフォリオ全体に関連するリスクを管理および監視する組織となる。

また、定期的な内部監査によって、統制の的確な遂行が確認される。内部統制のメカニズムは、2 段階のレベルでカバーされている。

- ・ DFI レベルで行われる内部統制：財務投資部門担当取締役直属の内部統制コーディネーターが年次内部統制計画の策定を担当する。
- ・ 当グループの監査部門により行われる統制：金融市場および金融リスク統制に関連する業務について毎年監査を計画する。

さらに、EDF は、法定監査人協会による組織的な調査に加えて、必要に応じて金融リスク統制プロセスを監査する外部機関を雇うことができる。

(ハ) 流動性リスク

流動性管理の目的は、財源を最良の価格で求め、かつ財源がいかなる時点においても確実に入手できるようにすることである。当該要因は、「第 3 7 (5) ① (i) 流動性ポジションおよび流動性リスクの管理」に記載されている。

EDF は、事業管理サイクルに組み込まれ、ストレス・テストを含む形で、当グループの流動性リスクの定期的監視を開始した。業務調整委員会もまた、週単位で流動性需要を見直す。

金融危機の間、EDF は、金融市場およびエネルギー市場におけるマージン・コールに関連した流動性リスクの監視および統制を強化した。その結果、2009 年以降、当該市場におけるマージン・コールに関連した流動性需要を監視するために、特定リスク指標が導入された。さらに、方針決定委員会が、エネルギー市場活動に関連した流動性需要を監視し、必要に応じて、実施すべき適切な是正措置を決定する。

(ニ) 為替リスク

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。

- ・ 外国通貨での資金調達

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商品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、欧州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。連結貸借対照表上の外国通貨建資産に係る為替リスクは、かかる資産を同一通貨による取得負債と一致させるか、または金融デリバティブを用いたヘッジ契約のいずれかの方法で管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジは、リスク／リターン比率に従う。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、現地通貨建てで表示されるが、(主に米ドル建てで行う) 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。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およびEDF Énergies Nouvelles）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か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。

為替リスクの管理については、「第3 7（5）①（iii）為替リスク管理」に記載されている。

（ホ） 株式リスク

かかるリスクの管理については、「第3 7（5）①（v）株式リスク管理」および「第3 7（5）①（vi）EDF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。

（ヘ） 金利リスク

金利リスクに対するエクスポージャーを制限するために、当グループは、その一般的方針の一環として、運用資産の価値変動リスクまたは金融費用の上昇に係るリスクを制限するための原則を定めている。

かかる原則については、「第3 7（5）①（iv）金利リスクの管理」に記載されている。

（iv） カウンターパーティー・リスクの管理および統制

カウンターパーティー・リスクに関連するリスク要因は、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

EDFグループは、カウンターパーティー・リスクに晒されており、これは、当グループの契約相手方のいずれかが債務不履行に陥り、結果的に約定債務の履行を怠った場合に、当グループがその事業および市場において負うこととなる全損失を意味する。

したがって、取締役会により承認された「当グループのカウンターパーティー・リスク管理」方針が、EDFおよびその事業上の被支配事業体に適用される。かかる方針は、カウンターパーティー・リスクの管理および監視を組織し、報告手続および手段について示している。

この制度の中核となる主な原則は、（i）組織の対応、（ii）リスク発生源となる事業からのリスク統制機能の独立性、および（iii）エクスポージャー管理における事業体の責任の3つである。また、かかる方針では、各契約相手方に適用される限度額を当グループに対しても設定している。当グループ・レベルで各契約相手方に適用される当該限度額に加えて、EDFの各事業体または当グループの事業上の被支配子会社に適用される各契約相手方に対する追加の限度額が、2007年に設定された。カウンターパーティー限度額の利用は、事業体レベルで定期的に監視されており、当グループのカウンターパーティー・リスクの連結エクスポージャーは、すべての被支配子会社について四半期ごとに、またエネルギー市場または金融市場において活動しているすべての事業体について毎月更新されている。また、当グループは、主要な契約相手方に対して積極的な監視を行っている（「第3 7（5）①（vii）カウンターパーティー／信用リスクの管理」を参照。）。

また、エネルギー市場および金融市場の慣例により、カウンターパーティー・リスクを軽減するために、当グループの一部の事業体によりマージン・コール・システムが導入された。

RTEおよびERDFの子会社も、ネットワーク損失を補填するためにエネルギー市場において購買活動を行っているが、契約相手方を定期的に監視し、かつその統治機構が規定した基準による各契約相手方への限度額の割当ても行っている。ネットワーク損失を補填するために行っているエネルギー市場における購買活動に関連して、RTEもまた規定した基準に従って契約相手方を定期的に監視している。

(v) 不正リスクおよび商業的不遵守リスクの管理

当グループが設定した行動の優先事項の一部として、業務遂行の際の非倫理的な慣行ならびに当グループが事業を遂行するすべての地域における適用ある法令および規則の不遵守を阻止、発見および指摘するために、不正行為および商業的不遵守を規制する措置（方針、ベンチマーク、指導計画および特別な統治を含む。）が当グループ内で導入された。

具体的に当該措置は、不正行為の防止および発見のためのライン管理、当グループ内での「不正警告」を発するためのベンチマーク、ならびにあらゆる形態の不正行為リスクおよび腐敗リスクならびに国際的な制裁の不遵守を対象とした統制要件の優良プラクティスへの指針を具体化するものである。

「第2 3 (7) ③ (i) 利害関係者に対する倫理および透明性 — 不正行為の防止」も参照。

② 産業リスクおよび環境リスクの管理

(i) 原子力の安全性リスクの管理

原子力の安全性に関連するリスク要因については、「第3 4 (1) ③当グループの原子力事業に関する特定リスク」に記載されている。

他の事業者と同様、当グループは、その施設における原子力の安全性について責任を負っている。原子力の安全性の対策は、事故リスクを想定し、事故の影響を限定化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、原子力発電所の存続期間のすべての段階（設計から操業、最終的には廃炉まで）において採られている。

原子力安全性制度の一環として導入されている方法により、電離放射物の影響からの従業員保護の性能を継続的に向上することができるようになった。原子力安全性手順全体は、継続的に内部的および外部的に監視される（下記および「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (c) 環境、安全性および放射線防護」を参照。）。また、現行の組織および対策の妥当性も、とりわけ知識および経験の進化に応じて、継続的に見直されている。これに関連して、当グループは常に、過去の事故の分析を積極的に行っている。このようにして、当グループは、スリーマイル島（1979年）およびチェルノブイリ（1986年）の事故から教訓を得て、その結果、原子力施設における安全性の大規模かつ重要な組織的改善を行った。かかる検討は、2011年3月に日本で発生した事象についてのフィードバックも組み込み、引き続き行われている。これにより、EDFは、かかる事故により得られた初期の教訓に基づき、(i) 地震および津波の想定に対する再評価、(ii) 電力源および低熱源の同時消失への対処、ならびに(iii) 炉心溶融への対処の観点より、安全性の強化のためにいくつかの可能性を直ちに提案した。

フランス

当グループの原子力発電所の建設においては、発電所操業中に発生する可能性のあるリスク（施設の操業に関連するリスクであるか、内的もしくは外的攻撃または自然災害によるリスクであるかを問わず）を設計の段階から考慮に入れる安全性手続が確立されることになった。これらの手続は、主として、厳格な業務規則の適用ならびに故障の可能性の計画的な解決、継続的な設備評価、定期的な安全範囲の再評価、技術的監視および高性能新技術の導入を事前に可能とする当グループの統合技能（原子力エンジニアリング、研究開発）に依存している。

安全性の維持および改善は、綿密な防御策の概念にも依存している。これは、設備、プロセスおよび組織に対して連続的かつ独立した防御ラインを介入させることによって技術的、組織的および人的要因による失敗のリスクに対する組織的な対策を講じることを意図している。

当グループのフランスにおける原子力発電所の操業品質および安全性は、とりわけ、EDFの会長兼最高経営責任者直属の原子力安全・放射線防護総括監査官によって行われる様々な内部検査ならびにとりわけ、独立監督機関となったASNによって行われる外部検査により確保されている。原子力発電所は、その目的がASNによって規定されかつ統制されている委託条項を遵守することが義務付けられている。事故発生時に実行される危機管理構造は、事故シミュレーション訓練によって定期的に検査される。毎年、フランスの原子力発電所全体で約100回の訓練が実施されている。これらのうち約10回は、全国レベルで実施されている。欧州の事業者には適用される責任制度および関連する保険については、「第2 3 (5) ⑥ (ii) (ロ) 基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

2011年9月、福島事故を受けて、ASNがすべての原子力施設の事業者に対し要求したとおり、EDFは自身の設備に関する追加的な安全性の検証報告書（ECS）を提出した（「第2 3 (2) ① (i) (ハ) (e) フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」を参照。）。2012年1月初旬に首相に提出されたECSに関する報告書において、ASNは、検証された設備の安全水準は十分なものであり、2012年6月の1回目の技術指導を受けて、即時に停止が必要な発電所はないとみなした。EDFは、「中核」に基づいて、現在進行中であり、数年にわたり実行され、追加的な研究および決定された変更をカバーする行動計画を作成した。

さらに福島事故に対する当初分析の直後、EDFは、重大な困難に直面している場所へ即座に物的支援および人的支援を提供することができる国内チームにより事故管理組織を補強することを決定した。2012年末から、原子力事故即応部隊（FARN）と

呼ばれるこのチームは、困難な状況にあるユニットに介入可能となり、2015年末までに完全配備される。FARNは、既存の危機管理組織を支援する（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）。

英国

EDF Energyの原子力発電所の安全性および信頼性は、設計の段階から、施設の技術特性および安全システムにより、綿密な防御策を統合した手法に基づいている。

操業中の施設の安全性の維持および改善は、発電所に影響を及ぼす可能性のあるリスク（異常事象を含む。）の定期的な評価に基づく取組みの実施により確保される。その主な目的は、公衆、EDF Energyの従業員または環境に対して有害となるおそれのある放射線放出をもたらす可能性のある事象の発生を防止することにある。

安全性は、原子力施設法に従って発行されかつ原子力規制局（ONR）および保健安全執行部（HSE）の下で実施される敷地免許により義務付けられている運営条件において不可欠な部分である。ONRの検査官は、各発電所に配属され、敷地免許に定める条件の遵守を監視するが、必要に応じてその閉鎖を指示することもできる。発電所の安全性へのアプローチは、厳格な基準に対応し、各事業について有効な品質保証基準を遵守していることを保証するために、専門技術の基準および厳格な操業手順ならびに作業の運営および計画の過程に基づいている。

原子力施設法、1999年電離放射線規則および放射線緊急事態準備・広報規則（REPPiR）に従って、現場職員および一般人を守る必要性に対処すると同時に、事故防止および危機的状況の管理により発電所の安全な操業を確保する。したがって、許可要件に従い、いかなる危機的状況にも対処するために設置した組織（職員向け研修および定期訓練の実施を含む。）が徹底的に整備されていることを、第三者および公衆に示すことができるようにすることが重要である。かかる措置が地方自治体および／または外部の利害関係者に関係する場合は、当該地方自治体および／または外部の利害関係者と協議しなければならない。

日本における福島での事象を受けて、英国の国務大臣は、原子力安全当局に対し、英国に対する影響について報告書を作成するよう要請した。原子力安全検査局長であるウェイトマン博士は、2011年10月に最終報告書を提出した。当該報告書では、英国における新たな原子力発電所のために現在の立地戦略を変更する理由がないことを確認している。規制当局は、政府が始動した対応および計画ならびに当該報告書に対する原子力産業の対応に満足していると述べた。

ウェイトマン氏の報告書の作成に関連したONRに対するEDFの対応は、原子力安全性に関する熟練した専門家のチームが、独立した専門家の検証を得て取りまとめた包括的安全性評価に組み込まれた。この評価は、EDF Energyの原子力発電所の設計の安全性を確認し、発電所が非常に堅固であり、英国では発生する可能性が極めて低い、最も極端なシナリオの下でも安全に操業することを確認した。しかしながら、EDF Energyは現在の非常に安全な状況をさらに強化する方法を特定した。これには、冷却システムのための電源供給、燃料プール冷却に関する機器、緊急時の指揮および統制設備等の追加的なバックアップ機器への投資ならびに主要な技術スタッフに対する危機管理のための追加的な教育が必要となる（「第2 3（3）①（iv）（ロ）発電事業ユニット」を参照。）。

（ii）水力発電の安全性リスクの管理

水力発電の安全性に関するリスク要因については、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

当グループは、委託契約または管理委託契約に基づき水力発電施設を運営している。水力発電事業者として、当グループはその安全性に責任を負っている。

水力発電の安全性管理については、3つの戦略的活動がある。すなわち、ダムおよび関連施設の監視、洪水時の建造物管理ならびに流量の変動の管理である（「第2 3（2）①（i）（ii）（b）水力発電の安全性」を参照。）。これらのリスク管理をさらに改善するために、EDFは1995年にフランス国内およびフランス海外県で、上記3つの活動に関する品質保証手続を開始し、この結果、各水力発電部門において2003年末までにISO 9001認証を取得した。同認証は、水力発電の安全性管理における継続的な進展プログラムの基礎であり、以降、認証付与当局により更新された。

加えて、事故の発見および分析、是正および予防措置の実行、フィードバックならびに経験の共有は、施設の安全性水準を向上させる基本プロセスとなっている。設備の種類別に不具合のリスクを特定するための2005年に開始したプロセスを継続するため、また施設の利用を中期的に不可能としたいいくつかの不具合（ドルドーニュのテュリエール・ダム等）が起きた後に、EDFは2006年に一定の施設を再開発し、長期的に高水準の水力発電の安全性を確保し、将来かかる施設の技術性能を保持するために、施設の技術向上および保守強化のためのプログラムの開始を決定した。フランス語では"*Sûreté et Performance de l'Hydraulique*"（「水力発電の安全性および性能」）または"*SuPerHydro*"という名称の水力発電施設の再開発プログラムの安全のための予算は、2007年から2016年で800百万ユーロである（「第2 3（2）①（i）（ii）（c）水力発電所の性能」を参照。）。

水力発電設備の危険性に関する情報公開および支援活動は、約10年前から実施されており、毎年繰り返されている。ダムまたは関連施設の決壊は、下流域の居住者および建物に甚大な影響を与える可能性がある。フランス環境・地域整備・住宅局（*Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement*またはDREAL）の統制の下、ダムの決壊という主要リスクを防止するための主要な対策である、施設の監視および維持が実施されている。68の大規模ダムが、主要リスクに関する法律に従って、地方長官の権限の下で実施される特別行動計画の対象となっている。

これらのリスクに関連して、EDFは、一般の民事責任保険に加入している（「第3 4（2）③（iii）民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）」を参照。）。

(iii) 当グループの送電および配電施設に関連するリスクの管理

当グループの送電および配電施設に関連するリスク要因については、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

送電設備および配電設備の投資は、居住者および建物の安全性を考慮に入れて行われる。

さらに、フランスにおいては、

- ・第三者については、農業社会共済中央金庫（*Caisse Centrale de la Mutualité Sociale Agricole*またはCCMSA）およびフランスの航空連合を含む「空中電線の下では要注意—距離を保て」という情報キャンペーンのために、新たなパートナーシップが設立された。また、非営利協会および労働組合（漁業協会、建設業組合、農業協同組合等）に対して、設備の損傷を軽減することを目的とした建設および公共事業の専門家向けの指導ならびに空中電線付近での器具使用の危険性を公衆に再認識させる目的で、情報伝達が行われている。
- ・電力網事業者およびその請負業者については、作業は、UTE C 18-510規制に基づき認定された職員により行われている。かかる職員は、電力リスクを統制する訓練を受けており、その知識に関して定期的に試験を受け、特に現場検査において上司による確認を受ける。通電電圧が発生する現場で作業を行う資格を有する職員は、その資格を維持するために、通電電圧を伴う課題を最低件数完了しなければならないが、これは通電電圧作業の種類によって異なる。

(iv) 産業事故または当グループによる環境上もしくは衛生上の影響に関連するリスクの管理

当グループの事業は、適切な管理をしなければ、特に電力、ガスもしくは燃料油の生産、輸送または貯蔵施設に関連して、産業事故または環境上もしくは公衆衛生上の重大な影響の原因となる可能性がある。

環境、地元住民の健康または当グループもしくは請負業者の従業員へ悪影響を与えるリスクは、厳格さを増しつつある環境および公衆衛生に関連する規則によって規制されている。付随するリスク要因については、「第3 4（1）②当グループの事業に関連するリスク」に記載されている。

当グループの環境政策は、気候の変動への対応および生物多様性への悪影響等の主要な環境問題についての進展を組み込んでいる。

業務における同方針の実施は、環境に直接的または間接的に影響を与える当グループの全事業体に導入されている環境管理システム（SME）の展開に基づいている。このEMSの実施によって、当グループの規制に関する知識の深化および規制の遵守ならびに規制上の変更の予測が保証されている。同システムは、2002年4月に、ISO 14001認証を取得した（「第2 3（7）②（i）（イ）環境管理システム（SME）」を参照。）。産業事故に関して、ISO 14001基準には、特に、主要リスクの防止、緊急事態テストおよび安全性管理に関して、計画的かつ組織的な一連の統制された対策をとることが含まれている。したがって、当グループは、一般の民事責任保険に加入している（「第3 4（2）③（iii）民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）」を参照。）。

毎年、EDFグループの権限を付与された外部組織が、認証の範囲内で、事業体に対するフォローアップ監査を実施している。2013年6月、当グループは、当グループの新しい事業体も統括する新しいISO 14001認証を取得した（「第2 3（7）②（i）（イ）環境管理システム（SME）」を参照。）。

③ 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。

(i) 保険の組織機構および方針

当グループの保険部門は、保険により管理可能なリスクの費用合計（保険市場および代替市場に委譲することが可能なリスク）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向上および当グループ内における当該方針の実施を職務とする。

かかる部門の責務は、下記のとおりである。

- ・グループ・リスク管理部門と連携して、EDFグループのリスクのカバーを継続的に分析する（事業ライン別、企業別およびプロジェクト別の分析）。
 - ・カバーすることが可能および必要であるすべてのリスクをカバーすることができる当グループ全体の規則を策定するとともに、その費用合計を最適化し、かつボラティリティを低下させる。
 - ・適切な方法を用い、かつガバナンス・ルールに従い、当該規則を当グループの全事業体に対し推進および適用する。
 - ・上記の職務の実行に必要なツールの開発および管理を行う（EDF Assurancesおよび当グループの専属保険企業等の保険部門に報告を行う子会社内のものを含む。）（「第3 4（2）③（ii）自家保険会社および相互保険基金の利用」を参照。）。
- 当グループのプログラムに参加している事業体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）。
 - ・損失および取り扱う請求を分析する。

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（多数の現場における補償額の専門家による評価および予想最大損失額（MPL）の評価）。予防的措置に関し、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。

当グループの保険方針が2012年10月に当グループの財務担当上級執行副社長により承認された。EDFの監査委員会にその実施に関する報告書が毎年提出される。

目的

保険方針は、当グループが市場に委譲することを決定したリスクおよびかかる委譲の最適化に係る一般原則（当グループの保険プログラム（EDFおよび該当する子会社共通のプログラム）の設定による購入のグループ化、従来の市場と他の種類の補償（専門の相互保険基金、金融市場への委譲等）の間のリスク分配、個人および当グループの控除免責金額（通常、主要なリスクのみ委譲される。）、仲介費用の最適化）を定める。

実施方法

2011年において、主要なリスクのカバーに関する協議を行い、方針を定める場として戦略的保険方針委員会（COSA）が創設された。また、当該委員会は、運営チームおよび企業財務部門に対し、当グループの保険方針の変更およびその実行手続を反映させる機会も提供する。

グループ・リスク管理部門（「第3 4（2）①（i）リスク管理および統制の原則」を参照。）と当グループの保険部門の間での情報交換は、当グループのリスクについて、両部門が統合的かつできるだけ包括的な観点から体系化されてきた。この共通認識により、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、当グループが付保すべきリスクへの適切なカバーを追求することができる。

EDFは、第1にリスク・カバーを統一し、その管理を合理化し、第2に対応する保険費用を統制するために、当グループの保険プログラムを策定し、これをその被支配子会社に拡大適用し、規制対象電力網子会社（RTEおよびERDF）にも提供した。

フランス・エネルギー法は、徐々に、RTEがEDFグループの保険プログラムにより付保される補償を保険市場に委譲する原因になってきている。2013年にRTEは、補完的な健康保険契約を委譲した。RTEは、2015年3月31日までにEDFグループの保険プログラムから完全に撤退する予定である。

保険方針は、市場慣行に従い、免責事項、制限事項および下限値を含む。

（ii） 自家保険会社および相互保険基金の利用

すべての主要なフランスおよびフランス国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基金を利用している。

EDFの自家保険会社は、以下のとおりである。

- ・Wagram Ins. Cy Ltd.：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。
- ・Oceane Re：EDFの原子力に対する民事責任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。
- ・Scintilla Re：改正パリ条約の導入の際、EDF Energyと原子力に対する民事責任を共同負担するために、2013年にルクセンブルグで設立された再保険会社。

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基金であるOil Insurance Limited (OIL) のメンバーである。OILは、エネルギー分野の企業の需要

に特化した相互保険基金であり、そのメンバーに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）、火力発電所、水力発電施設、電力網変電所ならびに探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は、欧州の原子力発電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基金である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基金は、EDFが保険プログラムの費用および保険市場へ支払われる保険料の額を削減することを可能にする。

(iii) 民事責任保険（原子力に対する民事責任を除く。）

EDFは、EDF、ERDF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。とりわけ、このプログラムは構造上（水力発電ダム、火力発電所、変電所およびその他電力網施設）の運営に関連する民事責任のリスク、当グループの再生可能エネルギー事業（風力、太陽光等）の開発に関連するリスクならびに環境への損害（固形、液状またはガス廃棄物の排出）に関連するリスクを含む。

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10億ユーロであった。このプログラムについてWagram Insurance Company Ltd.の負担分を含む当グループのリスク負担割合（保有額）は、賠償請求1件当たり5百万ユーロ未満となる。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。

(iv) 役員および取締役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、RTE、ERDFならびにこれらの被支配子会社の役員および取締役を保険の対象とする民事責任保険に加入している。

(v) 損害保険（原子力資産を除く。）

(イ) 契約上の損害保険プログラム

契約上の損害保険プログラムの対象範囲には、EDF、ERDF、EDF Energy、Edison、Dalkiaおよびその他の多くの子会社が含まれる。

当グループの自家保険会社であるWagram Insurance Company Ltd.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（財産損害および営業損失に対して最大10億ユーロ）を提供している。

この契約上の損害保険プログラムについて、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）控除免責金額およびWagram Insurance Company Ltd.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営業損失に対する補償をカバーしているが、EDF自身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措置については、「第3 4（2）②産業リスクおよび環境リスクの管理」を参照。

RTEは、自己の財産に特化した契約上の損害保険プログラムに加入している。

(ロ) 「建設」リスク保険

EDFは、特定の建設リスク（請負業者のすべてのリスクおよび建設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EPR、コンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン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。

これらの保険は、建設プロジェクトで不測の事象が発生した場合は注意深く監視され再交渉される。

(ハ) 暴風雨保険

2011年8月11日、ERDFは、ERDFの空中送配電網を対象に、暴風雨等の例外的事象による影響に対して補償する5年間の保険契約をNatixisとの間で締結した。この「キャットボンド」の最高限度額は150百万ユーロで、請求がなされたときにこのパラメトリックな保険は補償を開始し、風速指数に基づき補償額を支払う。

この補償は2011年12月16日にSwiss Reとの間で締結した保険契約により補完され、これにより補償総額が230百万ユーロに増額された。

(vi) 原子力施設の操業に対する特別保険**(イ) 原子力事業者の民事責任****現状**

EDFは、現在、1968年10月30日付フランス法第68-943号（1990年6月16日付法律第90-488号により改正。）に従って保険契約に加入している。同法は、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである（「第23(5)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。かかる規則は、フランス環境法において成文化されている。かかる義務を満たすための基金の利用可能性を保証するために、EDFはAllianzおよびEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI)と保険契約を締結した。かかる保険契約の補償額は、原子力施設における事故の場合、法により定められている責任限度額と等しい。

現場事故については、補償総額は原子力事故1件につき91.5百万ユーロである。法律に従い、これらの保険契約には、控除免責金額は含まれていない。Océane Re（当グループの自家再保険会社）は、AllianzおよびELINIに対して当グループが公表した再保険方針によりこのリスクの補償に寄与している。

EDF Energyは、英国において原子力発電所を操業している。英国において、原子力施設の事業者に対して適用される責任制度は、フランスの制度と類似している。EDF Energyは、現在英国における原子力発電所の事業者に適用される民事責任限度額である140百万英ポンドの保険に加入している。2014年1月1日以降、この保険はELINIおよびWagram Insurance Company Ltd.により提供されている。Océane Reは、Wagram Insurance Company Ltd.に発行した再保険証書を通じて、かかるリスクの補償に寄与している。

米国では、1957年に施行されたプライス・アンダーソン法から生じた原子力の民事上の責任に関する政策が、1988年に拡大され、2005年8月8日付エネルギー政策指針法により2025年まで拡張された。補償の仕組みは、米国保険会社（ANI、American Nuclear Insurers）による保険プールにより完全に管理されており、すべての事業者に義務付けられている。

予測される変更

パリ条約およびブリュッセル条約を改正する議定書は、2004年2月12日に調印された。

フランスにおいて、原子力分野の透明性および安全性に関する2006年6月13日付TSN法は、フランス環境法において成文化されたとおりこれらの議定書をフランス法に置換する旨を定めており、その施行日現在において適用される（「第23(5)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）。その時点で、EDFは原子力施設事業者の責任に関する700百万ユーロの新たな補償上限額および補償が認められるより広い損害範囲に合致させるためにその保険補償範囲を6か月の期間内に調整しなければならない。

英国において、議定書を英国法に置換するための法案では、英国の事業者の義務が700百万ユーロに引き上げられ、5年間にわたって段階的に増額され、総額1.2十億ユーロとなる旨を規定している。

今後数年間にわたり、当グループは、要件の効力が発生次第すぐに実施できるよう、可能な補償案（原子力保険プール、相互保険基金等）を模索している。その結果として、EDFおよびEDF Energyは、この種のリスクの補償に特化した欧州の相互再保険会社であるBlue Reを2011年6月17日に創設することとなった（「第34(2)③(ii)自家保険会社および相互保険基金の利用」を参照。）。

現在議会において審議中のグリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案は、事故に対する補償限度の引上げ（施設は700百万ユーロ、リスク低減型施設は70百万ユーロ、そして輸送は80百万ユーロ）を目的とするものであり、補償が認められる損害範囲の変更はなく、2015年度第2四半期に予定されている発布から6か月以内に適用される。よって、かかる引上げは2016年1月1日から適用される（「第23(5)⑧(ii)国レベルでの今後の規制」を参照。）。

原子力発電所の事業者の民事責任を規定する法の詳細については、「第23(5)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。

(ロ) 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、かかる賠償責任の限度額は現在、22.9百万ユーロである。この金額は、グリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案の発布から6か月以内において損害範囲に変更がない場合、80百万ユーロに引き上げられ（さらなる情報については、「第34(2)③(vi)(イ)原子力事業者の民事責任」および「第23(5)⑥(ii)(ロ)基礎原子力施設に適用される特別な規制」を参照。）、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。

したがって、かかる置換に先立ち、2014年の保険は、2013年に施行されている基準に従って更新されている。

(ハ) 原子力施設に対する損害保険

相互保険基金であるOILにEDFが加盟していることによる補償のほか、主にNRI英国保険基金、保険会社（フランス原子力基金（Assuratome）により再保険が付保されたものを含む。）およびEMANI（「第3 4（2）③（ii）自家保険会社および相互保険基金の利用」および「第3 4（2）③（vii）保険料」を参照。）が補償責任を負う共同保険プログラムにより、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への財産損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに放射能除染費用が、320百万米ドル超、総額1,750百万ユーロまで補償される。フランスおよび英国の発電所を対象とする当グループのプログラムは、2012年4月1日に2年の期間更新され、2015年3月30日まで1年間延長される。

さらに、米国におけるCENGの事業に関連して、EDF Inc.がNeil（Nuclear Electric Insurance Limited）のメンバーとなった。

（vii） 保険料

すべての種類の保険におけるEDFの加入保険および当グループのプログラムの保険料総額は、2013年には125百万ユーロであったのに対して、2014年は146百万ユーロであった（生命保険および健康保険を除き、EDFにより補助された62百万ユーロおよびERDFの架空配電網の18百万ユーロの補償額を含む。）。EDFは、当グループの保険方針に従って採用された方針が、とりわけ補償範囲の制限および控除免責金額に関して、全世界における規模および事業が類似する事業者向けの現在の供給能力に沿うものであると考えている。現行の保険の性質、補償額および価格は、市況、保険プログラムの展開速度およびEDFの取締役会によるリスクとその保険補償範囲の適切性についての評価によって、随時修正される可能性がある。

④ 危機管理

EDFグループは、予測可能な事象または予測不可能な事象によりその資産、事業、職員、業務またはイメージが脅威に晒される状況に対応することができるような危機管理方針を有している。

これに関連して、EDFグループは、危機に対応するために常に利用可能な手段を有することを保証する。当社の経営幹部に対し、当グループにとって危機的状況であるとみなす判断を正当化する事象について速やかに通知する警告システムが設置されている。

危機体制は、関係する部門または事業体により策定されかつ危機の種類（発電と消費の不均衡、情報システム事故、悪意、公衆衛生危機、発電施設における技術事故、労働危機等）に応じた特有の危機対策に基づいているが、当グループの危機体制が定める枠組みとも一致している。

各事業体において、危機管理訓練が導入され、かかる体制は、危機訓練を通して試されている。部門または事業体により開催される危機訓練（例えば、各原子力発電所において年間15回の訓練）のほか、グループ・レベルでは危機訓練のプログラムが毎年設定される（当グループの危機ユニットについては年間平均2回または3回の危機訓練）。

さらに、福島事故を受けて、EDFは、迅速に「運転維持」および「物流」の専門家部隊を危機に直面している原子力発電所に派遣することのできる原子力事故即応部隊（FARN）を組成し、EDFの国内危機対策チームを強化した（「第2 3（2）①（i）（ハ）（c）環境、安全性および放射線防護」を参照。）。

⑤ 倫理および監督

当グループは、多くの国々で事業を行う上で、国際法および国際条約から生じる人権および社会権に関連する価値および原則の遵守について特に注意する必要がある。また、EDFは、その経済実績を最大化させることがその環境の側面の実績のみならず、社会および倫理の側面の実績とも密接に関係していると確信しているため、その事業を遂行する際、倫理的問題および社会的問題を特に慎重に検討している。

「第2 3（7）③（i）利害関係者に対する倫理および透明性」を参照。

（3） 依存因子

EDFグループは、単一の顧客に依存しているとは考えていない。

供給業者に関しては、EDFおよびERDFは、2014年において26,349社の供給業者を利用していた（2013年は24,620社、2012年は24,720社であった。）。EDFおよびERDFの供給業者上位5社は、EDF（燃料購入を除く。）およびERDFの全体購入量の15%（2013年は12.6%、2012年は14%であった。）を占めており、供給業者上位10社では、全体購入量の20.8%（2013年は17.5%、2012年は18.9%であった。）を占めている。

当グループの事業に関連して当グループが購入する商品またはサービスの供給業者および請負業者の一部は、代替することができない。

EDFの供給業者に対する依存性の問題は、主に原子力分野において発生し、またこれより程度は少ないが、ITおよび電気通信分野においても発生している。

EDFグループは、発電所の建築および組立業者として、また核燃料サイクル統合事業者としての専門性を発達させてきた。このことにより、EDFは、その供給業者の専門性に依存しない技術的な専門性を有している。

EDFグループは、核燃料サイクルの各段階に関与しているAREVAグループとの間に、非常に重要な商業関係を有する。AREVAグループは、原子力発電所の建設、装備および保守管理にも積極的に取り組んでいる。フランスでは、AREVAグループは、原子力分野においてEDFの主要供給業者となっており、EDFはAREVAグループの主要顧客である。この点について、EDFは、AREVAグループと相互依存の状況にあると考えている。

核燃料サイクル分野

燃料サイクルに関連して、EDFおよびAREVAグループの間の関係は、複数年契約により規定されている。

核燃料サイクルのフロントエンド（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題 — フロントエンド（上流部門）」を参照。）に関して、EDFは、減少しつつあるが未だ大部分をAREVAグループに依存している。AREVAグループは、2014年においてEDFの購入の約50%を占めていた（2013年は44%であった。）。

- ・ EDFは、その天然ウラン需要量について、供給源および供給業者の分散方針に従っている。この分野において、AREVAグループは引き続き、EDFの主要供給業者である。
- ・ 核燃料転換過程に関連するEDFの需要量の大部分は、世界各地の他の供給業者と競争して、AREVAグループのComurhexの工場が供給している。
- ・ EDFは、ウラン濃縮分野において、その供給源を分散し、現在世界における複数の主要な供給業者を利用している。EDFグループに代わってArevaが行うサービスは、Eurodifの工場の永久閉鎖による中断の後、2013年に再開し、これらのサービスの大部分は、Arevaの新たなジョルジュ・ベッセ第2工場により提供されている（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題」を参照。）。
- ・ EDFは、核燃料集合体の製造について、AREVAグループおよびWestinghouseグループの2つの供給業者を利用している。

Arevaグループは、フランスにおけるすべての核燃料サイクルのバックエンド（「第2 3（2）①（i）（ハ）（d）核燃料サイクルおよび関連する問題 — フランスにおけるバックエンド（下流部門）」を参照。）の運営を行うよう任命された。

使用済燃料の管理に係る業務（除去、貯蔵および処理）は、ラアグにあるAREVAグループの工場で行われている。これらの運営方法のほか、処理過程で生じた副産物のリサイクルは、2008年から2040年までの期間につき、EDFとAREVAの間に締結された2008年12月19日付基本契約において合意された。2014年半ばに、EDFおよびAREVAは2013年から2020年の期間を対象とする付託事項について合意した。対応する契約は、2015年度上半期に最終決定される予定である。

MOX燃料の製造を対象とするリサイクルは、MELOX発電所において実施されている。

発電所の開発および保守管理分野

AREVAグループは、発電所の建設および保守管理サービスにおいてEDFの主要供給業者である。とりわけ、AREVAグループは、原子力ボイラー、その交換部品および対応する安全性の研究を供給している。2011年にEDFはAREVAとの間で、3回目の10年点検の際、44機のうち32機の蒸気発生器を1,300MWセグメントに製造するための契約および1,300MW原子炉の制御コマンド・システムの改修工事の契約という2つの主要な契約を締結した。しかしながら、数年間にわたり、特にWestinghouseおよびMitsubishiと共同で、ボイラーの一部の主要構成物（44機のうちの12機の1,300MWセグメントの蒸気発生器はWestinghouseが提供予定）の交換および保守管理サービスの提供について多様化計画が実行されている。

EDFは、発電施設の再開発に備え、フラマンビルEPR発電所の建設を開始し、AREVAグループと共同で開発したEPR技術を利用することを決定した。このプロジェクトに関連し、2007年、EDFはEPR用ボイラー供給について、AREVAと契約を締結した。

原子力発電所および火力発電所の特定の構成部品の保守管理のために、EDFは、Alstomグループとの関係を維持している。また、Alstomは、フラマンビル3のEPRのエンジンルームを供給している。AlstomがEDFに供給する商品およびサービスは、原子力発電所のタービン発電機および火力発電施設の一部の大型構成部品の保守管理に関してとりわけ重要である。EDFは、Alstomグループの事業の大半は競争に晒されているため、Alstomグループに依存しているとは考えていない。特に、この競争の結果、2008年に原子力発電施設の発電機の改修工事の重要な契約をAlstomおよびToshibaが共同で落札し、2014年にはAlstom以外の企業が超非常用ディーゼル発電機に関する電気機械市場を獲得した。

5【経営上の重要な契約等】

本書「第2 3 事業の内容」および「第3 7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」ならびに2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記に記載された契約ならびに特に下記に列挙された契約を除き、2015年4月14日に先立つ2年間の間に、EDFは日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。

- ・2013年11月27日にEDFとEPHとの間で締結された、Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE) における49%の持分のEPHへの売却に関する契約（本書「第2 2 沿革」）および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.7.1を参照。）
- ・2014年4月1日にExelonとの間で締結されたCENGに関する契約（「第3 7（2）②（ii）（ロ）CENGに関するExelonとの最終契約」および「第2 3（3）③（ii）（ロ）（a）既存の原子力事業ユニット：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）」を参照。）
- ・2014年7月25日にEDFとVeolia Environnementとの間で締結された、Dalkiaのフランスにおけるすべての事業をEDFグループが取得することに関する契約（「第2 3（4）①（iii）（イ）（d）Veolia Environnementとのパートナーシップの終了」および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.1を参照。）
- ・2014年11月6日に発表された、再生可能エネルギー分野の新事業者の設立に関するEdison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の契約の最終決定（「第2 3（3）②（iii）（イ）発電事業」、「第3 7（2）②（ii）（ヘ）Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の契約の最終決定」および2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記3.2.2を参照。）

6【研究開発活動】

EDFグループの研究開発部門（R&D）の主要目標は、営業ユニットの業績向上への貢献、中長期的成長へのベクトルの提示および準備ならびに当グループが世界的なエネルギー状況において直面する大きな課題の予測である。かかる状況は、特に以下の側面を含む。

- ・温室効果ガスの排出量に関する考察および規制を促す化石燃料および地球温暖化問題。
- ・水使用および環境管理。
- ・新興国の急速な発展およびそれによる消費圏の移動。
- ・電力発電に新たな機会を提供しているエネルギー分野における情報技術の著しい発展。
- ・顧客：より効率的にエネルギーを消費し、エネルギーをより自給できる建物、地域または街に居住したいと考えている、発電も行う個人消費者および集团的消費者。

かかる状況において、研究開発部門はこれらの課題すべての解決策を見つけ出す極めて重要な役割を担っている。研究開発部門の研究分野は、3つの主要な優先事項を中心としている。

- ・競争力のある無炭素エネルギー発電構成の強化および開発：移行における主要な課題の1つは、新しい再生可能エネルギー源の開発とともに、とりわけ既存の原子力発電所の安全性および性能をさらに改善するとともにその稼働寿命を延ばすことで、従来の発電資源の効果的な共存を確保すること。
- ・第1に、電力網インフラの稼働寿命を最適化し、第2に、送電網資産の管理ならびに新たな送電の基幹施設プロジェクトのための最適化モデルおよび経済シナリオの改善、断続的なエネルギーの導入ならびにスマート・グリッドの開発を通じて電力網の適応を促進することによって、将来の電力網を備えること。
- ・顧客のためのエネルギーサービスの開発ならびに検査。これらは、需要に関する認識の向上、顧客のエネルギー効率の改善、再生可能エネルギーに関連付けられることが多い電力の新しい効率的な利用方法（ヒートポンプ、電気モビリティ等）の促進、建物、産業および持続可能な都市のエンジニアリングのための技術的モデルおよび経済的モデルの開発ならびにスマート・グリッドと料金による電力網の使用と消費のより一層の統合により、柔軟性のある低炭素エネルギーへの需要を提供する。

（1）研究開発部門の組織および主要なデータ

EDFの研究開発部門は、当グループの事業ライン間のシナジーおよびプロセスの移動を活用するために、総合的で多くの専門分野にわたっている。

2014年、当グループの研究開発予算の総額は、650百万ユーロ（EDFの550.1百万ユーロを含む。）であった。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。かかる予算の約3分の2は、EDFの営業部門および子会社において展開されかつ契約される年次プログラムに配分される。残りの3分の1は、当グループの研究開発の優先順位に従った中期および長期の予測プログラムに使用される。

2014年、かかる予算の約21%は、環境保護に充当された。これらの費用は、具体的には、エネルギー効率、化石エネルギーの代替としての電力の使用、再生可能エネルギーおよび電力網への再生可能エネルギーの統合、持続可能な都市、地球温暖化問題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、水質または公害の軽減等）に関する研究についてのものである。

EDFの研究開発部門は、29の国籍にわたる2,125人を超える従業員を有している。このうち80%はマネージャーであり、33%は女性であり、150人が博士号の候補者である。200人の研究者が大学および主要な大学院で教鞭を取っている。毎年、研究開

発部門は約100人を採用し、EDFグループ内の他の企業にその職員を配置することも定期的に行っている。研究開発部門には15の分野がある。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、電力網、原子力発電、火力発電、水力発電、エネルギー管理、商務、情報システムおよび環境）を網羅している。これらは、分野、事業およびプロジェクトを表しており、複数の主張なシステムにわたり統合されている。EDFの研究開発部門は、内部的な研修実施機関である技術移転促進機関（ITech）を運営しており、EDFの研究開発部門の実務、ノウハウおよび技術革新をEDFグループ全体と共有することをその役割としている。毎年更新されるカタログには約100種類の研修コースが掲載されており、今やスキル・アカデミーに組み込まれている（「第2 5（1）④技能開発：将来に備えて」を参照。）。

研究開発部門は、現在数か所の施設を中心に構成されている。そのうち3か所はフランスのパリ首都圏に位置しており、7か所はフランス国外に位置している（ドイツに1か所、英国に1か所、ポーランドに1か所、中国に1か所、アメリカ合衆国に1か所、シンガポールに1か所、そしてイタリアに1か所）。フォンテーヌブロー近くのシャトゥーセンターおよびルナルディエールセンターは、それぞれ約500人を有している。クラマル・センターは、1,000人近くを有している。約30人の駐在員を含む230人の調査員はフランス国外で働いている。

2010年11月、EDFの取締役会は、現在クラマルに所在するEDFの中心的研究開発センターをパリのパリ・サクレーのキャンパスに移設する計画を承認した。このセンターは、当グループの調査員、博士号候補者およびインターンを含む最大1,500人の収容を予定している。これによりEDFは、研究開発部門を新たな段階に発展させ、技術革新および科学・工業研究を優先事項の中心に位置付けている。EDFの新しい実習センターがこの地域に開設される予定である。EDFのパリ・サクレーの研究所において、研究センターおよび実習センターが1か所にまとまることになる。これにより、EDFをパリ・サクレーのキャンパスにおける主要企業として位置付け、近隣に開設されている高等教育機関および公立または私立の研究センターとの活発かつ強固な協力関係から利益を得ることを可能にする。

それに応じ、EDFの研究開発部門および同部門のスタッフを代表するすべての労働組合組織による署名を受けて、新たな契約が2014年7月1日付で発効した。かかる契約は利害関係者間の継続的な社会的対話の結果として締結されたものであり、EDFクラマル・センターの従業員の新たなセンターへの移動を援助するための手段を規定している。

さらに、将来パリ・サクレー大学が有することとなる敷地内に存在する機関との間で、既に複数のパートナーシップが締結されている。

- ・インターネット上の電力網のための装置およびサイバー・セキュリティを研究するための、EDFおよびTelecom Paris Techの共同研究所であるSEIDO。かかる研究所の目的は、通信を行い相互運用性のあるエネルギー使用機器（暖房、空調、白物家電および黒物家電、電気自動車等）に基づくエネルギー効率およびエネルギー需要の管理サービスを開始するための準備とその円滑化に取り組み、かつシステム全体の一体性および安全性（セキュリティや機密性等）を確保することである。
- ・Supelecと共同で、「スマート・グリッド」のモデル化およびシミュレーションを行うライズ・グリッド研究所。
- ・EDF、CEA、国立中央理工科学学校パリ校、ENSカシャンおよびCNRSによって構成され、地震の断層から構造までのモデル化を行う機関であるSEISM。
- ・EDFの研究開発部門による資金援助によって実現された、ジャック・アダマル数学財団と共同で行われる最適化・運用研究のガスパール・モンジュ・プログラム（PGMO）。
- ・2014年よりEDF、CNRSおよびCEA SaclayとともにENSTAを主催している、産業持続可能構造研究所。
- ・Dauphine、ENSAEおよび国立理工科大学と共同の金融エネルギー市場研究所。

研究開発部門の有する施設には、CNRSとの2つの共同研究ユニット（産業持続可能構造研究所（LaMSID）および太陽エネルギー研究開発機構（IRDEP））ならびに国際研究開発センター（材料経年化研究所（MAI））がある。

目標を達成するために、EDFは、強力かつ高信頼度のデジタル・シミュレーション装置への投資を引き続き行う。EDFは計算コードと優れた計算方法を開発している。その現在の処理能力は1,400テラフロップである。

さらに、当グループは、特定の解析的ループ（化学物質による腐食、破裂および空力音響等）、部品もしくはプロセスを中心とするループ、応答資源の実地試験または材料およびその経年劣化の特性評価専用の資源資産等、独自の実験用資源を有している。2つの主力施設は以下のとおりである。

- ・「コンセプト・グリッド」。コンセプト・グリッドは、スマート・グリッドを構成する革新的機器および「スマート」なシステムが実際に電力網にインストールされる前に、統合性の試験を行うことを目的とした小規模な電力網である。コンセプト・グリッドは、情報通信技術から得られた新規の装置および機器の統合に関する研究ならびに需要管理の促進によって、配電網の変化に対応することを目標としている。また、発電方法の電力網への影響の研究および電力貯蔵の応用に関する研究によって、分散型発電の統合を促進することも目的としている。コンセプト・グリッドは、擬似の現実世界という条件下においてイノベーションがテストされる従来の研究所と、上質なサービスの必要性により実験が制限されてしまう実際のネットワークとの間のミッシングリンクとなっている。
- ・Vercors。二重の壁による囲いが経年劣化する過程を研究するための原子炉建屋の1：3スケールモデルの建築。

研究開発部門はまた、内部の技術革新を産業化し、促進する能力および外部の技術革新の受入れを発展させる能力を強化している。その目標は、当グループの産業プロセスにおける技術革新を一体化することにある。アプローチは2つの行動に整理される。

- ・内部の技術革新をより良い方法で使用するこおよび事業ラインと連携して産業化の段階を加速し、促進するイニシアチブを通じて「ビジネスまでの時間」を加速すること。このために、専用のチームが、EDFの研究開発部門の知的財産および専門知識の保護および利用ならびに技術革新の移転および産業化の加速を支援している。
- ・外部の技術革新の受入れを発展させ、必要に応じて、外部の技術革新を実証すること。

EDFは、AllianzおよびBpi Franceとの協力の下、Idinvest Partnersの管理により2012年5月に立ち上げられた、「クリーン・テクノロジー」を専門とする新興企業を対象としたベンチャー・キャピタル・ファンドであるElectranova Capitalの主要投資家である。Electranova Capitalファンドは、約90百万ユーロの投資能力を有し、新技術に係る革新的なプロジェクトの出現を促進することによって、低炭素エネルギー・モデルの課題に取り組むことを目標としている。

4つのフランス企業を含む新興企業に7つの投資がなされた。すべての企業が1つ以上のEDFの各事業ラインと関連を持っている。

- ・Actility：主要なスマート・グリッドのフランス企業。
- ・Enlighted：商業建築物、工業用建物および第3次建物の照明制御ソリューションを提供する、エネルギー最適化を専門とする企業。
- ・Forsee Power Solution：電池のデザインを専門とするフランス企業。
- ・Seatower：洋上風力発電所のための革新的な重力式基礎を開発した、ノルウェーの企業。
- ・SunFire：電力貯蔵体のための燃料電池および電気分解を専門に扱うドイツ企業。
- ・Leosphere：2004年に設立され、今やLidar（レーザーおよび大気に対するレーザーの反射に基づく技術）の使用において世界をリードするフランス企業。
- ・Techniwood：最新の投資先。このフランス企業は、次世代産業である超高性能の、木質複合材および絶縁材の構築システムであるPanobloc®を設計し、製作し、販売している。

EDFはまた、CEA Investissementが管理する、エネルギー、環境ならびにマイクロおよびナノ技術の分野における技術革新に従事しているフランスの新興企業のための Amorce Technologique Investissement (ATI) ファンドにも関与している。

最後に、広範囲にわたり国際的な新興企業および革新的企業に投資するために、フランス、北アメリカおよび中国のベンチャー・キャピタル・ファンドにおける持分を以下のとおり取得した。

- ・Robolution Capital：2014年3月に立ち上げられた、ロボット工学に特化した基金。
- ・Chrysalix：クリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化したカナダの基金。
- ・Tsing capital：クリーン・テクノロジーのベンチャー・キャピタルに特化した初の中国の基金。
- ・DBL Investors：2008年に設立されたアメリカ合衆国の基金。

(2) 研究開発部門の優先事項

EDFの研究開発部門は当グループの全事業について取り組んでいる。EDFの研究開発部門は、業績を改善する技術的な解決策または革新的かつ経済的な事業モデルを提供し、中長期的な予測プログラムを通じて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が世界的な無炭素電力網の産業グループとなることに貢献している。

大きく変化しているエネルギー分野において、EDFの研究開発部門の目標は、競争力のある無炭素エネルギー発電構成の強化および開発、将来の電力網を備えること、そして最後に顧客のために新たなエネルギーサービスを開発し、かつテストすることの3つの主要分野に分類される。

また、研究開発部門はこの3つの分野を支援するために情報テクノロジーの研究を行っている。この取組みは、4つの主要なテーマ（複合システム、大容量データの管理および処理、モノのインターネットならびに身体的問題のシミュレーション）に重点を置いている。

この分野での努力は、以下の二重の目的を果たしている。

- ・進化したシミュレーション技術による業績の改善
- ・新たな情報およびコミュニケーション技術の革新的な使用による事業の新規開拓

① 競争力のある無炭素発電構成の強化および開発

原子力発電、水力発電および火力発電において、EDFの研究開発部門は、発電方法の安全性を向上させる手段や方法、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パフォーマンスを向上させる手段や方法の開発を行っている。3つの主要目標（当グループの原子力の優位性を持続させること、再生可能エネルギー源を開発することならびに炭素の捕捉および貯蔵の産業的実行可能性を研究すること）が優先事項となっている。

当グループの原子力の利点を強化し持続させるために、研究開発部門は、その活動を施設の安全性の改善プロセスに組み込むことにより、施設の発電実績および環境パフォーマンスの向上ならびに耐用年数の延長を目標としつつ、EDFの資産を保護することに取り組んでいる。例えば、2014年に研究開発部門は、材料の経年劣化の過程（特に原子炉容器またはコンクリート壁に使用される鉄）を理解しモデリングすることに取り組んだ。これは、とりわけ交換不可能な部分について、設備の耐用年数を管理するために不可欠である。

原子力分野における活動は、燃料サイクルに関連した問題点にも対処している。これは、新規の発電所（とりわけ第4世代の発電所および小型モジュラー炉（SMR））の設計を含む。

最後に、研究開発部門の活動は、設備が環境に及ぼす影響と同時に、環境が設備に及ぼす影響をEDFが理解および管理し、産業用工具に関する環境リスクを考慮することを支援している。このため、研究開発部門は、気候変動および変化を遂げつつある地域に関する水資源の利用可能性の見通しについて研究を行っている。このように、研究開発部門の業務は、発電所において（冷却材の利用可能性、電力調整能力および配置の最適化等に関して）生じ得るリスクおよび生じ得る結果に関する見識を提供している。

上記のテーマが提起する問題には、発生している現象についての正しい理解が必要である。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・ツールならびに膨大なデジタル・データ、コンピューター・セキュリティおよび新しい情報通信技術の発達が直面す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。

2011年に福島で発生した事故により、安全性、環境（外部からの攻撃）および耐用年数に関する研究が強化されるとともに、原子力事故後に避難の対象となった居住地域の復旧等の新たな分野への関心が高まった。EDFの研究開発部門は、欧州における他の原子力の事業者とともに、NUGENIAの設立を主導した。NUGENIAは、欧州の持続可能な原子力技術プラットフォーム（SNETP）の管轄内にある、欧州における第2世代および第3世代原子力発電所に関する研究開発協力の単一の枠組みとなることを目的として2012年3月に設立された国際的な非営利協会である。かかる協会には、20か国の産業界、研究機関および安全当局等から80人のメンバーが集結している。EDFが協会の会長を務めており、安全性およびリスク分析、過酷事故、炉心および原子炉の稼働、機器の整合性および老朽化、燃料、廃棄物および解体、「第3世代の革新的な設計」、ならびに安全性および他の実務における調和に関する組織の枠組みを超えた課題ならびに非破壊的な抑制および評価に関して、メンバー間または国家の研究開発プログラムとの間のシナジーの創出および共同プロジェクトを促進している。2014年にNUGENIAは、2014-2015提案依頼書のために、主に現在の発電所の警備および耐用年数の分野における15ほどのプロジェクトを提出した。さらに、NUGENIA+プロジェクトは欧州委員会により割り当てられた基金を用いて、自ら提案依頼書に着手した。

EDFはまた、2012年に、フランス政府の「将来への投資」プログラム（「将来への投資」は、フランスの経済発展に関係する革新的な研究活動への資金提供を目的とした、フランス政府による貸付金である。）の一環として、将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係る「コネクション」プロジェクトの立ち上げを進めた。かかるプロジェクトは、発電所のデジタル化された計装および統制設備の将来の設計、認定および更新の手法を開発するために、フランスの原子力産業における産業パートナーおよび学者が連携して研究を進める意欲的なプログラムである。かかるイニシアチブはまた、原子力セクター内における産業ソリューションの調和にも取り組んでいる。

2番目の優先事項は、再生可能エネルギーの開発を支援することである。再生可能エネルギーは欧州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おり、既に重要な参加者であるEDFは、この分野における立場を強化し続けたいと考えている。

再生可能エネルギーに関する研究開発目標は、産学と連携して、予測される有意な競争力に基づく技術的な進歩を定義し、最も有望な技術の開発に寄与することである。EDFは、水力発電、太陽光発電、陸上・洋上風力発電、太陽光発電、バイオマス、海洋エネルギーおよび地熱プロジェクト等の複数の再生可能エネルギーに関する研究を行っている。

研究開発部門は、EDFの業績を向上させる方法および手段の開発およびEDFの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費用の最適化についても取り組んでおり、その目標は以下のとおりである。

- ・投資リスクの軽減。例えば、EDFの研究開発部門は、EDFの洋上風力発電プロジェクトに対して（とりわけ、タービン・システムおよび風力タービン基礎の設計、タービンの認定、発電可能量の評価方法に関する専門知識ならびに洋上風力発電プロジェクトにおいて風を測定するための浮体式Lidarの必要条件について）、その専門性を提供している。また、研究開発部門は、浮遊式の洋上風力発電の技術を研究し、プロバンス・グランド・ラージ・プロジェクトの開発についてEDF ENを支援することにより将来への準備を進めている。
- ・性能の改善。例えば、研究開発部門は、タービンの運転パラメーターの監視に基づき機械性能を分析するツールを開発した。かかる診断ツールは、働きの悪いタービンを識別し、初期診断を行う手助けをする。
- ・電力網に対する技術的影響および経済的影響の管理ならびに再生可能エネルギーを取り入れながら電力網のバランスも確保すること。この取り組みでは、電力網に再生可能エネルギーを組み入れる方法の定義を扱っている。これにより、断続的な再

生可能エネルギーを統合し、大規模電力網へ統合するための分析されるべき限界と費用を評価するための、貯蔵、「スーパー・グリッド」、「スマート・グリッド」および需要管理等の様々な解決策が要求されることになる。

3番目の優先事項は、炭素の捕捉および貯蔵ならびに発電所の二酸化炭素排出の抑制である。「第2 3 (2) ① (i) (ホ) 火力発電」を参照。かかる取組みの費用、施設の発電量への影響およびかかる取組みを実施する期限は、いずれも重要な課題である。

既存の発電所に関しては、排出ガスの処理による二酸化炭素の捕捉が現時点では最善の解決策であると考えられる。研究開発部門の業務は、当グループの火力発電所（石炭およびガス）の将来的な開発について情報を提供するため、テクノロジーの技術的成熟度および経済的成熟度について明白なビジョンを提供することを意図している。

ADEMEおよびそのパートナーの支援を受けて、EDFは二酸化炭素捕捉研究の試験ユニットをル・アーブルにあるEDFの火力発電所に設置した。炭素の燃焼により発生する排出ガスに含まれる二酸化炭素に関して試験されているこの技術は、進歩的な「アミンによる燃焼後回収」プロセスである。この試験ユニットは、2013年秋から2014年春までの期間に約2,000トンの二酸化炭素を捕捉したことで、エネルギーおよび溶媒消費量の両観点において産業環境におけるかかる技術の適切な性能の検証を可能にした。かかる試験ユニットは、より効率的な産業エネルギー解決策の開発における必要不可欠なステップである。

EDFの研究開発部門は、エネルギー損失がより少ない、第2世代の二酸化炭素の捕捉および貯蔵に関する技術の出現に対して準備を行う新たな方法についても研究を行っている。

② 将来的な電力網への準備

欧州における無炭素省エネへの移行は、新たな課題（再生可能エネルギー発電源の断続的な性質のより良い管理、発電手段および電力網の要求の最適化による電力の新しい利用方法の統合、地域、地方、国家、および超国家でのエネルギー管理システムの開発、電力網インフラの開発場所および欧州における電力フローの最適化）に直面していることを示している。より一般的な課題は、公益および競争力の高い価格設定を考慮し、顧客に対する請求に重大な増加を及ぼさず、複雑性を増大することなく、また、電力網の質および信頼性を保ちつつ、いかに電力網の経済的な均衡（発電投資、グリッドへの投資ならびにエネルギー効率および環境効率のためのソリューションの費用および便益）を最適化するかである。

「スマート・グリッド」として知られるコンピューターを用いた電力網への移行は、欧州における無炭素省エネへの移行において極めて重要なポイントの1つである。主要な課題は、技術的、経済的および規制上のものである。再生可能エネルギーおよび新しい利用方法の統合は別として、異なる電力網利用者に関する情報の管理および費用抑制の必要性に関連したものである。

これらの課題に対応するため、研究開発部門はいくつかの優先事項を設定している。第1に、新技術の出現およびエネルギー状況の変化を予測するため、研究開発部門は、省エネをモデル化および最適化（世界的なマクロ経済環境およびエネルギー政策、競争環境および規制環境）する。新しい発電資源または新しい利用方法の開発結果を予測するために、研究開発部門は需給バランスのより良い管理を提供するエネルギー・システムのモデルを開発している。研究開発部門は、様々な選択肢の費用および便益の客観的な評価を得るために、様々な利害関係者に対して、同水準における分析の実施および提案を行っている。

2番目の優先事項は、電力網の性能を改善することである。研究開発部門がこの分野で行う業務の目的は、以下のとおりである。

- ・設備の耐用年数および電力網へのアクセスを向上させ、フランス国内および海外における電力網資産の管理を改善すること。
- ・サービスの質を最適化して運営費を削減するために、配電網の自動化を推進すること。

3番目の優先事項は、特に以下の目的を通じてスマート・グリッドへの移行に備えること。

- ・Linkyプロジェクトの開発（「第2 3 (2) ② (ii) (ホ) 今後の課題（取替え、開発、スマート・メーター）」および「第3 7 (2) ② (iii) (イ) (b) 「Linky」スマート・メーターの展開の開始」を参照。）を支援し、新しいスマート・メーター設備および関連サービスを予期すること。
- ・スマート・グリッド試験の準備および支援を行うこと。
- ・電力網に断続生産および分散生産を導入し、新システムのサービスを開発し、地域レベルでの将来的なバランスに向けて準備をすること。

EDFの研究開発部門は、かかる目標のために、グリッドの管理および運営のための新機能の開発ならびにERDFのLinkyプロジェクト等の新規のスマート・メーターに関する新たなソリューションの開発に寄与している。例えば、研究開発部門は、分散型発電の際に配電網を管理する新機能の開発および試験を行った。かかる革新的な管理方法によって、電力網の状態を予測し、分散型発電電力変動を行う場合でもHVA電力網の電位を契約の範囲内に維持することが可能になった。

研究開発部門はまた、Linkyのインフラを基に、電力使用の管理システムの試験を行っている。かかる試験は、特に電力加熱等の負荷の遮断によって消費のピーク時の削減の実現可能性を表した。

研究開発部門は、電力網の損失予測を改善し、地域レベルでエネルギー評価予測を行うツール（エネルギー源のサブステーション）を開発している。

研究開発部門は、仕様の策定および設備の認定等、その専門性をLinkyプロジェクトのあらゆる側面に貢献している。

最後に、研究開発部門は電力網および「スーパー・グリッド」（電力網の技術および経済の基礎を変える再生可能エネルギーの導入により出現する直流ネットワーク）にも取り組んでいる。

これらの新しい課題に対する解決策を見つけ出すために、フランスおよび欧州において、いくつかの高性能電力システムの試験ユニットを開発する協調的アプローチが取られている。研究開発部門は、これらのプロジェクト（ナイスグリッド、スマート・エレクトリック・リヨン、ミレネー、プレミオ、ヴェンティーア、ユヌ・ブルターニュ・ダヴァンス等）に密接に関連し、電力網の推移に係る課題を明確にしつつ、技術的、経済的、社会的および環境的な知識も得ながら、事業モデルおよび規制の考察も行う。EDFの研究開発部門はまた、将来の高性能電力網である「コンセプト・グリッド」専門の試験プラットフォームを使用し、多数の革新的な解決策をその分野で展開する前に試験する。これらのプロジェクトは、未来の電力網において要求される柔軟性に、最善の方法で設備を対応させられるように、電力セクターにおける議論およびイノベーションの機会ならびに新情報通信技術（NICT）を提供している。このために、高性能電力網のチェーンにおける最初のリンクである通信メーターの最大限の可能性を探索することを目的とした多数の試験が行われている。

③ 新たな顧客向けエネルギーサービスの開発およびテスト

エネルギー効率および分散型再生可能エネルギーの開発、規制および技術面（デジタル化）の変化ならびに市場競争に対する開放は、エネルギー生産者とその顧客との関係に多大な変化をもたらしている。顧客による、個人レベルまたは地域レベルでの活発な電力消費または電力生産を可能にしている。

この状況において、EDFグループの販売業者は以下の問題に直面している。

- ・相場価格の軌道の変化。
- ・需要の管理。英国のグリーン・ディールおよびフランスの省エネ証書により、供給者が負うべき義務は増加する。
- ・スマート・テクノロジーの開発。「スマート・メーター」の出現により、一般市民はスマート・テクノロジー（監視やより個人化されたサービス等）により実現した新たなサービスを利用できるようになる。
- ・デジタル化が進む顧客関係およびそれにより必然的に変化し、増大する顧客の期待。ただし、この近代化された関係は、エネルギー供給会社から十分なサービスを受ける必要がある顧客に影響を与えるエネルギー貧困の平行的な拡大を加速させるべきではない。
- ・増大する地方への影響。都市計画および公共電力供給の分野では既に活発な地方自治体は、エネルギーの将来に関してより一層の発言権を要求している。地域の持続可能性の概念ならびに開発（グリーン・ネイバーフッド）およびモビリティ（電気自動車）の解釈を組み合わせることで、地方自治体の政策が策定される。スマート・テクノロジーが開発され、地域社会の影響が増大することにより、検討すべきサービスの新分野が生まれる。

これらの課題に対処するために、EDFの研究開発部門は、以下の優先事項を中心として組織的な努力を行っている。

- ・需要および新しい料金設定手法の理解を深めるために付加曲線のメソッドおよびモデルを開発し、それにより電力網の柔軟性に関する新たな要件（上流・下流間の最適化および再生可能エネルギーの断続性）に対応するための、需要の動的管理を促進する。
- ・将来の電力需要を高めるための、電力の新しい利用方法（建物および産業用のヒートポンプ、電気自動車）の革新的な開発。
- ・新たな規制上の枠組みに対応した、すべての顧客セグメントに向けた効率的な電力ソリューションの提案。
- ・新情報技術および関連データ処理を通して顧客関係を近代化させる手段および方法の開発、Linkyの開発に関連したメーターから下流のスマート・グリッドの試み、および建物内のLinky対応のサービスおよび設備の準備。
- ・地域および都市の持続可能性についてサービスを提供するための技術上の基礎的要素の開発。

この結果、電気自動車、ヒートポンプおよび燃料効率のより良い建物等、電力の新しい利用方法の開発が進められた。研究開発部門は、顧客プロセスにより発生する無料の熱源の回収を可能にする工業用高温ヒートポンプのプロトタイプを開発した。顧客に対するサービス提供としてのこの技術の展開は、現在進行中である。ヒートポンプの建設費が削減される革新的な技術も開発された。最後に、太陽エネルギーのオフピーク時等の革新的な監視方法と適合させるために、とりわけ、住宅用ヒートポンプおよびバッファ・タンクの改善について熱電気利用のインテリジェント・マネジメントの革新が遂行された。

これらの取り組みは、具体的にはナイス・グリッドまたはスマート・エレクトリック・リヨン等のスマート・グリッド試験ユニットを通じて現地で実施されており、研究開発部門は、かかるスマート・グリッド試験ユニットにおいて、異なった種類の柔軟性のある需要（中断可能性、消費量の変動、自家消費、再生可能エネルギー、エネルギー計画および地域管理）の集約を包括する新しいモデルの試験を行っている。研究開発部門はまた、プロセスの遠隔モニタリングに基づく試験的な産業上の中断可能性プロジェクトを立ち上げた。

顧客関係に関連して、EDFは、住宅用顧客が2つの請求書を受領する前にも自己の電力消費量を測定することができるように、季節別の電力消費量および過去の消費量等の要因を考慮することによって請求額を見積もることができるスマートフォンおよびコンピューター向けのモジュール等、スマート・メーターに対応する一連のサービス・プロトタイプを設計し、開発した。EDFの研究開発部門はまた、例えば、個別の顧客関係サービスやツールを設計することにより、エネルギー貧困に立ち向かう研究も進めている。

地域での持続可能性について、インフラおよびインフラ管理（輸送、廃棄物の処理、建物、発電および電力網）の最適化を地域レベルで行い、「スマート・シティ」または「持続可能な都市」になることを希望している町の要求に応えるため、研究開発部門は、ニース都心部について実施された研究等、フランスのEDF販売業者のために都市設計ツールを開発している。また、研究開発部門は、都市計画に関する意思決定を支援するプロジェクトを展開すべく、シンガポールとのパートナーシップに投資している。その結果、革新的な都市モデルのソフトウェア・ツールを開発するため、EDFと都市住宅の建築大手であるシンガポール住宅開発庁は、2013年6月にシティ・オブ・ザ・フューチャーに関する開発契約を締結した。このツールを通して、シンガポール当局とのコラボレーションは、建物のエネルギー効率およびその空調システムに加えて、家庭ごみの回収をその対象分野としている。また、これにより建物一体型の太陽光発電、屋上緑化および地域での水の再利用に関連する課題の対処が可能となる。かかるモデル化は、建物や地域レベルで3次元可視化の革新的なツールと併用され、選択された計画が温室効果ガス排出量等に及ぼす影響を可視化している。シンガポールにおける経験は、かかるプロジェクトの成果を示す一例となるであろう。かかるツールの最初のバージョンは2014年に発表された。2014年、中国外の東南アジアにおけるスマート・シティ・プロジェクトの開発の援助を主要な目的として、中核的研究拠点がシンガポールに設置された。

電気自動車は、持続可能な都市の重要な側面である。電気輸送は、輸送方法に関する見解の重大な変化の一要因である。蓄電池は電気輸送の主要な技術である。この分野における研究開発部門の活動は、第1に電池の安全性および性能を実験室で明らかにすること、第2に、突破口として、自立性またはコスト削減を大幅に改善する可能性のある技術を導入することからなる。研究開発部門は、（再生可能エネルギー、システム・サービス等と結び合わされた）これらの電池技術の据置型での利用についても検討している。

研究開発部門の電気自動車（EV）分野およびプラグ・イン・ハイブリッド電気自動車（PHEV）分野での活動のより一般的な目標は、以下のとおりである。

- ・この新しい利用方法の開発をサポート（初期実験の監視、標準化、マーケット・バリアを取り除く革新技術（無線充電））すること。
- ・電力網への統合（スマート充電、充電ステーションの規模および設置場所の決定）を管理すること。
- ・モビリティ・サービス・ツール（車両管理のプラットフォーム、充電ステーション運営のためのソフトウェア、地域社会に対するモビリティ・コンサルティングの方法）を開発すること。

（3） 国際的なパートナーシップ

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、世界中で多数のパートナーシップを展開している。これらのパートナーシップの目的は、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専門知識を完全に習得することである。

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形態を取る。

数年前、フランスにおいて、研究開発部門は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14の共同研究所を設置し、これらのパートナーやセンターとともに、国立研究機構、ADEMEまたはFonds unique interministeriel等の国内機関が競争分野を通じて資金提供する共同研究プロジェクトに参加している。各共同研究所は、すべてのパートナーに対して価値、専門性および知識を付与することを目的として、共通の科学および技術問題に関し共同チームを結成する機会であり、共同プロジェクトへの参加に関し有利となっている。研究開発部門はまた、4つの目標を定めた教授職および研究職を支援している。

原子力研究開発の分野については、CEA、EDFおよびArevaとの間の2012年末に終了する予定であった（改正により、1年間延長された）三者間契約が、2014年初頭の原子力研究開発に関する新しい契約の主題であった。この新しい契約は、パートナー間（CEA、EDFおよびAreva）の研究開発プログラムの協調性を高めることおよび設定された目標（特に産業的な目標）に基づいてプログラムを開発させることを目的としており、その実務上の効果は以下のとおりである。

- ・プログラムの監視および協調を担当する三者によるプログラム・チームを設置すること。かかるチームは各パートナーにつき4人のメンバーを有し、合計12人のメンバーで構成される。
- ・プログラムを、三者によるプログラム・チームにより監視されるプロジェクト単位にまとめること。
- ・これらのプログラムを既存の共同研究所へ導入すること。

同時に、当初2012年に失効予定で2013年にわたって延長されたCEA、IRSNおよびEDFとの間の三者間の研究開発契約について2014年に検討が行われた（CEA、IRSN、EDFおよびArevaとの間の四者間契約の締結および「Institut」イニシアチブによって協調を加速させることを目的とした。）。

研究開発部門はまた、将来への投資の一環として導入された、エネルギー遷移機関（ITE）に関与している。

- ・イル・ド・フランス太陽光発電研究所（IPVF）：EDFはかかる機関を設立した企業であり、かかる機関は、市場における太陽光エネルギーの競争力を高めるための画期的な技術の開発を目的としている。最終的には、かかる機関は、サクレーにおける最先端の施設において、様々なパートナーに所属する約150人の研究者を統括する予定である。
- ・フランス海洋エネルギー：海洋エネルギーおよび洋上風力を扱う機関である。
- ・パリ・サクレー・エネルギー効率（PS2E）：産業プロセスのエネルギー効率化および工業地域のエネルギー管理を扱う機関である。
- ・スーパー・グリッド：遠隔地における再生可能エネルギー発電所を連結する大規模な送電網を専門に扱う機関である。
- ・ヴェデコム：電気自動車を扱う機関である。
- ・エフィカシティー：エネルギー効率化および持続可能な都市を扱う機関である。
- ・INEF4：建築物修復および持続可能な建設を扱う機関である。

EDFはまた、2012年に、フランス政府の「将来への投資」プログラムの一環として、将来のデジタル化された原子力計装および統制システムに係る「コネクション」プロジェクトの立ち上げを推進した（「第3 6（2）①競争力のある無炭素発電構成の強化および開発」を参照。）。欧州においては、研究開発部門は約30のプロジェクトに参加しており、欧州連合のエネルギーおよび輸送の研究センターであり、とりわけ低炭素技術および電力貯蔵に関する共同研究を目的とした共同研究センターとの関係を築いている。エネルギー技術機構、エンジニアリングと物理科学研究協会および英国の様々な大学と共同で、研究開発部門は英国の研究パートナーシップにおける存在感を拡大しつつある。

2000年代の始まりから、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。かかるセンターは主に分散型発電（燃料電池や水素）および持続可能な都市に専念している。

2010年以降、ポーランド、英国、中国、シンガポールおよびアメリカ合衆国における複数のセンターを中心として、研究活動は国際的に強化された。

英国のセンターは、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いる。英国のセンターは、とりわけ英国の潮汐風エネルギーおよび原子力に関与している。2012年に、かかる研究センターは、独立法人であるEDF Energy R&D UK Centre Ltd.へと組織変更された。かかる法人は、EDF Energyの子会社である。かかる法人の新たな地位は、当グループの開発戦略に沿っており、英国におけるEDFの存在感および研究能力を拡大している。

EDF Polskaの研究チームは、炭素および熱の問題ならびにバイオマス混焼に専念している。例えば、クラクフにおける研究開発センターは、化石燃料燃焼およびバイオマス混焼の最適化についての研究を行っている。

北京を拠点とするセンターは、スマート・グリッド、スマート・シティおよび一部の再生可能エネルギー技術に重点を置いた中国国内の大規模試験ユニットへの参加を促進している。かかるセンターは、中国における原子力研究契約の履行を支援するためにも利用されている（「第2 3（3）③（iii）（イ）中国におけるEDFグループの事業」を参照。）。かかるセンターの創設は、中国における産学連携に重点を置いた開発を伴っている。例えば、EDFは、中国において太陽熱発電に係る共同研究プログラムを締結した。中国科学院電工研究所との協力は、主に八達嶺における太陽熱発電技術を専門とする試験用のプラットフォームにおいて行われる研究および革新への取組みに関する。EDFの課題の1つは、かかるプラットフォームにて行われた試験から得られた測定結果を使用して、モデル化の能力を発展させることである。

イタリアのエジソン研究開発チームは、とりわけ、EDFグループ全体のガス研究プログラムの監視を任されている。

米国では、研究開発部門および技術革新分野は、世界最大規模かつ最も活動的である。この分野には、約1.3百万人の研究者が従事している。米国のMIT（マサチューセッツ工科大学）とのパートナーシップに加えて、EDFは、電力研究所（EPRI）（電力研究所は、米国の電力分野における研究開発の主要な一員である。この非営利団体は、資金調達メンバーに対し技術および経済的分析を提供し、戦略を策定している。かかる資金調達のメンバーは、米国で発電される電力の90%超を占めており、約40か国を含む。）の施設内に研究開発および技術革新チームを数年間設置していた。その目的は、原子力エネルギー、再生可能エネルギー、スマート・グリッド、エネルギー効率ならびに炭素の捕捉および貯蔵の多数の分野においてEDFとEPRIとの連携を最適化すること、EDFグループとその専門性または設備で選ばれた米国の研究機関（大学、研究所、産業界等）との連携を構築すること、ならびに最終的には米国における新しいビジネス・モデルの機会を評価することにある。

シンガポールでは、かかる市の財産管理組織と締結された当グループサービス契約を支援するために、中核的研究拠点が2014年初頭に設立された。

（4） 知的財産政策

工業所有権は、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、またライセンスの供与を通じたこれらの資産の現金化において主要な役割を担う。

EDFは、技術革新能力および技術的専門知識を最大限に活用するために、知的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、商標の付されたソフトウェアおよび形式化されたノウハウによって構成されている。

特許

2014年末現在において、EDFのポートフォリオには、497の特許発明が存在し、フランスおよび国外において、1,694の知的財産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、最優先事項である。かかる特許ポートフォリオの強化は、研究開発部門の協力を促進すること、EDFの事業の展開において保護を提供すること、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に完全に集中することを目的としている。

EDFは、2014年に60件の特許申請を行った（2013年は54件）。

商標

「EDF」は、90か国超で登録されている商標である。当グループの名称はそのイメージおよび伝統の基礎的部分である。したがって、EDFの商標、インターネット・ドメイン名およびロゴは、当グループのイメージを危険にさらす可能性のあるあらゆる悪意の使用から保護するために常時監視されている。さらに、EDFブランドの構築に続いて、当社はEDFブランドを使用する子会社との間でライセンス契約を締結した。

また、当グループは、とりわけその多様な子会社の事業に関連する、その他の多数の商標を登録している。

2014年末現在のEDFグループの商標ポートフォリオには、約420の名称が存在し、1,340超の知的財産権によって保護されている。

7【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

国際的な会計基準の採用に関する2002年7月19日付欧州規則第1606/2002号に準拠して、EDFグループの2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類は、IASB（国際会計基準審議会）により公表され、欧州連合により2014年12月31日現在において適用することを承認されている国際的な会計基準に基づき作成されている。これらの国際的な基準は、IAS（国際会計基準）、IFRS（国際財務報告基準）およびSICとIFRICによって公表された解釈指針である。

当グループの会計方針は、2014年12月31日現在の連結財務書類に対する注記1に記載されている。

本書中の数値は、EDFグループの2014年12月31日現在の連結財務書類から抜粋している。

連結財務書類に対する注記に記載されている2013年の比較数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用に伴う会計処理方法の変更の結果、再表示されている。

当グループの2014年の主要な数値は、以下の表のとおりである。変動額および変動率は、再表示後の2013年の数値を基準に計算されている。

連結損益計算書からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
売上高	72,874	71,916	958	+1.3	-1.4
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,279	16,099	1,180	+7.3	+6.5
営業利益 (EBIT)	7,984	8,334	△350	-4.2	-4.3
連結会社の税引前利益	5,433	5,392	41	+0.8	+0.9
EDFの純利益	3,701	3,517	184	+5.2	+6.2
経常外項目を除く純利益 ⁽¹⁾	4,852	4,117	735	+17.9	+18.7

(1) 経常外項目を除く純利益は、IFRSに定義されていないため、連結損益計算書に直接的に表示されない。経常外項目を除く純利益は、経常外項目ならびに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）を除く純利益（「第3 7 (3) ⑨経常外項目を除く純利益」を参照。）に相当する。

連結貸借対照表からの抜粋

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日	2013年12月31日 (再表示後)
非流動資産	146,078	137,748
棚卸資産および営業債権	37,923	36,096
その他の資産	65,609	57,589
現金および現金同等物、その他の流動性の高い資産ならびにRTEおよびジョイント・ベンチャーへの貸付金	18,361	18,332
売却目的保有資産	18	1,154
資産合計	267,989	250,919
自己資本 (EDF持分)	35,191	34,207
自己資本 (非支配持分)	5,419	4,998
特別委譲負債	44,346	43,454
引当金	73,850	66,304
借入金およびその他の金融負債	52,569	51,765
その他の負債	56,614	50,191
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	-	-
自己資本および負債合計	267,989	250,919

配当後キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
配当後キャッシュ・フロー ⁽¹⁾	△4,007	△314	△3,693	n.a.

(1) 配当後キャッシュ・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。配当後キャッシュ・フローは、「第3 7 (4) キャッシュ・フローおよび純負債額」に定義される運転資本および純投資、専用資産からの配分および引出しならびに配当後の営業キャッシュ・フローに相当する。

純負債額詳細

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日	2013年12月31日	変動	変動率(%)
借入金および金融負債	55,652	51,637	4,015	+7.8
負債のヘッジに使用されたデリバティブ	△3,083	128	△3,211	n.a.
現金および現金同等物	△4,701	△5,096	395	-7.8
売却可能金融資産－流動性の高い資産	△12,990	△12,566	△424	+3.4
RTEへの貸付金	△670	△670	-	-
純負債額⁽¹⁾	34,208	33,433	775	+2.3

(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上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。RTEに対する当グループの貸付金もこれに含まれる。

(2) 2014年の経済環境および重要な事象

① 経済環境

(i) 電力および主要なエネルギー源の市場価格の傾向

より緊密化が進んでいる欧州市場において、フランスおよび欧州のその他の国々、とりわけ当グループが営業、配電、最適化およびトレーディング業務を行う国々の市場価格の分析は、重要な情報を提供する。2014年における欧州のエネルギー価格は、2013年よりも低かった。これは、特に温暖な気温および燃料価格の低下により需要が低かったことに起因する。

(イ) 欧州における電力スポット価格（フランスおよびドイツ：EPEXSPOTにおける当日引渡向け前日平均価格。ベルギー：Belpexにおける当日引渡向け前日平均価格。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	ドイツ	ベルギー
2014年のベースロード 平均価格（ユーロ/MWh）	34.6	51.2	52.1	32.8	47.4
2014年/2013年の ベースロード平均価格の変動率	-19.9%	-13.4%	-17.3%	-13.3%	-0.2%
2014年のピークロード 平均価格（ユーロ/MWh）	43.8	57.7	58.7	41.0	54.9
2014年/2013年の ピークロード平均価格の変動率	-20.4%	-14.7%	-16.5%	-15.8%	-5.9%

以下の記載は、ベースロード価格に関するものである。

フランスでは、2014年の電力スポット価格は、2013年から8.6ユーロ/MWh減少し、平均34.6ユーロ/MWhとなった。かかる価格の下落は主に、年間を通して気温が非常に温暖であったことから、前年度よりも需要が低下したことに起因する。また、2014年は、再生可能エネルギー発電量が非常に多かった一方で、石炭およびガスのスポット価格の下落が電力スポット価格をさらに抑える圧力となった。

これらの2014年の下落傾向が結び付き、平均スポット価格は、2004年以来の最低水準となった。

英国では、電力スポット価格は2013年同期を13.4%下回った。温暖な気候により、緩やかな電力の供給/需要バランスが維持されたが、ガスの需要が限定的であったため、スポットガス価格の段階的な下落へと繋がった。それでも英国における電力価格の下落は、英国において2014年4月1日から炭素税が引き上げられるため、残りの欧州の電力価格の下落幅と比べると顕著ではなかった。

イタリアでは、年間を通じたガス価格の下落と温暖な気候の結果、電力スポット価格は前年同期比で17.3%下落した。

ドイツでは、主として温暖な気候および大量の再生可能エネルギー発電量により、スポット電力価格が2013年から平均5.0ユーロ/MWh下落した。2014年における平均スポット価格は、2005年以降における最低水準となった。

ベルギーでは、スポット価格は2013年よりも概ね安定を維持しており、他の欧州の国々とは対照的であった。2014年度第1四半期において約18.0ユーロ/MWhの大幅な下落があったにもかかわらず、ベルギーの2つの原子炉（チアンジュ2およびドゥル3）が2014年3月に一時的に供給停止となったことにより、それ以降は市場が引き締まった。他の原子炉（ドゥル4）も2014年8月4日から2014年12月19日まで供給停止となり（「第3 7（2）②（iv）（ロ）ベルギー」を参照。）、供給/需要バランスにさらなる制限を課した。残りの3四半期における平均スポット価格は、2013年同期から5.8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：1年先の平均EDF Trading価格。イタリア：1年先の平均EDF Trading価格。英国：2014年4月から2015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	ドイツ	ベルギー
2015年年次契約に基づく2014年ベースロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	42.4	63.1	53.8	35.1	46.9
年次契約に基づく2014年/2013年のベースロード平均先物価格の変動率	-2.0%	+2.8%	-14.3%	-10.2%	+7.7%
2015年年次契約に基づく2014年12月23日現在のベースロード先物価格（ユーロ/MWh）	40.3	61.7	50.1	34.2	44.2
2015年年次契約に基づく2014年のピークロード平均先物価格（ユーロ/MWh）	53.1	71.3	60.0	44.4	57.2
年次契約に基づく2014年/2013年のピークロード平均先物価格の変動率	-6.2%	+1.0%	-14.1%	-10.6%	+1.5%
2015年年次契約に基づく2014年12月23日現在のピークロード先物価格（ユーロ/MWh）	50.5	68.8	57.2	42.9	54.2

フランスの年次契約に基づく年末におけるベースロード価格は、2013年から平均2.0%下落し、40.3ユーロ/MWhであった。かかる2014年の下落の主因は、石炭およびガスの価格の下落であったが、二酸化炭素排出権の価格の上昇により緩和された。4月から7月中旬までの期間において、先物価格は、電力供給業者が電力を購入できるARENH価格に基づき、約42ユーロ/MWhで安定していた。

電力先物価格は、ガス価格と連動して夏季に上昇したが、9月には約43ユーロ/MWhで安定した。石炭および二酸化炭素の価格の上昇は、近隣諸国における供給/需要バランスを引き締める複数の発表によって相殺された。2014年度最終四半期は、温暖な気候および原子力の高い供給力の結果、より穏やかな供給/需要バランスとなり、2015年の初期は電力価格の下落とともに年次契約価格の下落に繋がった。これらの要因に加えて、12月におけるガス価格、石炭価格およびブレントの石油価格の下落により、当月後半における年次契約価格の下落に繋がった（12月22日現在は40.0ユーロ/MWhまで下落し、それはここ5年超における最低水準であった。）。

英国では、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月先物ベースロード契約価格は、英国のガス価格と連動して、年初から1.5ユーロ/MWh下落し、年度末には61.7ユーロ/MWhとなった。しかし平均的には、英国における発電に適用される炭素税の引上げにより、契約は2013年よりも高い価格で締結された。かかる税金は2015年4月1日より約9.0英ポンド/トン上昇し、18英ポンド/トンとなる予定で、それ以降は2020年まで当該水準を維持する。

イタリアでは、年次契約に基づくベースロード価格は、2013年よりも平均8.9ユーロ/MWh下落したことにより、年度末には50.1ユーロ/MWhとなった。この大幅な下落は、イタリアのエネルギー構成の中で重要な要素であるガス価格の下落の他、再生可能エネルギーの発展に起因する。

ドイツにおいても、年次契約に基づくベースロード価格が、2013年よりも平均4.0ユーロ/MWh下落し、年度末には34.2ユーロ/MWhとなった。石炭への依存度が高いドイツの電力システムに大きな影響を与えた燃料価格の下落に加えて、この電力価格の著しい下落は、ドイツにおける風力発電所および太陽光発電所の拡大により説明される。

ベルギーにおける年次契約に基づくベースロード価格は、2013年よりも平均3.4ユーロ/MWh上昇した。2014年3月下旬から行われた2つの原子炉が一時的に供給停止となった後、価格は著しく上昇したが、運転再開の確定日は未定のままである。また、3つ目の原子炉（ドゥル4）が2014年8月4日から2014年12月19日まで供給停止になったことが、かかる契約に基づく平均価格の上昇に繋がった。かかる平均価格は、2014年1月初めはわずか41.7ユーロ/MWhであったにもかかわらず、年度末には44.2ユーロ/MWhとなった。

(ハ) 二酸化炭素排出権価格（フェーズIII（2013年-2020年）の年次契約に関する平均ICE価格）

2014年における二酸化炭素価格は上昇し、年度末には、1月初旬よりも1.9ユーロ/トン高い6.9ユーロ/トンとなった。2014年は「バックローディング」および市場安定化準備制度（MSR）に関する発表が出され、市場関係者の注目を集めた。

二酸化炭素排出権の取引市場が欧州レベルにおいて割当超過となっていたことから、欧州委員会は、一時的に供給を削減するために「バックローディング」計画を導入した。数年間の交渉の後、かかる対策は2014年初めに最終的に実施された。2014年から2016年までの間に900百万トンの二酸化炭素排出権（2014年だけで400百万トン）が入札により回収される予定であり、かかる排出権は2019年から2020年の間に市場に再放出される。MSRのメカニズムは、かかる計画を補完し、取引されている排出権の数を削減し、余剰排出権を積立枠に入れることになる。

(二) 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：ブレント第1基準原油バレル価格、IPE指標（期近物）（米ドル／バレル）、天然ガス：フランスで年度（Y）＋1年の10月から年度（Y）＋2年の9月までの引渡取引に関する平均Powernext価格（PEG Nord）（ユーロ／MWhg））

	石炭 (米ドル/トン)	石油 (米ドル/バレル)	天然ガス (ユーロ/MWhg)
2014年平均価格	78.3	99.5	24.7
平均価格変動率（2014年/2013年）	-11.9%	-8.5%	-8.3%
2014年最高価格	86.6	115.1	27.0
2014年最低価格	65.9	57.3	21.8
2013年終値	82.3	110.8	27.2
2014年終値	65.9	57.3	21.8

欧州に供給される石炭先物価格は、世界における極めて緩やかな供給／需要バランスにより、2013年の水準から下落し続けた。これは、ロシア、米国およびコロンビアにおいて石炭の供給が安価で十分にあること、ならびにアジアにおける需要が予想を下回ったことによるものである。また、2014年の欧州全土における温暖な気候が石炭消費を減少させた結果、石炭の在庫水準が高いままである。ロシアの経済危機によりルーブルがその信用価値を失ったため、石炭価格は年度末に大幅に下落した。したがって、石炭価格は、1月初めの86.6米ドル／トンから2014年12月31日の65.9米ドル／トンまで下落し、これは2006年以来の最低水準となった。

2014年12月31日現在、原油価格は57.3米ドル／バレルであり、前年同期比で53.5米ドル／バレルの下落であった。ブレントの価格は6月末までは約110米ドル／バレルで安定していたが、7月から価格の下落傾向が始まった。かかる下落傾向は、当初は、ウクライナとイラクの紛争に対する市場の懸念が弱まったことに起因したが、次第に大幅な供給とリビアに対する輸出の増加に起因した。欧州およびアジアにおける予測需要は落ち込み、主にサウジアラビアにおけるOPEC諸国による生産量の水準が同じであることから余剰供給となっており、また、米国におけるシェール・ガスの供給量が増加していることから、12月単独でも著しい下落となった。

2014年には、年度（Y）＋1年の10月1日から年度（Y）＋2年の9月30日までの間稼動するフランスのPEG Nord市場における天然ガスのGas Year Ahead契約により、2013年より2.2ユーロ／MWh低い平均24.7ユーロ／MWhで取引された。年度末には21.8ユーロ／MWhとなり、2010年11月以来の最低水準となった。

2014年度第1四半期における高い気温により、短期的な供給／需要バランスを非常に安定させ、その結果、長期的な在庫を利用する必要性は低く、これらの在庫を速やかに補充することも可能であったため、翌年の冬季に対する市場関係者の懸念を払拭することができた。

ガスの契約価格の変動は、ウクライナとロシアの間の紛争を反映している。両国間で締結された契約により、かかる危機は一時的に停止され、2014年から2015年の冬季にかけてロシアのガスがウクライナに供給されることが保証された。

ガス価格は、ブレントのバレル価格が上昇するなか、2014年12月中に2.3ユーロ／MWh下落した。

(ii) 電力消費量（フランス：RTEが提供した気象影響について未調整および調整後のもの。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：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。）およびガス消費量（フランス：Smart GRTgazが提供した未調整データ。英国：最初の3四半期についてはエネルギー・気候変動省からのものであり、最終四半期については現地の子会社による予測値である。イタリア：経済開発省からのものであり、Snam Rete GasからのデータはEdisonが調整している（1 bcm = 10.76TWhベース）。）

フランスの2014年の電力消費量は全体で、2013年と比較して、6％減少した。かかる減少は、気温が温暖であったことに起因する。2014年は、とりわけ冬季においては、20世紀で最も気温が高い年であった。

天候による影響の調整の後、フランスにおける消費量は0.4%減少した。また、小規模企業顧客および住宅用顧客の消費量も0.5%減少する一方で、大規模企業用顧客の消費量は安定していた。

英国では、推定電力消費量は気温にさほど左右されず、住宅用顧客からの需要の低下および温暖な気温に起因して、2014年は2013年と比較して3.7%減少していた。イタリアでは、国内電力消費量は、2013年と比較して3%縮小した。

フランスの2013年から2014年の間における天然ガスの消費量は、非常に温暖な気温により、16.5%減少した。

英国における天然ガスの推定国内消費量は、温暖な気温により、2013年と比較して14.1%減少した。また、イタリアにおける天然ガスの国内消費量も、主に非常に温暖な気温、再生可能資源（特に水力発電）の急速な発展および電力需要の低下により11.6%減少した。

(iii) 電力および天然ガス料金

フランスの料金に関する最近の発展の詳細は、「第3 7 (2) ② (vi) (イ) (d) 国務院による規制販売料金の中止」および「第3 7 (2) ② (vi) (イ) (e) フランスの規制電力販売料金」を参照。

英国では、2014年1月3日にEDF Energyが、ガス料金および電力料金を3.9%引き上げた。これは、2013年度最終四半期において主な競合他社が適用した料金の値上げ幅の半分未満である。そのためEDF Energyは、2013年12月に英国政府により発表されたエネルギー効率プログラム費用の下方修正を見込んで行動している。2015年1月27日、EDF Energyは、ガス卸売価格が最近下落したことにより、ガス料金を1.3%引き下げることを発表しており、これは2015年2月11日から効力を発生する。顧客供給向け電力の購入は、ほとんどより高い価格で事前に行われていた。この影響とEDF Energyが既に低価格で提供していたことが、料金の下落を制限した。

(iv) 天候：気温および降雨量

2014年は特に温暖であり、フランスの平均気温（電力消費量の算定に基づき32都市で記録された平均気温）は通常よりも0.5℃上昇している。したがって、2014年は、2011年や2003年も上回り、1900年以来最も温暖な年となった。当年度は、非常に対照的な気温が記録された。

- ・とりわけ当年度の最初の4か月と最終四半期は、平均よりも気温が高かった。
- ・春季の終わりと夏季の初め（5月、7月と8月）は、とりわけ気温が低かった。

2014年および2013年におけるフランスの気温（電力消費量の算定に基づき32都市で記録された平均気温）

2014年において、地中海沿岸の大部分（バルカン半島を含む。）および大西洋岸（ポルトガル、フランス西部、英国およびスカンジナビア南部）のより限られた地域において、平年を上回る水準の豊富な降雨量を記録した。対照的に、スペイン南部、スカンジナビア北部およびより東部に位置する地域において、降雨量が不足した。

2014年および2013年におけるフランスの水位（週次OSGEエネルギー観測モニター（Miréor計画）によりフランスの貯水池水準を沿岸部まで実施した。）

フランスにおいて、アルプス南部およびピレネーに多くの積雪量を記録した非常に多湿で温暖な冬季を経た後、ピレネーを除く地域では、3月上旬から6月下旬にかけて降雨量の大幅な不足に陥った。夏季（特に7月）の降雨量はとりわけ多く、それに続く秋季は地中海とセブヌ地域で複数の暴風雨が記録された結果、国内の南東部には激しい降雨がもたらされた。

これらの異常な気候パターンの結果、フランスの水力発電の累積容量は、2月まで標準を上回っており、春季には段階的に落ち着いたが、夏季と秋季下旬に超過水準に再び到達した。年間を通して、水力発電の容量は標準をわずかに上回っていた（ただし2013年の水準を十分下回っていた。）。

② 重要な事象（全プレスリリースは、EDFのウェブサイト（www.edf.com）にて入手可能である。）

(i) 戦略的開発

(イ) ヒンクリー・ポイントC原子力発電所プロジェクト

2014年10月8日、欧州委員会は、サマセットのヒンクリー・ポイントCにおける新たな発電所の建設に関するEDFグループと英国政府の契約の主要条件を承認した。かかる決定は、政府支援メカニズムに係るEU規則に従った欧州委員会による12か月間に及ぶ契約の広範囲かつ詳細な審査によるものである。ヒンクリー・ポイントC計画にとって、欧州委員会の承認を獲得したことは、原子力施設に関する建設許可および免許の発行、英国規制当局によるEPR原子炉の設計の承認および本プロジェクトの主要な取引条件（とりわけ発電所の稼働開始日から耐用年数を35年間とする差額決済契約（Cfd）（Cfdにより、ヒンクリー・ポイントCは、安定しかつ予測可能な価格を提供することになる。ベンチマークの電力卸売価格が、Cfd行使価格を上回った場合、消費者が余剰を支払うものではなく、製造者はその差額を補償することになる。市場価格が当該価格を下回った場合、発電事業者は補償を受けることになる。発電所が稼働するまで、顧客に支払いは発生しない。）の行使価格）に関する2013年10月

の合意ならびに英国政府のインフラストラクチャーに対する資金調達保証プログラム（インフラストラクチャーUK）の適格性の確認に次ぐ大きな前進である。

最終的な投資判断を下すまでの残りの過程は、主に本プロジェクトの戦略的かつ財政的なパートナーとの契約の締結、廃棄物の移動契約に係る規定の欧州委員会と英国政府による承認、インフラストラクチャーUKのプログラムに従った資金調達保証の実施ならびにCFDおよび主要な供給業者との契約の最終化が含まれる（「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」も参照。）。

（ロ） EDFとVeolia Environnementとの間のDalkiaに関する契約の最終決定

2014年3月25日、EDFおよびVeolia Environnementは、2013年10月に開始した協議をまとめ、その共同子会社であるDalkiaに関する契約を締結したことを発表した。かかる契約の条件に基づき、EDFグループは、Dalkiaグループのフランスにおけるすべての事業（Citelumを含む。）を買収した一方で、Dalkia Internationalの事業はVeolia Environnementにより買収された。Veolia Environnementは、かかる2社の株主がDalkiaの様々な事業体において保有する持分の間で生じる差額の対価として、661百万ユーロをEDFグループに対して支払った。当初550百万ユーロとして評価された当該支払額は、当初計画に比べて重要な財務的影響が生じていない取引の最終的な範囲に応じて調整された。

欧州委員会の承認を得て、その他の条件を充足した後、2014年7月25日に当グループは、2014年3月25日付の契約に定められた条件に基づき、Veolia Environnementとの取引を完了した。当グループは、かかる取引を通して自身のエネルギー・サービスへの関与を発展させることが可能となる（「第2 3（4）①（iii）（イ）Dalkia」も参照。）。

（ii） 投資およびパートナーシップ

（イ） EDFの中国におけるパートナーとの一連の既存契約の延長

2014年3月、中華人民共和国国家主席のフランス滞在中に、EDFは中国のパートナーとの間で、一連の契約を締結した。

EDFは、原子力発電において、そのパートナー（協力の強化（特にエンジニアリング、運営および維持に関するもの）に関してはCNNC、両社のグローバルなパートナーシップ契約に関してはChina General Nuclear Power Group（CGN））との契約を強化した。

2015年1月29日、EDFは、最高の安全基準を維持しつつフランスと中国の手續と基準の一貫性を保つために、既存の原子力発電所に関連して発電所の運営およびエンジニアリングの知識を共有することについてCGNと更なる契約を締結した。また、EDFは、中国有数の電力施設であるHuadianとの間でも契約を締結し、中国および国際基準の共同プロジェクトで将来的に協力し合う道を開拓している。コンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所、水力発電所および再生可能エネルギーという3つの主要な分野を特に重要視している。

2014年4月18日、EDFおよび発電事業者であるChina Datang Corporation（CDT）は、持分法によって連結しているJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.（FPC）における49%の持分をEDFが取得する契約を締結した。かかるジョイント・ベンチャーは、2基の1,000MWユニットからなる超々臨界圧石炭火力発電所の建設および稼働を行う。建設は、中国の南東部の江西省における福州の敷地で着工が始まった。新たな発電所は、稼働が2016年に予定されており、EDFが運営する初の超々臨界圧石炭火力発電所となる。この技術は、環境への少ない影響と合わせて高出力効率を保証する。この契約を通じて、EDFはエンジニアリングおよび火力発電所の操業の専門性を強化し、火力発電において、世界の先駆者とともに新たな産業上のシナジーを確立する。

（ロ） CENGに関するExelonとの最終契約

2014年4月1日、EDFは、米国原子力規制委員会（NRC）からの承認を得た後、2013年7月29日にExelonとの間で締結したConstellation Energy Nuclear Group（CENG）に関する契約を完了させた。

かかる契約の条件に基づき、EDFは、米国における先駆的な原子力事業者であるExelonに対して、CENGが所有する原子炉5基（米国における3つの敷地に所在し、合計発電量4.2GWを有している。）の運営管理を行う権利を委譲する。

またCENGは、当グループに対して、ExelonからCENGへの貸付金により調達された400百万米ドル（290百万ユーロ）の特別配当金を支払った。CENGは、この貸付金が全額返済された場合、CENGは400百万米ドルの現在価値に相当する配当金をExelonに対して支払うことを約束した。またEDFは、CENGにおける持分を公正価値でExelonに売却するオプションを付与され、かかるオプションは、2016年1月から2022年6月までの間に行使することができる。

かかる取引の後、CENGは現在もEDFにより49.99%、Exelonにより50.01%保有され、その取締役会はExelonおよびEDFにより任命された同数の取締役により構成される。新たな会計基準であるIFRS第10号およびIFRS第11号により定められる分析基準の適用後も、CENGは持分法に基づき計上されている（「第2 3（3）③（ii）（ロ）（a）既存の原子力事業ユニット：Constellation Energy Nuclearグループ（CENG）」を参照。）。

(ハ) CheniereグループとのLNG輸入契約の締結

2014年7月17日、EDFおよびCheniereグループの子会社であるCorpus Christi Liquefaction LLCは、液化天然ガス（LNG SPA）を20年間供給する契約（更に10年間の延長を認めるオプション付）を締結した。LNGは、テキサス州にあるCorpus Christiの液化施設において、第2トレインの開始後は年間約0.5Gm³、また第3トレインの開始後は1Gm³の容量が製造および供給される。契約の実行は一定の条件次第であり、液化の第3トレインの完成に関連する投資判断もその対象に含まれる。

(二) EDFとExeltiumとの間の契約

2014年10月27日、市場価格が大幅に予想外の下落をしたことに伴い、ExeltiumコンソーシアムおよびEDFは、Exeltiumの電力供給契約を調整し、関連する電力多消費型企業の競争力を復活するための契約を締結した。かかる契約の下、電力供給に支払われる価格は、最初に引き下げられ、その後電力の市場価格の変動に基づいてこれを調整するよう引き上げられる。そのため、このメカニズム全体は、契約に対してより柔軟性を持たせながら、経済収支全体のバランスを維持している。その他の契約上のパラメータ（供給量、オプトアウト・オプションおよび産業リスクの共有）に変更はない。当初は欧州委員会の承認を取得しているこの契約の概念（コンソーシアムに所属する企業の透明性の長期的な提供、期間全体における低価格の確保および長期的に発電費用をEDFが共有することの承認）は、従来と同様である。

(ホ) 長期ガス供給契約の改訂についてのEdisonとPromgas間の仲裁手続の結審

2014年8月29日、ストックホルム商工会議所仲裁機関は、ロシアから供給されるガスに関するEdisonとPromgas間の長期契約に基づく価格削減について判決を発表した。Edisonに付与される価格削減は、2014年における当グループのEBITDAに80百万ユーロのプラスの影響を及ぼすことになる。

(ヘ) Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の契約の最終決定

2014年11月6日、Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iは、設備容量が約600MWの再生可能エネルギー分野においてイタリアで第3位の規模となる事業者を設立するための株式交換プロセスについて最終決定を行ったことを発表した。再生可能エネルギーの分野におけるこの新たなプレイヤーは、発電の管理および最適化についてはEdisonの能力、また、運営および維持についてはEDF Énergies Nouvellesの能力を活用することになる。その容量および財務力については、エネルギー分野における経験が豊富な長期投資家であるF2iのような戦略的パートナーの関与によって強化されることになる。

新規設立会社の株主は、持分70%を有するF2iおよび残りの持分30%を有するEdisonとEDF Énergies Nouvellesの共同持株会社である。2014年1月1日現在に効力を有する会計原則の適用により、定義される政府システムと関連する契約上の取決めにによってEdisonは新会社を完全に連結化することができた（「第2 3 (3) ② (iii) Edison」も参照。）。

(ト) SINOPの水力発電ダム建設を目的とするEDFのブラジルにおけるEletronorteおよびCHESFとの連携

2014年12月12日において、EDFは子会社であるEDF Norte Fluminenseを通して、SINOPの水力発電ダムの建設および運営を担当しているSINOP Energy Company (CES) の持分を51%を取得した。他の株主は、いずれもEletrobrasグループの子会社であるEletroNorte (24.5%) およびCHESF (24.5%) の2社である。

設備容量が400MWであるこのダムの建設は、2014年春に着工し、商業的運営は2017年度下半期に始まる予定である。CESの株主間で設定された政府の取決めにに基づき、当グループの投資はIFRS第10号に基づくジョイント・ベンチャーとして分類され、持分法によって会計処理される。

(チ) South StreamにおけるEDF持分の取得に関するGazpromとの契約

2014年12月29日において、EDFとGazpromは、South Streamのガス・パイプライン・プロジェクトに関して、子会社EDF Internationalが有するEDFの持分15%をGazpromが取得する契約を締結した(South Stream Transport BV (South Stream Transport BVは以前Gazpromにより50%保有され、その他の株主はEni(20%)、WintershallおよびEDF(それぞれ15%ずつ)であった。South Streamのガス・パイプラインの海底部を建設するために組成された。))。

かかる発展により、EDF Internationalは、既存契約に従ってプロジェクトに対する全投資額を回収することができた。

(リ) EDF Énergies Nouvellesによる投資および売却

2014年1月9日において、EDF Énergies Nouvellesはその米国子会社であるEDF Renewable Energyを通して、テキサス州に建設予定である194MWの風力発電プロジェクトであるスピニング・シュプール3を取得することを発表した。このプロジェクトは、当初はCielo Wind Power LPが発案したものであり、2015年後半に発動する予定である。20年間に及ぶ電力購入契約に基づき、その発電量は2つの地方自治体施設を供給することが可能となる。

また、2014年7月16日において、EDF Énergies Nouvellesは、Orion Energy GroupとVision Energy LCCによって発案された175MWの風力発電所プロジェクトに対して96%出資することを発表した。このプロジェクトは、パイロット・ヒルと命名され、イリノイ州に拠点を置き、20年間に及ぶ電力購入契約をMicrosoft Corporationと締結している。

EDF Énergies Nouvellesは、複数の風力発電所も売却している。主な売却は北米で行われており、スピニング・シュプール2の半分(161MW)およびシャイロIVの90%(102.5MW)は米国、また、アルフレッド湖の60%(150MW)、マシフ・デュ・シュド(75MW)およびサンロベール(40MW)はカナダで実施された。英国では、グラスムアの80%(12MW)、グリーン・リグ(36MW)およびルショルム(24MW)が売却された。いずれの施設も、EDF Energyが50%ずつ所有していた。

また、太陽光発電に関しては、EDF Énergies Nouvellesはカタリーナの太陽光発電所(143MWp)の50%を売却した。

(ヌ) 稼働および維持管理に関するEDF Énergies Nouvellesの契約

2014年12月において、EDF Énergies Nouvellesは、風力発電施設および太陽光発電施設の維持管理(O&M)契約を、自身および第三者のために、複数締結したことを発表した。

最大規模の契約は米国における656MW、イタリアにおける599MWおよびカナダにおける588MWのものである。EDF Énergies Nouvellesの2014年のO&M活動は、9か国で管理されている容量で9GWから約12GWとなり、全体的に30%増となった。

(ル) ポーランド

EDF Polskaは、2014年4月にはジェロナ・グラ市、また、2014年9月にはグダニスク市とグディニャ市と提携契約を締結した。EDF Polskaは、これらの市に省エネおよびより一般的な環境保護の事項に関する支援を提供することとなる。

(ヲ) ベルギー

2014年において、ゲント市とゲンク市と提携契約を締結し、持続可能な街づくり、省エネおよび指導の課題について提携するための原則を策定した。

(ワ) TIGFの株式資本への参入を目的とするSnam、GICおよびEDF InvestのCrédit Agricole Assurancesとの契約の締結

2015年1月28日において、Snam、GICおよびEDF Investは、TIGFの株式資本に対して10%の持分で参入することについてCrédit Agricole Assurancesと契約を締結した。かかる取引は2015年2月26日に最終決定された。取引の完了後、Snam、GICとEDF Investは、180百万ユーロをわずかに上回る金額を受け取り、TIGFの株式資本をCrédit Agricole Assurancesとともにそれぞれ40.5%、31.5%、18.0%および10.0%間接的に保有している。

(iii) 投資事業

(イ) フランス

(a) フラマンビルのEPR

フラマンビルのプロジェクト審査の事前準備を全供給業者と行ったことで、建設スケジュールが変更され、当グループは、発電所の稼働は2017年を現在予定していることを2014年11月18日に発表した。

スケジュールの改正は、AREVAが直面した以下の問題点に起因している。

- ・容器の蓋および内部構造等の一部装置の配送
- ・とりわけAREVAおよびその下請業者が行う一連の組立てに関して、フラマンビル3がその対象第1号となる原子炉圧力容器に関するフランスのESPN規制（核圧力機器に関する規制）の施行

AREVAは、蒸気発生器の溶接欠陥、加圧バルブの適正検査および容器の蓋の材料に関する詳細な冶金分析の進行中の分析についてEDFに概要を伝えている。

プロジェクト審査は、EDFとその全供給業者が情報共有を通して当該情報を建設スケジュールに反映し、また、建設の完成に必要なとされるあらゆる決断を下すために、報告された要因の重要性を明確に示すことを可能にする（「第2 3（2）①（i）

（ハ）（e）フランスにおける原子力発電所の将来に向けた準備」も参照。）。

(b) 「Linky」スマート・メーターの展開の開始

スマート・メーターの展開は、電力計測システムに関する欧州およびフランスの規制（欧州指令2009-072、フランスの2009年8月3日付法律（第18号）、フランスの2010年8月31日付命令（現在改正中）、フランスのメーターに関する2012年1月4日付省令）を遵守している。スマート・メーターは、2010年から2011年の間にERDFにより行われた300,000個のメーターの試運転計画に続いた。かかる計画の評価を実施した後、フランスのエネルギー規制機関であるCRE（エネルギー規制委員会）は、2011年7月7日付決定の中でスマート・メーター制度の一般化を推奨した。

フランスのエコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣がイニシアチブをとる中、2012年後半には、全出資者の代表者による作業部会が結成された。2013年中に実施された活動により、首相は2013年7月9日、ERDFが2016年までに3百万個のスマート・メーターを設置することを発表した。

したがって、ERDFは、最初のメーターを供給するために、2013年10月に入札の募集を開始した。2014年8月初旬に6つの事業会社が契約を落札し、最初のメーターは2015年末まで供給される。また、ERDFは、何百万という数のメーターを設置するための入札の募集を開始した。世帯における最初のメーターは、2015年の秋季から設置される予定である。

2014年4月30日に開始された公開協議の後、Linkyプロジェクトの料金規制の枠組みに関するCREの2014年7月17日付の審議結果がフランスの2014年7月30日付官報において公表された。この産業プロジェクトの異例の規模の大きさ（35百万個のメーターを設置するために、2014年から2021年までに50億ユーロの投資が行われる。）を受け、資産の対価に対する固有レートは20年の期限が設定された。

(c) EDF PEIによる新たな施設の稼働開始

コルシカおよびフランスの海外領土において保証された発電施設を導入する目的に沿って、子会社であるEDF PEI（PEIは島部発電（*Production Electrique Insulaire*）の意味）は、マルティニークのペルフォンテヌ発電所において最後の6つのディーゼル発電機、コルシカ北部のルッチアナ発電所において7つのディーゼル発電機およびグアドループ島のポワント・ジャリー発電所において最初の7つのディーゼル発電機の稼働を開始し、合計複合発電容量は350MW近くとなった。

(d) フランスにおける既存の原子力発電施設に対する投資事業

2015年1月22日において、EDFの取締役会は、フランスの原子力発電所を改装し、原子炉の安全性を強化し、また、状況次第では、その耐用年数を延長することを目的とした大規模な総点検プログラム（いわゆる *Grand carénage*）を原則的に承認した。取締役会は、また、資本支出計画が最も厳密な基準に基づき実施、監視および統制される意向を示した。

かかる投資プログラムは、現在稼働中の58基の原子炉については2025年までに最大で55十億ユーロに達すると予想されている。ここで表示される数値は、プログラム展開の解決策の最適化、更なる審査業務、また、新たなエネルギー移行案に基づき規定された複数年にわたるエネルギー計画（*Programmations Pluriannuelles de l'Énergie* あるいはPPEおよび戦略的計画）を考慮に入れた後に、段階的に確定されるものである。

かかる産業プログラムは、複数年にわたるエネルギー計画であるエネルギー移行法、フランスの原子力安全庁（ASN）の意見および命令ならびに原子炉が40年超にわたって稼働する権限に関する手続を遵守して段階的に導入される。会計上の影響は、2015年に分析される。

(ロ) 英国

2014年4月16日、ティーズサイドの洋上風力発電所およびウェスト・バートンのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所の稼働が正式に開始された。英国北東部にあるレッドカーに近いティーズサイド洋上風力発電所は、総設備容量62MWの27のタービンを有している。

1,300MWの設備容量を有するノッティンガムシャーのウェスト・バートンB発電所は、現時点で英国における単体の資本投資プロジェクトとしては、EDFグループ最大である。

2014年12月において、EDF Energy Renewables（EDF Energyが50%、EDF Énergies Nouvellesが50%保有）は、3つの風力発電所（グリーン・リグ、ルショルムおよびグラスムアIIの合計73MW）の80%をChina General Nuclear Power Corporation（CGN）に売却した。

(ハ) その他事業

(a) 風力発電所および太陽光発電所の主な稼働開始状況

EDF Énergies Nouvellesは、2014年に欧州（とりわけフランス）で複数の風力発電所を稼働していた。フランス北部ではピカルディ地方でパッサ・ティエラッシュ・シュド（24MW）、ノール・パ・ド・カレー地域でスウィユ・ドゥ・パポームとラ・プレヌヌ・ドゥ・レスクルビュー（合計容量は27MW）、また、フランス南部のラングドックールシヨン地域でコルニアック（9.2MW）、プレヌヌ・ドゥ・ロルビュ（11.5MW）およびヴァレー・ドゥ・エロー（14MW）を稼働していた。当グループは、トルコへの進出も続けており、容量150MWの第8基目の風力発電所をゲイチェックにおいて稼働している。英国においては、容量23MWが稼働しており、M1、バーンフット・ノースおよびバームアの発電所も含まれる。

また、EDF Énergies Nouvellesは、北米でさらなる成長を遂げ、とりわけブラックスプリング・リッジ（300MW）が稼働したカナダでは成長が著しかった。これはカナダ西部における最大の風力発電所であり、Enbridgeグループと同等の持分で共同保有されている。カナダで稼働しているその他の施設は、リヴィエール・ドゥ・ムーラン（150MW）の最初のトランシェ、ならびにケベック州におけるル・グラニおよびラ・ミティ（合計容量は50MW）であった。米国においては、ヘレフォード2（200MW）とスピニング・シュプール2（161MW）の発電所が稼働した。

火力発電に関しては、当グループは初の30MWpの太陽光発電所をインドで稼働した。また、当グループは、インド政府による入札公告の後に落札された、合計容量120MWpを有するラージャスターンの5つの太陽光発電プロジェクトを追加で開発することも発表した。イスラエルにおいては、累積容量が54MWpを有する7つの太陽光発電所を稼働した。

また、米国における太陽光発電事業の拡張の一環として、EDFは、合計容量が39MWpであるレボミス発電所、ランカスター発電所およびCID発電所も稼働した。

(b) グリーン・ボンド・ファンドの割当て

2013年11月、当グループは、EDF Énergies Nouvellesの将来の再生可能エネルギー・プロジェクトの資金調達を行うために、大企業による初の「グリーン・ボンド」の発行をユーロ建てで成功裏に行い、その総額は1.4十億ユーロとなった。

2014年12月31日までに、1,175百万ユーロが13の適格なプロジェクト（1.8GW）、すなわち米国、カナダおよびフランスに位置する10の陸上風力発電所、2つの太陽光発電所および1つのバイオメタン発電所に割り当てられた。

(iv) 既存の原子力発電所

(イ) 英国：ヘイシャム1およびハートルプールの再稼働

EDF Energyが稼働していたヘイシャム1原子力発電所は、燃料交換および8つのボイラー・ユニットの1つを検査するため、2014年6月11日に閉鎖された。2013年の一定期間における計画的な維持および検査の間に実施された試験により、ボイラー・スパインと呼ばれるボイラー部分の欠陥の判明につながり、今回の閉鎖はそれに伴うものである。

EDF Energyは、その安全方針に基づき、類似する設計による他の英国の原子炉であるヘイシャム1の原子炉2ならびにハートルプールの原子炉1および原子炉2を2014年8月11日に閉鎖することを決定した。ヘイシャム1とハートルプールの原子炉4基の全ボイラー・ユニットの検査は現在完了しており、その他の欠陥は特定されていない。

その結果、EDF Energyはこの4基の原子炉を再稼働させることが可能となり、3基は2014年11月および1基は2015年1月に容量を削減した上で再稼働した。

(ロ) ベルギー

ドゥル3およびチアンジュ2の原子炉の原子炉容器の検査により2012年夏季に微小の亀裂が発見され、10か月間におよぶ供給停止となった後、連邦原子力検査庁（AFCN）は、2013年5月17日に両原子炉の運転再開を許可した。事業者であるElectrabelは、原子炉容器の長期的な動作を評価するためのAFCNによる一連の追加テストを受けることに合意した。実施されたテストの1つが専門家の予想する結果とならなかったため、Electrabelは、2014年3月25日、さらなるテスト結果が入手可能となるまで、予防措置として両発電所の操業を一時的に停止するイニシアチブをとった。EDFグループは、かかる2基の原子炉を10.2%保有する。

これに加えて、EDF Luminusが持分を10.2%保有するドゥル4の原子炉は、発電所の非原子力施設における油漏れが蒸気タービンに損害を与えた後、2014年8月4日から2014年12月19日まで運転を停止している。妨害行為の可能性も浮上しているが、油漏れの原因は未だに不明であり、調査は進行中である。

(ハ) IAEAによるEDFの原子力発電所の安全性審査の結果

2014年12月9日において、「コーポレートOSART」の任務の成果がIAEAによって公表された。これは、2013年にチェコのグループであるCEZに初めて同様の審査を実施して以降、当グループのコーポレート・サービスの組織および機能の安全性の融合

に対する初めての評価である。かかる審査は、第3国における原子力の安全規制当局の専門家によって構成される運転管理評価チーム（OSART）によって2週間にわたり実施された。それは主に重大な事故、人材、技術的支援、コミュニケーションおよび維持管理の運営を対象としている。評価の成果は非常に高く、IAEAの基準と比較しても差異はなく、17の優れたプラクティスが潜在的な国際基準として特定された。

（v） エネルギー移行

（イ） エネルギー移行に関する法案の国民議会による第1読会における採択

2014年10月14日において、フランス国民議会は第1読会において環境に配慮した成長に向けたエネルギー移行に関する法案を採択した。かかる法案には、中長期的な目標が設定されている。

主要な目標は、2030年および2050年における温室効果ガスの排出量を、それぞれ1990年基準の40%および75%まで削減し、かつ、エネルギー消費量を2050年までに半減することであり、中期的目標として2030年まで20%削減を掲げている。

また、法案は、フランスのエネルギーの種類に変化をもたらし、2025年までには原子力発電量の割合を現状の75%から50%へ削減し、化石燃料を2012年から2030年の間に30%削減し、また、再生可能エネルギーの最終消費量の割合を2030年までに32%に増加することも目標にしている。

原子力に関しては、法案は、原子力発電総容量を63.2GWに制限することを提案しており、かかる容量は現在稼働中の原子力発電所の生産容量と同じである。

その他の目標には、2017年から1年に500,000戸の住宅を省エネに改築し、また、2050年までにBBC（低消費建築物）の低エネルギー建築基準を満たすよう全建物を修復することが含まれる。

法案には、気候とエネルギーの政策に関する新たな政府構造も取り入れている。戦略的計画に準拠していない投資判断には反対する権限が政府委員に付与されており、EDFは、複数年にわたるエネルギー・プログラムに準拠した戦略的企業計画を用意する必要がある。

法案のその他の重要な点には、再生可能エネルギーの支援制度改革およびCSPE（公共電力サービス拠出金）制度の統治改革が含まれる。

現在、立法手続が継続中であり、上院による法案の審査は2015年初めに行われる。

（ロ） エネルギー移行に関する金融解決策策定のためのAmundiとのパートナーシップ

2014年10月29日において、EDFグループと欧州首位のアセット・マネージャーであるAmundiは、共同資産管理会社の設立に向けたパートナーシップの締結を発表した。かかる会社の目的は、機関投資家や一般投資家と資金を調達し、エネルギー移行プロジェクト向けの第三者の資金を管理することである。EDFとAmundiは、再生可能エネルギー発電（風力発電所、太陽光発電所、小規模な水力発電所等）向けの新たな種類の資金および（特にエネルギー多消費型産業における）B2Bエネルギー保全を市場に提供することを目指している。

（vi） 規制環境

（イ） フランス

（a） NOME法およびARENH制度

原子力発電電力の供給への規制されたアクセスに関するARENH制度に基づくEDFの競合他社に対する電力供給は、2014年において71.3TWhの容量（うち上半期における容量は36.8TWh）であった。かかる制度に基づく年間容量は、2014年1月1日以降、電力的な損失を填補するために電力網事業者に販売された量につき、政府の決定により定められる予定に基づき段階的に引き上げられるが、100TWhを超えてはならない。2015年度上半期に係るARENHの料金の恩恵を受ける供給業者からの2014年11月の申請容量（15.8TWh）は前年度に比べて大幅に減少していた。これは主に、卸売市場価格が下落し、より魅力的なエネルギー供給源となったことに起因する。

ARENHの価格は、2012年1月1日以降42ユーロ/MWhに設定されており、既存の原子力発電所による発電の経済環境を後に反映するように設定されている。ARENH価格のコストの評価方法を定義する命令の草案は、フランス高等エネルギー理事会（CSE（*Conseil supérieur de l'énergie*））が2014年6月19日に検討し、フランスの競争当局およびCREも検討した。かかる草案は、現在、欧州委員会が検討しており、かかる委員会が価格の算出方式を承認しなければならない。フランス政府は、当該方式は2015年7月1日から適用されることを発表した。2014年10月15日において、CREは、その日付現在においてCREが所有していた情報に基づいた規制電力の販売料金に関する報告の中で、かかる方式を適用した場合、2015年には約2ユーロ/MWh上昇することになると記載した（「第2 3（2）①（iii）（ホ）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。）。

（b） CSPE

公共電力サービス拠出金（*Contribution au Service Public de l'Électricité*またはCSPE）は、特にEDFに割り当てられた特定の公共サービス費用を補償するために存在する（地方配電会社および*Electricité de Mayotte*もまた、同制度に少額の拠出を行っている。）。CSPEは電力消費量に基づいて算出されており、最終顧客から直接徴収される。

2013年初めにEDFとフランス当局の間で締結された契約に従い、EDFは、2012年12月31日現在のCSPEの不足額で構成される債権およびかかる不足額に関する当グループの負担費用（2014年12月31日現在合計約5.1十億ユーロ）につき、2018年12月31日までの期間にかけて、段階的に払い戻される。またフランスの2013年の補正予算法では、CSPEのメカニズムによって不足額を負担する費用を、EDFがCSPE制度を通して補償を受ける公共サービス費用として認識している。かかる費用を計算する方法はフランス・エネルギー法の第L.121-7条および第L.121-8条に規定されている。2012年12月31日現在において、当該不足額に対するEDFの負担額は627百万ユーロに相当するものであり、2014年9月30日に公表された決定で確定された。また、2014年においては、CREは、2013年にEDFが負担した当該費用額は87百万ユーロであると認識した。

2014年における主要な発展は、購入義務の法規制上の環境に関係している。

・欧州委員会の正式な差止命令の後、太陽光発電料金の補助金制度は2014年4月25日付決定により廃止となった。2013年初めに導入されたこの制度は、欧州において製造された太陽電池パネルを利用した発電所に対して、追加的な補助金を適用していた。

－フランス政府は、洋上風力発電所（1,000MW）に関する2回目の入札を実施した。市場価格を超える過剰な費用は、CSPEにより補償される。

－2014年6月17日、フランスのエコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、陸上風力発電の電力の購入条件を定める決定を行った。フランスの2014年7月1日付官報において公表された当該決定は、2008年に定められ、政府補助金に関する通知を欧州委員会に対して行う手続を遵守しなかったとして、Vent de Colèreの団体により法的手段を講じられた後、2014年5月28日に国務院により取り消された従前の条件に取って代わるものである。新たな決定は、2008年の決定による風力発電の購入条件を採用し、CSPEへの影響には変更はなかった。

－CREは、2014年12月16日において、EDFが購入した購入義務によってカバーされるエネルギー卸売市場における将来的な販売を承認する決定を公表した。収支を評価する範囲が定義され次第、予想額および購入義務に基づいた実際のエネルギー生産金額の間の差額の費用について補償される。これにより、購入義務に基づきEDFが負うエネルギーの余剰費用に対して客観的な補償が提供される。

2014年に補償される費用は5,888百万ユーロであり、2013年を15%上回った。かかる増加は主として、市場価格の下落、また、風力発電施設および太陽光発電施設により生産される再生可能エネルギー量の増加により説明できる。また、より小さい要因として、基本必須料金の受給者の人数が増加したことにより、連帯料金が約100百万ユーロ増加したことが挙げられる。2014年に受領した金額は、2014年1月1日から適用されるCSPEの増加（2013年から3ユーロ/MWh増加し、2014年のCSPEは16.5ユーロ/MWhとなった。）により、2013年から12%増加して、合計5,195百万ユーロであった。CSPEの回収額の増加は、2014年の温暖な気候の影響および除外された容量の増加によって限定的であった。2014年12月31日現在、費用はEDFが記録した収益を699百万ユーロ（2013年および2014年の新たな不足額を負担する費用も含まれる。）上回った。

2014年10月15日におけるCREの決定は、2015年に事業者に補償される予定の全費用は6,431百万ユーロ、また、回収された拠出金は合計7,002百万ユーロになるはずであると述べている。

(c) TURPE 4 電力網使用料金

公共送電網および公共配電網の使用料金に関する2001年付命令は、EU指令2009/72/ECの規定に従い、2014年12月11日に改正された。

現在、CREしかこのような変更を行う能力を有する機関はないと判断された結果、かかる改正は、通称TURPE(公共送配電網使用料金)の料金の設定方法を変更する。

2014年1月1日からの配電料金を設定するCREによる2013年12月12日付決定は、2013年12月20日付官報において公表された。これらの料金は、2014年1月1日現在に平均3.6%引き上げられ、2014年8月1日からは1.3%引き下げられた。この引下げは、損益の調整勘定（CRCP（実際の数値および料金の基となる予測値の間の差違を調整および相殺するメカニズム））の清算（インフレの影響により0.7%相殺された2%（2012年から2013年までのフランスにおける消費者価格月間指数（タバコを除く。）の平均価値の割合の変動））を反映している。

フランス政府はまた、CREの委員長に宛てた2013年11月12日付書簡の中で、模範的な経済規制手法の導入を可能にする目的において、TURPE電力網使用料金を設定するための確実な法的枠組みを定めた法案を提出する意向であることを発表した。この点は、エネルギー移行に関する法案の条文で提示されている（「第2 3（5）⑧（ii）国レベルでの今後の規制 — グリーン成長に向けたエネルギー移行の法案」を参照。）。

またTURPE送電料金は、再び損益の調整勘定（CRCP）の2%（0.7%のインフレによる相殺後）の清算に応じて、2014年8月1日から1.3%引き下げられた。2014年5月27日、CREは、大口の電力顧客である産業用地向けの送電に係る請求書において、

例外的な50%の引下げを適用する決定を行った。この措置は、2014年8月1日から2015年7月31日まで適用が続く予定であり、地域における総額は60百万ユーロとなる。RTEの所得喪失は、CRCPメカニズムを通じて自動的に料金関連の売掛金となり、2015年8月1日および2016年8月1日の料金変更を通じて補償される（「第2 3（2）②（iv）公共送配電網使用料金（TURPE）」も参照。）。

（d） 国務院による規制販売料金の中止

国務院は、フランスのエネルギー小売事業者協会（ANODE）が行った廃止に関する上訴により、2014年4月11日付の決定において、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間に係る規制電力販売料金を一部廃止した。国務院は、2012年7月20日付の省令により2%に制限されている当該期間中の「黄色」料金および「青色」料金の引上げが、EDFの電力発電費用を補填するのに不十分であり、また2015年12月31日までに料金を市場価格で配電される電力供給費用と同じ水準にする立法者の目的上の観点から、低すぎると判断した。

国務院は、関係する担当大臣に対して、その決定により定められる方針が組み込まれた遡及効力のある新たな料金に関する決定を2か月以内に発表するように命じた。かかる命令に応じて、政府は料金に関する決定案を2014年7月31日付官報に公表した。かかる決定の草案は、2012年7月23日から2013年7月31日までの「青色」料金について新たな基準を定めた。したがって、EDFは2015年からは当該期間に発行した請求について追加の金額も請求する予定であり、2014年のEDFの連結財務書類に計上された収益（税抜き）は921百万ユーロであった。

2014年9月12日において、国務院の急速審理裁判官は、前回の2013年7月26日における判決で言及された「青色」規制料金について、平均5%引き上げる見通しをエネルギー担当大臣が破棄した2014年7月28日の決定を停止するようANODEが求めている申請を却下した。裁判官は、問題が急速審理の要件を満たしていないことから、急速審理の手続は不適切であると考えた。現在、本件の内容に関する判決待ちである。

（e） フランスの規制電力販売料金

2013年7月26日付の料金に関する決定は、2014年8月1日から「青色」規制販売料金を平均5%引き上げることを定めている。2014年7月4日、フランス政府は、かかる引上げを取り消すことを発表し、これに係る決定が公表された。

また政府は、2015年12月31日より前に規制販売料金を構築するための方法を導入するために、2009年8月12日付命令第2009-975号を修正する決定を下した。かかる方法とは、既存の原子力による電力に対する規制されたアクセス（ARENH）の価格、エネルギー卸売市場における補完購入による供給費用（供給量の保証を含む。）、電力網に係る費用および商業的費用ならびに標準的な対価を「積み重ねる」または合計することを意味する。また、命令は費用保証原則を肯定するものである。この新たな命令は2014年10月28日に公表された。これに基づき、2014年11月1日付で新たな料金基準が正式に決定された。住宅用顧客の「青色」料金については2.5%、「緑色」料金については3.7%、「黄色」料金については2.5%の平均上昇率であった。非住宅用顧客の「青色」料金は、平均0.7%減となった。

（f） 原子力発電費用に関する会計検査院の報告書

2014年5月27日、フランス会計検査院は、原子力発電費用について調査を行っているフランス議会委員会の一環として、原子力発電費用に関する報告書を発表し、2012年1月付の直近の報告書を更新した。かかる報告書では、2010年から2013年までの間の原子力発電所の運転費用の増加、既存の原子力発電所への投資予想、原子力発電所の将来の費用ならびに原子力運転に係る事故および民事責任の問題が考察されている。

2012年1月付報告書において、2011年から2025年までの期間における既存原子力発電所の投資支出（福島事故の後、原子力安全当局（ASN）により発表された提言を実施するための追加費用を含む。）は、55十億ユーロと見積もられている。かかる費用の軌跡は、発電所の標準的および非標準的な維持管理および安全性の向上を網羅した、原子力施設の安定した耐用年数を確保するための大規模な産業上の点検プログラムに対応している。

会計検査院の2014年報告書において、かかるプログラムの総費用は、62.5十億ユーロ（2014年から2025年までの期間における55十億ユーロを含む。）になると見積もられている。これは、発電所の耐用年数を50年に延長することがどのように考慮されるかにより、2011年から2025年までの期間において見積もられる56.4ユーロ/MWhから61.6ユーロ/MWhまでの予想費用に対応する。かかる費用は、発電所の耐用年数が50年であるという想定に基づくEDFの見積費用（約55ユーロ/MWh）と整合性を有している。

（g） 原子力発電費用に関する議会委員会による報告書

2014年6月5日、原子力発電の過去、現在および将来の費用、原子炉の耐用年数ならびに原子力発電および供給の様々な経済的および財務的側面を調査するために設立された前述のフランス議会委員会もまた、報告書を提出した。

2014年1月から5月までに行われた様々な利害関係者との60を超える（そのうちEDFとは10の）インタビューを含む6か月に及ぶ業務が行われた後、委員会はその報告書の最後に16の提言を行っている。かかる提言は、グリーン成長のためのエネルギー移行に関する法案に関して、議会討論において報告することを目的としている。原子力の費用に関しては、会計検査院によって設定された数値を委員会の報告書は引用しており、かかる分野の費用の一般的傾向について懸念を示した。委員会は、原子力の分野に影響を及ぼす不確実要素を減らすよう、公的機関が（とりわけエネルギー移行法によって）戦略的なエネルギーの枠組みを定める必要があることを提言している。

原子力発電所の稼働の耐用年数に関しては、電力の種類の多様化が段階的に浸透するよう、40年後に発電所を計画的に閉鎖するよりも、40年から50年超の間に一度に入れ替わることがないように閉鎖することを報告書は提言している。

委員会は、ほかにも再処理政策とMOX燃料（再処理されたプルトニウムから生成された燃料）、原子力発電所事故の費用、Cigéo廃棄物貯蔵センターのプロジェクト費用をさらに研究することを提言し、公的機関が承認する費用の定義付けを急速に行う必要性について強調した。

（ロ） 英国

2014年3月19日、英国政府は、供給量市場を創設することを確認した。EDF Energyは、2018年10月に契約が開始され、2014年12月に行われた第1回目の供給量に関する入札に参加し、その供給量97%または12.2GWが適格とされた。

2011年、気候変動と闘う目的において、英国政府は、二酸化炭素排出権の価格に税金を足した価格で構成される、炭素の最低価格を保証するための炭素価格支持メカニズムを導入した。かかるメカニズムの目的は、2020年における全体的な炭素価格（排出権および税金）を、二酸化炭素価格が約15英ポンド／トンとなった場合の目標値である30英ポンド／トンとすることである。2014年3月、市場の二酸化炭素価格の大幅な下落を背景に、英国政府は、2016年4月から2020年まで、炭素税の上限を18英ポンド／トンとすることを決定した。

2014年6月26日において、英国の競争および市場当局（CMA）がエネルギー市場の調査を開始した。その結論は、2015年12月に発表される予定である（「第2 3（3）①（iv）（ホ）英国の法的環境」も参照。）。

（ハ） ベルギー

原子力エネルギーから撤退する時期に関する2003年法を改正する2013年12月18日付法律は、Electrabel、EDFおよびベルギー政府の3当事者間の契約の原則を定め、（EDF Belgiumが直接50%持分を保有する）チアンジュ1の耐用年数を2025年まで延長するための条件、とりわけ政府関係者が負担すべき手数料を定めている。かかる契約は、2014年3月12日に締結され、かかる延長の運営上、財務上および法律上の条件を定めている。

ベルギー政府は、冬季における国のエネルギー供給を確保するために、一時的または永久的に閉鎖されることが発表されている火力発電所に対する入札を通して、戦略的な備蓄を準備した。価格の合理性に関してベルギーの電力およびガスの規制機関であるCREG（*Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz*）の承認を得た後、最も魅力的な提案が選択された。この戦略的な備蓄の対象となる発電所は、固定費を補償するための支払いを受け取ることになる。EDF Luminusが完全保有するセラン発電所は、2014年冬季からの3年間をその対象に選ばれ、2013年3月に発表していた一時的な閉鎖に終止符を打った。

2014年12月18日において、ベルギー政府は、ドゥル1およびドゥル2の原子炉の稼働期間を10年延長したい意向を発表した。かかる耐用年数が2025年を過ぎることも、または50年続くこともない。かかる延長は、関連ある施設の安全および警備の状況を設定した上で、当局（AFCN）の事前の承認を必要としている。また、すべての利害関係者の包括的な合意も必要となる。

（二） ハンガリー

当グループは、子会社であるBudapesti Erőmű Zrt（BE Zrt）を通じて熱電事業および発電事業を行っており、また、EDF Démasz Zrt.を通じて、電力の供給および販売を行っている。2014年9月に、規制当局は、国内顧客に対するガス、電力および暖房の供給に係る規制料金のさらなる削減を適用した。国内の電力顧客向けの削減率は5.7%であり、これは以前、2013年1月（－10%）および2013年11月（－11.1%）に適用された2つの削減の後に行われた。

（3） 2013年および2014年の事業および連結損益計算書の分析

2013年および2014年の連結損益計算書における売上高およびEBITDAの表示および分析は、2つのレベルによって表示されている。まずは当グループに焦点を当て、次に異なる事業セグメント（フランス、英国、イタリア、その他国外およびその他事業）に焦点を当てる。EBIT（営業利益）および純利益はさらに一般的な観点から分析される。

2013年の比較数値は、IFRS第10号および第11号の遡及適用の影響（－666百万ユーロのEBITDAへの影響。EDFの純利益への影響はない。）について再表示されている。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)
売上高	72,874	71,916
購入燃料およびエネルギー費用	△36,704	△38,116
その他の対外費用	△9,181	△8,287
人件費	△11,785	△11,291
法人所得税以外の税金	△3,593	△3,481
その他の営業収益および営業費用	5,668	5,358
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,279	16,099
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	203	14
減価償却費および償却費（純額）	△7,940	△7,154
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△157	△227
(減損)／戻入	△1,189	△617
その他の収益および費用	△212	219
営業利益 (EBIT)	7,984	8,334
金融損益	△2,551	△2,942
連結会社の税引前利益	5,433	5,392
法人所得税	△1,839	△1,896
関連会社およびジョイント・ベンチャーの利益 に対する持分	179	262
グループの純利益	3,773	3,758
EDFの純利益	3,701	3,517
非支配持分に帰属する純利益	72	241
1株当たり利益 (EDF持分) (単位：ユーロ)		
1株当たり利益	1.78	1.84
希薄化後1株当たり利益	1.78	1.84

① 売上高

連結売上高はわずかに増加（＋1.3%）した一方、本業は1.4%のマイナス成長を示した。

(i) グループ売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
売上高	72,874	71,916	958	+1.3	-1.4

売上高は、2013年より958百万ユーロ（＋1.3%）増加し、2014年には72,874百万ユーロとなった。これには、2012年から2013年の規制料金の還付（2014年4月11日の国務院の決定による、2012年7月23日から2013年7月31日の期間における規制料金の還付）における921百万ユーロの好影響が含まれる。ユーロに対する英ポンドの上昇に主として起因する外国為替の影響（＋519百万ユーロ）およびフランスにおけるDalkiaの買収に関連して生じた連結範囲の変更（＋1,449百万ユーロ）を除いて、売上高における本業の成長率は、天候による穏やかな影響により1.4%となった。

(ii) セグメントごとの売上高の増減

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率(%)
フランス	39,910	40,210	△300	-0.7	-0.2
英国	10,160	9,782	378	+3.9	-1.9
イタリア	12,687	12,689	△2	0.0	-0.4
その他国外	5,603	6,349	△746	-11.7	-11.1
その他事業	4,514	2,886	1,628	+56.4	+0.8
フランスを除く 地域の合計	32,964	31,706	1,258	+4.0	-2.9
グループ売上高	72,874	71,916	958	+1.3	-1.4

フランスセグメント以外の売上高は、2013年は連結売上高合計の44.1%であったのに対して、2014年には45.2%となった。

(イ) フランス

フランスセグメントにおける売上高の増減

フランスのグループ売上高に対する貢献は、合計39,910百万ユーロとなり、これは2013年と比べ90百万ユーロ（-0.2%）の本業のマイナス成長であった。

この売上高の減少は、1,899百万ユーロの影響をもたらした天候による影響（-25.4TWh）に起因する最終顧客に対する販売量の減少に主に起因し、これは、2013年8月および2014年11月における電力料金の引上げ、TURPE電力網接続料の変更および2012年から2013年における規制料金の還付（+908百万ユーロ）により、その一部のみが相殺された。最終顧客に対するガスの売上高は、主に天候の影響（-3.1TWh）により、133百万ユーロ減少した。

2014年12月31日現在、EDFの全最終顧客に対する電力売上高の市場シェアは、78.8%であり、2013年12月31日から0.9ポイント下落した。EDFの天然ガス市場シェアは4.7%であり、2013年12月31日から0.3ポイント上昇した。

フランスセグメントの発電および供給（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販売）（非規制業務）、電力網業務（2010年12月31日から送電業務において持分法を適用したことにより、電力網業務は配電のみを指す。フランス本土において、電力網業務は、TURPE（公共送配電網使用料金）を介して規制されている。規制業務の売上高は、統合料金に含まれる配電費用を含む。）および島部業務（EDFの島部エネルギー・システム（IESおよびPEI）における発電および配電事業。）の売上高の内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
売上高	39,910	40,210	△300	-0.7	-0.2
発電および供給 (非規制業務)	37,678	38,007	△329	-0.9	-0.3
電力網業務	13,276	13,807	△531	-3.8	-3.8
島部業務	1,071	931	140	+15.0	+15.0
消去	△12,115	△12,535	420		

発電および供給（非規制業務）の売上高における0.9%の減少は、主に（2013年の低気温と比較して）2014年の温暖な天候に起因する販売量の減少の悪影響によるものであり、これは2013年8月1日および2014年11月1日の料金引上げならびに規制料金の還付によりその一部のみが相殺された。

電力網業務の売上高は、公共送配電網使用料金が2014年1月1日以降増加したことによる好影響があったにもかかわらず、2013年と比較して温暖であった2014年の天候による送電量の減少により、3.8%減少した。

発電

原子力発電量は、2013年において403.7TWhであったのに対し、2014年は415.9TWhとなり、+12.2TWh増加した。かかる値は、市場に発表された2014年の目標値である410TWhから415TWhの上端を上回った。かかる著しい改善は、計画的な供給停止の平均

延長期間が半分に短縮されたことに伴い、計画的な供給停止期間の管理が改善されたことに起因する。2014年の稼働率は、2013年（78.0%）より高く、80.9%であった。

水力発電量は、特に水位が高かった2013年から条件が悪化し（天候の詳細は「第3 7（2）①（iv）天候：気温および降雨量」を参照。）、2013年から5TWh減少して、37.5TWhとなった。

火力発電量は、2013年から8.7TWh減少し、合計6.9TWhとなった。かかる減少は、主に汚染率が高い発電所の廃炉が進んだこと、天候の状況を背景とする火力発電所の使用量の低下ならびに電力および化石燃料の価格差の悪化に起因する。

最終顧客（Eurodifおよび地方配電会社を含む市場セグメント）への販売量は、26.8TWh減少し、このうち25.4TWhは気温差に起因する。2012年に初めて実施されたVPP（仮想発電所供給量入札システム（数か月から3年にわたる期間の配電につき発電を行う。））入札制度の終了の影響により、2014年の販売量は5.4TWh減少した。ARENH制度の下で供給された電力は、71.3TWhであった。

2014年、EDFは、市場において27.0TWh（2013年から24.5TWh増加）に及ぶ純売手となった。

（ロ） 英国

英国の売上高は、2014年には10,160百万ユーロとなり、2013年から3.9%増加し、これは1.9%の本業のマイナス成長に相当する。これには、為替による好影響（572百万ユーロ）が含まれる。

ガス売上高の減少は、主として、2013年と比較して天候が好ましくなかったことに起因する。

（ハ） イタリア

イタリアの連結売上高に対する貢献は、2013年と比較して安定した結果となり（本業においては-0.4%）、12,687百万ユーロとなった。

特別に温暖な冬の気温ならびにガスおよび電力の市場における価格の低下の影響を受け、電力およびガスの需要が急減したことにより特徴付けられる環境において、Edisonの売上高は、引き続き安定（+0.2%）していた（本業においては-0.2%）。

電力事業の売上高は、卸売市場における販売量および最終顧客に対する販売量の好調な増加により9.7%増加し、市場価格の低下による悪影響を大幅に相殺した。

対照的に、炭化水素事業の売上高は、強い影響を及ぼした天候からの悪影響を受け、かかる影響は住宅用顧客への販売量および火力発電所に大きな影響を及ぼした。企業用顧客への売上高は、年間を通して大幅な伸びを示した。

Feniceは、エネルギー改革の影響を受けたスペインにおける事業により、400百万ユーロの売上高を記録し、これは2013年から-22百万ユーロの本業のマイナス成長であった。

（二） その他国外

その他国外セグメントは、主に英国およびイタリアを除く欧州における事業ならびに米国、ブラジルおよびアジア（中国、ベトナムおよびラオス）における事業を対象としている。

その他国外セグメントは、2013年と比べ746百万ユーロまたは-11.7%減少し、2014年においては、グループ売上高に5,603百万ユーロ貢献した。外国為替の影響（-44百万ユーロ）を除き、本業において売上高は減少した（2013年と比べて-11.1%）。

かかる減少は、主に以下の要因によって説明される。

- ・ベルギーにおける売上高の減少（本業において-594百万ユーロの減少）は、2014年のより温暖であった気候およびより厳しくなった競争による電力価格への圧力に沿って、特にガス販売量が減少したことに起因する。
- ・ポーランドにおける減少（本業において-124百万ユーロの減少）は、2014年のより温暖であった気候に起因する市場価格の低下に関連するものであった。
- ・ハンガリーにおける売上高（本業において-74百万ユーロの減少）は、電力価格の低下および市場での販売量の減少による影響を受け、また、規制業務に対する料金に関する不利な規制環境により不利な状態に置かれた。

しかし、ブラジルにおいては、水位がとりわけ低かったことによりスポット市場での電力販売が例年になく高価格にて行われたため、売上高は増加した（本業における+113百万ユーロの成長）。

（ホ） その他事業

その他事業は、EDF Énergies Nouvelles、EDF Trading、Électricité de StrasbourgおよびDalkia等で構成される。

2014年におけるグループ売上高に対するその他事業セグメントの貢献は、2013年から1,628百万ユーロ（56.4%）増加し、4,514百万ユーロとなり、これは22百万ユーロ（+0.8%）の本業の成長に相当する。連結範囲の変更による影響は、+1,614百万ユーロまたは+55.9%であり、これは主に、2014年7月下旬のフランスにおけるDalkiaの事業の買収に関連している。

グループ売上高に対するEDF Énergies Nouvellesの貢献は、2013年から36百万ユーロ（+4.6%）の本業の成長を記録した。かかる増加は、主として、発電事業が拡大したことによるものである。

EDF Trading（EDF Tradingの売上高は、その取引マージンにより構成される。）の売上高は、北米における事業の好調な業績により、2013年から85百万ユーロ（+11.0%）の本業の成長率を示した。

しかしながら、Électricité de Strasbourgの売上高は、2013年から50百万ユーロ（-6.1%）の本業のマイナス成長を示し、これは主に2014年の天候がより温暖であったことによる販売量の減少に起因するものである。

本セグメントにおける売上高は、Dalkiaのフランス事業の買収を反映した2014年7月25日以降の連結範囲の変更による好影響を含む。

② 減価償却費および償却費控除前営業利益（EBITDA）

EBITDAは7.3%増加し、6.5%の本業の成長（2012年から2013年の料金の還付による+4.6%を含む。）となった。Edisonおよび2012年から2013年の規制料金の還付を除いた場合、本業の成長は、2014年初頭に設定された当グループの目標である3%を上回る3.2%となった。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
売上高	72,874	71,916	958	+1.3	-1.4
購入燃料およびエネルギー費用	△36,704	△38,116	1,412	-3.7	-5.3
その他の対外費用	△9,181	△8,287	△894	+10.8	+1.1
人件費	△11,785	△11,291	△494	+4.4	+0.7
法人所得税以外の税金	△3,593	△3,481	△112	+3.2	+2.8
その他の営業収益および営業費用	5,668	5,358	310	+5.8	+6.0
EBITDA	17,279	16,099	1,180	+7.3	+6.5

(i) 連結EBITDAの増減および分析

2014年の連結EBITDAは、2013年から7.3%増加して17,279百万ユーロとなった。EBITDAには、2012年から2013年の規制料金の還付による好影響744百万ユーロが含まれる。主に2014年7月のDalkiaのフランス事業の買収に関連する連結範囲の変更による22百万ユーロのプラスの影響および主としてユーロに対する英ポンドの上昇による外国為替による109百万ユーロの好影響の調整後、本業の成長率は+6.5%であった。

当グループは、その営業コストを管理する努力を強化した。Sparkコスト削減計画がその増加を1.1%（一定の連結範囲、為替レートおよび方法に基づく。）に制限した一方で、営業コストの増加は、2014年において引き続き鈍化し、+0.9%となった（一定の連結範囲および為替レートに基づく。）。

2014年の当グループの購入燃料およびエネルギー費用は、36,704百万ユーロとなり、2013年と比較して1,412百万ユーロ（-3.7%）の減少、または、本業における2,003百万ユーロ（-5.3%）の減少であった。

フランスでは、1,219百万ユーロ（-7.3%）の本業のマイナス成長となり、これは主に以下に起因する。

- ・販売量の減少による市場における購入の減少
- ・2013年における、地層処分計画に関する研究のためのANDRAの新しい財務要件を反映するための放射性廃棄物長期管理引当金における208百万ユーロの増加の認識

イタリアでは、2014年における価格の大幅な減少により購入燃料およびエネルギー費用の増加が相殺され、本業はマイナス成長（-214百万ユーロまたは-2.0%）を示した。ベルギーにおける減少（-456百万ユーロまたは-14.5%）は、販売量の減少に関連している。

その他の対外費用は、2013年から894百万ユーロ（+10.8%）増加（本業における94百万ユーロまたは+1.1%の増加）して、2014年は9,181百万ユーロとなった。フランスでは、その他の対外費用は、167百万ユーロ（+3.1%）増加した。

当グループの人件費は、2013年から494百万ユーロ（本業においては+76百万ユーロまたは+0.7%）増加して11,785百万ユーロとなった。フランスでは、人件費が、本業において2013年から0.5%増加して、9,071百万ユーロとなり、かかる増加は主として、（主に2013年の年金改革による）年金費用の減少を相殺した従業員数の増加を反映したものである。

2014年における法人所得税を除く税金は、2013年から112百万ユーロまたは+3.2%（本業の成長率は+2.8%）増加して3,593百万ユーロとなった。かかる増加は、フランスの発電事業に係る法人所得税以外の税金引上げの影響によるものであった。

その他の営業収益および営業費用は、2014年において5,668百万ユーロの純利益があり、2013年から310百万ユーロ増加した（324百万ユーロまたは+6.0%の本業の成長）。フランスにおいては、主にCSPEの増加により、481百万ユーロの本業の成長を

記録した。イタリアでは、主に長期ガス契約に関連する再交渉および仲裁による経常外の影響により275百万ユーロの本業のマ
イナス成長となり、この影響は2014年（ロシア）より2013年（アルジェリアおよびカタール）の方が高かった。

(ii) 連結EBITDAの増減およびセグメントごとの分析

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
フランス	12,198	10,778	1,420	+13.2	+12.6
英国	1,941	1,992	△51	-2.6	-8.5
イタリア	886	1,059	△173	-16.3	-17.3
その他国外	632	814	△182	-22.4	-21.4
その他事業	1,622	1,456	166	+11.4	+15.0
フランスを除く地域の合計	5,081	5,321	△240	-4.5	-5.8
グループEBITDA	17,279	16,099	1,180	+7.3	+6.5

(イ) フランス

フランスセグメントのEBITDAの変動

フランスにおける2014年の連結EBITDAに対する貢献は、2013年から13.2%増加し（規制料金の還付の+6.8%を含む。）、12,198百万ユーロとなり、本業の成長率は12.6%となった。好調な業績は、天候による影響を相殺してなお有り余るものであった。当グループのEBITDAにおけるかかる貢献は、2013年に66.9%であったのに対して、2014年は70.6%を占めた。

EBITDAのフランスセグメントにおける発電および供給（非規制業務）、電力網業務および島部業務の内訳（この内訳の詳細は「第3 7 (3) ① (ii) (イ) フランス」に記載されている。)

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)	本業の成長率 (%)
EBITDA	12,198	10,778	1,420	+13.2%	+12.6
発電および供給 (非規制業務)	7,929	6,705	1,224	+18.3%	+17.3
電力網業務	3,558	3,641	△83	-2.3%	-2.2
島部業務	711	432	279	+64.6%	+64.6

発電および供給（非規制業務）のEBITDAは18.3%増加した。2012年から2013年の規制料金の還付による731百万ユーロの影響および上流ガスポートフォリオ運用事業の「その他事業」セグメントへの振替えに関連する連結範囲の変更による63百万ユーロの調整後、EBITDAは430百万ユーロまたは+6.4%増加した。かかる増加は、主に原子力発電量における改善（+289百万ユーロ）、規制販売料金でのエネルギー費用の増加（+413百万ユーロ）ならびに温暖な天候による影響（-141百万ユーロ）および2013年の水位が大変良好であったことから減少した水力発電量による影響（-170百万ユーロ）を相殺した二酸化炭素排出権に関連する費用の減少（+151百万ユーロ）により説明される。その他の対外費用および人件費の穏やかな増加（+0.7%）は、主に費用の管理への取組みおよび計画されていた原子炉の供給停止計画による好業績によるものである。

電力網業務のEBITDAは、温暖な天候による影響（-385百万ユーロ）が、公共送配電網使用料金の上昇および電力市場価格の下落によるネットワーク損失の補填のために縮小した購入により、その一部のみが相殺されたことから、2.2%減少した。

島部業務のEBITDAは主に、実質的にすべてのディーゼル火力発電所を更新する目標を掲げた当グループが2009年に開始した投資への取組みを受け、子会社EDF PEIが稼働させた新たな発電所により、279百万ユーロ（+64.6%）増加した。

(ロ) 英国

英国における当グループの2014年のEBITDAに対する貢献は、2013年から2.6%減少し、1,941百万ユーロ（外国為替の好影響による116百万ユーロを含む。）であり、これは8.5%の本業のマイナス成長に相当する。

2014年の原子力発電量は、前年から-4.2TWh減少し、56.3TWhであった。かかる減少は、主にヘイシャム1およびハートルプールの原子炉の予定外の供給停止に起因する。ボイラー装置の点検後、2014年後半および2015年初頭に操業が再開された。残りの原子力発電所による発電は、非常に良いパフォーマンスを記録した。

B2CのEBITDAは、主に製品勘定の平均の増加および天候によるガス売上高への悪影響があったことにもかかわらず、EDF Energyによる費用削減への継続的な取組みの結果、向上した。

(ハ) イタリア

イタリアセグメントにおける当グループの連結EBITDAに対する貢献は、2013年から16.3%の減少、または、本業における17.3%のマイナス成長により、886百万ユーロとなった。

かかる変動は、主にEdisonに関連しており、Edisonにおける2014年のグループEBITDAに対する貢献は、176百万ユーロ減少（本業において-18.2%）し、801百万ユーロとなった。かかる減少は、長期ガス契約に関連する交渉および仲裁からの経常外の影響によるものであり、この影響は2014年（ロシア）より2013年（アルジェリアおよびカタール）のほうが高かった。これらの経常外の影響について修正された後、イタリアセグメントにおけるEBITDAは、良好なパフォーマンスを反映し、10%を超える本業の成長率を示した。

リビアとの間のガス契約に関する2回目の交渉は、2015年度上半期に終了する見込みである。これにより、2012年後半に開始されたすべての契約に関する価格改定のサイクルが終了することになる。

価格が下落する状況の中、電力事業のEBITDAは、水力発電の条件が非常に良好であったことおよび火力発電所の潜在的柔軟性が最適化されたことにより、その2013年の水準を維持した。

Feniceにおける2014年のグループEBITDAに対する貢献は、スペインにおけるエネルギー改革の結果、2013年から5.5%減少し、86百万ユーロとなった。

(二) その他国外

2014年におけるその他国外セグメントのEBITDAは、2013年から22.4%減少し、632百万ユーロとなり、21.4%の本業のマイナス成長となった。

ベルギーのEBITDAは、ドゥル3、ドゥル4およびチアンジュ2の原子炉の予定外の一時的な操業停止（「第3 7（2）②（iv）（ロ）ベルギー」を参照。）、温暖であった天候からの影響によるガス販売量の減少および厳しい市場における電力利幅の縮小からの悪影響を受け、158百万ユーロの本業のマイナス成長を記録した。

ポーランドのEBITDAは、電力卸売市場における価格の減少および天候の影響による熱量の販売量の低下により、59百万ユーロの本業のマイナス成長を記録し、これらの要因は、グリーンエネルギー発電の利幅の改善およびコジェネレーションにおける新たな支援によりその一部のみが相殺された。

2013年において、本セグメントは、SSEの売却による利益からの好影響を記録したが、2014年には同様の影響はなかった。

ブラジルのEBITDAは、主に良好な市場環境による電力利幅の改善により、65百万ユーロの本業の成長を達成した。

(ホ) その他事業

その他事業のグループEBITDAに対する貢献は、2014年において1,622百万ユーロとなり、2013年から15.0%の本業の成長となった。

2014年のEDF Énergies Nouvellesの連結EBITDAに対する貢献は、合計690百万ユーロであった。2013年と比較した40百万ユーロ（+6.2%）の本業の成長は、主に、特に活発であったストラクチャード・アセット開発および販売事業により促進された。また、EDF Énergies Nouvellesは、その維持管理事業を引き続き発展させ、かかる事業による容量は2013年12月31日において9GWであったのに対して、2014年12月31日には12GW近くを占めた。

EDF TradingのEBITDAは、2013年から本業において105百万ユーロ（+19.9%）成長し、2014年は632百万ユーロとなった。かかる増加は、主に北米における好調な業績に起因する。

DalkiaのグループEBITDAに対する貢献は、5か月間の連結および開始貸借対照表の一過性の影響により、32百万ユーロとなった。

③ 営業利益（EBIT）

EBITは4.2%減少した。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
EBITDA	17,279	16,099	1,180	+7.3
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	203	14	189	+1,350.0
減価償却費および償却費（純額）	△7,940	△7,154	△786	+11.0
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額	△157	△227	70	-30.8
(減損)／戻入	△1,189	△617	△572	+92.7
その他の収益および費用	△212	219	△431	-196.8
営業利益（EBIT）	7,984	8,334	△350	-4.2

2014年における当グループの連結EBITは、2013年に比べて350百万ユーロ減少し、合計7,984百万ユーロとなった。かかる減少は、主として、特にフランスにおける減価償却費および償却費（純額）の増加、減損の増加ならびにその他の収益および費用における不利な展開により説明される。

(i) 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、2013年の+14百万ユーロから増加し、2014年には+203百万ユーロとなった。かかる好調な推移は、欧州ガス市場における先渡契約の著しい低迷およびヘッジされた額の著しい減少が組み合わさった影響の下、工業用ガスポートフォリオの経済的ヘッジに関連して主にイタリアにおいて生じたものであり、英国ではその程度はこれよりも小さかった。

(ii) 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、2013年から増加した（+11.0%）。

フランスにおいては、主に原子力発電所の主要部品の交換、稼働中の発電所に関する投資および配電における投資に起因して、減価償却費および償却費（純額）において645百万ユーロの増加を記録した。

英国の減価償却費および償却費（純額）は104百万ユーロ（本業においては54百万ユーロ）増加し、かかる増加は、主として2013年度第2四半期からウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン（CCGT）発電所が稼働を開始したことおよび原子力発電所の維持に係る投資の増加に起因するものである。これらの効果は、EDF Energyが発表した発電所の耐用年数の延長（ダンジェネスB原子力発電所について2028年までの10年間の延長を含む。）による好影響により一部相殺された。2009年1月に買収したBritish Energyの閉鎖予定日に関連して、7基のAGR発電所（改良型ガス冷却原子炉）の平均耐用年数の延長は8年であると予想される。

その他事業セグメントにおけるEBITDAの51百万ユーロの増加は、主に2014年7月時点で初めてDalkiaを連結したことによるものである。

(iii) 委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額

2013年と比較した2014年の委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額における70百万ユーロの減少は、主としてERDFに起因している。

(iv) 減損／戻入

2013年の減損は、617百万ユーロとなり、これは主に以下に関連する。

- ・ベルギー：特にEDF Luminusの火力発電施設に関する229百万ユーロ
- ・ポーランド：主に超臨界圧石炭火力発電所の一時停止による127百万ユーロ

2014年の減損は、1,189百万ユーロとなり、これは主に以下に関連する。

- ・ベルギー：市場価格に関する長期予想の悪化によるEDF Luminusの子会社に関する586百万ユーロ
- ・英国：ガスの市場価格の減少によるウェスト・バートンBのコンバインド・サイクル・ガス・タービン発電所ならびに現場の安全性および不利な市場環境を理由として、開発される貯蔵容量の縮小を受けたチェシャー州におけるHill Top Farmガス貯蔵空洞に関する169百万ユーロ
- ・Edison：主に、市場価格の低下により影響を受けた水力発電資産および風力発電資産に関する167百万ユーロ

(v) その他の収益および費用

その他の収益および費用は、2013年は219百万ユーロの純収益であったのに対し、2014年には212百万ユーロの純費用であった。

2013年、その他の収益および費用は主として以下のものから構成された。

- ・フランスにおける年金改革による好影響に関連する472百万ユーロの収益。
- ・オランダにおけるコンバインド・サイクル・ガス発電所であるSLOEへのEDFの投資に関連する174百万ユーロの費用。
- ・特にベルギー、ポーランドおよびハンガリーにおける当グループの事業のための再構築費用。

2014年、その他の収益および費用は主として以下のものから構成された。

- ・Dalkia Internationalの売却による利益およびDalkiaのフランスにおける事業の買収。
- ・フランスの原子力発電所（UNGG発電所、クレイ・マルヴィル、ブレンニリスおよびショーA）の永久的な廃炉にかかる請負業者の見積もりの更新にかかる費用。

④ 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
総金融負債に係る費用	△2,243	△2,262	19	-0.8
割引の影響	△2,996	△2,931	△65	+2.2
その他の金融収益および費用	2,688	2,251	437	+19.4
金融損益	△2,551	△2,942	391	-13.3

2014年の金融損益は、2013年から391百万ユーロ改善して2,551百万ユーロの金融費用となった。これは主に以下に起因する。

- ・総金融負債に係る費用におけるわずかな減少。かかる減少は、固定費の変動費化の好影響により、平均表面年利率が2013年12月31日の3.8%から2014年12月31日の3.3%まで減少したことにより、総負債の増加が相殺されたことによる。
- ・割引費用の65百万ユーロの増加。これは特に、原子力引当金の増加ならびにフランスおよび英国における長期給付および雇用後給付への引当金の増加に起因する。
- ・その他の金融収益および費用における437百万ユーロの改善。これは、主として、専用資産の売却からの利益の増加に関連している。

⑤ 法人所得税

2014年の法人所得税は、1,839百万ユーロとなり、実効税率は、33.8%となった。2013年の実効税率は、35.2%であった。

実効税率は、減損により押し上げられ、かかる要因を消去するための調整後、その値は、2013年に34%であったのに対し、2014年は32.2%であった。

2014年の実効税率が2013年から減少した要因は、主に、2014年に永久劣後債の持参人に対する支払額の損金参入が増加したことおよび2014年におけるDalkiaの事業の好影響によるものである。これらの影響は、英国の税率の引下げに関連する2013年のプラスの影響により一部相殺された（2014年には同等の影響はなかった。）。

⑥ 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

当グループの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は、2013年は262百万ユーロであったのに対し、2014年は179百万ユーロであった。かかる減少は、主として、2013年と比較して2014年始め頃の天候が温暖であったことにより、RTEの純利益が115百万ユーロ減少したことによる。

2014年における関連会社の純利益に対する持分には、合計425百万ユーロの減損が含まれており、これには、エネルギー環境の悪化を反映したAlpiqに関する206百万ユーロ、米国における長期電力価格の見通しの悪化によるCENGに関する122百万ユーロおよび共同支配企業Estag（オーストリア）への83百万ユーロの投資が含まれる。

2013年において、443百万ユーロの減損が認識され、これにはAlpiqにおける284百万ユーロおよびCENGにおける146百万ユーロが含まれる。

⑦ 非支配持分に帰属する純利益

非支配持分に帰属する純利益（従前の少数株主持分）は、2013年から169百万ユーロ減少し、2014年において、72百万ユーロとなった。かかる変動は、主に、Centricaの英国における原子力発電事業からの収益が発電量の減少に伴い減少したことおよびEDF Luminusの純利益における非支配持分の収益の減少により説明される。

⑧ EDFの純利益

EDFの純利益は、2013年と比較して184百万ユーロ（+5.2%）増加し、2014年は合計3,701百万ユーロであった。

⑨ 経常外項目を除く純利益

当グループの経常外項目を除く純利益*は、2013年から17.9%増加して、2014年においては4,852百万ユーロであった。

* 経常外項目ならびに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）を除く当グループの税引後純利益。

税引後の経常外項目ならびに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、以下のとおりである。

- ・その他リスクおよび減損は、2013年の－615百万ユーロと比較して、2014年は－1,290百万ユーロであった。
- ・税引後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は、2013年の＋15百万ユーロと比較して、2014年は＋139百万ユーロであった。

(4) キャッシュ・フローおよび純負債額

① キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	10,625	10,865	△240	-2.2
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△12,393	△11,707	△686	+5.9
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,223	896	327	+36.5
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△545	54	△599	n.a.
現金および現金同等物の期首残高	5,096	5,035	61	+1.2
現金および現金同等物の純増加/(減少)額	△545	54	△599	n.a.
為替変動の影響	113	14	99	n.a.
現金および現金同等物に係る金融収益	17	16	1	+6.3
組替の影響	20	△23	43	n.a.
現金および現金同等物の期末残高	4,701	5,096	△395	-7.8

n.a. = 該当なし。

(i) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
連結会社の税引前利益	5,433	5,392	41	+0.8
(減損)/戻入	1,189	617	572	+92.7
減価償却および償却費、引当金繰入額ならびに公正価値の変動	8,981	9,245	△264	-2.9
金融収益および費用	1,068	1,488	△420	-28.2
関連会社からの受取配当金	672	369	303	+82.1
資産譲渡損益	△1,311	△880	△431	+49.0
運転資本の変動	△1,041	△1,711	670	-39.2
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	14,991	14,520	471	+3.2
金融費用支出（純額）	△1,752	△1,719	△33	+1.9
法人所得税支払額	△2,614	△1,936	△678	+35.0
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	10,625	10,865	△240	-2.2

2014年、営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2013年から240百万ユーロ減少して、10,625百万ユーロとなった。かかる変動は以下を反映している。

- ・とりわけ負債における固定費の変動費化後の金融負債の費用が低かったことにより生じた、2013年からの金融費用（純額）の減少（－420百万ユーロ）。
- ・資本譲渡損益の増加（2013年と比較して431百万ユーロ増加した。）。この大部分は、専用資産の売却益の増加およびDalkiaの投資に関連する事業により生じた217百万ユーロの増加に起因する。
- ・主に2014年にフランスにおいて支払われた分割納付前払金の増加に起因する法人所得税支払額における678百万ユーロの増加。

これらの影響は2013年と比べて増加した2014年の減損（+572百万ユーロ）、関連会社からの受取配当金の増加（+303百万ユーロ）および運転資本の改善（2013年と比較して+670百万ユーロ）により一部相殺された。

(ii) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）

2014年、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）は、2013年の11,707百万ユーロと比較して、12,393百万ユーロとなった。以下の表は、有形固定資産および無形資産の取得および売却、企業の取得および売却（取得／譲渡現金控除後）ならびに金融資産の増減に基づく、投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）の概要を示している。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
無形資産および有形固定資産への投資	△13,721	△13,042	△679	+5.2
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	314	229	85	+37.1
資本支出（純額）	△13,407	△12,813	△594	+4.6
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後	1,308	749	559	+74.6
金融資産の変動	△294	357	△651	n.a.
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	△12,393	△11,707	△686	+5.9

資本支出（純額）

2014年、資本支出（純額）は、2013年より594百万ユーロ増加して（+4.6%）、13,407百万ユーロとなった。

同期間中における当グループの資本支出（純額）の推移は、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
発電および供給（非規制業務）	5,579	5,340	239	+4.5
電力網業務	2,974	3,215	△241	-7.5
島部業務	446	438	8	+1.8
フランス	8,999	8,993	6	+0.1
英国	1,585	1,338	247	+18.5
イタリア	403	329	74	+22.5
その他国外	508	389	119	+30.6
国外合計	2,496	2,056	440	+21.4
その他事業合計	1,912	1,764	148	+8.4
資本支出(純額)	13,407	12,813	594	+4.6

資本支出は戦略的事業を除く純投資の要素のうちの1つであり、その詳細は「第3 7（4）②純負債額」に記載される。

持分投資の取得／処分、取得／譲渡現金控除後

2014年においては、株式投資（純額）は559百万ユーロ増加し、1,308百万ユーロとなった。かかる増加は、主に、Dalkiaに関連する事業の完了およびサウスストリームのガスパイプラインに対する当グループの投資の売却に関係している。

2013年において、株式投資（純額）は主に、当グループのSSEへの投資の売却、英国におけるサットン・ブリッジ発電所の売却ならびにEDF EnergyおよびEDF Énergies Nouvellesによるファラゴ・リグ風力発電所の部分的な売却から構成された。

金融資産の変動

2014年における金融資産の全体的な変動は、－294百万ユーロであり、これは主にサウスストリームのガスパイプラインの建設（既に売却済み。）および中国の福州における超々臨界圧石炭火力発電所に対する当グループの投資を反映している。

2013年の金融資産の変動は＋357百万ユーロであり、主としてEDFのVeolia Environnementへの全投資の売却により構成される。

(iii) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
非支配株主との取引 ⁽¹⁾	355	162	193	n.a.
親会社の支払配当金	△2,327	△2,144	△183	+8.5
非支配株主に対する支払配当金	△229	△301	72	-23.9
自己株式の買入/売却	2	4	△2	-50.0
株主とのキャッシュ・フロー	△2,199	△2,279	80	-3.5
借入債務の発行	6,894	5,158	1,736	+33.7
借入債務の返済	△7,470	△8,263	793	-9.6
永久劣後債の発行	3,970	6,125	△2,155	-35.2
永久劣後債の持参人に対する支払額	△388	△103	△285	n.a.
委譲運営資産に対する受取拠出金	177	171	6	+3.5
投資補助金	239	87	152	n.a.
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	3,422	3,175	247	+7.8
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,223	896	327	+36.5

(1) 非支配会社の増資および持分の追加取得によるものである。

2014年、財務活動に関連するキャッシュ・フローは、2013年から327百万ユーロ増加して、1,223百万ユーロに及ぶ純インフローをもたらした。かかる変動は、主に以下を反映したものである。

- ・主としてEDF Energies Nouvellesにおける152百万ユーロ受取投資補助金の増加。
- ・2013年と比較して2,155百万ユーロの劣後債の減少。これは借入債務の発行（償還の純額）における2,529百万ユーロの増加により相殺された。
- ・2013年と比較した2014年におけるEDFによる支払配当金の増加。

② 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。これは、RTEへの当グループの貸付金を含有する。

当グループの負債額は、2013年12月31日現在の33,433百万ユーロと比較して2014年12月31日現在は、34,208百万ユーロであった。

当グループの純負債額の変動は、以下のとおりであった。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
減価償却費および償却費控除前営業利益 (EBITDA)	17,279	16,099	1,180	+7.3
EBITDAに含まれる非貨幣項目の相殺	△1,901	△224	△1,677	
金融費用支出（純額）	△1,752	△1,719	△33	
法人所得税支払額	△2,614	△1,936	△678	
その他の項目（関連会社からの受取配当金を含む）	679	357	322	
営業キャッシュ・フロー⁽¹⁾	11,691	12,577	△886	-7.0
運転資本の変動	△1,041	△1,711	670	
戦略的事業を除く純投資 ⁽²⁾	△12,045	△11,830	△215	
純営業投資（戦略的事業を除く。）および 運転資本の変動後のキャッシュ・フロー	△1,395	△964	△431	
戦略的事業への純投資 ⁽³⁾	158	755	△597	
専用資産	174	2,443	△2,269	
配当前キャッシュ・フロー⁽⁴⁾	△1,063	2,234	△3,297	
現金支払配当金	△2,944	△2,548	△396	
配当後キャッシュ・フロー	△4,007	△314	△3,693	
永久劣後債の発行	3,970	6,125	△2,155	
その他貨幣的変動による影響	△44	△55	11	
純負債額の(増加)/減少（外国為替レートの 変動による影響を除く。）	△81	5,756	△5,837	
為替レート変動による影響	△990	377	△1,367	
その他非貨幣的変動による影響	296	△14	310	
純負債額の(増加)/減少	△775	6,119	△6,894	
期首における純負債額	33,433	39,552		
期末における純負債額	34,208	33,433		

- (1) 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、金融費用支出（純額）および法人所得税支払額を控除後の、経常外効果の影響と関連する調整をした運転資本の変動を除く営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）に相当する。
- (2) 戦略的事業を除く純投資は、成長のための営業投資（Linkyを除く。）および金融投資の純処分額である。また、営業投資（純額）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、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。
- (3) 戦略的事業への純投資とは、Linkyおよび当グループの事業ポートフォリオの変動に関連する事業運営のことである。
- (4) 配当前キャッシュ・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。この値は、運転資本の変動、戦略的事業を除く純投資（注記(2)）、戦略的事業への純投資（注記(3)）ならびに専用資産からの配分および引出しを控除した後の注記(1)で定義される営業キャッシュ・フローに等しい。

2014年の営業キャッシュ・フローは、2013年の12,577百万ユーロと比較して886百万ユーロ減少して（－7.0%）、11,691百万ユーロとなった。

かかる変動は、主にEBITDAにおいて好影響（2013年の－224百万ユーロと比較して－1,901百万ユーロ）が生じた非貨幣的変動の項目の削除によるものである。これは主として特定の種類の費用、とりわけ2014年に初めて二酸化炭素削減証書の引渡しの影響を反映し、EBITDAレベルにおける引当金の戻入れおよびトレーディング業務に関連する金融商品の公正価値が、2013年の不利な変動とは対照的に2014年においては有利な変動があったことにより相殺された。

その他の要因としては、主に2014年のフランスにおける分割納付前払金の増加による、法人所得税の増加（－678百万ユーロ）が挙げられる。

これらの影響は2014年におけるEBITDAの増加（＋1,180百万ユーロ）およびCENGから受領した特別配当金（＋290百万ユーロ）により一部相殺された。

2014年中、運転資本における変動は1,041百万ユーロ増加した。CSPE債権の増加（－699百万ユーロ）を除き、かかる増加は－342百万ユーロとなり、これは主として以下により説明される。

- ・2012年から2013年の規制料金に関連する営業債権。（これは2015年から受け取られる（－979百万ユーロの増加）予定である。）
- ・2014年の穏やかな気候により生じたフランスにおける＋504百万ユーロの増加、英国における＋178百万ユーロおよびベルギーにおける約＋100百万ユーロの営業債権。
- ・－217百万ユーロの棚卸資産の増加。かかる増加は、主としてフランスおよび英国におけるウラン在庫の価格の影響による。戦略的事業を除く純投資は、2013年の11,830百万ユーロから215百万ユーロ増加して（＋1.8％）2014年は12,045百万ユーロとなった。かかる詳細は以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)	2014年	2013年 (再表示後)	変動	変動率(%)
発電および供給（非規制業務）	5,574	5,347	227	+4.2
電力網業務	2,722	3,011	△289	-9.6
島部業務	438	424	14	+3.3
フランス	8,734	8,782	△48	-0.5
英国	1,519	1,172	347	+29.6
イタリア	78	304	△226	-74.3
その他国外	488	518	△30	-5.8
国外	2,085	1,994	91	+4.6
その他事業	1,226	1,054	172	+16.3
戦略的事業を除く純投資	12,045	11,830	215	+1.8

フランスにおいて、戦略的事業を除く純投資は－48百万ユーロ（－0.5％）減少した。

- ・発電および供給（非規制業務）は、主に2013年中に行われた原子力発電所への重大な投資に対する2014年の支払いに起因して227百万ユーロ増加した。
- ・電力網業務における純投資の減少（－289百万ユーロ）は主に、顧客との関わりが減少したこと、ならびに2014年の電力網のサービス領域における質改善および電力網強化のための投資が遅れたことに起因していた。その他の国では、戦略的事業を除く純投資は91百万ユーロ、すなわち＋4.6％増加した。
- ・英国における347百万ユーロ、すなわち＋29.6％の増加は、新たな原子力施設の費用が高かったことおよび2013年に比べて2014年の風力発電所の販売が少なかったことによりその大部分が説明される。
- ・イタリアでは226百万ユーロ、すなわち－74.3％減少し、これは主に再生可能エネルギー分野において外部パートナー（F2i）が着任したことに起因する。

その他のセグメントでは、戦略的事業を除く純投資は172百万ユーロ、すなわち＋16.3％増加した。かかる増加は主に2014年にDalkia Franceの投資が連結されたことにより生じる連結範囲によるものである。

戦略的事業への純投資は、Linkyスマート・メーターに関する事業および当グループのポートフォリオの変動に関するものである。かかる2013年の投資は、主に英国のサットン・ブリッジ発電所のおよびVeoliaの株の売却に関するものであった。2014年の戦略的事業は、Dalkia Internationalの売却およびフランスにおけるDalkiaの事業の継承に対応するものであった。

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日付フランス法に準拠して、EDFは、その長期原子力債務に対応する資金調達を確実にを行うため、専用資産のポートフォリオを作成し、その額は2014年12月31日現在合計23,033百万ユーロとなった。

専用資産の変動は、全体的に以下の項目からなる。

- ・債務を完全に填補するための配分
- ・これらの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日付法律の適用範囲内である長期原子力債務の適用により当該期間において発生した費用に対応する資産からの引出し
- ・ポートフォリオの価値が、賄われるべき責任の額を超過した際に、専用資産を管理するガバナンス機関へ提案された、例外的な引出し（かかる引出しは、その組織により認可されなければならない。）

2013年における2,443百万ユーロの純変動は、主に＋2,407百万ユーロの例外的な引出しおよび2013年2月13日における専用資産への全CSPE債権の配分を反映したものであるこれら2つの業務により、2006年6月28日付法律に関連するEDFの原子力負債は100％填補された。2014年における変動は、上記の2番目および3番目の項目に対応している。

2014年の配当前キャッシュ・フローは－1,063百万ユーロ（2013年は＋2,234百万ユーロ）となった。これは主に以下の要因により説明される。

- ・11,691百万ユーロの営業キャッシュ・フロー
- ・－1,041百万ユーロの運転資本
- ・－12,045百万ユーロの戦略的事業を除く純投資

2013年からの－3,297百万ユーロの下落は、2013年の専用資産からの2,407百万ユーロの引出し（2014年に同等の引出しはなかった。）、純投資（戦略的事業を含む）の812百万ユーロの増加および営業キャッシュ・フローの886百万ユーロの減少に主に起因し、これらは2013年と比較して運転資本におけるより好調な変動（＋670百万ユーロ）により一部相殺された。

現金支払配当金（2,944百万ユーロ）は、以下により構成される。

- ・2013年の配当金残高（1,268百万ユーロ）。
- ・2014年の中間配当（1,059百万ユーロ）。これは、取締役会により2014年12月10日に決定され、2014年12月17日に1株当たり0.57ユーロで支払われた。
- ・当グループの子会社による少数株主に対する支払配当金（229百万ユーロ）。
- ・2013年1月および2014年1月に行われた「ハイブリッド」発行のための永久劣後債の持参人に対する2014年の支払い（388百万ユーロ）。

配当後キャッシュ・フローは、2013年よりも3,693百万ユーロ減少し、－4,007百万ユーロとなった。かかる減少は、主に配当前キャッシュ・フローの変動を反映している。

2014年1月15日に、EDFは、ユーロ建て、米ドル建ておよび英ポンド建ての数本の永久劣後トランシェ社債（ハイブリッド債）の発行を行った。

- ・最初のコール日が10年後である表面年利率5.625%の1,500百万米ドルのトランシェ
- ・最初のコール日が8年後である表面年利率4.125%の1,000百万ユーロのトランシェ
- ・最初のコール日が12年後である表面年利率5%の1,000百万ユーロのトランシェ
- ・最初のコール日が15年後である表面年利率5.875%の750百万英ポンドのトランシェ

かかる社債の発行は、開発中の工業用資産ポートフォリオと一貫した金額の劣後商品の組成を目標として2013年1月に開始された資金調達計画の2段階目の発行である。

2014年12月31日現在、外国為替の影響（英ポンドおよび米ドルが対ユーロで上昇したこと（2013年12月31日の1.199ユーロ／英ポンドから、2014年12月31日には1.284ユーロ／英ポンドとなり、英ポンドはユーロに対して7.0%上昇した。2013年12月31日の0.725ユーロ／米ドルから、2014年12月31日には0.824ユーロ／米ドルとなり、米ドルはユーロに対して13.6%上昇した。））は、総合的に、－990百万ユーロの不利な影響を当グループの純負債額に与えた。

（５）市場リスクの管理および統制

① 金融リスクの管理および統制

本章では、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ERDF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。

2002年以降、専門組織である、金融リスク管理・投資部門（*département Contrôle des Risques Financiers et Investissements*またはCRFI）は、財務管理フレームワーク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、2008年以降、当グループのリスク管理部門に報告を行っている独立したユニットであり、EDFの事業体および運営上の支配の及ぶグループ子会社（ERDFは除く。）の二次チェック（手順面および組織面）ならびに親会社レベルにおける金融取引担当部署の活動を含む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。

CRFI部門は、EDF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。

（i）流動性ポジションおよび流動性リスクの管理

（イ）流動性ポジション

2014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17,691百万ユーロとなり、利用可能な与信枠は10,756百万ユーロであった。

2015年において予定されている当グループの債務返済額（元本および利息）は、社債に係る4,096百万ユーロも含めて、2014年12月31日現在、総額10,217百万ユーロとなる見込みである。

2014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。

(ロ) 流動性リスクの管理

2014年1月13日に、EDFは、米ドル建てで数本のトランシェ「優先」債の発行を行った。

- ・変動金利、3年満期、750百万米ドル
- ・表面年利率1.15%、3年満期、1,000百万米ドル
- ・表面年利率2.15%、5年満期、1,250百万米ドル
- ・表面年利率4.875%、30年満期、1,000百万米ドル
- ・表面年利率6%、100年満期、700百万米ドル

また、2014年1月17日に、EDFは表面年利率6%、満期100年、1,350百万英ポンドの社債の発行を行った。

かかる発行により当グループは、良好な市場環境という条件を活用することで2014年中の社債の償還に備え、債務の平均満期の延長および平均満期を長期の工業用資産の耐用年数に近づけることを目的とした資金調達方針を継続することが可能となる。

また、EDFは、2014年1月15日に、ユーロ建て、米ドル建ておよび英ポンド建ての数本の永久劣後トランシェ社債（「ハイブリッド」債）の発行を行った。

- ・表面年利率5.625%、初回コール日まで10年、1,500百万米ドルのトランシェ
- ・表面年利率4.125%、初回コール日まで8年、1,000百万ユーロのトランシェ
- ・表面年利率5%、初回コール日まで12年、1,000百万ユーロのトランシェ
- ・表面年利率5.875%、初回コール日まで15年、750百万英ポンドのトランシェ

これらの社債は、特定の最低期間の後（8年から15年の間で、通貨に依存して決定される。）およびその後の各利払日または（IFRSまたは税制の変化などの）非常に限定された状況において行使可能なEDF主導の償還オプションが含まれている。

年間利回りは、通貨ごとに異なる契約の条項に基づき設定または再評価される。EDFは、支払いを繰り延べることを許容する条項により生じた利息の支払に対して、一切の義務を負わない。しかしながら、EDFの株主に対して配当を支払うことを定める条項である場合には、かかる条項により繰延利息の支払が要求される。

これらのすべての特徴によりEDFは、元本の払戻しまたは利息に対する現金または別の金融資産の支払いを無効とする無条件の権利を有する。結果として、IAS第32号に準拠して、かかる発行は資金の受取りによる自己資本として3,970百万ユーロを記録した。

かかる発行は、開発中の工業用資産ポートフォリオと一貫した金額の劣後商品の組成を行うための2013年1月に開始された資金調達計画の2段階目を形成する。

これにより、当グループの負債の平均満期は、2013年12月31日現在における8.9年に対し、2014年12月31日現在においては13.2年であった。EDFの負債の平均満期は、2013年12月31日現在における9.9年に対し、14.4年となった。

2014年12月31日現在、金融負債（利息の支払いを含む。）の残存満期は、IAS第39号に基づいた場合、下記のとおりとなる（値は、2014年12月31日現在の為替レートおよび金利に基づく。）。

2014年12月31日 (単位：百万ユーロ)	負債	ヘッジ手段 ⁽¹⁾		社債に 対する 保証
		金利スワップ	通貨スワップ	
2015年	10,217	△391	19	359
2016年から2019年	19,385	△1,252	75	332
2020年以降	54,908	△1,691	12	169
合計	84,509	△3,334	82	860
債務返済	54,404			
支払利息	30,105			

(1) ヘッジ商品のデータは、資産および負債の両方を含む。

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。

幅のある特有用手段が、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・ラインの形で、当グループからもリボルビング・クレジットを受け取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。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 IGが単独で中期的および長期的な融資を提供する。当該企業は、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される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)、米国のコマーシャル・ペーパーおよびユーロ市場のコマーシャル・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、フランスのコマーシャル・ペーパーについては60億ユーロ、米国のコマーシャル・ペーパーについては100億米ドル、そしてユーロ市場のコマーシャル・ペーパーについては1.50億米ドルである。

2014年12月31日現在、発行済みのフランスのコマーシャル・ペーパーは650百万ユーロで米国のコマーシャル・ペーパーについては4,075百万米ドルであった。発行済みのユーロ市場のコマーシャル・ペーパーはない。EDFは、世界の主要な資本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300億ユーロのEMTN（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート）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）、円建て（サムライ債）およびスイス・フラン建てのスタンドアロン発行で参入している。

以下の表は、2014年12月31日現在において、満期に種類別に650百万ユーロ超または外国通貨で同等額となる当グループの借入を記載している。

借入の種類

(各通貨の単位：百万)	発行体	発行日 ⁽¹⁾	満期	額面金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	2009年1月	2015年1月	2,000 ⁽²⁾	ユーロ	5.13%
ユーロMTN	EDF	2001年10月	2016年10月	1,100	ユーロ	5.50%
ユーロMTN	EDF	2008年2月	2018年2月	1,500	ユーロ	5.00%
債権	EDF	2009年1月	2019年1月	2,000	米ドル	6.50%
債権	EDF	2010年1月	2020年1月	1,400	米ドル	4.60%
ユーロMTN	EDF	2008年5月	2020年5月	1,200	ユーロ	5.38%
ユーロMTN	EDF	2009年1月	2021年1月	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN (グリーン・ボンド)	EDF	2013年11月	2021年4月	1,400	ユーロ	2.25%
ユーロMTN	EDF	2012年1月	2022年1月	2,000	ユーロ	3.88%
ユーロMTN	EDF	2012年9月	2023年3月	2,000	ユーロ	2.75%
ユーロMTN	EDF	2009年9月	2024年9月	2,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	2010年11月	2025年11月	750	ユーロ	4.00%
ユーロMTN	EDF	2012年3月	2027年3月	1,000	ユーロ	4.13%
ユーロMTN	EDF	2010年4月	2030年4月	1,500	ユーロ	4.63%
ユーロMTN	EDF	2001年7月	2031年7月	650	英ポンド	5.88%
ユーロMTN	EDF	2003年2月	2033年2月	850	ユーロ	5.63%
ユーロMTN	EDF	2009年6月	2034年6月	1,500	英ポンド	6.13%
債権	EDF	2009年1月	2039年1月	1,750	米ドル	6.95%
ユーロMTN	EDF	2010年11月	2040年11月	750	ユーロ	4.50%
ユーロMTN	EDF	2011年10月	2041年10月	1,250	英ポンド	5.50%
ユーロMTN	EDF	2010年9月	2050年9月	1,000	英ポンド	5.13%
債権	EDF	2014年1月	2017年1月	1,000	米ドル	1.15%
債権	EDF	2014年1月	2019年1月	1,250	米ドル	2.15%
債権	EDF	2014年1月	2044年1月	1,000	米ドル	4.88%
債権	EDF	2014年1月	2114年1月	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金を受領した日。

(2) 2010年後半に当初の負債の一部が償還された後に、当グループが満期に支払う実額は1,382百万ユーロである。

EDFは、総額9,747百万ユーロの利用可能な与信枠（シンジケート・ローンおよび相対与信限度）を有する。

シンジケート与信枠は、2019年11月までの満期の延長（1年間の追加の延長オプション）に伴い、40億ユーロとなった。2014年12月31日現在、シンジケート与信枠からの融資は行われていない。

与信限度額は、利用可能額5,747百万ユーロに相当し、その満期日は2019年11月までに延長された。これらの与信枠のレベルは、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、定期的に審査される。

2014年12月31日現在、European Investment Bankとの間の与信枠は追加の200百万ユーロにより増加した。満期が4年から10年の新たな与信枠からの融資は行われていない。

EDF Energyは、完全に引き出された500百万英ポンドの外部与信枠を有している。

EDF IGは、150百万ユーロの外部与信枠（2016年4月に満期を迎える）および600百万ユーロのシンジケート与信枠（2016年4月に満期を迎える）を有している。2014年12月31日現在、これらの与信枠から合計587百万ユーロが引き出された。

2014年11月に、Edisonは複数の銀行に500百万ユーロの新たな融資枠を申し込んだ（満期は2016年11月）。

(ii) 格付

2014年12月31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。

会社	格付機関	長期格付 (LT)		短期格付 (CT)
EDF	スタンダード・アンド・プアーズ	A+	安定した見通し	A-1
	ムーディーズ	Aa3	ネガティブな見通し ⁽¹⁾	P-1
	フィッチ・レーティングス	A+	ネガティブな見通し	F1
EDF Trading	ムーディーズ	A3	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	A	ネガティブな見通し	A-1
Edison	スタンダード・アンド・プアーズ	BBB+	安定した見通し	A-2
	ムーディーズ	Baa3	安定した見通し	n.a.

n.a. : 該当事項なし。

(1) 2015年3月20日に、ムーディーズはEDFの格下げの認定を検討した。

(iii) 為替リスク管理

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および純利益に係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会計通貨で調達する。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、取得と負債とを同一の通貨で一致させるか、金融デリバティブを用いて市場でヘッジするかいずれかの方法で管理される。外国通貨建ての純資産のヘッジは、通貨によって（BRLおよびCNYを除いて）ヘッジ比率が37%から92%の範囲にあるリスク／リターン指標に従う。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。財務管理フレームワークの方針の下、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 Énergies Nouvelles）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、2014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。

現在の総負債の通貨別構成（ヘッジ前およびヘッジ後）

2014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 ⁽¹⁾	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	30,110	7,647	37,757	68
米ドル	12,948	△10,073	2,875	5
英ポンド	11,095	1,939	13,034	23
その他通貨	1,499	487	1,986	4
負債合計	55,652	-	55,652	100

(1) 外国子会社の負債および純資産のヘッジ。

以下の表は、2014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不利な変動が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

2014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	37,757	-	37,757
米ドル	2,875	287	3,162
英ポンド	13,034	1,303	14,337
その他通貨	1,986	199	2,185
負債合計	55,652	1,789	57,441

当グループの負債に対する為替リスクヘッジの方針により、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

2014年12月31日 ⁽¹⁾ (各通貨の単位：百万)	純資産	社債	デリバティブ	管理後の純持高
米ドル	4,843	2,050	552	2,241
スイス・フラン (スイス)	1,150	730	-	420
ハンガリー・フォリント (ハンガリー)	93,480	-	86,000	7,480
ポーランド・ズロチ (ポーランド)	3,137	-	1,170	1,967
英ポンド (英国)	15,093	5,435	3,268	6,390
ブラジル・レアル (ブラジル)	833	-	-	833
人民元 (中国)	8,007	-	-	8,007

(1) 2014年9月30日現在の純資産。2014年12月31日現在のデリバティブおよび社債。

上記の表は、当グループの外国子会社の外貨建資産であり、資本に計上されたキャッシュ・フロー・ヘッジおよび売却可能金融資産の公正価値の変動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、2014年12月31日現在、当グループの主要子会社の外貨建純資産において、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)	2014年12月31日 ⁽¹⁾			2013年12月31日		
	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%の影響
米ドル	2,241	1,845	185	333	242	24
スイス・フラン（スイス）	420	349	35	648	528	53
ハンガリー・フォリント （ハンガリー）	7,480	24	2	33,028	111	11
ポーランド・ズロチ （ポーランド）	1,967	460	46	1,020	246	25
英ポンド（英国）	6,390	8,204	820	4,547	5,454	545
ブラジル・レアル （ブラジル）	833	259	3	717	220	22
人民元（中国）	8,007	1,063	106	7,019	841	84

(1) 2014年9月30日現在の純資産。

売却可能有価証券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 7（5）①（vi）EDF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。）。

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、2014年12月31日現在、当グループに依然として限定的なものであった。

(iv) 金利リスクの管理

金利の変動に対する当グループのキャッシュ・ポジション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、固定金利金融資産および負債の価値が変動するリスクであり、もう1つは、変動金利金融資産および負債に関するキャッシュ・フローが変動するリスクである。

当グループは、その運営を支配しない事業体とは別に、金利リスクへのエクスポージャーを制限するために、一般リスク管理方針の一部として、運用資産の価値変動リスクおよび金融費用の潜在的上昇に係るリスクを制限することを目的とする原則を策定した。一部の負債は変動的であり、固定金利および変動金利のエクスポージャーの分配は、資産／負債管理基準および予測される金利の変動を参照して測定される。かかる分配においては、ヘッジ目的で金利デリバティブが使用される可能性がある。

2014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、60%が固定金利で、40%が変動金利であった。

2014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222百万ユーロ増加すると予測される。

2014年末の当グループの負債の平均費用（残高の加重金利）は、3.3%であった。

以下の表は、2014年12月31日現在、当グループの負債の内訳および金利の1%変動の影響を示している。金利変動の影響は、2013年と比較して、93百万ユーロ増加した。

当グループの負債の内訳および金利感応度

2014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%の影響
固定金利	48,795	△15,377	33,418	-
変動金利	6,857	15,377	22,234	222
合計	55,652	-	55,652	222

固定金利負債の金利変動は、会計に影響を及ぼすものではない。

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および変動金利譲渡可能債券の金利リスクならびに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

2014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
変動金利債券	1,529	△15	1,514

(v) 株式リスク管理

株式リスクは、以下の分野に集中している。

EDFの原子力債務の填補

株式リスクの分析は、「第3 7 (5) ① (vi) EDF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、EDF EnergyおよびBritish Energyの従業員給付義務の履行

EDFの従業員給付引当金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。

2014年12月31日現在、EDFの従業員給付引当金に充てられた資金の28.9%（3十億ユーロ）が、株式に投資された。

2014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）が、46.9%を上限として株式および株式ファンドに投資された。これは、523百万英ポンド分の株式に相当する。

2014年12月31日現在、British Energyの年金ファンドは、33.7%を上限として株式および株式ファンドに投資された。これは、1,720百万英ポンド分の株式に相当する。

CENGファンド

CENGは、原子力発電所の廃炉および従業員給付引当金のために設定されたファンドの管理において、自己資本のリスクに晒されている。

EDFの長期現金管理

EDFは、その長期現金管理方針の一環として、株式に相関性のある投資の割合を減少させる戦略を、引き続き行っており、その結果、2014年12月31日現在、同投資の割合は、1百万ユーロを優に下回る重要ではないポジションとなった。

直接投資

2014年12月31日現在、AREVAに対するEDFの投資額は78.1百万ユーロとなり、そのボラティリティは41.9%（3年間で観測された月次利益の年間ボラティリティ）と見積られた。

(vi) EDF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、長期的な原子力費用の財源確保のため、1999年以来、漸次、専用資産を形成してきた。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（2014年12月31日現在の連結財務書類の注記47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（原子力監視委員会および監査委員会）の監視の下、運用されている。

原子力監視委員会（CSEN）は、2007年にEDFの取締役会により設立された専門委員会である。

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。かかる委員には、特に、資産および負債の管理、金融経済研究および資産運用の分野において、技能と幅広い経験を有する人材が選定されている。

ガバナンスおよび管理原則

EDFの取締役会によりその正当性が立証されるガバナンスの指針は、専用資産に関する構造、意思決定の過程および運営について規定している。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。2013年以降、対象の配分は金融ポートフォリオおよび非上場資産の約4分の1で構成される。非上場資産はEDF Invest（2013年7月24日付命令に従い2013年7月に設立された。）により管理され、インフラ、不動産および投資ファンドにより構成される。

金融ポートフォリオには、主に2つのサブポートフォリオ、すなわち「株式」および「債券」が含まれており、さらにこれらのサブポートフォリオはそれぞれ特定の市場に対応する「2次資産区分」または「独立区分」に分類される。金融ポートフォリオの戦略的配分は、その49%が外国株式、51%が債券であった。実績の監視および金融ポートフォリオのリスク管理のために、ベンチマーク指標が設定されている。

戦略的配分の定期的な改定および進行中の資産の分散化の一部として、従前に使用されたソブリンインデックス（Citigroup EGBIの100%）をより分散化されたソブリンおよび企業ベンチマーク指標（Citigroup EGBI（60%）およびCitigroup EuroBIG（社債）（40%））に置き換える、債券サブポートフォリオに対する新たな長期目標構造が当該年度の前半に決定された。かかる変更は、2014年1月1日からの適用に向けて2014年2月12日の取締役会により承認された。

3つ目の「現金」サブポートフォリオは、填補する資産の目的に関連する支出の填補を確保するために存在し、特に、慎重なアプローチを要する市場危機の際に戦略的に強化することができる。

2013年2月13日に、CSPE債権は専用資産へ配分された。

金融ポートフォリオの戦術的管理は、以下の複数の分野に焦点をあてている。

- ・「株式」および「債券」のサブポートフォリオの間で生じるエクスポージャーの監視
- ・各サブポートフォリオ内における「2次資産区分」による割当て
- ・多様化を目的とする投資ファンドの選定
 - －種類別（成長株、非上場有価証券およびハイリターン株）
 - －資本別（主要株、中型株および小型株）
 - －投資プロセス別（マクロ経済および分野別アプローチならびに「株式数」ベースでの株式の選定等）
 - －投資媒体別（投資比率の上限に従う）
- ・債券については、選定された証券を直接保有、仲介業者を通じての保有または多様化を考慮した投資ファンドを通じての保有
 - －発行の種類別（確定利付債、インデックス型債券）
 - －証券の種類別（国債または国債機関債、担保付社債および類似の社債）
 - －発行者別および満期日別

金融ポートフォリオのための配分方針は、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CRFI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。

2014年におけるポートフォリオの変動

2014年、EDF Investは、他の長期インフラ投資家3社（Alberta Investment Management Corporation、Allianz Capital Partners、およびHastings Funds Management）とコンソーシアムを組み、Porterbrookの少数持分を取得した。Porterbrookは、英国における3つの主要な車両リース会社のうちの1つである。かかる投資は、TIGFおよびRTEとともにEDF Investmentのインフラ・ポケットに配分される。

EDF Investはまた、不動産および投資ファンドポートフォリオの強化を継続している。

AmundiおよびEDF Investは、欧州レベルでの投資を行う非排他的な不動産投資ファンドの創設を公表した。かかるファンドは、直接投資戦略を補完することを目的としてEDF Investmentの不動産資産クラスに対するエクスポージャーを調達する予定である。かかるイニシアチブにより、2014年後半にドイツにおける最初の不動産投資が行われた。

2013年に2,591百万ユーロの純配分額となったCSPE債権の配分に続いて、資産の実現可能価額がそれらを填補するための引当金の価額を上回ったため、2014年の専用資産への正味配分額は、ゼロであった。

2014年に発生した廃炉費用に関連する支出は、専用資産ポートフォリオにより賄われ、その額は2013年の326百万ユーロと比較して、403百万ユーロとなった。

EDFの専用資産ポートフォリオの内容および実績

ポートフォリオの内訳

	2014年12月31日	2013年12月31日
株式サブポートフォリオ	32.9%	36.4%
債券サブポートフォリオ	27.9%	23.7%
現金サブポートフォリオ	2.8%	3.7%
資金調達後のCSPE	22.3%	23.2%
実物資産 (EDF Invest)	14.2%	13.0%
合計	100%	100%

2014年12月31日現在、ポートフォリオの価値の総額は、2013年の21,737百万ユーロに対し、23,033百万ユーロとなった（IAS第19号（改正後）に従い、RTE株式の評価額については暫定値である。）。

また、金融ポートフォリオの配分については、2014年12月31日現在の連結財務書類の注記47においても詳述されている。

2007年2月23日付命令第2007-243号の第4条の分類に基づくポートフォリオの内容

種類 (単位:百万ユーロ)	2014年12月31日		2013年12月31日	
	帳簿価額 ⁽¹⁾	実現可能価額	帳簿価額	実現可能価額
OECD加盟国の国債およびその類似債券	3,332	3,627	2,643	2,828
OECD加盟国の企業(非政府)債	901	968	808	841
上記2つの項目に投資を行うファンド	2,300	2,483	2,144	2,308
認可を受けた市場において取引される株式	-	-	-	-
OECD加盟国が発行した債券以外にも投資を行うファンド	5,891	7,578	6,398	7,873
貸付金、預金およびその類似債権物	△23	△23	5	5
金融商品ポートフォリオ合計	12,401	14,633	11,998	13,855
資金調達後のCSPE	5,136	5,136	5,049	5,049
RTE (当グループの投資の50%)	2,015	2,555	2,015	2,567
その他非上場有価証券および不動産資産	604	709	266	266
非上場有価証券の調整	-	-	8	-
専用資産合計	20,156	23,033	19,336	21,737

(1) EDFの2014年12月31日現在の会社連結財務書類の注記38を参照。

EDFの専用資産ポートフォリオの実績

下記の表は、2014年12月31日現在および2013年12月31日現在のポートフォリオによる実績を示している。

(単位:百万ユーロ)	2014年12月31日	2014年の実績		2013年12月31日	2013年の実績	
	株式市場価額 または 実現可能価額		ベンチマーク 指標 ⁽¹⁾	株式市場価額 または 実現可能価額		ベンチマーク 指標 ⁽²⁾
		ポートフォリオ			ポートフォリオ	
株式サブポートフォリオ	7,574	11.8%	14.1%	7,918	21.1%	20.5%
債券サブポートフォリオ	6,419	9.9%	11.2%	5,147	1.0%	2.2%
金融ポートフォリオ合計	13,993	10.7%	12.6%	13,065	11.6%	10.9%
現金サブポートフォリオ	640	0.7%	0.1%	790	0.7%	0.1%
金融ポートフォリオおよび現金						
合計	14,633	10.3%	12.6%	13,855	11.1%	10.9%
資金調達後のCSPE	5,136	1.7%		5,049	1.4%	
非上場資産 ⁽³⁾	3,264	8.4%		2,833	11.1%	
RTE株式を含む	2,555	4.4%		2,567	11.1%	
専用資産合計	23,033	7.9%		21,737	9.4%	

(1) 2014年のベンチマーク指標: 株式サブポートフォリオについてはユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World AC DN (新興国の通貨を除く。)、債券サブポートフォリオについてはCitigroup EGBI (60%) およびCitigroup EuroBIG (社債) (40%) の指標により構成され、現金サブポートフォリオについてはEonia Capitalisé、金融ポートフォリオ全体については株価指数の49%および債券指数の51%の合計を採用している。

(2) 2013年のベンチマーク指標: 株式サブポートフォリオについてはユーロ換算でヘッジ後の50% MSCI World AC DN(新興国の通貨を除く。)、債券サブポートフォリオについてはCitigroup EGBI、現金サブポートフォリオについてはEonia Capitalisé、金融ポートフォリオ全体については株価指数の49%および債券指数の51%の合計を採用している。

(3) 年度初め現在の保有資産に関するパフォーマンス

2014年はマクロ経済および地政学的に波乱の多い年であった。米国における成長は異常気象により著しい影響を受けたものの、第3四半期には強く持ち直し、年間で5%に達すると見込まれた。しかしながら、新興国および欧州経済ではかかる思惑が外れた。ドイツですらもかかる低迷により影響を受けた。ユーロ圏における唯一の吉報は、事業が大きく好転したことによりイベリア半島が回復しているようであるということであった。対照的に、フランス及びイタリアにおける成長は、特に不本

意なものであった。新興国においては、当局により低迷が上手く管理されたように見えたものの、中国においては事業活動がさらに低迷した。しかしながら、当該年末にはこのような状況が商品輸出国、とりわけ石油輸出国においてより一層複雑なものとなった。下半期には、石油価格が米ドルで半分未満となった。これは消費者にとっては良い知らせであるが、輸出国における経済活動の衰退および通貨価値の下落の両方を引き起こす要因となる。ロシアは主要な被害国であり、ルーブルの著しい下落を経験した。ロシアの経済危機は、東ウクライナにおける情勢不安に続く西洋諸国により科された制裁により悪化した。中東を引き裂いた対立および内乱もまた、OPECの緊張の要因となり、組織の石油価格に関する合意に繋がらなかった。

かかる背景に反して、経済が回復している国（米国および英国）ならびに依然として脆弱な国（日本およびユーロ圏）の間の二分が進んだことに伴い、中央銀行の政策に重大な転換があった。米国連邦準備銀行は量的緩和を完全に中止し、2015年に基準金利を上げる準備をしていると予想される。一方、日本銀行およびECBは、有価証券の購入プログラムの導入および著しい資金注入を行った。2015年前半に、ECBは幅広い資産の買戻プログラムを行うことを決定した。かかる金融政策の分岐は、米ドルを強く上昇させる結果を導いた。

下半期中に複数の再調整があったにもかかわらず、世界的には市場は1年を通して好調な成長を記録した。世界的な株式市場（新興国の通貨を除く、ユーロ換算で50%ヘッジ後のMSCI World AC DN指数）は、14.1%上昇した。かかる上昇は多くのアナリストの予想に沿ったものであったが、欧州債券指数（Citigroup EGBI（60%）ならびにCitigroup EuroBIG（社債）（40%））の11.2%の上昇は驚きをもって受け止められた。10年債利回りは、ユーロ圏の中核国および周縁国の双方において大幅に低下した（ドイツでは-1.39%、フランスでは-1.73%、イタリアでは-2.24%、スペインでは-2.54%）。

かかる市場環境において、金融ポートフォリオのパフォーマンスは非常に好調で、+10.7%となり3年連続で10%レベルを超過した。これは、12.6%の上昇となった複合ベンチマークと比較されるべきである。-195ベース・ポイントの差異の半分は、株式サブポートフォリオの管理者のパフォーマンスがベンチマークを下回ったことにより説明される。残りの半分については、保守的なアプローチに影響された配分に関する決定により説明される。

- ・年度中に組入比率の低さは顕著ではなくなり、また周縁国に対する配分は十分に強化されたものの、年度の初めに中核国および周縁国において債権は感応度の低い状態を維持した。
- ・年度の初めに、太平洋及び新興国の株式分野における組入比率は低く、株式配分は夏季に地政学的な緊張が強まったことにより、とりわけユーロ圏において減少した。

2014年に、専用資産の税引き後の全体パフォーマンス（引当金および純利益に対する影響。）は、+1,135百万ユーロとなった。かかる内訳は、金融ポートフォリオおよび現金が+855百万ユーロ（税引前は+1,380百万ユーロ）、資金調達後のCSPE債権が+53百万ユーロ（税引前は+86百万ユーロ）、EDF Investが+227百万ユーロが専用資産であった（専用資産に割り当てられた+113百万ユーロを含む。）。

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。

2014年12月31日現在、EDFの専用資産ポートフォリオにおける株式サブポートフォリオの市場価値は、7,574百万ユーロとなった。株式サブポートフォリオのボラティリティは、ベンチマーク指標のボラティリティ（2014年12月31日現在、52週間分の実績に基づき、12.4%であり、2013年12月31日現在は10.1%であった。）を基に試算することができる。かかるボラティリティを同日における株式の市場価値に適用した場合、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939百万ユーロになると推定している。当該ボラティリティは、往々にして当グループの株式に影響を与える。

2014年12月31日現在、債券サブポートフォリオ（6,419百万ユーロ）の感応度は、5.38となり、利率が一貫して100ベース・ポイント上昇した場合、連結自己資本に計上される市場価値が343百万ユーロ減少することとなった。2013年末現在の感応度は、4.70であった。債券サブポートフォリオの感応度は、2013年より高かったが、ベンチマーク指標（6.14）の感応度を下回ったままであった。

(vii) 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、契約相手方が債務不履行に陥り、約定債務の履行を怠った場合に、EDFグループがその事業および市場取引において負うこととなる損失の合計額を意味する。

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、それは親会社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（Dalkiaを除く。）。かかる方針は、2014年9月に更新されカウンターパーティー・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（制限およびグループ指標の策定を含む。）を開始した。かかる方針は、毎月更新される金融およびエネルギー事業における当グループのエクスポージャーが連結され、その他の事業については四半期ごとに連結される。また、CRFI部門は、当グループのカウンターパーティーに対する監視（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。2014年9月30日現在、当グループのエクスポージャーの90%が「投資適格」カウンターパーティー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分類されるとともに、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。

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	格付なし	合計
2014年3月31日	3%	18%	42%	26%	1%	1%	0%	10%	100%
2014年9月30日	2%	19%	43%	26%	1%	1%	0%	8%	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	現金および資産運用	燃料購入および電力取引	合計
2014年3月31日	4%	0% ⁽¹⁾	8%	77%	11%	100%
2014年9月30日	6%	1% ⁽¹⁾	8%	75%	10%	100%

(1) 2014年3月31日および2014年9月30日において、それぞれ0.48%および0.68%。

電力取引事業におけるエクスポージャーは、EDF Tradingレベルに集中しており、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、契約相手方に関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。

ユーロ圏の状況が依然として不安定であることから、EDFは周縁国における現金投資に関して、慎重な投資方針を引き続き適用した。専用資産を除き、ソブリン債の購入は、最大満期が3年であるイタリアおよびスペインの債券に限定（ポルトガル、ギリシャ、キプロス等の債券保有はなし）されている。「投資適格」銀行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。

② エネルギー市場リスクの管理および統制

(i) エネルギー市場リスクの管理および統制の枠組み

最終顧客市場の開放ならびに卸売市場および国際的場面における発展の維持において、また国際的に、EDF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、最適化および売却、ならびにEDF Tradingとの取引）および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
- ・資産管理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

Dalkia、EDF Energies NouvellesおよびEdisonにおいて、エネルギー市場リスク方針の原則の適用は、現在本格的に展開されている。これらの事業体は、当グループの執行委員会（Comex）およびそれぞれの取締役会により承認されたリスク管理の枠組みの下で管理されている。

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。

(ii) リスク統制の構成

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、Comex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を定めることができ、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。

発電事業および供給事業内で行われた決定の強力な相互作用を前提として、このプロセスは、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Comex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。

(iii) エネルギー市場リスクの運営管理および統制の運営原則

エネルギー市場リスクの運営管理および統制の方針は、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管理責任の明確化ならびに資産（発電および供給）管理および取引の識別に基づく。

発電資産および供給資産の管理者は、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最少化するリスク管理戦略の実施の責任を有する（これらのヘッジの会計分類は2014年の連結財務書類の注記41に詳述されている。）。しかしながら、流動性もしくは市場の厚みの欠如または供給量の不安定性といった要因により市場でヘッジできないリスクは引き続き残されている。

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、当グループの商事会社であるEDF Tradingにより取られており、同社は、その他の当グループの事業体のためおよび当グループの産業資産に関連する自己の取引事業目的のため、市場で事業を行っている。その結果、EDF Tradingは、特に商事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）または損失制限（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、モンテカルロ手法によりVaRを評価し、かかる手法は、過去40取引日にわたって観測された市場価額に基づき見積もられた過去のボラティリティおよび相互関係を参照する。VaR制限は、EDF Trading全体のポートフォリオに適用される。）ストップ・ロス制限は、3か月間にわたる損失の最大レベルを設定することにより、取引事業の許容可能なリスクを規定する。かかる制限を超過する場合、EDF Tradingの取締役会は、一定の相殺取引を含む適切な措置を講じる。

2014年、市場におけるEDF Tradingのコミットメントは、1日当たり36百万ユーロのVaR制限（1日当たりの信頼区間は97.5%）および180百万ユーロ（VaRの5倍、すなわち180百万ユーロ）のストップ・ロス制限に服するというものであった。VaRおよびストップ・ロス制限は、2014年において超過されたことはなく、EDF Tradingのリスクは、終始EDFからの指示の範囲内に留まっていた。ストップ・ロスは、その導入以来、一度も超過されたことはない。

Edisonでは、事業上の目的から、資産および契約のポートフォリオ（産業ポートフォリオ）全体および当社独自の目的に係る取引事業に関連する資産および契約（取引ポートフォリオ）に基づいて正味エクスポージャー（正味エクスポージャーは、様々な技術を垂直的および水平的に統合したあらゆる自然なヘッジ・オプション使用後の未解決のエクスポージャーである。）を計算する。プロフィット・アット・リスク（PaR）（プロフィット・アット・リスクまたは「PaR」は、所与の期間および所与の信頼区間の割当量と比較した、市場の不利な動向に関連する、差異の潜在的な最大減少額を統計的に測定する指標である。）として示される市場における経済資本のレベルは、この正味エクスポージャーを使って決定される。

当グループの商品ヘッジ・デリバティブの公正価値の分析は、2014年の連結財務書類の注記41.5を参照。当グループがヘッジとして分類していない商品契約の詳細は、同連結財務書類の注記42.3を参照。

③ 保険により管理可能なリスクの管理

EDFグループは、広範囲に及ぶ保険プログラムを有しており、EDFおよび編入されることにより支配の及ぶ子会社（ERDFおよび2012年および2013年に当グループの主要なプログラムに統合されたEdisonを含む。）に適用されている。補償範囲、除外事項、控除免責金額、制限は、各事業およびこれらの子会社の特異性に適合している。

主な保険プログラムの補償範囲は以下のとおりである。

- ・当グループの財産への従来型の損害：EDFは、国際相互保会社であるOIL (*Oil Insurance Limited*) のメンバーである。追加保険は、EDFの専属保険子会社のWagram Insurance Company Ltd. (EDFの完全子会社であるアイルランドの保険会社)、その他の保険会社および再保険会社から提供される。
- ・EDFグループの原子力施設に対する損害：OILのメンバーとしてEDFが享受する補償範囲に加え、フランスにおけるEDFの原子力施設および英国におけるEDF Energyの原子力施設への外的損害（原子力事故に付随するものを含む。）ならびに汚染浄化費用は、フランスの原子力共同基金（Assuratome）、英国の原子力基金であるNational Risk Insurers (NRI) および European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI) を含む保険契約により補償される。
CENGの米国における事業の運営に関連して、EDF Inc.はNEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) のメンバーである。
- ・輸送された商品に対する損害
- ・原子力事業者の民事責任：EDFは、現在、1968年10月31日付法律第68-943号（1990年6月16日付法律第90-488号により改正。）に従って保険契約に加入している。かかる法律は、パリ条約によって原子力発電事業者に課された民事責任に関する義務を解釈したものである。かかる義務により要求される財源の利用可能性を保証するために、EDFは保険契約を締結した。AllianzおよびEuropean Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI) と締結した保険契約の補償額は、原子力施設における事故であっても輸送中の事故であっても、法により定められている責任限度額と等しい。
現場事故については、補償総額は原子力事故1件につき91.5百万ユーロであり、3年間で各現場において最大2回まで利用できる。適用ある法令に従い、締結したかかる保険契約には、超過分は含まれていない。しかしながら、Océane Re（当グループの再保険会社）は、AllianzおよびELINIと締結した再保険契約によりこのリスクを分担している。
EDF Energyが原子力発電所を操業している英国では、原子力施設の事業者に対して適用される責任制度がフランスの制度と類似している。EDF Energyは、140百万英ポンドを上限額とした保険に加入しており、かかる金額は、英国における原子力発電所の事業者に適用される民事責任限度額である。2014年1月1日以降、かかる保険はELINIおよびWagram Insurance Company Ltd.により提供されている。Océane Reは、Wagram Insurance Company Ltd.の利益のために発行される再保険契約を通して、このリスクに関係している。
米国では、プライス・アンダーソン法で定められた特別な制度が、主要な原子力事故が生じた場合に適用される（300百万米ドル超）。
- ・一般の民事責任：このプログラムは、第三者に生じたEDFグループの事業特有のリスク（原子力によるものを除く。）により起こり得る財務上の損害に対して当グループを保険の対象とする。
- ・取締役および執行役員に対する民事責任：EDFの保険契約は、当グループの取締役および執行役員を保険の対象とする。
- ・建設リスク：建設リスクについては、EDFは特定の労働現場のリスク（一般の労働現場リスクおよび一般の組立リスク）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EPR、コンバインド・サイクル発電所、ダム、燃焼タービン等の建設のような主要なプロジェクトに関してはその都度加入している。
かかる補償額は、EDFの財務書類では投資として計上されている。
- ・探鉱および生産：Edisonは、2.2十億ユーロに相当する、陸上および洋上のこれらの資産に係る損害および民事責任に対する保険を提供する特定の保険方針を有していた。EDFのOILのメンバーとしての利益を最大限活用することで、Edisonは2013年1月1日以降、新しく具体的な「探鉱および生産」プログラムを構築することができた。
- ・2011年8月11日、ERDFは、ERDFの空中送配電網を対象に、暴風雨および強風等の例外的事象による影響に対して補償し、2016年6月30日まで継続する（暴風雨シーズン5回分）保険契約をNatixis/Swiss Reとの間で締結した。この「キャットボンド」の給付の最高限度額は150百万ユーロで、風速に基づくパラメトリック指数を基に補償額を支払う。2011年12月27日、免責額を減らすために、4年契約で40百万ユーロの追加の補償に加入した。
EDFの保険プログラムが提供するすべての種類の保険およびEDF Assurancesが管理する当グループのプログラムの2014年の保険料の合計は、Dalkiaおよび18百万ユーロはERDFの空中配電網の補償を含め、146百万ユーロであった。

(6) フランス商法第L.441-6-1号に基づく情報

2008年12月1日以降、EDFは2008年8月4日付法律第2008-776号（経済の近代化に関するフランス法）を適用し、請求日から60日以内に供給業者に対して入金している。売掛金を除くEDFの営業債権は、2013年12月31日現在は3,161百万ユーロであったのに対し、2014年12月31日現在は2,540百万ユーロであり、その内訳は下記のとおりである。

	2013年12月31日		2014年12月31日	
	(百万ユーロ)	(%)	(百万ユーロ)	(%)
支払日	18	0.6	23	0.9
支払日から60日以内	3,063	96.9	2,497	98.3

支払日から60日後	80 ⁽¹⁾	2.5	20 ⁽²⁾	0.8

- (1) 支払日から60日後の供給業者からの請求の大半は、主に2009年1月1日前に交渉が行われた原子力事業の契約に関連するものであり、再交渉は行われていない。
- (2) 支払日から60日後の供給業者からの請求の大半は、主に2009年1月1日前に交渉が行われた原子力事業の契約に関連するものであり、かかる再交渉は2015年からのみ効力が発生する予定である。

[次へ](#)

(7) 動向についての情報

① 後発事象

本項は、2014年2月11日（取締役会が財務書類作成を完了した日）から2015年4月14日現在までに発生した重要な事象について記載している（2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記50を参照。）。

EDF Énergies Nouvellesがブラジル市場に進出

2015年2月25日、EDF Énergies Nouvellesは、ブラジルに現地子会社EDF EN do Brasilを設立し、南米への初めての参入を発表した。EDF Énergies Nouvellesは、主要な国際的な再生可能エネルギー開発業者の1つであるSOWITECから、合計容量約800MWの風力エネルギー開発のポートフォリオを購入し、そのうち70MWについて、規制された電力購入契約（PPA）を締結する資格を既に有している。

EDF Énergies Nouvellesが19番目に拠点を設立したブラジルは、世界の主要な再生可能エネルギー市場の1つである。実際、ブラジルの2014年末における風力エネルギー容量は5.6GWであり、同国は2023年までにこれを22.5GWに拡大することを目指している。

原子力費用の資金調達確保に関する規制枠組みの変更

2015年3月24日付命令第2015-331号および同日付の政令により、原子力費用の資金調達確保に関する2007年2月23日付命令第2007-243号および2007年3月21日付政令が変更された。

その内容は以下のとおりである。

- ・4年ではなく10年のTEC30指標のスライド平均を考慮して、長期の原子力費用の引当金に係る規制最大割引率の計算方法を変更する。
- ・長期費用引当金の計上率が110%を下回る場合（引当金は常に100%充当されていなくてはならない。）、支出および引当金の増加を考慮せずにかかる引当金に充当するための資産を増加させることを、基本的な原子力施設の運営者に対して義務付ける。
- ・同じ投資サービス提供者が管理することのできるファンド資産の最大額を、従前の1十億ユーロからファンド資産の実現可能価額の20%に変更する。
- ・不動産が工業目的施設の1つに所在せず、3次使用を目的とする建物である場合、運営者がかかる不動産資産を当該引当金に割り当てることができるよう条件を変更する。

フラマンビルのEPR：容器認定テスト

2015年4月7日、AREVAおよびEDFは、原子力安全当局（ASN）より、フラマンビルのEPR原子炉の蓋および底の認定のための新たな一連のテストを2015年4月から開始することを通知された。この一連のテストは、原子炉容器の蓋および底の見本となる型に対する化学的および機械的テストの後に行われる。

初回テストの後、AREVAからASNへの報告によると、ある範囲において炭素含有量が平均を上回り、基準の1つが満たされていなかった。

EDFおよびAREVAチームは、ASNよりテストの条件が認められ次第可能な限り早く追加テストを実施し、当該施設の安全性および品質を実証するのに必要なすべての情報を安全当局に提供すべく作業している。2015年4月8日付の情報通知において、ASNは、テストのプログラムについて言明し、その適切な実施を監視し、AREVAが提出する予定のフラマンビルのEPR原子炉の容器の強度を実証する書類の手続を行うことを述べた。ASNは、技術支援者であるIRSNおよび原子力圧力施設に関する常置の専門家グループに助言を求める予定である。

同時に、フラマンビルのEPRの稼働は続けられる。

② 2015年1月および2月のフランスにおける市場価格の変動

ブレント原油1バレル当たりの価格は2014年1月および2月から著しく低下した（53.8米ドル／バレル低下し、平均54.1米ドル／バレルとなった。）。当該価格は、2015年1月13日に、46.6米ドル／バレルという2009年3月以来の最低水準となった。かかる低下は、主に、世界的需要に関連して高い生産水準を維持するとのOPEC諸国の意図によるものである。このような市場での石油の豊富な出回りがかかる価格低下につながった。

2015年1月および2月におけるフランスのPeg Nord市場におけるガスの価格は平均21.7ユーロ／MWhであり、前年同期より3.6ユーロ／MWhの低下であった。これは、主に、市場へのガス供給量の多さにより説明される。実際、LNGがアジア市場で低価格であることから多数の貨物船が欧州沿岸に到来し、需給バランスの崩れにつながった。北海およびロシアからのパイプラインによる供給は引き続き安定したと同時に、ガス貯蔵からの引出しによりネットワークのバランスが保たれた。

二酸化炭素の価格は前年から上昇した（前年同期が5.8ユーロ／トンであったのに対し、7.2ユーロ／トンであった。）。かかる上昇は、市場への供給超過を相殺することで排出権の価格水準を安定させることができる市場安定化準備制度の導入がますます現実化していることにより説明される。

石炭の価格は前年に比べ著しく低下した。当該価格は、2014年初頭から27%低下の平均61.2米ドル／トンとなった。特にアジアにおいて、需要の減少により供給は引き続き十分である。また、ドルに対するルーブル安によってロシアにおける石炭生産の競争が激化したことから、ロシアの石炭の輸出も増加した。最後に、石油価格の下落により輸送費用が低下し、欧州市場への安価な石炭輸出が促進された。

2015年1月および2月において、電力のスポット価格の平均およびベースは、フランスにおいては45.5ユーロ／MWh（2014年の最初の2か月間に比べ+6.6ユーロ／MWh）、ドイツにおいては32.5ユーロ／MWh（+1ユーロ／MWh）、英国においては50.2ユーロ／MWh（-5.4ユーロ／MWh）であった。フランスにおいて、かかる増加は、主に、1月および2月の気候が特に穏やかであった前年に比べて当年は寒冷であったことによる、需要の気温に対する感応性により説明される。英国における電力価格もまた、全般的なガス価格に追随した。

（８）業績見通し

2014年はEDFグループの将来の発展の鍵となる出来事が多く生じた年であった。差額決済契約およびインフラストラクチャーズUKの保証（「第2 3（3）①（iv）（ハ）新規の原子力発電所建設事業ユニット」を参照。）について欧州委員会による承認を受け、また、英国におけるヒンクリー・ポイントCの新規の原子力プロジェクトは、最終的な投資決定に向けた重要な局面に達した（最終的な投資決定の前の次段階には、プロジェクトの戦略上および財務上のパートナーとの契約の締結、廃棄物移動契約の取決めについての欧州委員会および英国政府による承認、「インフラストラクチャーズUK」プログラムに基づく財務保証の設定ならびに差額決済契約（CFD）および主要な供給業者との契約の最終決定が含まれる。）。当グループは、Dalkiaのフランスにおける資産を統合したことで、現在、エネルギー・サービスでの目標をかなえる規模の基盤を有している（「第2 3（4）①（iii）（イ）Dalkia」を参照。）。また、Amundiとの提携による革新的な財務ソリューションにより、当グループが認識するエネルギー移行計画の急速な発展が可能になった（「第2 3（4）①（vi）その他の株式持分」を参照。）。

当グループは、2015年において、財政均衡を乱す以下の大きな複数の課題に直面している。

- ・（i）いわゆる「大修理」計画が実施されている既存のフランスの原子力発電所（第2 3（2）①（i）（ハ）（a）EDF原子力発電所」を参照。）、（ii）最終的な投資決定を目的とする、ヒンクリー・ポイントCプロジェクトの契約および融資パッケージの最終決定ならびに（iii）Edisonのガス契約の再交渉の今周期の終了に関する、産業的課題
- ・規制された「黄色」料金および「緑色」料金の終了ならびにARENH制度により発生する商業的課題（「第2 3（2）①（ii）（イ）（c）規制販売料金契約」を参照。）
- ・フランスのエネルギー移行に関する法律が採択される見通しであることによるエネルギー政策における課題
これらを背景に、当グループは、2015年2月12日、2015年における以下の財務指針を発表した。
- ・当グループのEBITDAの本業の成長率を0%から3%にすること（一定の連結範囲および為替レートに基づき、また、2012年から2013年の規制料金の調整の2014年EBITDAに対する影響を除く。）
- ・純負債／EBITDA倍率を2倍から2.5倍の間にすること
- ・配当性向を、ハイブリッド調整後経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債を考慮して調整された通常業務からの純利益）に基づき、55%から65%にすること

EDFは、2015年、フランスにおける事業に関して、原子力発電所の供給停止期間を管理するため2014年に実施された方法を統合する予定である。EDFは、2015年に、2014年と同程度の期間の供給停止を実施する予定であり、かかる状況にもかかわらず、2015年においても再度原子力発電を410TWhから415TWhまでの間とすることを目指している。当グループは、他方、英国において、2015年の原子力発電は2014年と比較して増加すると見込んでいる。

当グループは、2015年において約13十億ユーロの純投資を目標としている。基本的に、かかる投資は、当該期間にわたる機能維持を目的とした産業維持プログラムを実施するフランスの発電所ならびに配電の維持および回復の両方に関するものである（「第2 3（1）④投資方針」を参照。）。

2018年の見通し

当グループは、2014年2月、2018年に配当実施後のキャッシュ・フロー（Linkyを除く。）の黒字化を達成させる目標を発表した。当行は、2014年の主要なキャッシュ・フロー要素の動向を踏まえ、かかる目標を達成するための計画表を策定した。

当グループは、EBITDAに関連して、規制環境および変動する市場を考慮しながら、総利益の最大化および営業費用の管理の強化に取り組んでいる。

かかる行動計画はまた、2018年において最適化されたキャッシュ・フローを同一条件で1.8十億ユーロとすることを目指して、必要運転資本の継続的な改善を目指している。

当グループの純投資の推移は、2015年において、最大の約13十億ユーロになる予定である。2014年と比較したかかる増加は、フランスの原子力発電所のための産業維持プログラムが主な要因である。したがって、新規開発を除く純投資は、プロジェクトが作動するにつれて徐々に減少し、2018年には11十億ユーロに達しないはずである。新規開発の投資は、主に、当該計画の期間にわたり最適化される非戦略的資産の処分からの手取金の金額を再配分して費用調達される。

かかる目標および見通しは、合理的な仮定に基づくものである。しかし、その要因は、経済、財政、競争、規制および気候環境に起因する不確実性により変化または修正される可能性がある。さらに、本書「第3 4 事業等のリスク」に記載された特定のリスクが現実化した場合、当グループの事業およびその目標を達成する能力に影響を与える可能性がある。また、かかる目標および展望の達成は、本書「第2 3 (1) 戦略」に記載の戦略の実施が成功することを前提としている。したがって、EDFは、かかる目標の達成について、約束または保証はしないものとし、本章における当グループの財務に関する見通しについての展望の情報を将来の業績予想に用いるべきではない。

(9) 後発事象

① EDFとArevaとの間で現在行われている協議

EDFおよびArevaは、産業上および商業上の協力を強化することを検討しており、EDFによるAreva NPの支配持分（Areva NPの事業の大部分を含むが、特に核燃料に係るエンジニアリング事業を除く。）の取得計画に関して協議を行っている。また、新たな原子力プロジェクトの設計および運営を行う新たなジョイント・ベンチャーの設立計画に関しても協議が行われている。予定されている取引の一環として、Areva SAは、その他の潜在的な投資家とともにAreva NPの少数株主として残ることができ、またEDFおよびAreva NPの将来の株主は、契約上の取決めによって、現在進行中の新たなプロジェクト（オルキルト3を含む。）に伴う一定のリスクから保護される。

EDFの3つの目標は、現在進行中の新たなプロジェクトに対する支配力を増大させ、原子力に関する競争力を高め、かつAreva NPの産業上および商業上の効率性を向上させることである。とりわけ、EDFは、Areva NPが主要な供給業者となっている「グラン・カレナージュ（Grand Carénage）」プログラムの実施を確保し、原子力発電所の更新に係る競争力を長期ベースで確保することを目指している。

様々な条件の中で、厳密なデュー・デリジェンスを実施し、EDFにおける適格な従業員代表団と事前協議を行い、かつEDFの取締役会の承認を得る際に、拘束力のある取決めを行うことが条件となってくる。EDFの取締役会からの承認は、取締役会により創設され、コレット・ルウィネ氏が率いる、EDFに対するすべての戦略的、産業的、社会的および財務的な影響を分析することを目的とした社外取締役による審議会の助言に基づいている。Arevaとの事前協議は現在進行中であり、かかる協議の結果を予め判断することはできない。

② 2015年5月12日－四半期財務情報

- ・2015年度第1四半期の売上高は22.9十億ユーロに達し、2014年度第1四半期と比較して7.8%の増加となった。うち1.8%は、良好な業績および通常的气象条件に起因した、一定の連結範囲および為替レートに基づいている。
- ・フランスにおける原子力発電量の増加
 - －2014年度第1四半期と比較して2.9%増加して118.2TWhとなった
 - －2015年の目標を410TWhから415TWhに設定
- ・エネルギー・サービスおよび再生可能エネルギーの選別的発展
 - －EDF Luminus：2015年4月24日付でATS SAの持分の過半数を（関連する競争当局の承認を得て）取得
 - －Dalkia：2015年3月24日付でCesbronの取得を完了
 - －EDF Énergies Nouvelles：チリおよびブラジルにおける開発
- ・2015年の指針および2018年のロードマップを確認

EDFグループの売上高の変動

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動 (%)	為替レート の割合 (%)	連結範囲の 変更の割合 (%)	本業の 成長率 (%)
フランス	12,181	12,714	+4.4	-	-0.7	+5.1
英国	2,922	3,240	+10.9	+11.0	-	-0.1

イタリア	3,574	3,261	-8.8	-	-	-8.7
その他国外	1,703	1,718	+0.9	+1.3	-	-0.4
その他事業	825	1,926	+133.5	+3.3	+119.3	+10.9
国外およびその他 事業合計	9,024	10,145	+12.4	+4.1	+10.9	-2.6
グループ合計	21,205	22,859	+7.8	+1.7	+4.2	+1.8

当グループの2015年度第1四半期における売上高は22.9十億ユーロであり、2014年度第1四半期と比較して7.8%の増加となった。かかる売上高の数値は、主として2014年7月のフランスにおけるDalkiaの事業の獲得に起因した894百万ユーロの連結範囲の影響、および主としてポンドに対するユーロの下落に起因した369百万ユーロの為替による好影響を含んでいる。一定の連結範囲および為替レートに基づく売上高は主にフランスにおいて生じ、1.8%増加した。英国における本業の売上高は安定しており、2014年度第1四半期と比較して原子力発電量は0.8TWh増加した。しかしながら売上高は、B2C製品勘定科目の減少による影響を受けた。イタリアでは、物価指数の下落により、本業の売上高は8.7%減少した。その他事業における本業の売上高は、EDF Énergies Nouvellesの好業績を反映して10.9%増加した。

2015年の目標および2018年のロードマップ

EDFグループは、2015年の財務目標を以下のとおり設定する。

- ・当グループの本業のEBITDA（一定の連結範囲および為替レートに基づいており、2012年から2013年の規制料金の組織化による2014年のEBITDAへの影響を除く）の成長率を、0%から3%とすること
- ・純負債／EBITDA倍率を、2倍から2.5倍とすること
- ・配当性向を、ハイブリッド調整後経常外項目を除く純利益（自己資本として計上されたハイブリッド債に係る利息の支払いを調整した経常外項目を除く純利益）の55%から65%とすること

当グループはまた、2018年に、Linkyを除く配当後キャッシュ・フローの黒字化の達成を再度目指すことを表明した。

2015年6月30日現在の決算財務情報

IFRIC第21号の解釈

IFRIC第21号の解釈は、法人所得税の他、年間の関税および税金を計算するための現在の会計処理方法に影響を及ぼす。EDFグループは2015年1月1日より同指針を適用しており、2014年に公表された財務書類に遡及的に適用させている。当該解釈は、年次連結財務書類に重大な影響を与えない。

IFRIC第21号の重要点は、一部の税金が年間を通じた決算から除外されることである。ほとんどの場合、これらの税金は、対象となる年度の1月1日現在の決算に計上されることになる。

かかる会計上の変更による影響を受けた税金は、主にフランスにおけるEDFグループの事業（とりわけ、原子力施設に課される税金、電力網事業者に課される一括税（IFER）および固定資産税等）に関連している。IFRIC第21号は、2014年6月末に公表された財務書類に遡って適用されており、EBITDAに対して約－0.8十億ユーロおよび当グループの純利益に対して約－0.6十億ユーロの影響を与えた。最終データは、中間決算が公表される2015年7月に提供される。

Edison

イタリアでは、リビアにおけるガス契約の第2段階の交渉が締結する時期について、これまで予想されていた2015年度上半期に反して、現時点では2015年度下半期になると予想されている。Edisonは、2015年において、少なくとも1十億ユーロのEBITDAを達成する目標を再確認した。

第1四半期の売上高

フランス：主に、温暖であった2014年度第1四半期と比較してより寒冷な気候によってもたらされた売上高

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
フランス合計	12,181	12,714	+4.4	+5.1

フランスにおける2015年度第1四半期の売上高は12.7十億ユーロであり、本業においては2014年度第1四半期と比較して5.1%の増加となった。この増加は、気温が通常よりも0.6℃低く、とりわけ温暖であった2014年度第1四半期と比較して1.9℃低かったことから、天候による680百万ユーロの影響に起因している。通常の気象条件に戻ったことは、最終顧客に対する販売

量が8.4TWh増加したことに反映された。売上高は、主に2014年11月1日付のエネルギー部門における規制料金の値上げに起因した、208百万ユーロの価格効果の好影響によってもたらされた。しかしながら売上高は、天候による影響および価格の上昇にもかかわらず、最終顧客に対する売上高が-179百万ユーロ下落したことで悪化した。第1四半期において、ARENHの電力販売量は10.7TWh減少したが、その大部分は卸売市場において販売されていた(+9.2TWh)。売上高に対する影響は、実際の販売価格がARENH価格に近かったため、限定的であった。

原子力発電量は、発電所の優れた有用性および悪天候によるこれらの施設の旺盛な需要に起因し、3.3TWh(+2.9%)増加して118.2TWhに達した。当グループは、2015年の原子力発電量目標を410TWhから415TWhに設定したが、これは、前年と同等の計画的な供給停止相当量および計画的な供給停止継続期間を最短化するために2014年に導入されたイニシアティブの強化を考慮に入れたものである。

火力発電所による発電量はまた、2014年度第1四半期と比較して1.1TWh増加し、3.3TWhとなった。

かかる増加により、水力状況が2014年度第1四半期よりも好ましくなかったことで生じた水力発電量の1.3TWh(-10.8%)の下落は相殺された。

これにより、2015年度第1四半期のフランス本土における全体の発電量は、前年同期より2.5%増加して、132.2TWhに達した。

英国：B2C製品勘定の減少は、原子力発電量の増加を一部相殺

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
英国合計	2,922	3,240	+10.9	-0.1

英国における売上高は、本業において3.2十億ユーロと2014年度第1四半期と比較して横ばいであった。2015年度第1四半期におけるポンドに対するユーロの下落は、321百万ユーロの好影響をもたらした。

原子力発電量は、原子力発電所の好業績が、予想されていたヘイシャム1およびハートルプール発電所の負荷率の低下を相殺したことで、2014年度第1四半期と比較して0.8TWh(+5.3%)増加した。

B2C部門は、寒冷気候によるガスの売上高に対する好影響を受けた。しかし、B2C部門は製品勘定科目数が3.8%減少したことによる下落の影響を受け、当該四半期における平均が5.5百万ユーロとなった。

イタリア：物価指数の下落により売上高は減少

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
イタリア合計	3,574	3,261	-8.8	-8.7

イタリアにおける売上高は3.3十億ユーロとなり、本業においては2014年度第1四半期と比較して8.7%の減少となった。Edisonの売上高は、本業において9.0%減少した。

電気事業の売上高は、電力価格の悪影響により下落した。

水力発電量はまた、とりわけ良好だった気象条件の影響を受けた2014年度第1四半期と比較して、水硬性が悪化したことに起因して0.3TWh(-34%)減少した。

炭化水素事業は、価格の後退にもかかわらず、住宅用顧客に対する電力販売量および卸売市場における電力販売量に及んだ天候による好影響を受けた。

その他国外：ベルギーにおける好転は、ポーランドおよびハンガリーの売上高の減少を一部相殺

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他国外合計	1,703	1,718	+0.9	-0.4

その他国外部門の売上高は、1.7十億ユーロに留まり、本業においては2014年度第1四半期と比較して0.4%の微減となった。

ベルギーにおける本業の売上高は、ガス販売量が天候による好影響を受け、価格の下落を相殺したことに起因して、1.2%増加した。一方で売上高は、卸売市場における電力販売量の減少によって悪化した。

ポーランドにおける売上高は、卸売市場における電力価格が上昇したにもかかわらず、リブニク火力発電所の近代化工事により電力販売量が減少したことで低下した。ハンガリーにおける売上高は、2014年度下半期における電力および熱の規制料金下落による影響を受けた。

その他事業：再生可能エネルギーおよびガスの売上高が増加

(単位：百万ユーロ)	2014年度 第1四半期	2015年度 第1四半期	変動(%)	本業の成長率(%)
その他事業合計	825	1,926	+133.5	+10.9

その他事業部門の売上高は1.9十億ユーロに達し、本業においては10.9%増加した。売上高の数値は、984百万ユーロの連結範囲の変更による影響を含み、うち833百万ユーロはDalkiaの貢献によるものであった。Dalkiaの売上高はまた、第1四半期の良好な天候による影響を受けた。

EDF Énergies Nouvellesの売上高は、本業において2.8%増加したが、これは運営および維持事業の好業績に起因している。

2015年度第1四半期のEDF Tradingの売上総利益は本業において6.9%減少したが、これは欧州における好調な市況が、とりわけ厳しかった2014年の米国における業績の下落を完全に相殺するには不十分であったためである。

同部門のその他事業は、2014年度第1四半期と比較して気候が寒冷であったことから、電力およびガスの販売量が増加したことによるÉlectricité de Strasbourgの好業績に起因して成長を見せた。その他の業務もまた、ガス事業の販売量が気象条件による影響を受けたことで、成長を見せた。

2015年2月12日付プレスリリース後における主な事象

フランス

フラマンビルEPR原子炉：原子炉容器の認定検査を継続

2015年4月7日、AREVAおよびEDFは、原子力安全当局（ASN）に対して、フラマンビルEPR原子炉の上蓋および下鏡を実証するための新たな一連の検査を実施する予定であることを告知したことを発表した。かかる一連の検査は、原子炉の上蓋および下鏡の代表モデルを用いて行われた化学的・機械的検査に準拠したものである。結果として、基準の1つが満たされていないことが明らかになった。フラマンビル3原子炉容器に用いられた製造工程は、フランス原子炉プログラムにおいて導入され、認証された技術上の要件に準拠している。これらの工程の安全性は、原子炉の稼働年数が1,700年にわたることを通じて証明されている。しかしながら原子力安全当局（ASN）は、2005年の新たな原子力耐圧機器に関する指針（ESPN指針）の発表以来、フラマンビル3機器を新たな技術的仕様に適合させるよう求めている。EDFおよびAREVAのチームは、ASNによる検査条件の承認を経て、可及的速やかに追加の検査を実施し、対応する機器の安全性および品質を保証するために必要とされるすべての情報を、安全当局に対して提供する予定である。

エネルギー・サービス

EDF Luminusは、ATSの持分の過半数を取得

2015年4月24日、EDF Luminusは、ATS SAの持分の過半数を取得することを発表した（本取引の成立は、ベルギー競争当局の承認が条件となっている。）。これによりEDF Luminusは、ベルギーにおける中心的なエネルギー・サービス事業者となり、法人、サービスおよび公共部門の顧客に対して広範な技術的ソリューションを提供することができるようになる。ATSは、フランドルのメレルペーケに拠点を置き、600名の従業員を有し、売上高は100百万ユーロを超える。ATSは電力機器による配電の他、電力および熱を完全に統合させたソリューション（設計および技術、産業用電力網の設置および維持、自動化、工業用冷凍、火災検知および水力発電事業）を提供している。これにより、EDF LuminusおよびATSは、エネルギー効率および消費最適化に関するソリューション提供の強化を通じて、法人、サービスおよび公共部門の顧客により一層役立つことができる予定である。

DalkiaはCesbronグループの取得を完了

2015年3月24日、Dalkiaは、工業用および商業用冷凍ならびに空調設備を専門とするCesbronグループの取得を完了した。Dalkiaは、かかる取得により、法人およびサービス部門の顧客に対する各種サービスを拡大することが可能となる。また、Cesbronの専門性により、Dalkiaは自らを工業用および商業用冷凍部門に位置付け、フランスにおけるエネルギー・サービス業界トップとしての地位を強固にする。

EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvellesは、ポルトガルにおける2ヶ所の風力発電所の拡張を完了

2015年4月29日、EDF Énergies Nouvellesは、ポルトガルのアラダ・モンテムロ（9.2MW）およびサオ・ペドロ（2MW）の風力発電所において電力容量の追加を行うことを発表した。拡張によって、これら2ヶ所の施設における総容量は133MWまで引き上げられた。2008年に稼動を開始したポルトガル中部のアラダ・モンテムロ風力発電所は、現在9.2MW拡張され、総設備容量は121MWまで増加した。同地域のサオ・ペドロ風力発電所は、2005年に稼動を開始した際は5基の2MWタービンを有するに留まっていたが、現在では12MWの設備容量を誇っている。

EDF Énergies Nouvellesは、初の太陽光発電所プロジェクトでチリの市場に参入

2015年4月14日、EDF Énergies Nouvellesは、チリ市場への参入を発表した。新たな現地子会社であるEDF EN Chileは、ラベリントと呼ばれる146MWpの容量を有する太陽光発電所について、融資契約およびパートナーシップ契約を締結した。本プロジェクトは、チリ北部にあるアタカマ砂漠に位置し、世界で最も高い太陽放射収率による好影響を受ける。本プロジェクトは、EDF Énergies Nouvellesおよび丸紅株式会社により折半出資されている。EDF Énergies Nouvellesは、現地および国外の銀行からなる合弁会社より、長期のプロジェクト融資を確保した。太陽光発電所の建設、運営および維持は、これらの事業に特化したEDF Énergies Nouvellesの現地子会社によって行われる。ラベリント太陽光発電所は、商業ベースで発電電力の販売を行う世界で最も強大な太陽光発電所の1つとなり、チリ北部供給システム（SING）と連携される予定である。

EDF Énergies Nouvellesは、運営および維持事業をベルギーまで拡大

2015年3月5日、EDF Énergies Nouvellesは、専門子会社であるEDF EN Servicesを通じて、EDF EN Services Belgiumの設立し、ベルギーの再生可能エネルギー施設の運営および維持（O&M）サービス事業を展開することを発表した。新たな合弁子会社は、ベルギーにおけるEDFグループ会社の1つであるEDF Luminusと共同保有され、EDF Luminusおよび第三者の所有事業者に対して風力および太陽光発電所の運営サービスを提供する。

EDF Énergies Nouvellesはブラジル市場に展開

2015年2月25日、EDF Énergies Nouvellesは、リオを拠点とする現地子会社EDF EN do Brasilの設立を発表し、ブラジル市場への参入を決定付けた。EDF Énergies Nouvellesは、EDF Norte Fluminenseとともにブラジルにおいて事業を開始するEDFグループの2番目の子会社である。EDF EN do Brasilは、世界有数の再生可能エネルギー・ディベロッパーであるSOWITECより、風力発電事業に関する800MWポートフォリオの株式の過半数を取得し、現地事業に着手した。このパイプラインはEDF EN do BrasilおよびSOWITECにより共同開発され、SOWITECは20%の少数株主持分を有し、引き続きパイプラインの開発に携わる予定である。ポートフォリオはバイア州の最も強風の地域の1つに位置し、2017年末に着手される予定である70MWの初期事業を含んでいる。発電電力は、ANEELとの間で締結された20年間の電力購入契約（PPA）に基づき販売される予定である。

EDF Énergies Nouvellesは、ケベック州の風力発電所の開発および運用のため新たな契約を獲得

EDF Énergies Nouvellesは、2013年のHydro-Québec Distributionによる第3次入札要請の結果、2015年2月17日付で現地子会社のEDF EN Canadaを通じて、ケベック州のニコラ・リウー風力発電事業（224.4MW）に関する契約の獲得に成功したことを発表した。同風力発電所は、ケベック州南東のバスクおよびリムスキ・ネジェット郡（RCM）に位置している。建設工事は2016年春に着工され、2017年末に稼動が予定されている。当該プロジェクトは50%をEDF EN Canadaが保有し、33%をバ・サン・ローラン郡に属するÉnergie Éolienne Bas-St-LaurentおよびViger Maliseet First Nationが保有している。残りの17%はLa Régie Inter-Municipale de l'Energie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleineによって保有されている。これらの会社は、Hydro-Québec Distributionとともに電力供給に関する25年間の電力購入契約（PPA）を共同で調印した。

第4【設備の状況】

1【設備投資等の概要】

当グループの不動産・保険部に属するEDFの不動産部門は、約71%を当グループが直接所有し、約29%を第三者からリースしている（リースおよび借地）約4.4百万平方メートルの商業用不動産に関する不動産ポートフォリオを管理および最大限に利用することにより、フランスにおいてEDFおよびERDFの事業体向けの不動産サービス提供者として機能している。

不動産部門は、サブリース制度を通して当グループの事業体および部署のために場所を提供することにより、不動産管理、リース管理、建物の技術的運営ならびに施設の保守管理および賃借人に提供されるサービスを担当している。不動産部門は第三者からリースを受けることに関し、2015年から2029年までの期間において、EDFのために総額880百万ユーロのリース・コミットメントを支払っている。

上記の説明以外に「第2 3 事業の内容」を参照。

2【主要な設備の状況】

2014年12月31日に終了した年度の連結財務書類の注記20「フランスの公共配電委譲運営有形固定資産」、注記21「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」および注記22「発電用その他のグループ所有有形固定資産」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】

(2014年12月31日現在)

授 権 株 数(株)*	発行済株式総数(株)	未発行株式数(株)*
—	1,860,008,468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。

②【発行済株式】

(2014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	1,860,008,468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】

(2014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 拠出の当社株式資 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
2011年 6月24日	(増加)	1,860,812,110株	(増加)	930,406,055	EDF Énergies Nouvellesに關す 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8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

(4) 【所有者別状況】

① 株式資本および議決権の内訳

過去3事業年度の12月31日現在におけるEDF株式資本の内訳は、以下のとおりである。

	2014年12月31日			2013年12月31日			2012年12月31日		
	株式数	資本金(%)	議決権(%)	株式数	資本金(%)	議決権(%)	株式数	資本金(%)	議決権(%)
フランス政府	1,571,433,448	84.49	84.56	1,571,433,448	84.49	84.56	1,561,222,705	84.44	84.54
機関および 一般投資家	254,927,584	13.70	13.72	253,337,995	13.62	13.64	251,350,774	13.59	13.61
従業員	31,965,255 ⁽¹⁾	1.72	1.72	33,493,009 ⁽²⁾	1.80	1.80	34,131,850 ⁽³⁾	1.85	1.85
自己株式	1,682,181	0.09	—	1,744,016	0.09	—	2,161,333	0.12	—
合計	1,860,008,468	100.00	100.00	1,860,008,468	100.00	100.00	1,848,866,662	100.00	100.00

- (1) この数値には、フランス商法第L.225-102号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1.48%に相当する27,443,950株（EDFのグループ貯蓄計画およびEDF Internationalのグループ貯蓄計画における「Actions EDF」のFCPEを通じて、EDFの現従業員および元従業員により所有される株式を含む。）が含まれている。またかかる数値には、現従業員および元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間後に管理されている0.24%の株式に相当する4.5百万株が含まれている。
- (2) この数値には、フランス商法第L.225-102号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1.53%に相当する28,430,375株（EDFグループ貯蓄計画およびEDFグループ国際貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの現従業員および元従業員により所有される株式を含む。）が含まれている。またこの数値には、現従業員および元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間後に管理されている0.27%の株式に相当する5.1百万株が含まれている。
- (3) この数値には、フランス商法第L.225-102号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1.57%に相当する29,042,964株（EDFグループ貯蓄計画およびEDFグループ国際貯蓄計画におけるFCPEの「Actions EDF」を通じて、EDFの現従業員および元従業員により所有される株式を含む。）が含まれている。またこの数値には、現従業員および元従業員により、直接記名式で保有されるか、またはロックイン期間なしもしくはロックイン期間後に管理されている0.28%の株式に相当する5.1百万株が含まれている。

EDFの認識している限り、フランス政府以外の株主は、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、2014年12月31日現在、株式資本の分配および地域別内訳を分析するために、無記名式株式の特定可能な保有者の調査報告書を完成させた。以下の表は、2014年12月31日現在および2013年12月31日現在の保有者別の保有株式数および資本金に占める割合を示したものである。

	2014年12月31日		2013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	1,571,433,448	84.49	1,571,433,448	84.49
フランスを除く欧州の機関投資家	70,207,583	3.77	78,132,604	4.20
その他地域の機関投資家	75,741,836	4.07	67,789,555	3.64
フランスの機関投資家	56,328,678	3.03	54,033,528	2.91
一般投資家	52,649,487	2.83	53,382,308	2.87
従業員による株式保有	31,965,255	1.72	33,493,009	1.80
自己株式	1,682,181	0.09	1,744,016	0.09
合計	1,860,008,468	100.00	1,860,008,468	100.00

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、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。

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の株式資本の保有割合は70%未満となることはできない。

(5) 【大株主の状況】

2014年12月31日現在、フランス政府は、EDFの株式資本の84.49%および議決権の84.56%を保有している。フランス・エネルギー法第L.111-67条に従い、フランス政府は、資本保有割合の少なくとも70%を維持しなければならない。したがって、フランス政府は、多数株主として、株主の承認を必要とする当社の決定、具体的には、株主総会が権限を持つあらゆる問題についての、株主の決議結果に対する選択権を有している。

フランス政府による多数保有の結果として、EDFに適用される規制については「第2 3 (5) 法令および規制に関する環境」を参照。

フランス政府との関係はまた、2014年12月31日に終了した事業年度の連結財務書類の注記48に記載されている。

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および中間配当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
2011年	1,848,866,662	1.15	2,124,757,978.20 ⁽²⁾	2012年6月6日
2012年	1,848,866,662	1.25	2,308,912,900.34 ⁽³⁾	2013年7月8日
2013年	1,860,008,468	1.25 ⁽⁴⁾	2,327,462,364.03 ⁽⁵⁾	2014年6月6日

(1) 自己株式控除後。

(2) このうち、1,053,169,658.76ユーロは、2011年の中間配当として2011年12月16日に支払われた。

(3) このうち、1,052,601,974.10ユーロは、2012年の中間配当として2012年12月17日に支払われた。このうち、170,358,213.74ユーロは、新たに発行された株式によって2013年7月8日に支払われた。

(4) 1.375ユーロは、ロイヤルティ配当から利益を得る株式に対するものである。

(5) このうち、1,059,290,112.42ユーロは、2013年の中間配当として2013年12月17日に支払われた。

2014年12月10日、取締役会は、2014事業年度に関する1株当たり0.57ユーロの中間配当を現金で支払うことを決議した。中間配当の合計額（自己株式を除く。）は、1,059,262,163.04ユーロであり、2014年12月17日に支払われた。

2015年2月11日の取締役会で、取締役会は、2014年は1株当たり1.25ユーロの配当金を分配することを2015年5月19日開催の株主総会に提案することを決議した。2014年12月17日に支払われた1株当たり0.57ユーロの中間配当を考慮すると、2014事

業年度の普通配当の1株当たりの差額は0.68ユーロであり、ロイヤルティ配当から利益を得る配当の差額については1株当たり0.805ユーロが分配されることとなる。

配当は、株主総会の承認に従い、2015年6月5日（決定日は2015年6月3日）に支払われる。

（２） 配当方針および増加配当金

EDF取締役会によって決定される配当分配方針は、その投資需要、経済的事情およびその他関連すると思われるすべての要素を考慮する。

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、2013事業年度に関し、2014年に最初の増額配当が支払われた。通常価格の株式を少なくとも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%の増加の権利を付与される株式数は、株主1人当たりの株式資本の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、現在提供されている定款は、株主総会において配当、中間配当、剰余金もしくは配分される報奨金または当行の資産の分配を通じた株式資本の減額を決定できるものとするに修正された。

（３） 時効

配当は、配当支払宣言日から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【株価の推移】

（１）【最近5年間の事業年度別最高・最低株価】（出典：Thomson Financial）

EDFの株式は、2005年11月21日よりユーロネクスト・パリ市場に上場されている。

（単位：ユーロ(円)）

回 次	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
決算年月	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
最 高	42.14 (5,715円)	32.62 (4,424円)	19.60 (2,658円)	27.40 (3,716円)	29.73 (4,032円)
最 低	30.275 (4,106円)	17.68 (2,398円)	13.66 (1,852円)	13.66 (1,852円)	21.555 (2,923円)

（２）【当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価】（出典：Thomson Financial）

以下の表は、2014年7月から2014年12月の当社の株価の推移を記載している。

（単位：ユーロ(円)）

月 別	2014年7月	2014年8月	2014年9月	2014年10月	2014年11月	2014年12月
最 高	24.14 (3,274円)	24.86 (3,371円)	25.97 (3,522円)	25.98 (3,523円)	24.075 (3,265円)	24.655 (3,343円)
最 低	22.44 (3,043円)	23.475 (3,183円)	24.88 (3,374円)	21.555 (2,923円)	22.36 (3,032円)	21.735 (2,947円)

4【役員の状況】

(1) 取締役会

① 取締役会の構成員

2014年11月21日開催の株主総会以前の取締役

2014年11月21日開催の株主総会以前は、公共部門の民主化に関する1983年7月26日付法律第83-675号第6条の規定に従い、当社の取締役会は3つのカテゴリーに分類される18名で構成されている。取締役会も同様に、株主総会で任命された6名の取締役、命令により選任されたフランス政府を代表する6名の取締役および従業員により選任された6名の取締役で適切に構成されていた。彼らの任期は2014年11月22日付で満了となった。

2014年1月1日から2014年11月21日開催の株主総会までの間、取締役会の構成員は以下のとおり変更された。

氏名	分類	任命日	退任した取締役
シドニー・ドゥラランド氏	従業員により選任された取締役	2014年2月1日	フィリップ・メッサ氏
コレット・ルウィネ氏	株主総会で任命された取締役	2014年4月11日	ミレイユ・フォジュール氏
レジス・チュリニ氏	フランス政府を代表する取締役	2014年9月15日	ダヴィド・アゼマ氏
クリスチャン・マセ氏	フランス政府を代表する取締役	2014年9月26日	ピエール・セラルル氏

2014年11月21日開催の株主総会以後の取締役

2014年11月21日開催の株主総会において、国有企業の株主資本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号の規定を実施するため、当社の定款が修正された。当該政令に基づきEDFは、現在、株主総会で任命された取締役、政令第6条に基づきフランス政府の発議により選任された取締役（適用ある場合）、フランス政府を代表する取締役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（「第5 5（1）②（i）（イ）取締役会の構成員」を参照。）。

2014年12月31日現在のEDFの取締役会は、18名の取締役で構成され、2014年11月23日付で任期を開始した。その内訳は、11名が株主総会で任命された取締役、1名がフランス政府を代表する取締役および6名が従業員により選任された取締役である。

2014年11月21日開催の株主総会において、オリヴィエ・アペール氏、フィリップ・クルゼ氏、ブルーノ・ラフォン氏、ブルーノ・レシュヴァン氏、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏、コレット・ルウィネ氏およびクリスチャン・マセ氏の7名の任期が更新された。

当該総会において、ジャン・ベルナル・レヴィ氏、ジェラルド・マナン氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・ヴァラン氏の4名が新たに選任された。

2014年11月21日開催の株主総会において選任または再任された11名の取締役のうち、マリー・クリスティーヌ・ルプティ氏、オリヴィエ・アペール氏、ブルーノ・レシュヴァン氏、ジェラルド・マナン氏およびクリスチャン・マセ氏の5名が2014年8月20日付政令に基づくフランス政府からの発議によるものであった。

レジス・チュリニ氏は、2014年11月21日付命令に基づき、EDFの取締役会にフランス政府の代表として任命された（2014年11月22日付でフランスの官報に公表された、2014年11月21日付財務・公会計大臣および経済・産業・デジタル大臣の命令）。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日付フランス共和国大統領令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命された（「第5 5（1）②（i）（ii）業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）。

2014年11月21日開催の株主総会から2015年4月14日現在までの間に取締役会構成員の変更はなかった。

以下の表は、2015年3月31日現在における取締役会の構成員の氏名、年齢、社内外における主要職責および過去5年間に社外で就任し任期を満了した職務を示している。

EDFの取締役は全員フランス国籍を有している。

株主総会により任命された取締役

氏名、年齢および 当社における職務／役職	社外における現在の職務／主要な役職	過去5年間に社外で就任し 任期が満了した職務
ジャン・ベルナル・レ ヴィ (60歳) 2014年11月27日より 会長兼最高経営責任者 (ジャン・ベルナル・レ ヴィ氏は、2014年11月21日 付省令に基づき2014年11月 23日より暫定会長兼最高経 営責任者に任命された。) 2014年11月23日より 取締役 任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会 戦略委員会委員長	Edison 取締役会会長 EDF Energy Holdings 取締役会会長 EDF Foundation 取締役会会長 Institut Mines-Télécom 取締役会会長 Dalkia 取締役 EDF Énergies Nouvelles 取締役 Société Générale 取締役 パスツール研究所 理事 Vinci 取締役 社外における主要な役職： IFP Énergies Nouvelles 会長兼最高経営責任者 その他の職務／役職： フランス・エネルギー委員会 (<i>Conseil Français de l'Énergie</i>) 委員長 フランス技術アカデミー 会員 Technip 取締役 CGG 取締役	フランス： Thales 会長兼最高経営責任者 JBL Consulting & Investments 会長 Viroxis 監査役会会長 Vivendi 業務執行委員会委員長 SFR 会長兼最高経営責任者 Canal+ Group 監査役会会長 Canal+ France 監査役会会長 GIFAS (フランス航空宇宙工業会) 副会長 DCNS 取締役 A.T. Kearney Paris 諮問委員会の委員 海外： Activision Blizzard 取締役会会長 Global Village Telecom (Holding) GVT 取締役会会長 Maroc Telecom 監査役会副会長
オリヴィエ・アペール (65歳) 2013年6月17日より 取締役 直近で再任された日： 2014年11月23日 任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会 原子力監視委員会および戦 略委員会の委員	社外における主要な役職： IFP Énergies Nouvelles 会長兼最高経営責任者 その他の職務／役職： フランス・エネルギー委員会 (<i>Conseil Français de l'Énergie</i>) 委員長 フランス技術アカデミー 会員 Technip 取締役 CGG 取締役	Storengy 取締役 <i>Institut de Physique de Globe de Paris</i> (IPGP-パリ地球物理学研 究所) 取締役

フィリップ・クルゼ (58歳) 2009年11月23日より 取締役 直近で再任された日： 2014年11月23日 任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会 原子力監視委員会委員長お よび監査委員会の委員	社外における主要な役職： Vallourec 業務執行委員会委員長 その他の職務／役職： フランス： Vallourec Tubes (旧Vallourec & Mannesmann Tubes) 会長 Théâtre National de l'Opéra-Comiqueお よびThéâtre de la Ville (パリ) 理事 Institut de l'Entreprise 副会長 海外： Vallourec Tubos do Brasil S.A. (旧V&M do Brasil) 取締役	フランス： V&M France 監査役会会長兼監査役 Vallourec Oil & Gas France 取締役 海外： Finalourec 取締役
ブルーノ・ラフォン (58歳) 2008年5月20日より 取締役 直近で再任された日： 2014年11月23日 任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会 任命報酬委員会委員長	社外における主要な役職： Lafarge 会長兼最高経営責任者 その他の職務／役職： フランス： ArcelorMittal 取締役 Medef持続可能開発センター 委員長 海外： Lafarge Shui on Cement 取締役 European Round Table 「エネルギーおよ び気象」グループ 会長 持続可能な開発のための世界経済人会議 (WBCSD) 執行役員	フランス： Entreprises pour l'Environnement (EPE) association 会長 海外： Lafarge India 取締役
ブルーノ・レシュヴァン (63歳) 2013年5月6日より 取締役 直近で再任された日： 2014年11月23日 任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会 倫理委員会の委員	社外における主要な役職： フランス環境エネルギー管理庁 (ADEME) 会長兼長官 その他の職務／役職： Electricien sans Frontières (国境なき 電気技士) 副会長	フランス国内エネルギー・オンブ ズマン 総代表 エネルギー規制委員会(CRE)委員長 の特別顧問

マリー・クリスティーヌ・ルプティ (53歳)	社外における主要な役職： 財務・公会計省および経済・産業・デジタル省財務監察院長	なし
2012年5月7日より 取締役	その他の職務／役職： Fondation Nationale des Sciences Politiques 理事	
直近で再任された日： 2014年11月23日		
任満期日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会		
監査委員会委員長および原 子力監視委員会の委員		
コレット・ルウィネ (69歳)	社外における主要な役職： 専務取締役	La Poste 取締役
2014年4月11日より 取締役	その他の職務／役職： フランス： TDF（非上場公開会社（SAS）） 非常勤会長 Bouyguesグループ 取締役	Lafarge 取締役
直近で再任された日： 2014年11月23日		
任満期日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会	Eurotunnel 取締役 Nexans 取締役 フランスの首相に直属の戦略的調査委員会 委員	
倫理委員会委員長ならびに 監査委員会および任命報酬 委員会の委員	海外： TGS Nopec 取締役 Crompton Greaves 取締役	
ジェラルド・マナン (64歳)	社外における主要な役職： フランシュ・コンテ経済・社会・環境評議 会の委員 自営業	欧州エネルギー都市ネットワーク 総代表
2014年11月23日より 取締役		
任満期日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会		
倫理委員会の委員		

クリスチャン・マセ (58歳)	社外における主要な役職： 外務・国際開発省事務次官	フランス在外教育庁 理事会会長 France Expertise Internationale 理事 アンスティチュ・フランセ 理事 Agence Française de Développement (フランス開発局) 委員 Fondation France-Israel 理事 AREVA 監査役
2014年9月26日より 取締役	その他の職務／役職： AREVA 取締役 France Médias Monde 取締役 Agence Nationale des Titres Sécurisés (フランス国家身分証明書保管庁) 委員 Commission de récolement des dépôts d' œuvres d'art (美術品登録証明委員会) 委員 Etablissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires (救急 医療への準備・対応機関) 理事 ENA (国立行政学院) 理事 アンスティチュ・フランセ 理事 フランス原子力委員会 委員 Institut du Monde Arabe (アラブ世界研 究所) 高等評議会委員	
直近で再任された日： 2014年11月23日		
任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会		
戦略委員会の委員		
ローランス・パリゾ (55歳)	社外における主要な役職： IFOPグループ業務執行委員会 副委員長	COFACE 取締役 Fives 監査役
2014年11月23日より 取締役	その他の職務／役職： BNP Paribas 取締役 Michelin 監査役 Fondapol 科学評議会会長 経済・社会・環境評議会 委員	
任期満了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会		
監査委員会および戦略委員 会の委員		

フィリップ・ヴァラン (62歳) 2014年11月23日より 取締役 任期满了日： 2018年12月31日に終了する 事業年度の財務書類を承認 する株主総会	社外における主要な役職： AREVA 取締役会会長 その他の職務／役職： Saint-Gobain 取締役 ASEAN（東南アジア諸国連合）諸国に対す る外務・国際開発省の特別代表 Cercle de l'Industrie 会長	フランス： Peugeot SA 業務執行委員会委員長 Peugeot Citroën Automobiles SA 取締役会会長 GEFCO SA 取締役会会長 Banque PSA Finance SA 取締役 Faurecia SA 取締役 AREVA 監査役 海外： PCMA Holding BV 取締役 BG Group Plc. 取締役

フランス政府を代表する取締役

氏名、年齢および 当社における職務／役職	社外における現在の職務／主要な役職	過去5年間に社外で就任し 任期が満了した職務
レジス・チュリニ (56歳)	社外における主要な役職： フランス政府保有株式委員	フランス： SFR 取締役
2014年9月15日より 取締役	その他の職務／役職： BPI Groupe 取締役	Canal+ Group 監査役委員会の委員
直近で再任された日： 2014年11月23日	Renaul 取締役	海外： Activision Blizzard 取締役
任期満了日： 2017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	Thales 取締役	MAROC TELECOM 監査役
戦略委員会および任命報酬 委員会の委員		Universal Music Group 取締役 GVT 取締役

従業員により選任された取締役

氏名、年齢および 当社における職務／役職	社外における現在の職務／主要な役職	過去5年間に社外で就任し 任期が満了した職務
クリスティーヌ・シャボ ティ (43歳) EDFの通商部門の主要口座課 の通商専門職員 2009年11月23日より 取締役 直近で再任された日： 2014年11月23日 任期満了日： 2019年11月22日 倫理委員会の委員	労働裁判所判事 (<i>conseiller prud'homme</i>)	なし
ジャッキー・ショラン (55歳) EDFの発電・エンジニアリン グ部門の人事マネージャー 代表 2014年11月23日より取締役 (ジャッキー・ショラン氏 は、2004年9月から2009年 11月の間EDF (EPICその後SA に移行) の取締役であっ た。) 任期満了日： 2019年11月22日 監査委員会、戦略委員会お よび倫理委員会の委員	経済・社会・環境評議会 (経済事業部門) 委員 Conseil Supérieur de l'Énergie (エネル ギー高等理事会) 理事 Conseil national de la transition écologique (生態学的移行国家諮問委員 会) (旧Conseil national de débat sur la transition énergétique (エネルギー移 行に関する全国討議会)) 委員	首相直属の組合連合調査機関であ る IRES (フランス経済社会研究学 院) 理事会の Force Ouvrière 労働 組合代表 FO Energies & Mines 労働組合 連盟書記 (技能開発センター担 当)

マリー・エレーヌ・メイリン (54歳)	CFDT組合の電力およびガス業界の従業員を 代表するConseil Supérieur de l'Énergie (エネルギー高等理事会)の理事代理	なし
EDFの上流／下流最適化および取引部門の上級エンジニア		
2011年9月1日より 取締役		
直近で再任された日： 2014年11月23日		
任満了日： 2019年11月22日		
監査委員会、原子力監視委員会、戦略委員会および倫理委員会の委員		
ジャン・ポール・リニャック (52歳)	なし	なし
EDF研究開発部の 技術研究者		
2007年11月7日より 取締役		
直近で再任された日： 2014年11月23日		
任満了日： 2019年11月22日		
戦略委員会の委員		
クリスチャン・タクシル (39歳) 人事部代表	Syndicat mixte d'électricité, de gaz et des télécommunications du Val- d'Oise (SMDEGTVO) (ヴァル・ドワーズ電 気・ガス・通信共同組合) 選任委員	Fédération CFE-CGC Énergies組合 書記長 クールディマンシュ市議会議員(95 年) クールディマンシュ副市長 現エネルギー高等理事会である、 電力およびガス高等理事会代表
2014年11月23日より 取締役		
任満了日： 2019年11月22日		
監査委員会および戦略委員 会の委員		

マキシム・ヴィロタ (55歳)	なし	なし

EDF原子力発電センター（トリカスタン）の金融および産業部調達方針コーディネーター

2006年12月13日より
取締役

直近で再任された日：
2014年11月23日

任期満了日：
2019年11月22日

監査委員会、原子力監視委員会および任命報酬委員会の委員

② 取締役の個人情報

株主総会により選任された取締役

ジャン・ベルナル・レヴィ：60歳。国立理工科大学（*École polytechnique*）を1973年に卒業後、Telecom Paris Techを卒業。同氏は1979年にFrance TelecomにおいてAngers Divisionの現場技術者として入社。1982年に業務執行管理者および人事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。2014年11月27日よりEDFグループの会長兼最高経営責任者に就任している（ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令に基づき2014年11月23日より暫定会長兼最高経営責任者に任命された。）。ジャン・ベルナル・レヴィ氏は4人の子供がいる家庭を持っており、レジオンドヌール勲章および国家功労勲章のオフィシエでもある。

オリヴィエ・アペール：65歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）を卒業。鉱業技師会（*Corps des Mines*）のエンジニア。リヨンの鉱山局に入局。産業省および首相官邸で幅広い職務に就いた後、同氏は、1984年から1986年まで産業大臣の事務所の部長代理に任命された。1987年に同氏は、Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT)の戦略担当部長になった。1989年に産業省の炭化水素部門の部長に任命され、また、1994年にはIFP総局に入局し、研究開発の責任者を務めた。1998年、同氏は、IFPを支配株主とした技術持株会社であるIsisの最高経営責任者に就任した。1999年、同氏は、国際エネルギー機関(IEA)の長期協働およびエネルギー方針の分析を担当する部長となった。2003年以降、同氏はIFP（2010年7月にIFP Énergies Nouvelles(IFPEN)へと改称）の会長兼最高経営責任者を務めた。同氏はまた、2003年からTechnipおよびCGGで取締役を務めている。同氏は、2010年からフランス・エネルギー委員会(*Conseil Français de l'Énergie*)の委員長となり、2011年からフランス国立技術アカデミーの会員となった。オリヴィエ・アペール氏は、2013年6月からEDFの取締役に就任している。

フィリップ・クルゼ：58歳。パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）および国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）(ENA)を卒業。元フランス国務院のカウンセル（*Maître des Requêtes*）である同氏は、1986年にSaint-Gobainに入社し、自らのキャリアの大半をそこで過ごした。同氏は、経営企画長、Papeteries de Condatの最高経営責任者、スペインおよびポルトガルにおけるジェネラル・マネージャーならびに工業セラミック部門の部長を歴任した。2000年から2004年までは、財務、購買および情報システム担当副社長を務めた。同氏は、エネルギー市場のスチールパイプ分野における世界的なリーダーであるVallourecに入社する前は、建築向け販売事業担当グループ副社長に任命されていた。2008年

4月から、同氏はVallourecの監査役を務めており、2009年4月には業務執行委員会委員長に就任した。同氏はまた、Institut de l'Entrepriseの副会長ならびにThéâtre National de l'Opéra-ComiqueおよびThéâtre de la Ville（パリ）の理事も務めている。フィリップ・クルゼ氏は、2009年11月からEDFの取締役役に就任している。

ブルーノ・ラフォン：58歳。HEC経営大学院(*École des Hautes Études Commerciales*) (HEC) および国立行政学院(*École Nationale d'Administration*) (ENA) を卒業。1983年にLafargeグループに入社し、企業財務部門における複数の役職を世界各地で務めた。1995年にグループの財務担当副社長に就任し、グループの執行委員会に加わった。1998年、同氏はプラスター事業の責任者に就任した。同氏は2003年にグループの最高経営責任者補佐に任命され、続いて2005年に取締役に任命された。2006年に最高経営責任者に任命された同氏は、2007年にLafargeの会長兼最高経営責任者に就任した。同氏は、2011年よりArcelorMittalの取締役を務めている。同氏は2013年11月から持続可能な開発のための世界経済人会議(WBCSD)の執行役員および2014年2月からMEDEF持続可能開発委員会の委員長を務めている。ブルーノ・ラフォン氏は2008年5月からEDFの取締役に就任している。

ブルーノ・レシュヴァン：63歳。パリ政治学院(*Institut d'Études Politiques*)の修士課程の学位を取得している。同氏はEDFでキャリアを開始し、その後様々な組合で任務に就いている。1983年から1988年までCFDT Gaz-Électricité federationの連盟書記を務め、その後1988年に書記長に就任した。また、1988年から1997年までCFDT労働組合連盟の国家委員会の委員を務め、その後1997年から1999年までChimie-Énergie unionの書記を務めた。これと同時に、同氏は1992年から1999年までHaut Conseil du Secteur Public（公共部門に係る高等評議会）の委員を務めた。また、2000年に2年間の任期でフランスのエネルギー規制委員会(CRE)の委員に任命され、同氏の任期は6年間延長された。2008年3月から2013年3月まで国内エネルギー・オンブズマンの総代表を務め、同氏は同時にフランスエネルギー規制委員会委員長の特別顧問も務めた。同氏はまた、途上国にエネルギーおよび水を提供するために活動する団体である*Electricien sans Frontières*（国境なき電気技師）の副理事および創設メンバーでもある。同団体は、主に、エネルギー市場、規制、エネルギー効率およびエネルギー消費者の保護における分野に介入する。同氏は、2013年2月にフランス環境エネルギー管理庁(ADEME)の委員に任命され、2013年3月には会長に就任した。ブルーノ・レシュヴァン氏は、2013年5月からEDFの取締役に就任している。

マリー・クリスティーヌ・ルプティ：53歳。同氏は、国立理工科大学(*École Polytechnique*)および国立行政学院(*École Nationale d'Administration*) (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。その後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1月、同氏は、税法部門の統合作業を担当し、その後、税務およびマクロ経済研究の技術顧問として首相アラン・ジュベ氏の事務所に入所し、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、経済財政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、経済・産業・デジタル省および財務・公会計省の財務監察院長を務めている。2013年より*Fondation Nationale des Sciences Politiques*（フランス政治学会）の理事を務めるマリー・クリスティーヌ・ルプティ氏は、2012年5月からEDFの取締役に就任している。

コレット・ルウィネ：69歳。高等師範学校(*École normale supérieure*)を卒業、物理学の教授資格(*agrégation*)の学位および理学博士号を取得し、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において執行副社長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の子会社である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。さらには2010年よりTDF (SAS) の非常勤会長、2014年よりフランス国立技術アカデミーの会員およびフランスの首相直属の戦略的調査委員会の委員も務めている。同氏はBouyguesグループ、ならびにEurotunnel、Nexans、TGS Nopec（ノルウェー）およびCrompton Greaves（インド）の取締役でもある。コレット・ルウィネ氏は2014年4月からEDFの取締役に就任している。

ジェラルド・マナン：64歳。ブザンソン大学経済学部卒業、ベルフォール大学電気工学の学位、リヨン第2大学経済学部的高等教育学位を取得し、同氏は8年間経済社会学の教鞭を執った。1985年から1994年に同氏はフランス環境エネルギー管理庁(ADEME)のフランシュ・コンテ地方の地域代表を務めた。1990年に欧州エネルギー都市ネットワーク創立者である同氏は、

1994年から2014年6月まで同団体の総代表に就任していた。2013年10月からはフランシュ・コンテ経済・社会・環境評議会の委員を務めている。ジェラルール・マナン氏は、2014年11月23日からEDFの取締役役に就任している。

クリスチャン・マセ：58歳。国立行政学院（ENA）の卒業生であり、パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques et Paris*）および国立経済商科大学院（*École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales*）（ESSEC）を卒業。1984年に外務省政務課に入省した。1987年にロンドンのフランス大使館一等書記官に任命され、その後1989年にパリの外務省経済課の一員となる。1991年から1994年の間はプレトリアのフランス大使館の首席顧問、1994年から1997年は欧州連合のフランス常駐代表の顧問を務めた。1997年から1999年まで同氏は、外務省の技術顧問を務めた。1999年から2002年までローマのフランス大使館の外交顧問を務めた同氏は、2002年から2007年は欧州連合のフランス常駐副代表を務めた後、外務省の経済・財務課長に任命された。2009年にはグローバリゼーション・開発・パートナーシップ総局長に任命された。さらに同氏は、フランス在外教育庁の理事会および公共利益団体であるFrance Coopération Internationaleの会長にそれぞれ就任した。2012年1月から2014年7月まで駐日フランス大使を務めていた。2014年8月1日以降、同氏は外務・国際開発省の事務次官に就任している。クリスチャン・マセ氏は、2014年9月からEDFの取締役役に就任している。

ローランス・バリゾ：55歳。ナンシー第2大学において公法の修士学位を、パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）において政治学の修士学位を取得。同氏はCEVIPOF（フランス政治研究センター）会長のアラン・ランスロット氏と1983年にキャリアを開始した。1985年にはルイ・ハリス統計調査研究所の統計調査マネージャーに就任し、1986年に同研究所の最高経営責任者に選任された。1990年には統計・市場調査の研究所であるIFOPに入所し、その会長兼最高経営責任者に任命された。同氏は現在、IFOPグループの業務執行委員会副委員長に就任している。2005年にMEDEFの会長に選任され、2010年に再任された。同氏はBNP Paribasの取締役およびMichelinの監査役でもある。経済・社会・環境評議会の委員を務め、Fondapolの科学評議会会長も兼任している。ローランス・バリゾ氏は、2014年11月23日からEDFの取締役役に就任している。

フィリップ・ヴァラン：62歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）およびパリ国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業。同氏は1978年にPéchineyグループに調査員として入社した。同氏は当該グループにおいて様々な管理職（経営管理、戦略、プロジェクト管理）を経験し、1995年にはRhenalu部門の部長に、1999年にはアルミ部門の最高経営責任者およびグループ執行役員に任命された。2003年には英国およびオランダの製鋼グループであるCorusの最高経営責任者として入社した。2009年6月にPSA Peugeot Citroënの業務執行委員会委員長に任命され、2014年6月に当該グループを去るまで務めた。現在同氏は、AREVAの取締役会会長およびSain-Gobainの取締役を務めている。フィリップ・ヴァラン氏は、2014年11月23日からEDFの取締役に就任している。

フランス政府により選任された取締役

レジス・チュリニ：56歳。パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）およびENAの文学部および法学部を卒業し、パリ弁護士会に属する弁護士である。同氏は行政裁判所および行政控訴院の裁判官としてキャリアを開始し、後にビジネス弁護士としてまずCleary Gottlieb Steen & Hamilton（1989年から1992年）、さらにJeantet & Associés（1992年から1995年）に入所。1995年にArjil & Associés Banque（Lagardèreグループ）の経営管理に加わり、マネージャーを経て2000年より経営パートナーに就任した。2003年1月にレジス・チュリニ氏は、Vivendiに販売・合併・買収部門取締役、戦略および開発部門の部長ならびに執行役員として入社した。経済・産業・デジタル大臣および財務・公会計大臣直属のフランス政府保有株式委員に2014年9月より就任している。BPI Groupe、RenaultおよびThalesの取締役を2014年9月から務めるレジス・チュリニ氏は、同月からEDFの取締役に就任している。

従業員により選任された取締役

クリスティーヌ・シャボティ：43歳。法学の学位を取得。同氏は法律業界で経験を積み、2000年に主要口座課の通商専門職員としてEDFの顧客部門に入社した。現在は主要口座部門のマーケティングおよび業務課に勤務。2008年12月からは、労働裁判所判事（*conseiller prud'homal*）を務めている。同氏は2009年11月からEDFの取締役に就任しており、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

ジャッキー・ショラン：55歳。パリ政治学院（*Institut d'Études Politiques de Paris*）を卒業し、法学部の博士号を取得したジャッキー・ショラン氏は、1983年に設備部門事務所において法律専門家としてEDFでのキャリアを開始した。現在同氏は、EDFの発電・エンジニアリング部門の人事部代表である。2010年から経済・社会・環境評議会（経済活動部門）の委員、2012年からはエネルギー高等理事会の理事に就任している同氏は、生態学的移行国家諮問委員会の委員でもある。Force Ouvrière (FO) 労働組合の推薦を受けて、2004年9月から2009年11月までEDFの取締役に務め、2014年5月に再任された。ジャッキー・ショラン氏は、2014年11月23日からEDFの取締役に就任している。

マリー・エレヌ・メイリン：54歳。同氏は、コミュニケーション（パリ第5大学（*Université Paris-V*））の学位を取得。同氏は、1982年にEDFに入社し、情報通信に関する様々な職務を歴任した。同氏は、その後、電力市場の開放および再生可能エネルギーの支援に関する事業に重点的に取り組んだ。2008年から2011年の間、同氏はEDF中央企業委員会の役員を務めた。同氏は現在、EDFの上流／下流最適化および取引部門の上級エンジニアである。2012年11月、同氏はパリ政治学院（*Institut d'Études Politiques*）およびフランス取締役学院（*Institut Français des Administrateurs*）が共同で発行する取締役証明書を取得した。同氏は2011年9月からEDFの取締役に就任しており、CFDT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

ジャン・ポール・リニャック：52歳。トゥールーズの政治学院（*Institut National Polytechnique*）にてエネルギー学の博士号を取得。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。1991年3月以降EDFの研究開発部（ルナルディエールセンター）にて技術研究者を務め、現在では産業建築分野におけるエネルギー効率に取組む。同氏は2007年11月からEDFの取締役に就任しており、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

クリスチャン・タクシル：39歳。ドゥエー国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業。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およびガス産業に関する社会的対話の責任者を務めた。2008年に同氏はEDFに入社し、Fédération CFE-CGC Énergies組合の書記長に選任されるまでの2009年6月から2014年9月の間、EDFグループの監査部門に勤務していた。CFE-CGC組合の推薦を受けて、同氏は2014年5月にEDFの取締役に選任されたクリスチャン・タクシル氏は、2014年11月23日からEDFの取締役に就任している。

マキシム・ヴィロタ：55歳。1981年にEDFに入社。同氏は、ダンピエール・アン・ビュルリ原子力発電所において勤務を開始し、その後、1987年にトリカスタン発電所にて働き始め、現在は、同発電所の調達方針コーディネーターである。同氏は、Fédération CGT Mines Énergie労働組合の組合員である。同氏は、2006年12月からEDFの取締役に就任しており、CGT組合の推薦を受けて2014年5月に再任された。

（2）執行委員会

① 執行委員会の構成員

会長兼最高経営責任者は、当グループの事業ライン全般の代表からなる執行委員会の支援を受けている（「第5 5（1）③経営幹部によって創設された機関」を参照。）。

2015年4月14日現在の執行役員は以下のとおりであった。

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
アントワン・カユザック	当グループ上級執行副社長、再生可能エネルギー担当
アンリ・ラフォンテーヌ	当グループ上級執行副社長、顧客サービスおよび地域業務担当
マリアンヌ・レノー	当グループ上級執行副社長、人事担当
ブルーノ・レスクール	当グループ上級執行副社長、ガスおよびイタリア担当
ドミニク・ミニエール	当グループ上級執行副社長、原子力発電所および火力発電所部門担当
トマ・ピクマル	当グループ上級執行副社長、当グループ財務担当
バンサン・ドゥ・リヴァ	当グループ上級執行副社長
シモーネ・ロッシ	当グループ上級執行副社長、国際部門担当
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
フィリップ・トリオン	当グループ上級執行副社長、イノベーション・戦略および計画担当
グザヴィエ・ウルサ	当グループ上級執行副社長、新規原子力発電所およびエンジニアリング担当

アレクサンドル・ペラ氏が、執行委員会の秘書役である。

② 執行役員の個人情報

アントワン・カユザック：60歳。国立理工科大学（*École Polytechnique*）および国立気象学校（*École de la météorologie nationale*）を卒業。運輸省のエンジニアリング職を経てアントワン・カユザック氏は、1982年にEDFの研究調査課に入社。1985年に同氏はCrédit Commercial de France (CCF) のスワップ課に入社、1988年にマネージャーに昇格した。3年間Vinciの同社CEOの主席顧問として勤務した後、1994年にCCFに再入社し、投資銀行部門でさまざまな役職を歴任し、2000年にCCFがHSBCとなると同時にHSBCグループのエネルギー・公益事業部門の共同マネージャーを務めた。2008年にHSBC Franceの最高経営責任者に代わり中堅企業を監督するため、フランスに帰国する以前は、同投資銀行部門のMENAT地域を監督するために3年近くドバイに勤務していた。2011年5月から同氏は、フランスにおけるHSBCのプライベート・バンキング事業に従事しており、HSBC Franceの業務執行役員を数年務めた。アントワン・カユザック氏は、2012年からEDF Énergies Nouvellesの最高経営責任者、2015年3月からは当グループ上級執行副社長（再生可能エネルギー担当）に就任している。同氏はEDF LuminusおよびEDF Tradingの取締役でもある。

アンリ・ラフォンテーヌ：58歳。高等電気学校（*Supélec Engineering School*）において数学の修士号を取得。同氏は、1983年にEDFに入社し、配電部門において幅広い責務を果たした。1997年、同氏はEDF GDF Services Corseの執行副社長代理に就任し、その後2000年にEDF GDF Services Marseilleの取締役役に就任した。2002年、同氏は、25%の市場シェアを有するアルゼンチンの最大配電事業者であるEDENORの最高経営責任者に任命された。EDENORは、EDFグループの主要な海外子会社の1社である。2005年、同氏は配電事業の子会社を設立するためのプロジェクトの責任者となり、このプロジェクトがERDFの設立へと繋がった。その後2007年にEDF Island Power Systemsの取締役となった後、2010年にEDF Entreprisesの商業課の取締役役に就任した。2012年9月に上級執行副社長に就任した。2013年7月に、同氏は当グループ上級執行副社長（商務、最適化業務および取引業務ならびに島部エネルギー・システム担当）の役職に就いた。同氏は2015年3月から当グループ上級執行副社長（顧客サービスおよび地域業務担当）に就任している。同氏はEDF商務部の業務課を管理し、Dalkia、TIRUおよびCitelumの監査を行っている。また同氏は、Citelumの会長ならびにEDF Energy、Fenice、EDF InternationalおよびEDF Foundationなどの複数の会社の取締役でもある。

マリアンヌ・レノー：50歳。セーブル高等師範学校（*École Normale Supérieure de Sèvres*）、国立行政学院（*École Nationale d'Administration*）（ENA）およびパリ政治学院（*Institut d'Études Politiques*）（IEP）を卒業し、古典の教授資格（*Agrégation*）の学位を取得。同氏は、國務院評定官である。ENAを卒業後、國務院に入り、その他の役職のほか、協力省の法律顧問、国家改革委員会の下での国際協力担当部長ならびに国際連合によるモザンビークでの選挙管理委員会および欧州連合によるガザでの選挙管理委員会の一員を務めた。1997年に外務省に配属され、チュニスのフランス大使館において、交渉、政治、地域社会・法務および通信の責任者である公使を務めた。2000年から2002年まで、國務院評定官として、特にENAの取締役、文化省の法律顧問およびENAにおいて一般的法律の上級講師などの使命を務めた。同氏は、2003年に本社の組織担当部門の部長としてGaz de Franceに入社した。その後、2004年9月に広報の代表者となった。同氏は、2005年に法律顧問としてEDFグループに入社し、その後副総書記を務め、2007年には書記長および執行役員となった。同氏は、2010年12月1日からEDFグループの人事担当上級執行副社長に就任している。また同氏は、Bank of Franceの総合委員会の委員およびENS Ulm同窓会会長にも就任している。

ブルーノ・レスクール：61歳。国立理工科大学（1973年卒業）、国立統計・行政経済学院（*École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique*）（ENSAE）およびパリ政治学院（*Institute d'Études Politiques de Paris*）（1978年卒業）の卒業生である。1978年にEDFの一般経済調査課に入社し、プライシング関連の責任者を務めた。1987年に同氏はミュルーズにおける複合配電部署（EDFおよびGDF）の部長を務め、1990年にはロンドンに異動し、交渉を行い、英国電力産業の新たな組織におけるEDFのポジションを確立した。同氏はEDF GDF Services Varの取締役を1991年から1993年まで務めた後、EDFの財務部門に財務部長代理として入社し、現金管理、財務、フランス内外における合併および買収の責任者を務めた。1998年には、後に同氏の貢献によりEDF EnergyとなったLondon Electricityの会長に就任した。2002年初頭から2004年末まで、EDFが化石燃料火力発電所の再編成を行いフラマンビルに新しいEPR原子力発電所を建設することを決定した同時期に発電・エンジニアリングおよび当グループ取引担当の取締役を務めていた。2004年12月に同氏は、国際業務を担当するEDFの副社長および執行役員に任命された。とりわけ同氏は、ラテンアメリカからのEDFの撤退交渉を行い、米国（2007年のConstellationとの契約）および中国（台山）において、国際的なEPRの推進を行った。2008年には、EDFのガス事業の責任者としてGazpromとの協働契約（South Streamとのプロジェクトへの関与を含む。）を取りまとめ、TOTALおよびFluysとのパートナーシップの下、ダンケルクにおける再ガス化ターミナルの開発の陣頭指揮を執った。また、2010年に、グループに新設された経営委員会の委員としてイタリアおよび南欧を担当した。2011年4月には、EDFが後に買収しグループのガス分野のプラットフォームとなる、Edisonの最高経営責任者に任命された。その後、Edisonの最高経営責任者、EDFグループのガス担当ならびにイタリアおよび南欧における事業の責任者として承認を受けた。2015年3月よりブルーノ・レスクール氏は当グループ上級執行副社長（ガスおよびイタリア担当）に就任しており、*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie*の会長でもある。

ドミニク・ミニエール：56歳。パリ国立高等鉱業学校（*École de Mines*）を卒業（1978年）。1982年にEDFに若手エンジニアとして入社し、その後すぐにフランスにおける原子力発電所および火力発電所の稼働を担当する部門における「維持管理」部の責任者となった（現在稼働中の発電所の約3分の1はかかる時期に稼働が開始された。）。同氏は、1986年から1989年にゴルフシュ原子力発電所（タルヌ・エ・ガロンヌ県）の、1993年から1997年は中国大亜湾原子力発電所の操業開始にそれぞれ参加した。1997年にはカットン原子力発電所（モゼル県）に異動となり1999年にマネージャーに就任した。2002年から2013年の間に同氏は、フランスにおけるEDFの58か所の原子力発電ユニットを監督する原子力発電部門の部長代理、次いで部長に就任した。2013年3月に同氏はEDFの原子力、火力および水力発電所全体の責任者である発電・エンジニアリング部門の部長代理に就任した。同氏は、2015年3月から当グループ上級執行副社長（原子力発電所および火力発電所部門担当）に就任している。

トマ・ピクマル：45歳。国立経済商科大学院（*École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales*）（ESSEC）を卒業。同氏は、1991年にArthur Andersen会計監査法人で働き始め、問題を抱える企業の再編を担当した。同氏は、1995年にLazard Frères銀行のM&A部門に入行し、5年後に経営パートナーとなった。この役職において、同氏は、資本再構築、民営化およびIPOに関連する公益事業、販売、金融サービスおよび不動産の部門における複数の主要な金融取引および戦略的取引に携わった。2008年に、同氏は、ロンドンにおいてLazardおよび米国の投資ファンドであるApollo間で締結された欧州への投資に関する戦略的パートナーシップの責任者となった。2009年1月に、同氏は、Veolia Environnementの財務担当上級執行副社長に就任し、当グループの執行委員会の一員となった。かかる役職において同氏は、特に資産処分プログラムを通じて債務の減少に尽力した。社会的疎外と戦うために、2008年に、同氏は、3度世界ボクシングチャンピオンになったクリストフ・ティオゾとともに、いわゆる貧困地域における若者の社会的および職業的統合を目標とする「クリストフ・ティオゾ・アカデミー」を設立した。同氏は現在、当グループ上級執行副社長（当グループ財務担当）である。

パンサン・ドゥ・リヴァ：61歳。グルノーブル国立水力大学（*École Nationale de Supérieure d'Hydraulique*）を卒業。工学の学位を持つ。同氏は、1977年に海外技術課の水力工学技術者としてEDFグループで働き始め、アフリカ、ギアナおよびニューカレドニアにおける水力発電施設の建設に携わった。1985年から1991年には、国際部門において極東地域の責任者となり、中国における当グループの原子力、火力、水力および配電部門の発展に貢献した。1991年から1994年には、同氏はEDF国立水力機器研究センターの所長を務め、EDFグループのフランスおよび外国における水力事業の責任者となり、特にラオスにおけるナム・テウン2等のプロジェクトの立上げを成し遂げた。1995年に同氏は、国際部門の部長代理に任命され、その後当該部門の大規模プロジェクトの監督を務めた。かかる職務で同氏は、EDFのIPPIに対する投資事業（特に中国、メキシコ、ベトナムおよびラオス）の発展に、貢献した。また、1998年のLondon Electricityの買収を含むポーランド、スイスおよび英国の会社の買収にも貢献した。1999年に同氏は、企業財務部門の副社長に任命され、2000年には、戦略財務業務担当部長に任命された。2002年2月、英国のLEグループの会長兼最高経営責任者に任命され、Seaboardの買収およびSeaboardと旧London Electricityおよび英国東部電力網との統合を指揮し、2003年にEDF Energyを設立した。2008年および2009年の英国最大の原子力発電事業者であるBritish Energyの買収および統合によって、EDF Energyは、まず電力発電および配電に関して英国の電力市場における主要事業者となった。2010年に、同氏はEDF Energyの配電網事業の処分遂行の管理を行った。同氏はリンク

リー・ポイントCを第1目標に、英国におけるEDFの新規原子力プロジェクトの開発の陣頭指揮を執った。現在、EDF Energyの最高経営責任者を務めており、2015年3月から上級執行副社長に就任している。

シモーネ・ロッシ：46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、情報テクノロジーおよびコミュニケーション分野を専門とした。2004年に同氏はミラノのEdison SpAに戦略部長として入社し、2007年に計画、管理およびIT担当部長の役職に昇格した。2009年末に、ボルティモアを拠点とする米国企業である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月からシモーネ・ロッシ氏は上級執行副社長（国際部門担当）に就任している。

ピエール・トドロフ：57歳。ウルム高等師範学校および国立行政学院（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年まで国務院において監査人、次いで審議官を務めた。同時期にLagardère Groupに入社し、特にHachette Filipacchiの国際ジェネラル・マネージャー代理の役職を含む、メディア部門の様々な役職を務めた。1997年から2008年まで、同氏はAccor Groupの事務局長に就任していた。2008年から2011年の間はHogan Lovells LLPのパートナー、その後2011年にはPSA Peugeot Citroënの事務局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2日より当グループ書記長および当グループ執行役員に就任している。

フィリップ・トリオン：60歳。国立理工科大学（École Polytechnique）および国立高等鉱業学校（École nationale supérieure des Mines）を卒業。フィリップ・トリオン氏は、1977年にEDFでのキャリアをパリ地域部門において開始し、1999年まで社内においてブローニュ・シュル・メール配電センターの技術マネージャー、一般経済調査課の経済エンジニア、そして社内経済ユニットのユニット長といった様々な役職を経験した。1992年に同氏はガール・セヴェンヌ地方におけるEDF-GDFサービス・センターの所長に任命され、5年後に生産および配電部門のシステム経済課の課長に任命された。1999年には戦略部長に、2001年には地域方針代表およびPACA地域代表に任命され、2005年にはEDF Tradingの最高経営責任者に就任した。2008年8月、上流部門／下流部門の最適化および取引部門（DOAT）の部長に任命された。2015年3月よりフィリップ・トリオン氏は上級執行副社長（イノベーション・戦略および計画担当）に就任している。さらに同氏はEDF Trading取締役会会長でもある。

グザヴィエ・ウルサ：48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、2002年まで水力学部門の様々な役職を務めた。とりわけ同氏はEDFの水力学センターの建設マネージャーを務め、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2014年にかけて水力発電およびエンジニアリング部門の部長代理、次いで同部門部長を歴任した。2015年3月よりグザヴィエ・ウルサ氏は、上級執行副社長（新規原子力発電所およびエンジニアリング担当）に就任している。同氏はONEMA（Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques、国家水域環境局）、EDF Energies NouvellesおよびEDF Norte Fluminenseの取締役である。さらに同氏は国家水資源委員会の委員および世界水会議の理事でもある。

（3） 理事会の構成員ならびに経営幹部についての家族関係、有罪判決および利益相反の不存在

① 家族関係の不存在

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。

② 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、少なくとも最近5年以内に（i）詐欺の有罪判決を受けた者、（ii）破産した者、財産の押収を受けた者もしくは清算された者または（iii）行政当局もしくは規制当局により訴追されたおおよび／もしくは罰則を受けた者はいない。

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。

③ 利益相反

EDFの認識する限り、2015年4月14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 5（1）②（i）（ハ）取締役の責任および義務」を参照。）。フィリップ・ヴァラン氏のArevaの取締役会会長としての役職との兼ね合いで当社は利益相反の潜在的リスクの発生への対応を目的とする詳細な手順を設定した。

当社の取締役（「第5 4（1）①取締役会の構成員」および「第5 5（1）②（i）（イ）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 5（1）⑤証券取引倫理規約」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。

(4) 取締役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

① 取締役による株式所有

2014年12月31日現在、当社の取締役は合計3,316株の株式を保有している。以下の表は、2014年12月31日現在において取締役が個人的に保有していたEDF株式数の内訳を示したものである。

	2014年12月31日現在 EDF株式数
クリスティーヌ・シャボティ	6
ジャッキー・ショラン	217
フィリップ・クルゼ	200
ブルーノ・ラフォン	150
コレット・ルウィネ ⁽¹⁾	1,771
マリー・エレヌ・メイリン ⁽²⁾	28
クリスチャン・タクシル ⁽³⁾	912
マキシム・ヴィロタ ⁽³⁾	32
合計	3,316

(1) 直接およびミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(2) 直接保有。

(3) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

2014年12月31日現在、ルプティ氏、パリゾ氏、アペール氏、レシュヴァン氏、レヴィ氏、マナン氏、マセ氏、リニャック氏、チュリニ氏およびヴァラン氏のいずれもEDFの株式を保有していない。

以下の表は、2013年12月31日現在において取締役が個人的に保有していたEDF株式数の内訳を示したものである。

	2013年12月31日現在 EDF株式数
アンリ・プログリオ ⁽¹⁾	51
クリスティーヌ・シャボティ ⁽²⁾	23
フィリップ・クルゼ ⁽¹⁾	200
ミレイユ・フォージェル ⁽¹⁾	106
アレクサンドル・グリア ⁽²⁾	59
マイケル・ジェイ ⁽¹⁾	200
ブルーノ・ラフォン ⁽¹⁾	150
フィリップ・メッサ ^{(1) (3)}	39
ピエール・マリアニ ⁽¹⁾	1
マリー・エレヌ・メイリン ⁽¹⁾	28
マキシム・ヴィロタ ⁽²⁾	30
合計	887

(1) 直接保有。

(2) ミューチュアル・ファンドを通じて保有。

(3) 2014年1月31日まで取締役。

2013年12月31日現在、ルプティ氏、アペール氏、アゼマ氏、レシュヴァン氏、モーラン氏、リニャック氏およびセラール氏のいずれもEDFの株式を保有していない。

② 当社株式の取引

フランス通貨金融法第L.621-18-2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、自社株式の取引につき当該取引完了後5取引日以内にAMFおよび会社に申告しなければならない。

また、EDFの取締役会は、AMF（AMF一般規制の第223-26条）一般規制の規定により、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定時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。

2014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株式に関連する取引の申告はなかった。

（５）報酬および手当

① 役員の報酬

役員に対して当社および当社の支配下にある会社によって2014事業年度に支払われたすべての種類の報酬および手当は、以下の表のとおりである。

以下の表は、AFEP-MEDEFのコーポレート・ガバナンスの統合規約および2014年12月5日修正済みのAMF役職勧告2009-16により推奨された様式に従い作成された。

（i）会長兼最高経営責任者の報酬総額

以下の表は、会長兼最高経営責任者であるアンリ・プログリオ氏に対して2014年11月22日までに支払うべきものとなった2013事業年度および2014事業年度に係るすべての種類の報酬の概要を表している。

執行役員へ授与された報酬ならびにオプションおよび株式の概要⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2014事業年度	2013事業年度
アンリ・プログリオ		
(2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者)		
事業年度の報酬	415,818	457,696
事業年度中に受け取った様々な多年度報酬	-	-
事業年度中に受け取ったオプション評価 ⁽²⁾	-	-
事業年度中に受け取った無償株式評価 ⁽²⁾	-	-
合計	415,818	457,696

(1) AMF役職勧告2009-16の表1。

(2) 「第5 4 (5) ③ストック・オプション－無償株式」に記載するとおり、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。

2014年11月27日付大統領令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命されたジャン・ベルナール・レヴィ氏については、「第5 4 (5) ① (i) (ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定」を参照。

執行役員へ授与された報酬の概要⁽¹⁾

以下の表は、2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者に就任していたアンリ・プログリオ氏に対して支払うべきおよび支払った2013事業年度および2014事業年度に係るすべての種類の報酬を表している。

(単位：ユーロ)	2014事業年度		2013事業年度	
	支払うべき金額	支払済みの金額	支払うべき金額	支払済みの金額
アンリ・プログラリオ				
(2014年11月22日まで 会長兼最高経営責任者)				
固定報酬	402,632 ⁽²⁾	402,632 ⁽²⁾	450,000	450,000
変動報酬	0	0	0	286,250 ⁽³⁾
多年度報酬	-	-	-	-
特別報酬	-	-	-	-
取締役報酬	-	-	-	-
現物給付 ⁽⁴⁾	13,186	13,186	7,696	7,696
合計	415,818	415,818	457,696	743,946

(1) AMF役職勧告2009-16の表2。

(2) アンリ・プログラリオ氏が会長兼最高経営責任者としての任期終了を迎える2014年11月22日まで、比例計算による。

(3) 2013年中に支払われた2012事業年度の報酬の変動部分の残額。

(4) 現物給付は、社用車およびエネルギーの現物給付からなる。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏の報酬については、「第5 4 (5) ① (i) (ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定」を参照。

(イ) 報酬の設定条件

1953年8月9日付命令第53-707号第3条およびフランス商法第L.225-47条に従い、会長兼最高経営責任者の報酬の内訳は、任命報酬委員会の勧告および、各大臣と協議後に経済担当大臣の承認を受け、当社の取締役会によって決定される。

2012年7月26日付命令第2012-915号は1953年8月9日付命令を修正し、当該命令の適用対象である国有企業の役員に対して支払可能な報酬額に、450,000ユーロの制限を設けた。

(ロ) 会長兼最高経営責任者の報酬の設定

アンリ・プログラリオ氏の2013事業年度および2014事業年度の報酬

任命報酬委員会の勧告に基づき、EDFの取締役会は、2013年4月3日に開催された会議において、2012年10月1日から会長兼最高経営責任者の報酬に2012年7月26日付命令第2012-915号で提案された制限（変動報酬を除いた固定年間報酬450,000ユーロ）を設けている。

当該報酬は2014事業年度も引き続き維持された。

AFEP-MEDEF規約勧告に基づき2013事業年度の会長兼最高経営責任者の報酬の内訳が、意見協議のため2014年5月15日付の株主総会に初めて提出された。当該内訳について当該総会では99.96%の承認票を集めることができた。

ジャン・ベルナル・レヴィ氏の2014事業年度および2015事業年度の報酬

任命報酬委員会の勧告に基づき、EDFの取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、2014事業年度および2015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ユーロとすることを決定した。2014事業年度の報酬について、ジャン・ベルナル・レヴィ氏が暫定会長兼最高経営責任者に任命された2014年11月23日から計算されるものとし、2014事業年度は総額47,368ユーロとなる。

取締役会はさらに、任期終了となる場合、会長兼最高経営責任者に対して「第5 4 (5) ① (i) (ハ) その他の報酬項目」に記載される条件に応じて退職金を支払うことを決定した。

(ハ) その他の報酬項目

2014年中アンリ・プログリオ氏（2014年11月22日に任期終了）およびジャン・ベルナル・レヴィ氏（2014年11月23日から任期開始）の両氏は、取締役会会長およびEDF取締役としての取締役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取締役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、2014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付与されておらず、当該株式を利用することはできなかった。

アンリ・プログリオ氏およびジャン・ベルナル・レヴィ氏の両氏は、EDFから着任賞与を受け取っていない。

雇用契約、補足的年金制度、退職金および競争禁止条項

			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
会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	雇用契約	補足的年金制度		
アンリ・プログリオ (2014年11月22日まで 会長兼最高経営責任者)	-	-	-	-

(1) AMF役職勧告2009-16の表11。

2014年中、アンリ・プログリオ氏は当社における役職の満期終了に関して退職金は受け取っていない。

			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
会長兼最高経営責任者 ⁽¹⁾	雇用契約	補足的年金制度		
ジャン・ベルナル・レヴィ (2014年11月27日から 会長兼最高経営責任者) ⁽²⁾	-	-	あり	-

(1) AMF役職勧告2009-16の表11。

(2) ジャン・ベルナル・レヴィ氏は2014年11月23日より暫定会長兼最高経営責任者に任命された。

任命報酬委員会の勧告に基づき、EDFの取締役会は、2015年4月8日に開催された会議において、フランス商法およびAFEP-MEDEFのコーポレート・ガバナンスの統合規約に従って会長兼最高経営責任者に対して、EDFの会長兼最高経営責任者を退任する場合に退職金を支払うことを決定した。当該退職金は、下記の規定に服するものとする。

- ・支払事由：強制離職（不正や不祥事（*faute grave ou lourde*）による解任を除く解任）の場合のみ取締役会の判断に基づく最終決断
- ・計算および上限額：退職金の当初金額は着任初日（2014年11月23日）から計算され、就任後1年は総額200,000ユーロであり、以後四半期毎に総額60,000ユーロが増額される。ただし、報酬の1年分を上限とする。
- ・パフォーマンス基準：退任以前3事業年度のうち2事業年度でグループEBITDA予測の最低80%を達成した場合にのみ支払われる。退任が当人の着任後2年目に発生した場合、取締役会が直近の事業年度を参照することでパフォーマンス基準を評価するものとする。退任が当人の着任後3年目に発生した場合、直近の2事業年度を参照して評価が行われるものとする。

(ii) 取締役の報酬総額

2014事業年度中、取締役の任務に対して支払われた特別報酬はなかった。

以下の表は、2013年と2014年に取締役に対して支払われた取締役報酬を表している。

各事業年度につき支払われた金額は、取締役の報酬の固定部分（当事業年度の上半期の50%および前事業年度の下半期の50%）および前事業年度報酬の変動部分の100%に対応している。

取締役に支払われる取締役報酬⁽¹⁾

(単位：ユーロ)	2014年	2013年
フィリップ・クルゼ	30,000	36,783

ミレイユ・フォージェール ⁽²⁾	33,448	47,972
マイケル・ジェイ	39,310	38,182
ブルーノ・ラフォン	23,104	34,685
コレット・ルウィネ ⁽³⁾	4,444	-
ピエール・マリアニ	44,138	42,378
アンリ・プログリオ ⁽⁴⁾	n/a	n/a
合計	174,444	200,000

n/a：該当なし

- (1) 総額。
(2) 2014年4月8日まで取締役。
(3) 2014年4月11日から取締役。
(4) 2014年11月22日まで取締役。

取締役報酬の予算および分配

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、EDFの取締役会会長は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、政令第6条に基づきフランス政府の勧告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割当てられる取締役報酬は、フランス政府予算に組み入れられる。フランス政府の勧告を受け株主総会において選任されたがフランスの公務員ではない他の取締役に支払うことのできる、経済担当大臣が設定した上限（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日付政令は、これら取締役が受け取るべき報酬の30%の上限を超える報酬について当該会社がフランス政府予算に計上することを定めている。）を超える分の取締役報酬にも同様の処置が適用される。

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た一切の報酬はフランス政府予算に組み入れられる。

任命報酬委員会の意見書の提出ならびに1953年8月9日付命令第53-707号第3条に基づいた経済担当大臣およびエネルギー担当大臣の承認を受け、取締役会は、取締役にによって承認された分配方針に基づき取締役に割り当てられる取締役報酬の予算を、その承認のために株主総会に提出する。2011年5月24日の株主総会では、取締役会の提言に基づき、新たな決議が株主総会で採択されるまで、2011事業年度およびそれ以降の事業年度の取締役報酬の年間予算として200,000ユーロが承認された。

2014年8月20日付政令に基づきEDFの取締役会の構成が変更されたことを受け、2014年11月21日付株主総会では、任命報酬委員会の意見書提出後、取締役会の勧告を受け、2014事業年度に取締役に割当てられていた取締役報酬の予算を226,000ユーロに増額することおよび2015事業年度以降に取締役に割当てられる取締役報酬年間予算を440,000ユーロに設定した。

2011年6月22日の取締役会において、任命報酬委員会の勧告に基づき、2011事業年度から適用される取締役報酬の年間予算の分配に関する現在の設定が設定された。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分離されており、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。
- ・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）によって変動する係数を適用することによって設定される。取締役会議への出席には係数2、委員長が委員会に出席した場合には係数2、さらに、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を用いる。係数の単価を設定するため、変動部分は該当事業年度の係数の合計で除される。

② 年金、退職金およびその他の手当

当社の執行役員は、一切の退職制度の恩恵を受けない（「第5 4（5）①（i）（ハ）その他の報酬項目」を参照。）。

③ 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【コーポレート・ガバナンスの状況等】

（1）【コーポレート・ガバナンスの状況】

① コーポレート・ガバナンス規約

EDFは、AFEP-MEDEF統合規約（2013年6月改正）を遵守している。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.225-37条（企業の役員および取締役の報酬に関する2008年10月のAFEP-MEDEF勧告について検討した上で、2008年12月17日開催の当社取締役会において、かかる勧告がEDFのコーポレート・ガバナンス・アプローチに沿っており、既に当社が実施しているものであるとして承認した。）に基づくEDF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が国有企業であることに由来し、特に2014年8月20日付政令第2014-948号およびその附属書類、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号ならびに1953年8月9日付命令第53-707号の当社への適用を指し、本書記載の内容は特に、会長兼最高経営責任者の報酬の決定条件（「第5 4（5）①（i）（イ）報酬の設定条件」を参照。）またはその他業務執行管理の方法（「第5 5（1）②（i）（二）業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。）に関するものである。

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 が扱う問題	当社の状況	説明	本書における 関連箇所
取締役	EDFの取締役会は、18名で構成され、株主総会により任命された取締役11名（うち5名はフランス政府の推薦に基づき任命された。）およびフランス政府の代表1名を含む。また、3分の1が従業員により選任された取締役である。	かかる構成は、2014年8月20日付政令第2014-948号の当社への適用によるものである。	「第5 4（1）①取締役会の構成員」および「第5 5（1）②（i）（イ）取締役会の構成員」を参照。
取締役会の時期をずらした再任	取締役会全体の一斉再任は、2014年8月20日付政令により、もはや義務ではない。	取締役会全体の一斉再任はもはや義務ではないため、当社は、それに応じて2014年11月21日開催の株主総会において定款を改正し、取締役の時期をずらした再任を検討することを可能とした。	「第5 5（1）②（i）（ロ）取締役の在任期間」を参照。
EDFの会長兼最高経営責任者の任命に関する条件	EDFの会長兼最高経営責任者の任命は、候補者面談を経て、フランス国民議会および上院の常任委員会の見解に基づき、取締役会の推薦を受け、フランス共和国の大統領令により行われる。	EDFの会長兼最高経営責任者の任命に関する条件は、2014年8月20日付政令およびフランス憲法第13条に基づいている。	「第5 5（1）②（i）（二）業務執行管理の方法および会長兼最高経営責任者の任命および権限」を参照。

取締役による当社株式の保有	当社定款および取締役会内部規則において、取締役に對して支払われる報酬に関連して取締役が比較的多くの株式数を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、取締役報酬を受領しない。さらに、フランス政府に推薦された公務員である取締役に對して支払われる取締役報酬は、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代表は、支払われるべき取締役報酬の30%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、取締役会会長も取締役報酬を受領しない。これらの理由により、取締役報酬を受領する取締役にのみ適用される特別な規則は採用されていない。また、各取締役は、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 4 (4) 取締役に 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。
取締役報酬の配分に関する規則	取締役報酬の重要な部分（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。 支払われる取締役報酬の変動部分は極めて重要ではないものの、取締役報酬の予算総額が固定部分と変動部分（それぞれ予算総額の50%）に分割されていることから、当社はこれを重要かつ適切であると考えている。当該報酬は以下のよう に配分されている。（i）固定部分は、対象となる取締役間で平等に分配され、（ii）変動部分は、会議の種類および各取締役の具体的な役職によって変動する係数を用いて当該取締役間で配分される。	「第5 4 (5) ① (ii) 取締役の報酬総額」を参照。

② 取締役会の機能

取締役会内部規則は、取締役会の機能の原則、ならびに取締役会およびその専門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。また、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。

2014年12月10日開催の取締役会において、取締役会にかかる内部規則を改訂し、定款の改正ならびに法令および規則等の変更と一致させた（「第5 5 (1) ①コーポレート・ガバナンス規約」を参照。）。

(イ) 取締役会の構成員および機能

(1) 取締役会の構成員

2014年11月21日開催の株主総会まで、1983年7月26日付の公共部門の民主化に関する法律第83-675号第6条の規定に従い、当社の取締役会は、18名で構成され、3群に区分されていた。株主総会により任命された取締役6名、命令により任命されたフランス政府を代表する取締役6名および従業員によって選任された取締役6名である。

2014年11月21日開催の株主総会において、国有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号の新規定が施行されるため、当社の定款が改正された。かかる政令に従い、EDFは現在、3名から18名の取締役により構成される取締役会により運営されており、株主総会で任命された取締役、(該当する場合)政令第6条に従いフランス政府より推薦を受けた取締役、政令第4条に従い経済財政大臣により公務員から選ばれたフランス政府の代表および1983年7月26日付法律の規定に従い選任された3分の1の従業員代表(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日付法律に従う当社の従業員の代表に関して同法第II章の第II項および第III項に規定されているものと同様の規定に従う。)を含む。

2015年4月14日現在、取締役会は、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名およびフランス政府からの推薦による5名を含む株主総会により任命された取締役11名の計18名で構成されている。

取締役の一覧および各人の個人情報、「第5 4 (1) 取締役会」に記載されている。

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。)および中央企業委員会委員長は、諮問的な立場で取締役会議に出席する。

取締役会における男女比率の均衡

取締役会および監査役会における男女比率の均衡と職業上の平等に関する2011年1月27日付法律第2011-103号に従い、EDFは、証券取引所に上場しているフランスの株式会社および国有企業として、上場会社に適用される規則および国有企業に適用される規則に服する。

上記1月27日付法律に従い、2015年4月14日現在、EDFの取締役のうち、従業員により選任された2名を含む5名が女性である。すなわち、女性の比率は取締役会全体の27.8%であり、AFEP-MEDEF規約に従ってこの比率を算定した場合(従業員を代表する取締役を除く。)の取締役の25%である。

(ロ) 取締役の在任期間

上記2014年8月20日付政令の条項に基づき、取締役の任期は、公共部門の民主化に関する1983年8月26日付法律第11条の規定されているように、強制的に5年間とはならず、取締役全体が5年後に一斉に再任される必要はない。

2014年8月20日付政令により規定されたオプションに従い、2014年11月21日開催の株主総会において、当社の定款が改正され、取締役の任期を4年に減少させた。例外として、2014年11月21日開催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年とするものとし、また2014年11月21日開催の株主総会において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の承認のために召集される株主総会の終了時に満了するものと定款で規定されている。

株主総会により任命された取締役は、いつでも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、取締役の過半数の要請による略式手続の形で、地方裁判所の裁判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。

(ハ) 取締役の責任および義務

取締役会内部規則は、取締役が、当社の利益のために行為すること、利益相反があれば取締役会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、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。

各取締役は、具体的には当社定款、取締役会および委員会の内部規則、証券取引倫理規約(「第5 5 (1) ⑤証券取引倫理規約」を参照。)、グループ倫理憲章、グループCSRのコミットメントならびにコーポレート・ガバナンスに関するAFEP-MEDEF上場会社規約からなる、定期的に更新される手引書を受領する。

(二) 業務執行管理の方法および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。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。取締役会内部規則、とりわけ同規則が最高経営責任者の権限に課す制限は、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、会長兼最高経営責任者と取締役会との間の権限のバランスを保つために策定された。

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、候補者面談ならびにフランス国民議会および上院の常任委員会の見解に基づき、任命される。かかる手続に従い、ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月27日付命令によりEDFの会長兼最高経営責任者に任命された。

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、一時的に他の人物をその役職に任命することができる（ジャン・ベルナル・レヴィ氏は、2014年11月21日付省令により、2014年11月23日より一時的に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 5（1）②（i）（ホ）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、取締役の職務遂行能力を確保する。

(ホ) 取締役会の権限および義務

法律に従い、取締役会は当社の事業戦略を決定し、その遂行を監督する。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目標を定義する。株主総会に明示的に付与された権限に従い、会社の目的の範囲内で、取締役会は、当社の円滑な運営に関係するすべての事項を審査し、取締役会での審議を通じてこれらの事項に対処することができる。

内部規則に従い、取締役会のみが、以下の取引を承認することができる。

- ・ 200百万ユーロを上回る、当社の財務上のエクスポージャーを伴う外部的・内部的成長または売却の取引。当社の戦略的方針に一致しない買収については、かかる基準は50百万ユーロに引き下げられる。
- ・ 200百万ユーロを上回る不動産取引。
- ・ 各年において取締役会の特別決定により定められる金額を上回る、一定の金融取引。2014事業年度において、取締役会は、以下の基準を設定した。

(i) 担保金、裏書きまたは保証金につき承認する金額の総額として1.5十億ユーロ（会長兼最高経営責任者は、当社のためにまたは当社の支配する企業により許可された、100百万ユーロを上回るこの種類のすべての取引について取締役会に報告する。）、および

(ii) 特定の金融取引の額面単価につき5十億ユーロ。

取締役会は、2015年についても同様の権限を維持することを決定した。

- ・ 200百万ユーロ以上、または、当該契約が当グループの新たな戦略的方針もしくは事業ラインに該当するものである場合には100百万ユーロから200百万ユーロまでの金額（同年中に締結された必要なその後の改訂契約を含む。）の契約（財政的責任を伴うか否かを問わず、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、当社または当社が独占的に支配する企業が締結した、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、その署名後に取締役会において詳細な情報が報告されなければならない。）。
 - － 炭素および二酸化炭素については250百万ユーロ。
- ・ 核燃料サイクルの初期工程および最終工程の運営に関連する戦略。
- ・ 核燃料サイクルの廃棄処分または最終工程に関連する義務の委譲を伴う取引。

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、資産割当戦略、資産の質および金融仲介業者の選定方法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 5（1）②（iii）（ロ）原子力監視委員会」を参照。）。取締役会は、市場リスク、相手方リスクおよび流動性リスクの限度を定める。

最後に、取締役会および監査役会における男女比率の均衡と職業上の平等に関する2011年1月27日付法律第2011-103号に従い、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なければならない。

(ヘ) 取締役の独立性の審査

AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約（2013年6月改正）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。

当社に適用されている特別な法的枠組みにより、当社取締役会は、取締役計18名中、1名がフランス政府を代表する取締役（したがって、AFEP-MEDEF規約に定義された独立性基準を満たすことができない。）および6名が従業員を代表する取締役（社外取締役の比率の算定において考慮されない。）である。同様に、会長兼最高経営責任者は、かかる点において、AFEP-MEDEF規約により定義された基準に照らして独立しているとはみなされない。

2014年11月21日および2014年12月10日開催の合同会議で、倫理委員会および任命報酬委員会は、2014年11月21日開催の株主総会により任命された取締役の個々の状況を検討した。両委員会の見解に基づき、当社取締役会は、2014年11月21日開催の会議で、AFEP-MEDEFコーポレート・ガバナンス規約により定義される基準に照らして取締役の独立性の評価を行い、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏、フィリップ・クルゼ氏およびブルーノ・ラフォン氏について、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して、その独立性を確認した。特に、取締役会は、取締役および当社との間に存在し得る業務上のつながりならびにその重大性について調査し、社外取締役と分類した各取締役に関して重大な業務上のつながりがないことを確認した。委員会の承認に基づき、取締役会は、2014年12月10日開催の会議において、フィリップ・ヴァラン氏が2015年1月にAREVAの取締役会会長に任命されたため、社外取締役とみなさないことを確認した。

2015年4月14日現在、以上により、当社の取締役会においては、改正済AFEP-MEDEF規約の勧告に従い、当該規約に従って算定した場合、12名の取締役中、4名が社外取締役であり、社外取締役の比率は3分の1となる。

(ト) 取締役会の機能の審査

AFEP-MEDEF規約の条項に基づき、取締役会内部規則は、倫理委員会が毎年、取締役会の機能について報告を行い、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、重要な課題が取締役会で適切に取り上げられ検討されていることを確保するため、取締役会の機能について検討している。また、3年ごとに、上記審査を外部のコンサルタントが行い、倫理委員会がこれを監督している。

外部コンサルタントにより行われた直近の審査は2013年に実施された。2014年、取締役の再任の前に、質問表を用いて、倫理委員会からの勧告に基づき取締役会により承認された内部年次審査が実施された。この結果は、2014年11月13日の倫理委員会の審査を経て2014年12月10日に取締役会に提出されたが、取締役は概して、取締役会の機能に満足している。取締役は、会議の回数と頻度が、当社の要求と一致していると考えている。取締役は特に、取締役会および特別委員会の両方の議論の広範さ、提供された情報の網羅性ならびに添付された要旨を含む当社より提供された報告の質を高く評価している。取締役は、取締役に対して提供される様々な情報文書（取締役の手引書、「ニュース」に関する文書、月次メディア分析等）の有用性を強調した。取締役は、職務上の要件を満たすため十分に報告を受け、研修を受けていると考えている。

(チ) 取締役への情報提供および研修

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、資金状態およびコミットメントの情報ならびに核燃料の購入のため当社が承認した契約に関する財務上の貸借対照表、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評価、販売方針、調達および外注に関する方針、人事方針等の情報を定期的に受領する。

取締役会の各会合に向けて、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準備される。

2つの取締役会の間に発生した当社に関連する主要な事象および取締役会が行った決定の監視について、取締役に報告される。

取締役は、上記により得た情報を、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。

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。したがって、従業員により選任された取締役は、企業経営および当社固有の産業上および運営上の特徴について研修を受けるが、それは他の取締役にも適用される可能性がある。

(リ) 報酬

会長兼最高経営責任者の報酬を決定するために取締役会が制定した適用ある原則およびルール、取締役報酬の分配に関する条件、ならびに2013年および2014年に取締役に支払われた額については、「第5 4（5）報酬および手当」に記載されている。

(ii) 2014年における取締役会の活動

当社取締役会は、適用ある法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。

2014事業年度において、当社取締役会は11回招集され、委員会会議は取締役会の準備のために34回開かれた。各取締役会の時間は平均2時間で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

取締役会における取締役の平均出席率は、2014年は86.7%であった。

2014年、取締役会は、当社の通常の事業に関連する様々な事項に加えて、フランスにおけるDalkiaグループ（Citelumを含む。）のすべての業務のEDFによる買収（ただし、Dalkia Internationalの業務はVeolia Environnementに買収された。）の条件に関するEDFおよびVeolia Environnementとの間の契約、EDFおよびExeltiumコンソーシアムとの間の産業パートナーシップ契約の改正、EDFにおける男女の職業上の平等および同一賃金に関する方針、第1弾のスマート・メーター（Linky）の発表に関するERDFによるプログラムの開始、英国におけるスマート・メーターの発表を視野に入れたEDF Energyによる試験プロジェクトの開発、Mato Grosso（ブラジル）における400MWの水力発電所の建設に係る委託契約の契約者であるCompanhia Energetica SINOP（CES）の持分51%のEDF Norte Fluminenseによる取得、イタリアにおけるEdison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iとの間の当グループの再生可能エネルギー事業の再編に関する契約ならびにEDF Énergies Nouvellesの開発計画（チリ、米国）等の事項を検討し、承認した。

取締役会はまた、Exeltiumとの契約の修正およびエネルギー移行に係る資金供与に関するEDFおよびAmundiとのパートナーシップの締結、英国における原子炉建設プロジェクト（ヒンクリー・ポイントC）に関する契約の欧州委員会による承認ならびにSouth Stream Transport BVが所有するEDF Internationalの持分15%のGazpromによる取得に関する契約の締結について報告を受けた。

(iii) 取締役会の委員会

取締役会は、その職務の遂行のため、取締役会全体への提出前に一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、倫理委員会および任命報酬委員会である。

各委員会の構成員、機能および任務は、取締役会内部規則の規定による。

これらの委員会の委員を務める取締役は、取締役会が任命する。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、取締役会により設置された委員会は、従業員を代表する取締役を1名以上含むことが規定されている。

2015年4月14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、ルプティ氏
- ・原子力監視委員会については、フィリップ・クルゼ氏
- ・倫理委員会については、コレット・ルウィネ氏
- ・任命報酬委員会については、ブルーノ・ラフォン氏

各委員会の構成については、下記に記載する。

当社の政府委員およびフランス政府の経済・財政総統制部長は、各委員会会議に諮問的な立場で出席する。

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、書面の議事録および報告書により記録され、各委員会の委員長は取締役会にこれを提出する。その会議時間により、議題項目の徹底した検討および審議が可能となる。

手続に関する取締役会内部規則は、各委員会により審議された事項の審議に関する取締役会および上記委員会の会議との間の期間の最低就労時間を3日間と規定しているが、いつでも開催することができる任命報酬委員会の会議を除く。取締役会内部規則はまた、各委員会が必要に応じて外部の専門家を雇用することができることを規定している。

(イ) 監査委員会

機能および構成員

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。フランス商法第L.823-19条に、監査委員会のうち最低1人以上は、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照らして独立性を有する者であることと特に規定されている。

監査委員会は、株主総会により任命された取締役であるマリー・クリスティーヌ・ルプティ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された取締役としてコレット・ルウィネ氏およびフィリップ・クルゼ氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、クリスチャン・タクシル氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。したがって、監査委員会は、社外取締役の比率を算定する場合（すなわち従業員を代

表する取締役を除く。）、4名のうち3名が社外取締役であり、AFEP-MEDEF規約による最低3分の2の基準に対して、4分の3となっている。

監査委員会は、AFEP-MEDEF規約の勧告に基づき、会長兼最高経営責任者を含まない。

2014年12月10日開催の合同会議において、倫理委員会および任命報酬委員会は、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏の状況を検討し、通知書を取締役に提出した。2014年12月10日開催の取締役会において、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏は、フランス金融市場監督局（AMF）がその2010年7月22日付の監査委員会に関する報告書において勧告した基準に照らして、専門的な財務会計能力を有していると判断された。2014年11月21日、取締役会はまた、コレット・ルウィネ氏、ローランス・パリゾ氏およびフィリップ・クルゼ氏を社外取締役として分類した。したがって、同氏は、フランス商法第L.823-19条に基づく能力および独立性の両方の基準を満たしている。

監査委員会は、2014年において6回開催された。委員の平均出席率は89%であった。各委員会の時間は平均2時間20分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

監査委員会は、取締役会による検討に先立ち、以下について審査し意見を発表する。

- ・ 当社の財務状態
- ・ 中期計画およびその予算
- ・ 企業財務部門の作成する財務書類報告書の草案（当社の個別財務書類、当グループの連結財務書類および当グループの経営報告書）
- ・ 当社のリスクの監視（特に、当グループのリスクの分類およびリスク管理の手法に関する6か月ごとの見直し）
- ・ 監査および内部統制。すなわち、内部統制システムの構築、展開および評価、年次監査計画、監査によって発見された主要な所見および是正措置、かかる措置の実施の監視ならびにコーポレート・ガバナンス、内部統制およびリスク管理手続に対する取締役会会長の年次報告の草案
- ・ 保険に係る戦略
- ・ 独立性を確保している法定監査人の選定および彼らに支払われる報酬
- ・ 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 5（1）②（i）（ホ）取締役会の権限および義務」を参照。）。
- ・ アナリストによる当グループに対する見解の変更
- ・ 当グループのエネルギー市場に関するリスク方針および契約相手方の債務不履行に関するリスク方針

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、強制適用される基準枠、実施された監査手法および監査業務の結果を示す監査人による発表に付随して行われる。

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管理部門、グループ・リスク管理部門および内部監査管理部門と定期的に接触している。

2014年の活動

2014年、監査委員会は、他の任務の中でも、特に年次財務書類および半期財務書類ならびに関連プレスリリース、法定監査人による年次財務書類および半期財務書類の監査結果の要点の発表、四半期ごとの営業成績に関するプレスリリース、リスク分類、リスク管理手法、内部監査概略報告および監査プログラムを審査した。さらに、オフ・バランスシートのコミットメントの発表が監査委員会に対して行われた。

監査委員会は、必要に応じて外部の専門家を雇用することができる。監査委員会は、2014事業年度中においてかかるオプションを行使しなかった。

（ロ）原子力監視委員会

機能および構成員

原子力監視委員会（NCMC）は、2007年2月23日付命令第9条の規定に従って設置され、株主総会により任命された社外取締役であるフィリップ・クルゼ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会により任命された取締役としてマリー・クリスティーヌ・ルブティ氏およびオリヴィエ・アペール氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏およびマキシム・ヴィロタ氏である。

原子力監視委員会は、2014年において5回開催された。委員の平均出席率は100%であった。各委員会の時間は平均1時間40分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

原子力監視委員会は、原子力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發表すること、ならびに専用資産の構成および管理のための方針に当社が構築した資産の管理を確実に適合させることを課せられている。この目的を達成するために、同委員会は、6名の独立した（2013年11月26日、取締役会により3年任期で任命された。）専門家により構成された原子力財務専門委員会(NCFEC)のサポートを求めることができる。NCFECの任務は、かか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、非上場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。

2014年の活動

原子力監視委員会は、2014年、とりわけ、専用資産の構成および管理ならびに金融リスク管理のための方針の枠組みへの変更、第1世代の原子力発電所の廃炉プログラムならびに長寿命の高レベル廃棄物および中レベル廃棄物に関する地層処分産業センターのプロジェクト（Cigéo）の進行状況、長期の原子力費用の資金調達の確保に係る3か年報告に関する報告書の2014年の年次更新文書、原子力コミットメントの割引率、ならびに非上場資産への投資の決定および見通しについて審議した。

（ハ） 戦略委員会

機能および構成員

戦略委員会は、会長兼最高経営責任者であるジャン・ベルナール・レヴィ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された取締役であるローランス・パリゾ氏、オリヴィエ・アペール氏およびクリスチャン・マセ氏、フランス政府を代表する取締役としてレジス・チュリニ氏、ならびに従業員により選任された取締役としてマリー・エレヌ・メイリン氏、ジャッキー・ショラン氏、ジャン・ポール・リニャック氏およびクリスチャン・タクシル氏である。

会長は、取締役会の戦略的議論への関与を強化する目的で、戦略委員会の委員でない取締役を当該委員会の会議に出席するよう招集している。

戦略委員会は、2014年において6回開催された。委員の平均出席率は89.3%であった。各委員会の時間は平均2時間10分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

戦略委員会は、当社の主要な戦略的決定、特に、戦略的参照システム、産業および営業の方針、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、研究開発方針、ならびに取締役会の承認が必要となる内部的・外部的成長または売却に係るプロジェクトについて、取締役会に意見書を提出する。

2014年の活動

2014年、戦略委員会は、特に欧州の市況および主要企業、フランスにおける既存の原子力発電所の産業計画、B2Bに係るエネルギー・サービス戦略、ならびに欧州以外における国際戦略について検討した。

（ニ） 倫理委員会

機能および構成員

倫理委員会は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命されたブルーノ・レシュヴァン氏およびジェラルド・マナン氏、ならびに従業員により選任された取締役であるクリスティーン・シャボティ氏、マリー・エレヌ・メイリン氏およびジャッキー・ショラン氏である。

倫理委員会は、2014年に10回開催された。委員の平均出席率は89.2%であった。各委員会の時間は平均1時間10分で、議題項目の徹底した検討および審議が行われた。

任務

倫理委員会は、取締役会の取組みおよび当社の経営に対して倫理的配慮が確実になされるようにすることをその職務としている。倫理委員会は、メディアーター、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監査官からの報告書について検討する。

さらに倫理委員会は、毎年、取締役会およびその委員会の機能について評価を行っている。また、3年に1回、取締役会およびその委員会の取組みに関する正式な審査を専門の外部のコンサルタントに委託し、同委員会はこれを監督する（「第5 5（1）②（i）（ト）取締役会の機能の審査」を参照。）。

2014年の活動

2014年において、倫理委員会は、特に顧客満足度調査、当グループの企業責任に関する倫理報告書およびコミットメント、EDFにおける職業上の平等および同一賃金に関する方針ならびにグループ安全衛生方針について検討した。同委員会は、この事業ラインの業務委託方針の実施を調査するために、原子力施設を視察した。

（ホ） 任命報酬委員会

機能および構成員

任命報酬委員会は、株主総会により任命された社外取締役であるブルーノ・ラフォン氏が委員長を務めている。同委員会の残りの構成員は、株主総会において任命された社外取締役であるコレット・ルウィネ氏、フランス政府の代表であるレジス・チュリニ氏および従業員により選任された取締役であるマキシム・ヴィロタ氏である。任命報酬委員会は、社外取締役が委員長を務め、また、AFEP-MEDEF規約の勧告に従って社外取締役の比率を算定した場合（従業員を代表する取締役を除く。）、3名のうち2名が社外取締役であるため、過半数が社外取締役で構成される。

任命報酬委員会は、2014年に7回開催された。委員の平均出席率は92.9%であった。各委員会の時間は平均30分であった。

任務

任命報酬委員会は、内部規則に従い、株主総会による取締役の任命について、取締役会に対して提案を提出する。同委員会は、経済財政担当大臣およびエネルギー担当大臣からの承認を得るために、会長兼最高経営責任者の報酬につき、会長兼最高経営責任者の給与、変動報酬（変動報酬部分の決定のため用いられる基準および定めた目標と比較した達成業績の評価）ならびに周回の報酬に関して意見書を提出する。同委員会はまた、取締役会がかかる報酬について協議し決定するために、かかる意見書を取締役会にも提出する。同委員会は、国有企業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ユーロを超えてはならない。

任命報酬委員会は、必要に応じ、最高経営責任者代理の報酬を審査する。同委員会は、その承認を得るために経済担当大臣およびエネルギー担当大臣に対して提言書および意見書を提出し、また取締役会による報酬の協議および決定のために、かかる提言書および意見書を取締役会に対して提出する。

同委員会は、取締役報酬の配分にあたっての金額および条件だけでなく、主要執行役員の報酬を定めるための条件（固定給および変動報酬、算出方法および指数化）について取締役会に意見書を提出する。また、執行委員会の職位の承継計画を図にしたものを確実に保持するようにする。

2014年の活動

2014年において、任命報酬委員会は、特に当グループの主要執行役員の報酬方針、株主総会に提出された取締役の任命および再任についての提言ならびに2014年11月23日の取締役の再任以降、報酬を受け取る取締役の人数が増加したことを考慮した取締役報酬の予算の修正について検討した。また、同委員会は、当グループの執行役員の変動報酬を決定するための特別基準について検討した。

③ 経営幹部によって創設された機関

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、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投資引揚案件について検討し、承認する。執行委員会は、原則として毎週会議を行う。

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。当社の投資案件はすべて、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。

2015年4月14日現在、執行委員会は、委員12名および秘書役で構成されていた。委員の一覧および各人の個人情報、は、「第5 4（2）執行委員会」に記載されている。

経営幹部の組織編成は、議論および情報に関する機関であり、執行委員会の委員、当グループの各国執行役員のトップおよび地理上の各地域の責任者ならびに当社の執行役員で構成される経営委員会の設置により補強された。

④ 当グループの倫理委員会

当グループの経営陣による倫理基準枠の更改および調整の決定により、2012年に当グループの執行委員会およびEDFの取締役会により当グループの倫理規約（規約）が共同で策定され、採択された。当グループ倫理委員会はまた、2013年に設置された（「第2 3（7）③（i）利害関係者に対する倫理および透明性」を参照。）。

⑤ 証券取引倫理規約

2006年、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、倫理規約として編集され、2010年11月のAMF勧告を反映するために2011年3月に更新され、2011年4月4日にEDFの執行委員会に提出された。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、恒常的内部者である者および当社の財務書類が公表される前に正確な情報を有する当グループの職員は、当社の有価証券の売買を差し控えることが要求されている。

証券取引倫理規約は、EDFの有価証券に関する売買についてAMFおよび当社に対して申告する経営陣の義務についても規定している（「第5 4（4）取締役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。）。

⑥ フランス商法第L.225-37条に基づき取締役会会長によって作成される報告書

フランス商法第L.225-37条の規定に基づき、取締役会会長は、経営報告書に添付する報告書において、取締役会の構成、取締役会の業務の準備および編成の状況ならびに当社が実施する内部統制およびリスク管理の手順について説明しなければならない。

(2) 【監査報酬の内容等】

① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

以下の表は、EDFの会計監査人およびその各関連会社によるサービスについて、EDFおよびその完全連結子会社の2014事業年度に関する費用を示している。

	Deloitte		KPMG	
(単位：千ユーロ(千円))	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				
提出会社	3,709 (502,977)	25.0	3,425 (464,464)	28.8
完全連結子会社	7,112 (964,458)	47.8	6,746 (914,825)	56.7
会計監査人の業務に直接関係する その他職務およびサービス				
提出会社	617 (83,671)	4.1	1,102 (149,442)	9.3
完全連結子会社	177 (24,003)	1.2	309 (41,903)	2.7
小計	11,615 (1,575,110)	78.1	11,582 (1,570,635)	97.5
監査人のネットワークによって完全 統合子会社に提供されるその他 サービス：				
法律、税金、社会	1,362 (184,701)	9.2	179 (24,274)	1.5
その他	1,888 (256,032)	12.7	123 (16,680)	1.0
小計	3,250 (440,733)	21.9	302 (40,954)	2.5
合計	14,865 (2,015,843)	100.0	11,884 (1,611,589)	100.0

2013事業年度の情報：

以下の表は、EDFの会計監査人およびその各関連会社によるサービスについて、EDFおよびその完全連結子会社の2013事業年度に関する費用を示している。

	Deloitte		KPMG	
(単位：千ユーロ(千円))	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				
提出会社	3,781 (512,741)	27.8	3,637 (493,214)	29.9
完全連結子会社	6,354 (861,666)	46.7	6,171 (836,849)	50.8
会計監査人の業務に直接関係する その他職務およびサービス				
提出会社	623 (84,485)	4.6	1,579 (214,128)	13.0
完全連結子会社	66 (8,950)	0.5	196 (26,580)	1.6
小計	10,824 (1,467,843)	79.6	11,583 (1,570,771)	95.3
監査役のネットワークによって完全 統合子会社に提供されるその他 サービス：				
法律、税金、社会	1,314 (178,192)	9.7	166 (22,511)	1.4
その他	1,458 (197,719)	10.7	401 (54,380)	3.3
小計	2,772 (375,911)	20.4	567 (76,891)	4.7
合計	13,596 (1,843,754)	100.0	12,150 (1,647,662)	100.0

②【その他重要な報酬の内容】

「第5 5（2）①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

③【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 5（2）①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

④【監査報酬の決定方針】

「第5 5（2）①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容」を参照のこと。

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。）の原文の連結財務書類は、欧州連合により承認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書類は、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。邦文の連結財務書類および個別財務書類（以下、合わせて「邦文の財務書類」という。）は、原文の連結財務書類および個別財務書類（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、2015年5月29日現在の株式会社三菱東京UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値、1ユーロ＝135.61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オーディット（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	2014年度		2013年度(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
売上高	7	72,874	98,824	71,916	97,525
購入燃料およびエネルギー費用	8	(36,704)	(49,774)	(38,116)	(51,689)
その他の対外費用	9	(9,181)	(12,450)	(8,287)	(11,238)
人件費	10	(11,785)	(15,982)	(11,291)	(15,312)
法人所得税以外の税金	11	(3,593)	(4,872)	(3,481)	(4,721)
その他の営業収益および営業費用	12	5,668	7,686	5,358	7,266
減価償却費および償却費控除前営業利益		17,279	23,432	16,099	21,832
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		203	275	14	19
減価償却費および償却費（純額）		(7,940)	(10,767)	(7,154)	(9,702)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額		(157)	(213)	(227)	(308)
（減損）／戻入	13	(1,189)	(1,612)	(617)	(837)
その他の収益および費用	14	(212)	(287)	219	297
営業利益		7,984	10,827	8,334	11,302
総金融負債に係る費用	15.1	(2,243)	(3,042)	(2,262)	(3,067)
割引の影響	15.2	(2,996)	(4,063)	(2,931)	(3,975)
その他の金融収益および費用	15.3	2,688	3,645	2,251	3,053
金融損益	15	(2,551)	(3,459)	(2,942)	(3,990)
連結会社の税引前利益		5,433	7,368	5,392	7,312
法人所得税	16	(1,839)	(2,494)	(1,896)	(2,571)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	23	179	243	262	355
グループの純利益		3,773	5,117	3,758	5,096
EDFの純利益		3,701	5,019	3,517	4,769
非支配持分に帰属する純利益		72	98	241	327
1株当たり利益（EDF持分）：	17	ユーロ	円	ユーロ	円
1株当たり利益		1.78	241	1.84	250
希薄化後1株当たり利益		1.78	241	1.84	250

(1) 2013年度の数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。

純利益および自己資本直入損益計算書

(単位：百万ユーロ)	2014年度			2013年度(1)		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
グループの純利益	3,701	72	3,773	3,517	241	3,758
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(2)	535	-	535	656	-	656
関連する税効果	(160)	-	(160)	(228)	-	(228)
売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	3	-	3	87	-	87
売却可能金融資産の公正価値の変動	378	-	378	515	-	515
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(2)	(1,984)	(19)	(2,003)	810	4	814
関連する税効果	427	5	432	(197)	-	(197)
ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(27)	-	(27)	43	-	43
ヘッジ手段の公正価値の変動	(1,584)	(14)	(1,598)	656	4	660
換算調整—被支配事業体	1,395	187	1,582	(548)	(78)	(626)
換算調整—関連会社および共同支配企業	482	-	482	(198)	-	(198)
換算調整	1,877	187	2,064	(746)	(78)	(824)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	671	173	844	425	(74)	351
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	(4,629)	18	(4,611)	93	(17)	76
関連する税効果	245	(4)	241	(58)	3	(55)
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の関連会社および共同支配企業持分	(177)	-	(177)	18	-	18
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(4,561)	14	(4,547)	53	(14)	39
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(4,561)	14	(4,547)	53	(14)	39
自己資本直入損益合計	(3,890)	187	(3,703)	478	(88)	390
純利益および自己資本直入損益	(189)	259	70	3,995	153	4,148

(単位：億円)	2014年度			2013年度(1)		
	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計	EDFの純利益	非支配持分に に帰属する 純利益	合計
グループの純利益	5,019	98	5,117	4,769	327	5,096
売却可能金融資産の公正価値の変動総額(2)	726	-	726	890	-	890
関連する税効果	(217)	-	(217)	(309)	-	(309)
売却可能金融資産の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	4	-	4	118	-	118
売却可能金融資産の公正価値の変動	513	-	513	698	-	698
ヘッジ手段の公正価値の変動総額(2)	(2,691)	(26)	(2,716)	1,098	5	1,104
関連する税効果	579	7	586	(267)	-	(267)
ヘッジ手段の公正価値の関連会社および共同支配企業持分	(37)	-	(37)	58	-	58
ヘッジ手段の公正価値の変動	(2,148)	(19)	(2,167)	890	5	895
換算調整—被支配事業体	1,892	254	2,145	(743)	(106)	(849)
換算調整—関連会社および共同支配企業	654	-	654	(269)	-	(269)
換算調整	2,545	254	2,799	(1,012)	(106)	(1,117)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	910	235	1,145	576	(100)	476
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動総額	(6,277)	24	(6,253)	126	(23)	103
関連する税効果	332	(5)	327	(79)	4	(75)
雇用後給付に係る数理計算上の損益の変動の関連会社および共同支配企業持分	(240)	-	(240)	24	-	24
雇用後給付に係る数理計算上の損益	(6,185)	19	(6,166)	72	(19)	53
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	(6,185)	19	(6,166)	72	(19)	53
自己資本直入損益合計	(5,275)	254	(5,022)	648	(119)	529
純利益および自己資本直入損益	(256)	351	95	5,418	207	5,625

- (1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。
- (2) 売却可能金融資産およびヘッジ手段について利益に振り替えられた公正価値の変動総額は、それぞれ注記36.2.2および41.4に記載されている。

連結貸借対照表

資 産	注記	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在(1)	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
のれん	18	9,694	13,146	9,081	12,315
その他の無形資産	19	8,884	12,048	7,860	10,659
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	20	50,257	68,154	48,796	66,172
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	21	7,851	10,647	7,450	10,103
発電用その他のグループ所有有形固定資産	22	69,392	94,102	64,561	87,551
関連会社および共同支配企業に対する投資	23	10,989	14,902	11,479	15,567
非流動金融資産	36	33,485	45,409	29,611	40,155
その他の非流動債権		2,024	2,745	1,924	2,609
繰延税金資産	16.3	2,626	3,561	2,171	2,944
非流動資産		195,202	264,713	182,933	248,075
棚卸資産	24	14,747	19,998	14,204	19,262
営業債権	25	23,176	31,429	21,892	29,688
流動金融資産	36	20,752	28,142	17,847	24,202
当期税金資産		600	814	554	751
その他の流動債権	26	8,793	11,924	7,239	9,817
現金および現金同等物	37	4,701	6,375	5,096	6,911
流動資産		72,769	98,682	66,832	90,631
売却目的保有に分類された資産	46	18	24	1,154	1,565
資産合計		267,989	363,420	250,919	340,271

	注記	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在(1)	
		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	27	930	1,261	930	1,261
EDFの純利益および連結剰余金		34,261	46,461	33,277	45,127
自己資本（EDF持分）		35,191	47,723	34,207	46,388
自己資本（非支配持分）	27.5	5,419	7,349	4,998	6,778
自己資本合計	27	40,610	55,071	39,205	53,166
原子力発電関連引当金―核燃料サイクル終了、発電所廃炉および炉心核燃料	29	42,398	57,496	40,427	54,823
非原子力施設廃止引当金	30	1,297	1,759	1,182	1,603
従業員給付引当金	31	23,060	31,272	18,381	24,926
その他の引当金	32	1,841	2,497	1,480	2,007
非流動引当金	28	68,596	93,023	61,470	83,359
フランスの公共配電特別委譲負債	33	44,346	60,138	43,454	58,928
非流動金融負債	38	47,274	64,108	41,413	56,160
その他の非流動負債	35	4,956	6,721	5,001	6,782
繰延税金負債	16.3	4,315	5,852	4,242	5,753
非流動負債		169,487	229,841	155,580	210,982
流動引当金	28	5,254	7,125	4,834	6,555
営業債務	34	14,864	20,157	14,157	19,198
流動金融負債	38	14,184	19,235	14,647	19,863
当期税金負債		441	598	1,340	1,817
その他の流動負債	35	23,149	31,392	21,156	28,690
流動負債		57,892	78,507	56,134	76,123
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	46	-	-	-	-
自己資本および負債合計		267,989	363,420	250,919	340,271

(1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用ならびにその他の負債およびその他の債権の流動／非流動分類の変更の影響について再表示されている（注記2を参照）。

連結キャッシュ・フロー計算書

		2014年度		2013年度(1)	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
営業活動：					
連結会社の税引前利益		5,433	7,368	5,392	7,312
減損(戻入)		1,189	1,612	617	837
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		8,981	12,179	9,245	12,537
金融収益および費用		1,068	1,448	1,488	2,018
関連会社および共同支配企業からの受取配当金		672	911	369	500
資産譲渡損益		(1,311)	(1,778)	(880)	(1,193)
運転資本の変動	43.1	(1,041)	(1,412)	(1,711)	(2,320)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）		14,991	20,329	14,520	19,691
金融費用支出（純額）		(1,752)	(2,376)	(1,719)	(2,331)
法人所得税支払額		(2,614)	(3,545)	(1,936)	(2,625)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）		10,625	14,409	10,865	14,734
投資活動：					
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後		1,308	1,774	749	1,016
無形資産および有形固定資産への投資	43.2	(13,721)	(18,607)	(13,042)	(17,686)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）		314	426	229	311
金融資産の変動		(294)	(399)	357	484
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）		(12,393)	(16,806)	(11,707)	(15,876)
財務活動：					
非支配株主との取引(2)		355	481	162	220
親会社の支払配当金	27.3	(2,327)	(3,156)	(2,144)	(2,907)
非支配株主に対する支払配当金		(229)	(311)	(301)	(408)
自己株式の買入/売却		2	3	4	5
株主とのキャッシュ・フロー		(2,199)	(2,982)	(2,279)	(3,091)
借入債務の発行		6,894	9,349	5,158	6,995
借入債務の返済		(7,470)	(10,130)	(8,263)	(11,205)
永久劣後債の発行	27.4	3,970	5,384	6,125	8,306
永久劣後債の持参人に対する支払額	27.4	(388)	(526)	(103)	(140)
委譲運営資産に対する受取拠出金		177	240	171	232
投資補助金		239	324	87	118
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー		3,422	4,641	3,175	4,306
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）		1,223	1,659	896	1,215
現金および現金同等物の純増加／（減少）額		(545)	(739)	54	73
現金および現金同等物の期首残高		5,096	6,911	5,035	6,828
現金および現金同等物の純増加（減少）額		(545)	(739)	54	73
為替変動の影響		113	153	14	19
現金および現金同等物に係る金融収益		17	23	16	22
組替の影響		20	27	(23)	(31)
現金および現金同等物の期末残高	37	4,701	6,375	5,096	6,911

(1) 2013年度の公表数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。

(2) 被支配会社の増資または減資および持分の追加取得によるものである。

連結自己資本変動計算書

(単位：百万ユーロ)	資本金	自己株式	換算調整	金融商品の 公正価値 修正の影響 (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2012年12月31日現在自己資本	924	(33)	1,593	(1,109)	24,882	26,257	4,854	31,111
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	-	-	262	262
2012年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	924	(33)	1,593	(1,109)	24,882	26,257	5,116	31,373
自己資本直入損益	-	-	(746)	1,171	53	478	(88)	390
純利益	-	-	-	-	3,517	3,517	241	3,758
純利益および自己資本直入損益	-	-	(746)	1,171	3,570	3,995	153	4,148
永久劣後債の発行	-	-	-	-	6,125	6,125	-	6,125
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
支払配当金	-	-	-	-	(2,315)	(2,315)	(297)	(2,612)
自己株式の買入/売却	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
EDFの増資(4)	6	-	-	-	165	171	-	171
その他の変動	-	-	-	-	91	91	26	117
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	930	(47)	847	62	32,415	34,207	4,998	39,205
自己資本直入損益	-	-	1,877	(1,206)	(4,561)	(3,890)	187	(3,703)
純利益	-	-	-	-	3,701	3,701	72	3,773
純利益および自己資本直入損益	-	-	1,877	(1,206)	(860)	(189)	259	70
永久劣後債の発行(3)	-	-	-	-	3,970	3,970	-	3,970
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(388)	(388)	-	(388)
支払配当金	-	-	-	-	(2,327)	(2,327)	(221)	(2,548)
自己株式の買入/売却	-	6	-	-	-	6	-	6
その他の変動	-	-	-	-	(88)	(88)	383	295
2014年12月31日現在自己資本	930	(41)	2,724	(1,144)	32,722	35,191	5,419	40,610

(単位：億円)	資本金	自己株式	換算調整	金融商品の 公正価値 修正の影響 (2)	その他の 連結剰余 金および 純利益	自己資本 (EDF持分)	自己資本 (非支配 持分)	自己資本 合計
2012年12月31日現在自己資本	1,253	(45)	2,160	(1,504)	33,742	35,607	6,583	42,190
会計処理方法の変更による再表示(1)	-	-	-	-	-	-	355	355
2012年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,253	(45)	2,160	(1,504)	33,742	35,607	6,938	42,545
自己資本直入損益	-	-	(1,012)	1,588	72	648	(119)	529
純利益	-	-	-	-	4,769	4,769	327	5,096
純利益および自己資本直入損益	-	-	(1,012)	1,588	4,841	5,418	207	5,625
永久劣後債の発行	-	-	-	-	8,306	8,306	-	8,306
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(140)	(140)	-	(140)
支払配当金	-	-	-	-	(3,139)	(3,139)	(403)	(3,542)
自己株式の買入/売却	-	(19)	-	-	-	(19)	-	(19)
EDFの増資(4)	8	-	-	-	224	232	-	232
その他の変動	-	-	-	-	123	123	35	159
2013年12月31日現在自己資本 (再表示) (1)	1,261	(64)	1,149	84	43,958	46,388	6,778	53,166
自己資本直入損益	-	-	2,545	(1,635)	(6,185)	(5,275)	254	(5,022)
純利益	-	-	-	-	5,019	5,019	98	5,117
純利益および自己資本直入損益	-	-	2,545	(1,635)	(1,166)	(256)	351	95
永久劣後債の発行(3)	-	-	-	-	5,384	5,384	-	5,384
永久劣後債に係る支払	-	-	-	-	(526)	(526)	-	(526)
支払配当金	-	-	-	-	(3,156)	(3,156)	(300)	(3,455)
自己株式の買入/売却	-	8	-	-	-	8	-	8
その他の変動	-	-	-	-	(119)	(119)	519	400
2014年12月31日現在自己資本	1,261	(56)	3,694	(1,551)	44,374	47,723	7,349	55,071

- (1) 2012年12月31日および2013年12月31日現在の数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。
- (2) これらの変動は、売却可能金融資産の公正価値修正の影響および公正価値の変動後に利益に振り替えられた金額、ならびに、キャッシュ・フローおよび在外事業への純投資をヘッジする金融商品の公正価値修正の影響および終了した契約に関連して利益に振り替えられた金額に相当する。詳細については純利益および自己資本直入損益計算書を参照。
- (3) 2014年1月に、当グループは、永久劣後債、取引費用控除後、総額3,970百万ユーロを発行した（注記3.5を参照）。
- (4) 2013年度における増資および発行プレミアムの合計171百万ユーロは、2012年度配当の残額の一部を株式により支払ったことに関係している。

[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、フランスにおいて登記されたフランスの株式会社（*société anonyme*）である。

当社の連結財務諸表は、以下の勘定を含む。

- ・ 当社が直接または間接的に支配する会社（これらは完全連結されている）
- ・ 共同支配事業として分類された共同支配の取決めの資産、負債、収益および費用に対する当社の持分
- ・ 関連会社および共同支配企業に対する投資（これらは持分法によって会計処理されている）

これらの経済的実体すべてを合わせて「当グループ」という。

当グループはエネルギーの生産、輸送、配送、供給およびトレーディング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2014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、2015年2月11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、2015年5月19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2014年12月31日終了年度の連結財務諸表は、2014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。

当連結財務諸表に対する注記に表示されている2013年度の比較数値は、IFRS第10号およびIFRS第11号の遡及適用の影響について再表示されている（注記2を参照）。

1.2 2014年12月31日現在における会計処理方法の変更

2014年12月31日終了年度の連結財務諸表において当グループが採用している会計処理および評価の方法は、下記の変更を除いて、2013年12月31日終了年度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。

1.2.1 2014年12月31日現在において連結財務諸表に導入された会計処理方法の変更

1.2.1.1 会計処理方法の変更－IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号の初度適用

新基準であるIFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第12号「他の企業への関与の開示」は、2011年5月に公表され、2012年12月29日に欧州連合の承認を受けた。

これらの基準はまた、以下によって補足された。

- ・ 既存の基準であるIAS第27号（2011年）「連結および個別財務諸表」およびIAS第28号（2011年）「関連会社および共同支配企業に対する投資」の改訂
- ・ IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号に関する「経過措置ガイダンス」
- ・ 「投資企業」の連結の例外に関するIFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第27号の改訂

これらの基準および改訂はすべて、2014年1月1日以後開始する事業年度から強制適用されている。これらはIAS第8号に準拠して、過去に遡及して適用される。これによる当グループの連結財務諸表への影響については注記2に記載されている。

・ IFRS第10号「連結財務諸表」

IFRS第10号は、IAS第27号「連結および個別財務諸表」および解釈指針SIC第12号「連結－特別目的事業体」における連結財務諸表に関する規定を置き換えるものである。

IFRS第10号は、新たな単一の支配モデルを導入するものであり、当グループは、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、かつ、当該企業に対するパワーにより当該リターンに影響を及ぼす能力を有している場合に、当該企業を支配していると考えられる。

・IFRS第11号「共同支配の取決め」

IFRS第11号は、IAS第31号「ジョイント・ベンチャーに対する持分」および解釈指針SIC第13号「共同支配企業—共同支配投資企業による非貨幣性資産の拠出」を置き換えるものである。この新基準は、複数の当事者がこれを通じて共同支配を行使する共同支配の取決めに関する取扱いを定めている。

IFRS第11号の下では、共同支配の取決めには共同支配企業と共同支配事業の2種類の取決めしか存在しない。

共同支配企業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（共同支配投資者）が、当該取決めの純資産に対する権利を有している共同支配の取決めである。

共同支配事業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（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決めである。

IFRS第11号の適用に当たり、共同支配企業に分類された共同支配の取決めは、持分法により会計処理しなければならない（比例連結は今後認められない）。共同支配事業への各参加者は、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の会計処理を勘定科目ごとに行わなければならない。

・IFRS第12号「他の企業への関与の開示」

IFRS第12号は、子会社、共同支配の取決め、関連会社および/または非連結の仕組企業への投資に関して要求される開示を規定している。

1.2.1.2 その他の基準および解釈指針

EDFグループの連結財務諸表は、2014年1月1日から強制適用されている以下の改訂の影響を受けていない。

- ・ IAS第32号の改訂「金融資産と金融負債の相殺」
- ・ IAS第39号の改訂「デリバティブの契約更改とヘッジ会計の継続」
- ・ IAS第36号の改訂「非金融資産に係る回収可能価額の開示」

1.2.2 欧州連合によって採択されたが2014年に強制適用になっておらず、当グループが早期適用をしない基準および改訂

当グループは、欧州連合によって採択されたが2014年に強制適用となっていない、以下の改訂および解釈指針の早期適用をしないことを決定している。

- ・ IAS第19号の改訂「確定給付制度—従業員拠出」
- ・ IFRIC第21号「賦課金」

当グループは、IAS第19号の改訂の将来の適用は、年次連結財務諸表に重要な影響を与えないものと考えている。

IFRIC解釈指針第21号は、賦課金（公課および法人所得税以外の税金）の引当金計上の契機となる事象を明確にするため、2013年5月にIFRS解釈指針委員会（IFRS IC）により公表された。同解釈指針は欧州連合により2014年6月13日に採択され、EDFグループには2015年1月1日から適用され、2014年度の公表連結財務諸表に遡及適用される。

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閾値に達したことにより支払義務が生じる年次税に関し、現行の実務を変更するものである。これらの税金負債の性質および借方の会計処理については、費用とすべきか、資産とすべきかの決定に同解釈指針が他の基準を参照していることから、現在、議論が分かれている。ひとつの考え方は、当該税金は管理費であるため、IFRIC第21号に従い負債に認識する時点で費用に計上すべきというものである。また、別の考え方は、これらの税金はIAS第2号に基づく製造コストを構成するものであるため、IAS第18号「収益」に規定する費用収益対応の原則に従って、1年を超えない期間にわたり売上原価に含めるべきというものである。

当グループは、サービス提供に必要とされる資産に課される一定の賦課金（これは特にフランスのエネルギー関連の税金および不動産税に関連している）につき、IFRIC第21号を適用して認識される負債の借方に関する多様なアプローチについて、IFRS ICによるガイダンスを要請した。IFRS ICは、この問題が半期の財務諸表のみに影響し年次財務諸表には影響を与えないため、解決しないことを決定した。

当グループは、現在までに行った分析に基づいて、IFRIC第21号の将来の適用は、年次連結財務諸表に重要な影響を与えないものと考えている。ただし、半期の連結財務諸表においては、一定の税金債権および税金負債に関する会計処理方法の変更により、重要な額の純負債が認識される結果となる可能性が高い。

1.2.3 IASBによって公表されたが欧州連合によって承認されていないその他の基準および改訂

当グループに適用されることが明らかな会計原則に関連した以下のIASB公表物は、欧州連合によって承認されていない。

- ・ IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」
- ・ IFRS第9号「金融商品」
- ・ IAS第16号およびIAS第38号の改訂「許容可能な減価償却および償却の方法の明確化」
- ・ IFRS第11号の改訂「共同支配事業に対する持分の取得の会計処理」
- ・ IFRS第10号およびIAS第28号の改訂「投資者とその関連会社または共同支配企業の間での資産の売却または拠出」

欧州連合による承認を条件に、IFRS第15号は、2017年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。当グループは現在、売上高の収益認識に対するこの新基準の潜在的な影響（評価および収益認識時期に関して）の算定を可能とするため、すべての重要な顧客との契約をレビューしている最中である。

当グループの収益は、基本的にエネルギーおよび関連サービスの販売契約（両者を組み合わせた形態による場合もある）による収益から構成されている。

当グループが現在行っているレビューは、以下を含む。

- ・ エネルギーおよびサービスの販売契約を、IFRS第15号に準拠して、契約において識別され、評価および認識される履行義務の観点から、主な区分に分解する。
- ・ 特定の区分に属しないその他の重要な販売契約を、特にIFRS第15号に規定する履行義務の識別および取引価格の配分に関する基準に照らして、個々に分解する。

欧州連合による承認を条件に、IFRS第9号は、2018年1月1日以後開始する事業年度から強制適用される。

IFRS第9号は、すべての金融資産に関し新たな分類アプローチを導入するものであり、これにより、当グループが現在IAS第39号「金融商品：認識および測定」に準拠して適用している分類および評価の規則が変更される予定である。

当グループは、その他の基準および改訂の潜在的な影響について、現在評価を行っている最中である。

1.3 主要な会計処理および評価方法の要約

連結財務諸表中に表示されたすべての期間を通じて、以下の会計処理方法が継続して適用されている。

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 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。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。

耐用年数に関する特定のケースでは、EDFグループの産業戦略は、現在の会計上の減価償却期間である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、フランスの原子力発電所の操業を続けることである。

当グループは数年間にわたり発電所の耐用年数を延長するための準備を進めてきており、現在、「グラン・カレナージュ (grand carénage)」と呼ばれる業界のプログラムに基づいて必要な投資を行っている。

この産業戦略に合わせて行われるフランスの原子力発電所の耐用年数の調整は、必要とされる技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて整った段階で、当グループの連結財務諸表に反映される。

その他の見積りおよび判断の使用を伴う慎重に取り扱うべき主要な会計処理方法は以下の通りである。

金融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。

1.3.2.1 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、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、決算日毎に見積りの改定を行っている。見積りの改定により重要な差額が生じた場合には、引当額が変動する可能性がある。

主要な仮定および感応度分析については、注記29.1.5.2に記載されている。

1.3.2.2 年金ならびにその他長期および雇用後給付

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。

2014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31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、2014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れば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がある可能性がある。そのため、注記31に感応度分析が記載されている。

1.3.2.3 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13に記載されている。

1.3.2.4 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。

1.3.2.5 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

注記1.3.7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。

1.3.2.6 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更新債務を、委譲者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1.3.13.2.1を参照)。別のアプローチによれば、この債務は、工業用の耐用年数到来時においてこれらの資産の取替に必要とされる将来支払額の現在価値に基づき評価されることになる。この別のアプローチが諸勘定に与えたであろう影響は、参考情報として注記1.3.24に記載されている。どの評価方法が使用されたとしても、取替予定資産に関する委譲負債の測定は、特にコスト、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。

1.3.2.7 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。

1.3.2.8 他の企業への関与

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該当するパートナーシップの取決めの種類の特定を行っている。

1.3.2.9 その他の判断

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。

1.3.3 連結方法

主要な子会社、関連会社および共同支配企業の一覧は注記51に記載されている。

1.3.3.1 被支配事業体

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。
- ・ 投資者のリターンに作用する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。

1.3.3.2 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。

1.3.3.3 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。

1.3.4 財務諸表の表示規則

性質または機能が異なる資産および負債は、区分表示される。

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、満期が決算日から1年以内に到来する場合には流動項目として、満期が決算日から1年を超えて到来する場合には非流動項目として分類される。

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。

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。

キャッシュ・フロー計算書において、営業活動に関連するキャッシュ・フローは間接法により表示されている。

1.3.5 換算方法

1.3.5.1 報告通貨

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。

1.3.5.2 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。

1.3.5.3 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、連結自己資本に含まれる。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。

1.3.5.4 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。

1.3.6 関連当事者

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。

1.3.7 売上高

売上高は、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）、接続およびその他のサービス提供による収益から成り、これらの収益には主にエネルギーの輸送および配送ならびに発電容量および相互接続の競売が含まれる。

当グループは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- ・ 立証された契約関係が存在し、
- ・ 引渡しが行われており（またはサービスが完了しており）、
- ・ 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- ・ 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。

供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格見積りを基に計算される。

貸借対照表日現在で完了していない商品売上およびサービス収益は、同日現在の進捗度に基づき評価される。

エネルギー・トレーディング業務は、購入額差引後の純額で認識される。

1.3.8 法人所得税

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、この一般原則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。

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、数理計算上の損益またはヘッジ手段および売却可能金融資産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見込みが勘案される。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れば、より長期的に考慮される。

1.3.9 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

1株当たり利益は、純利益の当グループ持分を期中の加重平均社外流通株数で除して計算される。この加重平均社外流通株数は、期首の普通株式数に期中に買戻しまたは発行された株数を調整したものである。

この株数および1株当たり利益は、必要に応じて、希薄化効果のある潜在株式（オプション、新株予約権および転換社債など）の転換または行使の影響を反映して調整される。

IAS第33号に準拠して、1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益は、永久劣後債の持参人に対する支払額を控除後の純利益に基づいている。

1.3.10 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。

IFRS第10号を適用して、支配に影響しない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IAS第39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。

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。

1.3.11 のれんおよびその他の無形資産

1.3.11.1 のれん

1.3.11.1.1 のれんの決定

IFRS第3号「企業結合」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、直ちに損益計算書に計上される。

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。

1.3.11.1.2 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。

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1.3.15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。

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。

1.3.11.2 その他の無形資産

1.3.11.2.1 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。

プロジェクト開発費は、当グループが以下を立証できる場合に、資産計上される。

- ・ 当該無形資産を使用または販売に供するための技術的実現可能性。
- ・ 当該無形資産を完成させ、使用または販売する意図。
- ・ 当該無形資産を使用または販売する能力。
- ・ 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- ・ 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- ・ 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

資産計上された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。

1.3.11.2.2 その他の自己創設または買入無形資産

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权。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。
- ・ 炭化水素関連の委譲に関する権利またはライセンス。これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。探査費用は、当該年度にわたり償却される（注記1.3.11.2.3を参照）。
- ・ 環境規制に関連する無形資産（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—注記1.3.27を参照）。
- ・ 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1.3.13.2.4を参照）。

1.3.11.2.3 炭化水素の試掘、探査および産出

当グループはIFRS第6号「鉱物資源の探査および評価」を適用している。

試掘および探査費用ならびに地質調査、探査試験、地質・地球物理図作製および試掘に関連して発生する費用は無形資産として認識し、発生年度に全額償却する。

商業的に実現可能な鉱泉に関連する開発費および炭化水素を抽出して貯蔵する施設への投資は、「発電用その他のグループ所有有形固定資産」または適切な場合には「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」として認識される。

これらは生産高比例法（UOP）によって償却される。

1.3.12 委譲運営資産、発電用資産およびその他の有形固定資産

当グループの有形固定資産は、事業およびその使用に関する契約の状況に応じて、3つの貸借対照表科目として報告されている。

- ・ フランスの公共配電委譲運営有形固定資産
- ・ その他の業務に係る委譲運営有形固定資産
- ・ 発電用その他のグループ所有有形固定資産

1.3.12.1 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係るその他すべての製造費用が含まれる。

当グループは、安全対策費用を資産計上するが、その費用とは、法律上および規制上の義務の結果発生するもので、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受けるものである。

有形固定資産の取得原価には、発電所の廃炉費用および原子力施設の炉心核燃料費用も含まれる。これらの資産はこれらの負担に対して計上された引当金の見合いとして計上される。これらの資産は、操業開始時に、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1.3.21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。

そのため、有形固定資産の貸借対照表価額には、以下の要素が含まれる。

- ・ 施設解体の割引後費用。
- ・ 原子力施設については、炉心核燃料の割引後費用。これには、以下が含まれる。
 - ・ 操業停止時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料の逸失コスト
 - ・ この燃料の処理費用
 - ・ これらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵費用

原子力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。

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。

これは、主に、主要な点検の費用に関係しており、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。

1.3.12.2 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。

・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	：25～45年
・原子力発電所	
・フランス	：40年
・国外	：35～60年
・送電および配電設備（電線、変電所）	：20～50年
・風力発電所および太陽光発電設備	：20～25年

1.3.13 委譲契約

1.3.13.1 会計処理

公共・民間契約の会計処理は、その契約の性質と具体的な契約特性に依存する。

温熱発電および配電に係る委譲を除き、委譲の大部分については、委譲者は実質的にIFRIC第12号に定義されるインフラに対する支配の性質を持たないと当グループは考えている。

1.3.13.2 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4種類の公共サービス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。
- ・ 委譲者が国である水力発電委譲。
- ・ 国からの委譲に基づいて運営する公共送電網。
- ・ 公的委譲者からの温熱発電および配電に係る委譲。

1.3.13.2.1 公共配電委譲

背景の概要

フランスの1946年4月8日付法律の制定以来、EDFグループは法律上フランスにおける主要な公共配電委譲の唯一の運営者となっている。

委譲の会計処理は委譲契約に基づいており、その特別な条項を参照することとしている。これは、EDF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。

これらの契約は通常、20年から30年の期間を対象とし、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を適用している。

フランスの公共配電委譲運営有形固定資産としての資産の認識

EDFグループがフランスの公共配電委譲に使用するすべての資産は、委譲者と運営者のいずれが所有するかを問わず、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、貸借対照表の資産における個別項目として一括して報告されている。

1.3.13.2.2 水力発電委譲

フランスにおける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。水力発電委譲に属する資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）であり、最近更新された委譲の場合には、発電設備および交換機（交流発電機等）を含む。

これらの委譲に使用される資産は、「その他の業務に係る委譲運営有形固定資産」に取得原価で計上されている。委譲更新時における退任する運営者の優先権の廃止を受けた最近の規則の改正により、当グループは一部の資産の減価償却期間を短縮した。

1.3.13.2.3 公共送電委譲

フランスの法律に基づき、公共送電委譲用資産はRTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) に帰属する。2010年12月31日以降のRTEに対する当グループの支配の喪失に伴い、これらの資産は、連結貸借対照表上、RTEの自己資本価額の計算に含まれている。

1.3.13.2.4 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、委譲者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者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、無形資産として計上されている。

1.3.13.3 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、「その他の業務に係る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、炭化水素産出地、ガス貯蔵所、地域ガス輸送網および水力発電所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は基本的にすべての資産を所有しているが、水力発電所の有形固定資産の一部は所有しておらず、当該資産は委譲終了時に無償または補償金とともに委譲者に返還される予定である。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。炭化水素産出地は当該産業に適用される規則に従って計上されている（注記1.3.11.2を参照）。

1.3.14 リース

当グループは事業の過程でリース契約により自ら資産を使用し、また、賃借人に資産を使用させている。これらの契約については、ファイナンス・リースかオペレーティング・リースかの判定に当たり、IAS第17号に記載された状況および提示された指針に基づき分析している。

1.3.14.1 ファイナンス・リース

リース資産の所有に伴うすべてのリスクおよび便益が実質的に賃借人に移転される契約は、ファイナンス・リースとして分類されている。契約により実質的にすべてのリスクおよび便益が移転するかどうかの判断に際して検討する主な基準は、以下の通りである。

- ・ リース資産の耐用年数のリース期間に対する比率。
- ・ 将来の割引後支払総額の調達された資産の公正価値に対する比率。
- ・ リース終了時に所有権が移転するか否か。
- ・ 購入オプションが有利な条件であるか否か。
- ・ リース資産の特有の性質。

ファイナンス・リース資産は、賃貸人の貸借対照表で認識中止され、賃貸人の勘定における有形固定資産の適切な区分に含まれる。これらの資産はその耐用年数、または当該リース契約の契約期間が耐用年数よりも短い場合は契約期間にわたり、減価償却される。

対応する金融負債が賃借人によって、また、金融資産が賃貸人によって計上される。

当グループがファイナンス・リース契約となるセール・アンド・リースバック取引を行った場合、これは上記の原則に従い認識される。譲渡価格が資産の帳簿価額を上回る場合、その差額は繰り延べられ、リース期間にわたり、収益として認識される。

1.3.14.2 オペレーティング・リース

ファイナンス・リースに該当しないリース契約はオペレーティング・リースとして分類および認識される。賃借料はリース契約期間にわたり定額法で計上される。

1.3.14.3 リースを含む契約

IFRIC第4号に従い、当グループは、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契約を識別している。

こうした契約はリースとして扱われ、IAS第17号に基づき、ファイナンス・リースまたはオペレーティング・リースに分類される。

1.3.15 のれん、無形資産および有形固定資産の減損

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、のれんまたは有効期間が確定できない無形資産を含む資金生成単位（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。

のれんその他の非償却無形資産を含むCGUの場合または価値の喪失の証拠がある場合には、以下のように減損テストを行う。

- ・ 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。当グループのCGUは下位企業集団または法的事業体から構成され、必要に応じて、業務(発電および供給、配電、送電、その他)毎に細分化される。のれんは取得に起因するシナジーの便益を受けるCGUに配分される。
- ・ これらの単位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。
- ・ 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、
 - ・ 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。
- ・ 市場価値（または公正価値）は、資産の潜在的な売却価額から売却に要するコストを控除して算定される。
- ・ 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、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、経営者が承認した中期計画（MTP）に対応する。MTP対象期間にわたり、エネルギー価格は、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経営者が行った長期の仮定を基礎として見積られる。
- ・ これらの計算は、複数の変数の影響を受ける。
 - 料率規制および市場価格の変化
 - 金利および市場リスク・プレミアムの変動
 - 市場水準および当グループのマーケット・シェア
 - 施設の耐用年数および委譲更新計画
 - 考慮に入れた中期計画期間以降の成長率および最終価値

のれんの減損は戻入できない。

1.3.16 金融資産および負債

金融資産には、売却可能資産（非連結投資、投資有価証券および一部の専用資産）、償却原価で計上される貸付金および債権（営業債権を含む。）、ならびにデリバティブの正の公正価値が含まれる。

専用資産に配分された売却可能有価証券については、注記47に記載している。

金融負債には、借入金およびその他の金融負債、営業債務、銀行与信ならびに金融デリバティブの負の公正価値が含まれる。

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、売買目的デリバティブは、すべて流動項目として区分される。

営業上の債権債務ならびに現金および現金同等物にはIAS第39号が適用され、貸借対照表上、区分表示される。

1.3.16.1 金融資産および負債の分類および評価方法

IFRS第7号に基づき、金融商品は以下のように分類される。

- ・ 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産および負債
- ・ 満期保有目的金融資産
- ・ 貸付金および金融債権
- ・ 売却可能金融資産
- ・ 営業債権
- ・ 現金および現金同等物
- ・ 金融債務および営業債務
- ・ デリバティブ

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である。

IFRS第13号を適用して、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。EDFグループでは、これは主に一部の非連結投資に関連する。

1.3.16.1.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産および負債

公正価値で評価され、公正価値の変動が損益計算書に計上される金融資産は、以下に該当する場合に、取引開始時点で当該項目として分類される。

- ・ 当初から短期間で売却する目的で取得された。
- ・ ヘッジに分類されないデリバティブ（売買目的デリバティブ）である。
- ・ IAS第39号が認めたオプションに基づき、当グループがこの区分に分類することを選択した。

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、これらの資産は報告日毎に公正価値に修正される。公正価値は、上場金融商品については外部の情報源から入手可能な相場価格、その他の金融商品については割引キャッシュ・フロー法等広く認められた評価手法の使用または外部の情報源の参照に基づく。

公正価値の変動は、コモディティ契約に関するものを除いて、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。

公正価値で計上された資産からの受取配当金および利息は、損益計算書の「その他の金融収益」に計上される。

コモディティ売買契約の公正価値の変動は、損益計算書の「売上高」に計上される。

売買目的以外のコモディティ取引の公正価値の変動は、損益計算書の減価償却費および償却費控除前営業利益の下の特許料目である「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」に区分表示されて報告されている。これらはIAS第39号の適用範囲となる取引であるが、会計上、ヘッジ会計の要件もIAS第39号の「自己使用」の例外の要件も満たさないものである（注記1.3.16.1.6を参照）。

公正価値オプションについては、当グループは、以下の3つの場合に、資産または負債を「公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれるもの」に分類する。

- ・ 公正価値を使用することで資産および負債の測定上の矛盾が解消または大幅に削減される場合。
- ・ 文書化された戦略および経営者への報告に従って、一連の金融資産または金融負債の業績が公正価値に基づき管理されている場合。
- ・ 契約が1以上の組込デリバティブを含む場合。この場合には、公正価値オプションを複合商品に適用することができる。ただし、以下の場合を除く。
 - 組込デリバティブが契約のキャッシュ・フローに実質的な影響を与えない。
 - 主契約および組込デリバティブの分析により、組込デリバティブの区分処理を行う結果とならない。

1.3.16.1.2 満期保有目的金融資産

この分類には、当グループが満期まで保有する意図と能力をもって取得した期間固定の投資が含まれる。これらは、取引日に償却原価で計上される。利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

1.3.16.1.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は、取引日に償却原価から減損を控除した額で評価および計上される。

利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に計上される。

1.3.16.1.4 売却可能金融資産

売却可能金融資産には、非連結投資、投資有価証券、専用ファンドおよび一部の専用資産が含まれる。

当初認識時に、売却可能金融資産は、公正価値にその取得に起因する取引コストを加算した金額で計上される。その後、これらは毎報告日現在で公正価値に再修正される。

公正価値による測定は、活発な市場に上場されている商品については外部の情報源から入手可能な相場価格に基づき、それ以外の商品については割引キャッシュ・フロー法に基づいて行われる。活発な市場に上場されておらず、その公正価値を信頼性をもって見積ることができない株式は、取得原価で計上される。

これらの資産に係る未実現損益は自己資本に計上されるが、損失が実現したことの証拠がある場合には、金融損益において減損が認識される（注記1.3.16.2.2を参照）。

債券のような売却可能金融資産に係る受取利息は実効金利により計算され、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に貸方計上される。

1.3.16.1.5 金融負債

金融負債は、該当する場合には組込デリバティブの区分処理を行って、償却原価で計上される。支払利息は実効金利により計算され、その金融負債の期間にわたり、「総金融負債に係る費用」として、損益計算書に計上される。

1.3.16.1.6 デリバティブ

範囲

当グループが採用するデリバティブの範囲は、IAS第39号が定めた原則に一致する。

特に、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、IAS第39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。
- ・ 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業務の一部であり、IAS第39号の適用対象外であると考ええる。

IAS第39号に従い、当グループは、金融および金融外の性質を持つすべての契約を分析し、「組込」デリバティブの存在を識別する。ある契約の構成要素のうちに当該契約のキャッシュ・フローに単独のデリバティブと同様の影響を及ぼすものがある場合には、当該構成要素は組込デリバティブの定義を満たす。組込デリバティブは、IAS第39号に定める条件に合致する場合には、契約締結時に主契約と区分して会計処理される。

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。

これらのデリバティブの公正価値の変動は、キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定された場合を除き、損益計算書に計上される。キャッシュ・フロー・ヘッジまたは純投資のヘッジとして指定されたヘッジ手段の公正価値の変動は、ヘッジの非有効部分を除き、直接、自己資本に計上される。

トレーディング業務の一環で締結した金融商品という特殊な場合には、実現および未実現損益は、「売上高」に純額で計上される。

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。これらの信用リスクの算定に用いるデフォルト確率は、過去のデータに基づく。

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する。

当グループは、デリバティブをヘッジとして分類するに当たり、IAS第39号が定義する規準を採用している。

- ・ その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値またはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の公正価値の変動額がヘッジ対象または予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲内にある必要がある。
- ・ 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。
- ・ ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。
- ・ ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

ヘッジ関係は、次の場合に終了する。

- ・ デリバティブが有効なヘッジ手段でなくなる場合。

- ・ デリバティブの満期、売却、解約または行使の場合。
- ・ ヘッジ対象の満期、売却または償還の場合。
- ・ 予定取引の発生可能性がかなり高いと考えられなくなった場合。

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。

(A) 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。

(B) 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。ヘッジされた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、損益計算書に振替えられる。

(C) 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。

在外営業活動体に対する純投資をヘッジするデリバティブの外国為替の影響および金利の影響に起因する公正価値変動額は自己資本に計上される。

1.3.16.2 金融資産の減損

当グループは、年度末および各中間報告日現在で、資産が著しく減損した可能性があることの客観的な証拠があるかどうかを評価する。その様な証拠がある場合には、当グループは、資産の回収可能価額を見積り、当該資産の分類に従い、必要な減損を計上する。

1.3.16.2.1 償却原価で計上される金融資産の減損

減損は、資産の帳簿価額と予測将来キャッシュ・フローを金融商品の当初の実効金利で割引いた現在価値との差額である。減損は、損益計算書の「その他の金融収益および費用」に含まれる。後の期間において減損損失額が減少した場合には、減少額は戻入れられて損益計算書に計上される。

1.3.16.2 売却可能金融資産の減損

売却可能資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損が戻入される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として3年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落

EDFの専用資産ポートフォリオの一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは以下のような減損の評価基準を使用している。

- ・ 長期的な価値の喪失の評価基準として5年間
- ・ 重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落

専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の固有の性質である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

1.3.16.3 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金利または当グループが留保する金利は、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。

1.3.16.4 証券化取引

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。

1.3.16.5 金融資産と金融負債の相殺

当グループは、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

- ・ 認識している金額を相殺する法的に強制力のある権利が存在し、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。

IFRS第7号を適用して、相殺契約の実際の影響および潜在的な影響に関する開示情報については連結財務諸表に対する注記に記載している。

1.3.17 棚卸資産

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。

1.3.17.1 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計上額は、原料費、労務費および外注費（例えば、フッ素化、濃縮、生産など）を含む直接加工費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、使用済み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ている。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。

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、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。

1.3.17.2 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）。
- ・ 各種の環境政策に基づき発行された証書（注記1.3.27を参照）。
- ・ 仕掛品および進行中のサービス。特にEDF Énergies NouvellesおよびDalkiaの事業に関連するもの。
- ・ ガス在庫。

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。

トレーディング目的で保有される棚卸資産は市場価額で計上される。

1.3.18 営業債権

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る。債権の種類に応じて評価された回収可能性に基づく価額が帳簿価額を下回る場合には、減損が計上される。貸倒れに関連するリスクは、債権の性質に応じて、個別に、または実績に基づく統計的方法により評価される。

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ている。

1.3.19 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、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iskしかない、非常に流動性の高い資産および非常に短期の投資から成る。

短期所有で「現金同等物」に分類される有価証券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。

1.3.20 自己資本

1.3.20.1 金融商品の公正価値修正

金融商品の公正価値修正は、売却可能金融資産および一部のヘッジ手段の公正価値の再表示に起因する。

1.3.20.2 新株発行費

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。

1.3.20.3 自己株式

自己株式は、連結会社が発行し、その会社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控除される。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。

1.3.20.4 永久劣後債

ユーロおよび他の通貨建の永久劣後債は、個々の性質に鑑み、IAS第32号に準拠して計上される。この債券は、資本の払戻しまたは金利の形態による現金その他の金融資産の引渡しを回避する無条件の権利がある場合には、取得原価で自己資本に計上される。

1.3.21 従業員給付引当金以外の引当金

以下の3つの条件を満たす場合には、当グループは引当金を計上する。

- ・ 当グループが、決算日前の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または推定的）を負う場合。
- ・ 債務を決済するために、経済的便益を持つ資源の流出が必要となる可能性が高い場合。
- ・ 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。

引当金は、債務を決済するために必要な費用の予想額についての当グループによる見積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および当グループが採用した仮定に基づき、また、必要に応じて、類似の取引の経験または場合により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。

関連する費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られ、これが予測支出予定にわたって配分され、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整される。引当金の算定に当たっては、当該金額が、名目割引率を用いて現在価値に割引かれる。

核サイクル終了費用、発電所廃炉および炉心核燃料に関する費用、ならびに不利契約に対する引当金は、割引後の将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。

インフレ率および割引率は、企業が所在する国の経済および規制に関するパラメータに基づき、当グループ資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。

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。

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。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

1.3.21.1 原子力発電関連引当金

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抛出に従って、使用済燃料管理および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。
- ・ 発電所の廃炉費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

割引率の変更、支出予定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、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（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書において。

フランスおよび英国の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29に記載されている。

1.3.21.2 その他の引当金

その他の引当金は、主に以下に関連する。

- ・ 投資関連の偶発債務
- ・ 税金負債
- ・ 訴訟
- ・ 不利契約
- ・ 環境計画

不利契約引当金は、主にエネルギー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。

環境計画引当金は、温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書の与えられた目標に対する不足分を補填するために設定されている（注記1.3.27を参照）。

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関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

1.3.22 従業員給付引当金

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。

1.3.22.1 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働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。
 - ・ 長期給付に関連する数理計算上の損益。
- ・ 純利益および自己資本直入損益計算書
 - ・ 雇用後給付に関連する数理計算上の損益。
 - ・ 資産上限額がある場合には、その制限の影響。

1.3.22.2 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。

1.3.22.2.1 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、ERDF、RTE、Électricité de Strasbourg、PEI、Dunkerque LNGおよびTiru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。

2005年1月1日に効力を生じたIEG産業の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、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、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、元IEGの従業員（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、元IEGの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グループおよびGDF Suez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扶養家族に供給されるKWhの見積現在価値に対応しており、それは、単位原価を基に評価されている。これにはGDF Suez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（3か月分の年金相当の法定補償）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：法定の老齢年金給付受給権を既に持ち、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。

1.3.22.2.2 IEG特別制度の適用を受けないフランス内外子会社

年金債務は、基本的に、英国の会社に関連するもので、その大部分が確定給付制度によりカバーされている。

英国では、EDF Energyにおいて、以下の2つの主要な確定給付年金制度を有している。

- ・ 電力供給年金制度（「ESPS」）の傘下にあるBritish Energy発電グループ（「BEGG」）制度。同制度の大半の加入者は原子力発電の従業員である。2012年8月にBEGG制度は新規加入を中止した。
- ・ 同じくESPSの傘下にある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制度への新規加入は認められていない。

EDF Energyに新たに雇用された従業員は、EEPS制度（EDF Energy年金制度）に加入する。この第3の制度（現在では相対的に重要でない）は、2004年3月に設定され、London Electricityおよび Seeboardから引き継いだ多数の年金制度を含んでいる。EEPSにはすべての従業員が加入できる。

各年金制度は財政的にそれぞれ独立している。BEGG制度およびEEGSG制度は、英国民間部門最大の年金制度の一つである産業全体のESPSの一部である。

ESPSの傘下にある制度は、別個の信託により外部管理される。受託者は企業および制度加入者により任命され、その排他的利益のために基金を管理する。受託者は制度運営の数理計算上のレビューを3年ごとに実施し、積立水準、雇用者および従業員の要拠出額ならびに支払計画を決定する。受託者は、企業の合意を得て、制度の投資戦略を定めることに責任を負う。

1.3.22.3 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、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。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、ならびに就労不能および傷病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。

1.3.23 株式報酬

フランスにおける現在の法規制に基づき、会社またはグループの従業員は従業員割当増資の恩恵を受けることができる。会社はまた、無償株式制度を実施することもできる。

IFRS第2号に照らして、現従業員および元従業員に付与されるこれらの給付は、その会社が、付加的報酬と同様に人件費として処理し、その相手勘定を自己資本において認識しなければならない。

在職中および退職後の従業員を対象とする株式の割当により付与された給付の価額は、株式の引受価額と付与日の株価の差額を基礎として、該当する場合には、支払の条件、最低保有期間および無償株式の権利確定期間中には配当がないという事実の影響の数理計算上の評価を加味したものである。

無償株式の場合には、給付の価額は付与日の株価を基礎とし、付与された株式の数および権利確定期間中には配当がないという事実を考慮したものである。当該費用は、権利確定期間にわたり配分される。

1.3.24 特別委譲負債

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、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（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。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - － 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - － 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。

資産が取替えられると、取替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は消去され、既存資産に対する権利に振替えられる。これは新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。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更新により振替えられ、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。

一般に、特別委譲負債の価額は、以下のように決定される。

- ・ 既存資産に対する委譲者の権利は、委譲資産に対する委譲者の想定持分を示すものであり、貸借対照表に計上された資産を基に評価される。
- ・ 取替予定資産に係る義務は、年度末現在での減耗を考慮して測定された毎年度末現在の関連する資産の見積価額を基に評価される。
 - － 更新引当金の計算は、年度末に評価された資産の取替価額と取得原価の差額を基礎とする。毎期の引当金繰入額はこの差額（既存の引当金控除後）を基礎とし、この純額が資産の残存耐用年数にわたり計上される。結果として、ある項目について認識される費用計上額は時間とともに増加する。
 - － 委譲者の供与資金の償却は、資産の取得原価のうちの委譲者が資金供与した部分を基礎とする。

当グループは、取替予定資産に係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。

特別条項が存在しない場合には、代替的なアプローチにより、委譲運営資産の工業用耐用年数到来時における取替えに必要な支払額の現在価値で、契約上の義務を計上することになる。

この代替的なアプローチ、すなわち、取替予定資産の資金供与という将来の債務の割引によった場合の影響額を参考として示すと、以下の通りとなる。

この試算に当たり使用した主要な仮定は、以下の通りである。

- ・ 更新引当金の計算の基礎は、每期1.7%の予想インフレ率を適用して算出した資産の耐用年数到来時の見積取替価額から資産の取得価額を控除したものである。この金額は、資産の減耗を基に4.4%で割引いた金額である。
- ・ 委譲者の供与資金の償却もまた4.4%で割引かれている。

以下の表は、EDFおよびERDFに関する2014年度の試算の影響を示している。

- ・ 損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2014年度
営業利益	605
金融損益	(525)
連結会社の税引前利益	80

- ・ 貸借対照表 - 自己資本への影響

(単位：百万ユーロ、税引前)	2014年度
期首現在	2,015
期末現在	2,095

この方法による委譲負債の評価は、原価と支出日に関する不確実性の影響を受け、さらにインフレ率と割引率の影響も受ける。

1.3.25 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「その他の流動負債」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。

1.3.26 売却目的保有に分類された資産および関連負債ならびに非継続事業

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。

非継続事業からの利益はすべて、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。

1.3.27 環境

1.3.27.1 温室効果ガス排出権

2013年1月1日に京都議定書の第3フェーズが開始し、温室効果ガス排出権の割当方法の変更が導入された。これにより、数か国（フランスを含む）において発電会社に対する排出権の無償割当が廃止された。

排出権の会計処理は、その保有意図により異なる。2つの経済モデルが存在し、EDFグループではその両方を併用している。

「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、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）。

所定の期間中の当グループの事業体による見積排出量が、その期間に割り当てられた排出権から現物ないし先物市場で売却された割当済権利を控除後の残量を超える場合、排出超過を填補するための引当金が設定される。この引当金は、保有する権利の不足分（実際の排出量と保有する割当済権利との決算日現在での差）に相当する。

排出権の無償割当がない場合、決算日現在の実際の排出量相当の引当金が規則的に計上される。

いずれの場合も、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を基礎として測定され、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取り崩される。

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。

期末日現在で無形資産として計上され、先物売りの対象となっていない購入排出権の数量が、当年度分として国に提出される予定の購入した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。購入した権利の保有分に関して重要なマイナスの差額がある場合、減損が記帳されるか、該当する場合には、一部または全部が戻入される。

1.3.27.2 再生可能エネルギー証書

再生可能エネルギーの利用促進に係るEU指令2009/28/EC（指令2001/77/ECの改訂および廃止）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。

国がこの目標を達成する方法には、以下の2つがある。

- ・ この発電に関するコストを電力の販売価格に組み込む（フランスおよびドイツが採用する方法）。
- ・ 再生可能エネルギー証書の仕組みを導入する（英国、イタリア、ポーランド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。当該義務がエネルギー販売に適用される場合（ポーランド、EDF Énergies Nouvelles）。
- ・ 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、EDF Luminus、Fenice）。

EDFグループは以下の会計処理を適用している。

- ・ 義務対象外発電業者については、発電量に基づき取得した証書は供給業者に販売されるまで「その他の棚卸資産」に計上する。
- ・ 義務対象発電業者、および、発電と供給の両方を行い、規定量の再生可能エネルギーの販売義務を負う企業については、当グループは発電量に基づき取得した証書に以下の会計処理を適用する。
 - 義務の水準に到達するまでは当該証書は認識されない。
 - 義務を上回る証書は「その他の棚卸資産」に計上される。
 - 企業が年度末に義務を充足する立場にない特別な状況の場合には、当グループは以下の会計処理を適用する。
 - ・ 義務を充足するために有償で取得された証書は取得原価で無形資産に計上される。
 - ・ 年度末の義務と比較した証書の不足分相当の引当金が計上される。この引当金の価額は、現物ないし先物市場において購入済みの証書の取得価格および残量についての市場価格または罰金額を基礎とする。この引当金は証書が国に提出される際に取り崩される。

トレーディング業務の一環として実施される証書の先物売買は、IAS第39号に準拠して計上され、貸借対照表日現在の公正価値で評価される。公正価値の変動額は損益計算書に計上される。

1.3.27.3 省エネ証書

エネルギー効率に関するEU指令2012/27/ECを適用して、EU加盟国は2020年までに省エネ目標を達成することが求められている。この目標は、2005年7月13日付フランス法が導入した制度に類似した省エネ証書制度により達成することができる。

EDFグループは、国から省エネ証書を受けるためにその資産または最終顧客との間の取組みに関する施策を実施するか、または省エネ証書を直接購入するかのいずれかによって、その義務を履行している。

省エネ義務の累積分を充足するために発生した費用は以下のように処理される。

- ・ 企業の行う対策がその企業自身の資産に関係し、その費用が資産の認識基準を満たす場合には、有形固定資産。
- ・ その費用が資産計上の要件を満たさない場合または行われた行為が第三者の省エネを促進するためのものである場合には、発生年度の費用。

期末日現在の義務の累積分を超えて発生した費用は、義務履行に使用されるまで、棚卸資産に含まれる。

1.3.27.4 環境費用

環境費用とは、当グループの業務に起因するかその可能性がある環境破壊の防止、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。
- ・ 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団体の営業費用である場合には費用計上される。

注記2．比較可能性

2.1 会計処理方法の変更

IFRS第10号、第11号および第12号の基準が2014年1月1日から強制適用となり、IAS第8号に準拠して遡及適用されている。

2.1.1 IFRS第10号の適用

IFRS第10号に規定された新たな支配の定義による当グループの連結範囲への重要な影響はない。

他の企業に対する持分の全体的な分析のため、当グループは、特に以下の企業の状況判定に、主として判断を用いた。

- ・ EDFグループはRTEの資本の100%を所有しているが、フランス法に組み入れられたEU指令2009/72（2009年7月13日付）に沿ってRTEが統治されることとなった2010年以後、EDFはRTEに対する支配（独占的ないし共同）を行使していない。ただし、当グループは、監査役会メンバーの3分の1を任命していることからRTEに対し重要な影響力を有する。従って、RTEはEDFグループの関連会社であり、IAS第28号（改訂後）の規定に従い持分法により会計処理されている。
- ・ 当グループは、原子力発電所の廃炉および放射性廃棄物長期貯蔵費用にEDFが調達資金の一部を充当できるようにする目的で設定された投資ファンドに対し、IFRS第10号に定義する支配を有しないと考えている。この結論は、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基づいている。これに従い、当該ファンドはIAS第39号を適用して売却可能金融資産として会計処理されている。
- ・ 2014年11月6日に完了したF2iとの取引（注記3.2.2を参照）以降、当グループは子会社であるEdisonを通じて、EDENSに対する30%の投資を保有している。この取引に関連してEDENSに関する統治契約および契約上の合意がなされたことにより、過半数未満しか保有しないEdisonは、EDENSに対する独占的支配を与えられている。従って、EDENSは、IFRS第10号を適用して当グループの連結財務諸表に（Edisonを通じて）完全連結されている。

2.1.2 IFRS第11号の適用

IFRS第11号の適用により、EDFグループの共同支配の取決めは、共同支配事業として扱われる一部の重要でない企業を除き、共同支配企業として扱われ、持分法により会計処理される（共同支配事業の場合は、保有持分に関連する資産、負債、収益および費用を勘定科目ごとに連結する）。

持分法による会計処理への当該変更に関連する主な企業は、Dalkia International（2014年7月25日に売却）、CENG、ESTAG、SSE（2013年11月27日に売却）ならびにEDF Énergies NouvellesおよびEdisonの一部の子会社である。

共同で支配される事業体のそれぞれにつき共同支配の取決めの適切な分類を決定するために、当グループは、パートナーが当該資産の実質的にすべての経済的便益を享受するかどうか、および負債の決済に実質的に継続して責任を負うかどうかを検討した。共同支配の取決めは、これらの条件の両方を充足する場合には共同支配事業として、それ以外の場合には共同支配企業として分類される。

2.1.3 IFRS第12号の適用

IFRS第12号の適用により、連結財務諸表に対する注記において、特に関連会社および共同支配企業に対する投資（注記23を参照）、非支配持分（注記27.5を参照）、仕組企業（RTE、上場および非上場投資ファンドー注記2.1.3.1を参照）、ならびにその資産へのアクセスもしくは利用またはその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（注記2.1.3.2を参照）に関連して、追加の開示が必要となる。

2.1.3.1 仕組企業－投資ファンド

当グループの保有する投資ファンドは、フランスに所在し、EDFが所有している。当グループはこれらのファンドに対して財務支援を行っていない。

主要な投資ファンドに関する要約財務情報は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	リスクの内容	ファンド資産価額 2014年12月31日現在
Star Capitol America	米国株式へのエクスポージャー	323
MLAD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	74
CDC AD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	77
CAPITAL AD Europe	欧州株式へのエクスポージャー	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	56
Aberdeen AD Interbonds	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	54
Casablanca	外国債券へのエクスポージャー、 外国為替リスク・ヘッジ後	151
その他	外国株式へのエクスポージャー	37
上場投資ファンド		845
非上場投資ファンド	非上場株式へのエクスポージャー	52
合計		897

2.1.3.2 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1.3.22を参照）および原子力負債に関連する費用（主にフランスおよび英国－それぞれ注記47および注記29.2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、ERDF、RTEおよびDalkia）、次いでイタリア、ポーランドおよびハンガリーにおけるこの種の資産に当てはまる（注記1.3.13および注記1.3.24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、中国のTaishan (TNPJVC) および米国のCENG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。

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いる（注記38.2.6を参照）。

2.2 その他の債権およびその他の負債に関する流動／非流動分類の変更

2013年12月31日現在で、1,924百万ユーロが「その他の流動債権」から「その他の非流動債権」に組み替えられた。これによる貸借対照表の資産合計への影響はない。この金額は主に、期間1年超のその他の営業債権および前払費用に対する持分に対応している。

同日現在で、1,084百万ユーロが「その他の流動負債」から「その他の非流動負債」に組み替えられた。これによる貸借対照表の自己資本および負債合計への影響はない。この金額は主に、「その他の負債」に計上された期間1年超の投資補助金に対する持分に対応している。

2.3 2013年度の損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
売上高	75,594	(3,678)	71,916
購入燃料およびエネルギー費用	(39,683)	1,567	(38,116)
その他の対外費用	(9,027)	740	(8,287)
人件費	(11,879)	588	(11,291)
法人所得税以外の税金	(3,533)	52	(3,481)
その他の営業収益および営業費用	5,293	65	5,358
減価償却費および償却費控除前営業利益	16,765	(666)	16,099
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	14	-	14
減価償却費および償却費（純額）	(7,516)	362	(7,154)
委譲運営有形固定資産更新引当金の純増加額 （減損）／戻入	(228)	1	(227)
その他の収益および費用	388	(169)	219
営業利益	8,411	(77)	8,334
総金融負債に係る費用	(2,403)	141	(2,262)
割引の影響	(2,982)	51	(2,931)
その他の金融収益および費用	2,296	(45)	2,251
金融損益	(3,089)	147	(2,942)
連結会社の税引前利益	5,322	70	5,392
法人所得税	(1,942)	46	(1,896)
関連会社および共同支配企業の純利益に対する持分	375	(113)	262
グループの純利益	3,755	3	3,758
EDFの純利益	3,517	-	3,517
非支配持分に帰属する純利益	238	3	241

2.4 2013年度の純利益および自己資本直入損益計算書への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
グループの純利益	3,755	3	3,758
売却可能金融資産の公正価値の変動	515	-	515
ヘッジ手段の公正価値の変動	662	(2)	660
換算調整	(829)	5	(824)
後に損益に振り替えられる自己資本直入損益	348	3	351
雇用後給付に係る数理計算上の損益	39	-	39
後に損益に振り替えられない自己資本直入損益	39	-	39
自己資本直入損益合計	387	3	390
純利益および自己資本直入損益	4,142	6	4,148

2.5 2013年12月31日現在の貸借対照表への影響

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2013年12月31日現在 再表示後
資 産				
のれん	9,206	(125)	-	9,081
その他の無形資産	7,976	(116)	-	7,860
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	48,796	-	-	48,796
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,518	(68)	-	7,450
発電用その他のグループ所有有形固定資産	69,013	(4,452)	-	64,561
関連会社および共同支配企業に対する投資	7,813	3,666	-	11,479
非流動金融資産	30,324	(713)	-	29,611
その他の非流動債権	-	-	1,924	1,924
繰延税金資産	2,839	(668)	-	2,171
非流動資産	183,485	(2,476)	1,924	182,933
棚卸資産	14,550	(346)	-	14,204
営業債権	22,137	(245)	-	21,892
流動金融資産	17,770	77	-	17,847
当期税金資産	560	(6)	-	554
その他の債権	9,221	(58)	(1,924)	7,239
現金および現金同等物	5,459	(363)	-	5,096
流動資産	69,697	(941)	(1,924)	66,832
売却目的保有に分類された資産	3,619	(2,465)	-	1,154
資産合計	256,801	(5,882)	-	250,919

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2013年12月31日現在 再表示後
自己資本および負債				
資本金	930	-	-	930
EDFの純利益および連結剰余金	33,277	-	-	33,277
自己資本（EDF持分）	34,207	-	-	34,207
自己資本（非支配持分）	4,663	335	-	4,998
自己資本合計	38,870	335	-	39,205
原子力発電関連引当金―核燃料サイクル終了、 発電所廃炉および炉心核燃料	40,985	(558)	-	40,427
非原子力施設廃止引当金	1,193	(11)	-	1,182
従業員給付引当金	18,542	(161)	-	18,381
その他の引当金	1,755	(275)	-	1,480
非流動引当金	62,475	(1,005)	-	61,470
フランスの公共配電特別委譲負債	43,454	-	-	43,454
非流動金融負債	42,877	(1,464)	-	41,413
その他の非流動負債	3,955	(38)	1,084	5,001
繰延税金負債	5,004	(762)	-	4,242
非流動負債	157,765	(3,269)	1,084	155,580
流動引当金	4,848	(14)	-	4,834
営業債務	14,312	(155)	-	14,157
流動金融負債	14,912	(265)	-	14,647
当期税金負債	1,348	(8)	-	1,340
その他の流動負債	22,457	(217)	(1,084)	21,156
流動負債	57,877	(659)	(1,084)	56,134
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	2,289	(2,289)	-	-
自己資本および負債合計	256,801	(5,882)	-	250,919

2.6 2012年12月31日現在の貸借対照表への影響

(単位：百万ユーロ)	2012年12月31日現在 公表済金額(1)	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2012年12月31日現在 再表示後
資 産				
のれん	10,412	(1,012)	-	9,400
その他の無形資産	7,625	(292)	-	7,333
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	47,222	-	-	47,222
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,182	(40)	-	7,142
発電用その他のグループ所有有形固定資産	67,838	(6,420)	-	61,418
関連会社および共同支配企業に対する投資	7,587	5,384	-	12,971
非流動金融資産	30,471	(937)	-	29,534
その他の非流動債権	-	-	1,551	1,551
繰延税金資産	3,421	(782)	-	2,639
非流動資産	181,758	(4,099)	1,551	179,210
棚卸資産	14,213	(542)	-	13,671
営業債権	22,497	(1,045)	-	21,452
流動金融資産	16,433	196	-	16,629
当期税金資産	582	(29)	-	553
その他の債権	8,486	(221)	(1,551)	6,714
現金および現金同等物	5,874	(839)	-	5,035
流動資産	68,085	(2,480)	(1,551)	64,054
売却目的保有に分類された資産	241	-	-	241
資産合計	250,084	(6,579)	-	243,505

(単位：百万ユーロ)	2012年12月31日現在 公表済金額(1)	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	「その他の債権」 および「その他の 負債」の影響額	2012年12月31日現在 再表示後
自己資本および負債				
資本金	924	-	-	924
EDFの純利益および連結剰余金	25,333	-	-	25,333
自己資本（EDF持分）	26,257	-	-	26,257
自己資本（非支配持分）	4,854	262	-	5,116
自己資本合計	31,111	262	-	31,373
原子力発電関連引当金―核燃料サイクル終了、 発電所廃炉および炉心核燃料	39,185	(546)	-	38,639
非原子力施設廃止引当金	1,090	(12)	-	1,078
従業員給付引当金	19,119	(283)	-	18,836
その他の引当金	1,873	(521)	-	1,352
非流動引当金	61,267	(1,362)	-	59,905
フランスの公共配電特別委譲負債	42,551	-	-	42,551
非流動金融負債	46,980	(1,767)	-	45,213
その他の非流動負債	4,218	(55)	1,134	5,297
繰延税金負債	5,601	(892)	-	4,709
非流動負債	160,617	(4,076)	1,134	157,675
流動引当金	3,882	(55)	-	3,827
営業債務	14,643	(757)	-	13,886
流動金融負債	17,521	(1,299)	-	16,222
当期税金負債	1,224	(21)	-	1,203
その他の流動負債	21,037	(633)	(1,134)	19,270
流動負債	58,307	(2,765)	(1,134)	54,408
売却目的保有に分類された資産に関連する負債	49	-	-	49
自己資本および負債合計	250,084	(6,579)	-	243,505

(1) 2013年度に公表された数値であり、IAS第19号（改訂後）の遡及適用による影響額について再表示された2012年度の公表済数値に対応する。

2.7 2013年度のキャッシュ・フロー計算書への影響

(単位：百万ユーロ)

	2013年度 公表済金額	IFRS第10号 およびIFRS第11号 の影響額	2013年度 再表示後
営業活動：			
連結会社の税引前利益	5,322	70	5,392
減損(戻入)	1,012	(395)	617
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	9,445	(200)	9,245
金融収益および費用	1,587	(99)	1,488
関連会社および共同支配企業からの受取配当金	266	103	369
資産譲渡損益	(882)	2	(880)
運転資本の変動	(1,783)	72	(1,711)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	14,967	(447)	14,520
金融費用支出（純額）	(1,799)	80	(1,719)
法人所得税支払額	(1,979)	43	(1,936)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	11,189	(324)	10,865
投資活動：			
持分投資の取得/処分、取得/譲渡現金控除後	648	101	749
無形資産および有形固定資産への投資	(13,327)	285	(13,042)
無形資産および有形固定資産の売却による収入（純額）	240	(11)	229
金融資産の変動	164	193	357
投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(12,275)	568	(11,707)
財務活動：			
非支配株主との取引	95	67	162
親会社の支払配当金	(2,144)	-	(2,144)
非支配株主に対する支払配当金	(318)	17	(301)
自己株式の買入/売却	4	-	4
株主とのキャッシュ・フロー	(2,363)	84	(2,279)
借入債務の発行	5,746	(588)	5,158
借入債務の返済	(8,654)	391	(8,263)
永久劣後債の発行	6,125	-	6,125
永久劣後債の持参人に対する支払額	(103)	-	(103)
委譲運営資産に対する受取拠出金	171	-	171
投資補助金	89	(2)	87
財務活動によるその他のキャッシュ・フロー	3,374	(199)	3,175
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,011	(115)	896
現金および現金同等物の純増加／（減少）額	(75)	129	54
現金および現金同等物の期首残高	5,874	(839)	5,035
現金および現金同等物の純増加（減少）額	(75)	129	54
為替変動の影響	4	10	14
現金および現金同等物に係る金融収益	23	(7)	16
組替の影響	(367)	344	(23)
現金および現金同等物の期末残高	5,459	(363)	5,096

注記 3. 重要な事象および取引

3.1 DALKIA

3.1.1 経緯

2014年3月25日に、EDFとVeolia Environnement (VE) は、2013年10月に開始した検討を完了し両社の合弁子会社であるDalkiaに係る契約を締結した旨を発表した。この契約の条件に基づいて、EDFグループはDalkiaグループのフランスにおける全事業（Citelumを含む）を取得し、VEはDalkia Internationalの事業を取得し、さらにVEが、Dalkiaグループの様々な企業に対する両株主の所有持分間の差額を補填するため、EDFグループに対し純額661百万ユーロを支払った。この支払額は、当初550百万ユーロと評価されたが、当該取引の確定した関連範囲に基づいて調整された。これによる、取引の当初の仕組みと比較して重要な財務的影響はなかった。

欧州委員会の承認およびその他の条件の充足を受け、当グループは2014年7月25日に、2014年3月25日付契約に規定された条件に基づいて、VEとの当該取引を完了した。

この取引により当グループは、エネルギー・サービスの成長が可能となる。

3.1.2 DALKIAのフランス事業

Dalkiaは、地方自治体および産業部門顧客向けのエネルギー効率化サービス市場におけるフランスの最大手企業であり、温熱および冷熱のネットワーク、産業向け公益事業、ならびに建物向けエネルギー・サービスの、3つの事業分野においてサービスを展開している。Dalkiaの事業では12,000人超を雇用している（Citelumを除く）。

Citelum下位企業集団も、EDFグループが取得したDalkiaのフランス事業に含まれている。Citelumは都市電気設備のソリューション（都市照明、交通管理、防犯設備および公共スペース向け通信施設）を、フランス内外の市場で提供している。

3.1.3 EDFの連結財務諸表における会計処理

EDFグループのDalkia Internationalに対する投資の売却は、すべての条件が充足され完全に無条件の申入れが宣言された日である2014年7月25日付で行われた。売却益は「その他の収益および費用」に計上されている。

同日付で、Dalkiaのフランス事業およびCitelum（合わせて以下「Dalkia」という。）に対して独占的支配を獲得し、これらの企業は2014年7月25日から、EDFグループの連結財務諸表に完全連結されている。IFRS第3号を適用して、Dalkiaの識別可能な資産および負債は同日現在の公正価値で計上されている。この公正価値は暫定的なものであり、当グループは12か月以内に取得価格の配分を確定する。

Dalkiaの取得は、当グループの連結財務諸表上、以下の項目に反映されている。

- ・ 従来保有していたDalkiaに対する投資を新たに公正価値で測定したことによる売却益は、「その他の収益および費用」に計上された。
- ・ 暫定的のれん392百万ユーロの認識。

3.1.4 Dalkia－売却益の算定

当グループのDalkiaに対する投資に関連した取引から発生した売却益には、以下の2つの要素がある。

- ・ Dalkia Internationalの売却益。売却した純資産の売却価格と連結価額との差額に相当する。
- ・ 当グループのDalkiaに対する投資のIFRS第3号を適用した支配獲得日現在の正味連結価額と公正価値との差額に相当する売却益。

公正価値は、Dalkiaの支配を獲得するためにEDFグループがVEに支払った価格である。

この売却益は2014年度の「その他の収益および費用」に計上されており、以下のように算定された。

(単位：百万ユーロ)

(A) Dalkia Internationalの売却価格	1,407
(B) Dalkiaの公正価値	382
(C) 売却資産の正味帳簿価額 (Dalkia International)	1,200
(D) 従来保有していた投資の正味帳簿価額 (Dalkia)	412
(E) 資本直入損益の振替の影響	40
(A+B-C-D+E) 売却益	217

3.1.5 EDFグループの連結財務諸表におけるDalkiaの開始貸借対照表項目およびのれんの算定

3.1.5.1 暫定的な開始貸借対照表の算定

Dalkiaの識別可能な資産および負債の公正価値は、当グループの現在までの最善の見積りであり、一般に用いられる評価方法の下で、Dalkiaの入手可能な予測データに基づき算定された。

取得した資産および引き受けた負債の公正価値を含めたDalkiaの2014年7月25日現在の暫定的な開始貸借対照表（100%基準）は、以下の通りである。

資 産 (単位：百万ユーロ)	従前の残高	公正価値修正	暫定的開始残高
のれん	112	(112)	-
その他の無形資産	558	206	764
有形資産	630	-	630
関連会社および共同支配企業に対する投資	50	-	50
金融資産	255	(11)	244
繰延税金資産	129	20	149
棚卸資産	221	51	272
営業債権	755	-	755
当期税金資産	25	-	25
その他の債権	470	-	470
現金および現金同等物	214	-	214
資産合計	3,419	154	3,573

自己資本および負債 (単位：百万ユーロ)	従前の残高	公正価値修正	暫定的開始残高
資本金	220	-	220
連結剰余金	539	(23)	516
自己資本	759	(23)	736
非支配持分	7	-	7
自己資本合計	766	(23)	743
引当金	272	81	353
金融負債	795	6	801
繰延税金負債	124	90	214
営業債務	578	-	578
当期税金負債	24	-	24
その他の負債	860	-	860
自己資本および負債合計	3,419	154	3,573

取得した資産および引き受けた負債の公正価値測定による主な修正は、以下の項目に関連している。

- ・ 従前ののれんの取消し：(112)百万ユーロ。
- ・ 無形資産の公正価値修正：206百万ユーロ。内訳は以下の通りである。
 - Dalkiaブランドを表象する無形資産の創設：130百万ユーロ。

このブランドはロイヤルティ免除法により評価された。Dalkiaブランドのフランスにおける評判および当グループがこれを長期的に使用し続ける意思を有していることから、有効期間は確定できないものと考えている。

- 温熱発電および配電委譲に関連する顧客契約の再評価：68百万ユーロ。

Dalkiaの顧客契約の公正価値は、過去および予測のデータを用いて、割引将来キャッシュ・フロー法により算定された。再評価は、契約マージン合計および関連資産の正味連結価額の約60%を占める重要な契約の選定に関連していた。公正価値修正には、顧客契約の更新に関する仮定を含めなかったが、その主な理由は、競争の激しい環境下で組織的に入札が募集されること、および対象期間が長期であること（評価対象契約の残存期間は12-13年）であった。

- ・ 正味繰延税金：(70)百万ユーロ。

繰延税金の再評価は、開始貸借対照表算定目的で適用した公正価値修正の税効果のみに関連していた。

- ・ その他の公正価値修正

その他の公正価値修正は主に、Dalkiaの仕掛品棚卸資産の再評価およびCitelumの資産および負債の公正価値修正に関連していた。

これらの開始貸借対照表上の資産および負債が影響を受ける主要な仮定は以下の通りである。

- ・ Dalkiaブランドの評価に用いたロイヤルティ料率。
- ・ 温熱および配電に係る委譲契約の財務条件。
- ・ 適用した割引率。

IFRS第3号の規定に準拠して、取得した資産および引き受けた負債の価値は暫定的なものであり、当グループは取引日後12か月以内に取得価格の配分を確定する。

3.1.5.2 暫定的のれんの算定

当該取引において計上された暫定的のれんは、以下のように算定された。

(単位：百万ユーロ)

従来保有していた株式の公正価値	382
投資の取得価格	746
2014年7月25日に移転された対価(A)	1,128
取得したDalkia資産の公正価値	736
取得した資産および引き受けた負債の公正価値(B)	736
暫定的のれん(A)-(B)	392

3.1.6 当グループの純利益および純債務に対する当該取引の影響

取得日である2014年7月25日から2014年12月31日までの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占めるDalkiaおよびCitelumに係る金額は、18百万ユーロであった。

2014年12月31日現在の当グループの純債務に対する当該取引の影響は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	
Dalkiaの取得価格	746
Dalkia Internationalの売却価格	(1,407)
純受取額	(661)
Dalkia InternationalがEDFから引き受けた永久劣後債の償還	(144)
受取額合計	(805)
Dalkia純債務の連結	571
連結範囲の変更の影響	571
純債務の増加/(減少)	(234)

3.1.7 当グループの2014年度の主要な損益計算書指標に対するDalkia買収の影響

Dalkia買収が2014年1月1日に行われていたとした場合の当グループの主要な損益計算書指標に対する影響は、以下の通りであった。

(単位：百万ユーロ)	2014年度 公表済金額	2014年度 再表示後(1)	差額
売上高	72,874	74,318	1,444
減価償却費および償却費控除前営業利益	17,279	17,384	105
純利益	3,701	3,737	36

(1) Dalkiaの2014年1月1日からの完全連結を反映した2014年度の数値（公表済金額は2014年7月25日から反映）。

3.2 EDISON

3.2.1 長期ガス供給契約の再交渉

2014年8月29日に、ストックホルムの商業会議所裁判所は、EdisonおよびPromgasに対し、ロシアとのガス価格の見直しを行う旨の決定を通知した。この決定により、当グループの2014年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に80百万ユーロのプラスの影響が発生した（過年度分の受取補償を含む）。

Rasgas（カタール）およびSonatrach（アルジェリア）との長期ガス供給契約に関して2013年に行われた仲裁および取決めに、当グループの2013年度の減価償却費および償却費控除前営業利益に813百万ユーロのプラスの影響が発生した（過年度分の受取補償を含む）。

3.2.2 再生可能エネルギー新拠点創設のためのEdison、EDF Énergies NouvellesおよびF2i間の契約

2014年11月6日に、Edison、EDF Énergies NouvellesおよびF2iは、再生可能エネルギー部門でイタリア第3位の規模となる運営会社を創設する旨の契約を確定した。新設会社は、Edison Energie Speciali (EDENS)の運営するユニットおよびEDF Énergies Nouvelles Italiaの運営するユニットの一部を結合後、発電容量600MW（主に風力発電）を管理する。

この再生エネルギーの新設会社は、Edisonの発電管理および最適化の技術と、EDF Énergies Nouvellesの操業および保守の技術の双方を活用する。新設会社の発電容量および財務上の技術は、エネルギー部門に長年の経験を有する長期投資会社であるF2iのような戦略的パートナーの関与により強化される見込みである。

新設会社の株主は、F2i（70%持分）と、EdisonおよびEDF Énergies Nouvellesが所有する持株会社（残りの30%）である。

適用可能な会計原則に基づき、定められた統治機構および関連する契約上の合意から、Edisonが当該新設会社を完全連結することが認められる。

3.3 CENGに関するEXELONとの契約

米国の原子力規制委員会（NRC）による承認後、2014年4月1日にEDFは、Exelonとの間で2013年7月29日に締結した Constellation Energy Nuclear Group（CENG）に関する契約を確定した。

この契約の条件に基づき、EDFは、CENGが所有する原子炉5基（総電力4.2GWで米国の3か所の用地に所在する）の運用管理を、米国の大手原子力事業者のExelonに委託している。

また、CENGは、ExelonからCENGへの貸付金により資金調達した400百万米ドル（290百万ユーロ）の特別配当を当グループに支払った。CENGは、当該貸付金の完済時にExelonに対し、現在価値にして400百万米ドル相当の配当を支払う旨のコミットメントを提供している。EDFはまた、CENGに対する保有持分を公正価値でExelonに売却するオプションの付与も受けている。当該オプションは2016年1月から2022年6月まで行使可能である。

当該取引後も引き続き、CENGは49.99%をEDFにより、50.01%をExelonにより所有されており、取締役会におけるExelonとEDFが指名する取締役は同数である。それでも新基準であるIFRS第10号およびIFRS第11号に定める分析基準に照らして検討すると、新契約の諸条項により、CENGは、2014年4月1日から、EDFグループの関連会社として扱うべきことになる（従来は共同支配企業に分類されていた）。結果としてCENGは、持分法により会計処理される。

3.4 EDF Energy：ヒンクリー・ポイントにおけるEPR2基の建設

2014年10月8日に欧州委員会は、EDFグループと英国政府の間で締結した英国南西部サマセットのヒンクリー・ポイントCにおいて新規に原子力発電所を建設する旨の契約につき、その主要な条件を承認した。この決定は、国の助成に関する欧州連合規則の要求に基づき、欧州委員会により12か月間にわたって徹底的に詳細に実施された当該契約の調査を経て下された。欧州委員会の承認は、計画認可および原子力用地許可の発行、EPR原子炉設計の英国規制当局による承認、当プロジェクトの主要な商業的条件（特に発電所の試運転日から35年の期間にわたる差額決済契約（Cfd）の行使価格）につき合意した2013年10月の契約、ならびに英国政府のインフラ資金保証制度（Infrastructure UK）に関する当プロジェクトの適格性の確認に次ぐ、プロジェクトの更なる節目となった。

最終的な投資意思決定が下される前に必要な次の段階には、当プロジェクトの戦略的および財務的パートナーとの契約の締結、廃棄物移動契約の合意に関する欧州委員会および英国政府の承認、「Infrastructure UK」制度を通じた資金保証の実施、ならびにCfdおよび主な供給業者との契約の確定が含まれる。

3.5 永久劣後債の発行

2014年1月15日に、EDFは、ユーロ、米ドルおよび英ポンド建の数本の永久劣後トランシェ社債（ハイブリッド債）を発行した。

- ・ 表面年利率5.625%、初回コール日まで10年、1,500百万米ドル
- ・ 表面年利率4.125%、初回コール日まで8年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5%、初回コール日まで12年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5.875%、初回コール日まで15年、750百万英ポンド

これらの社債は、通貨ごとに異なる最低期間（8年から15年）経過後に、その後は利息支払日ごと、または一定の極めて特殊な状況（IFRSもしくは税制の変更等）が起きた場合に、EDFの主導により償還することができる。

年利回りは、通貨ごとに異なる契約条項に基づいて決定および再評価される。支払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、EDF株主に配当金を支払うことが決定された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、元本の払戻しまたは利息の支払において、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、これらの社債は資金受領日から3,970百万ユーロで自己資本に計上されている。

この社債は、開発中の工業用資産ポートフォリオに対応した金額の劣後商品を増やすことを目標として2013年1月から開始した資金調達計画による第2回目の発行である。

3.6 EDFとEXELTIUMの間の契約

2014年10月27日に、ExeltiumコンソーシアムとEDFは、想定を超える大幅な市場価格の下落を受けて、Exeltiumの電力供給契約を調整し、関係する電力集約型各社の競争力を回復するための契約に署名した。

この契約に基づき、電力供給に対して支払われる価格は当初は引き下げられ、後に電力の市場価格の変動に基づいて調整される。全体の構造はこのように、全体的な経済バランスを保ちながら契約の柔軟性を高めるものである。

契約上の他のパラメータ（販売量、オプトアウト・オプションおよび業界リスクの分担）は変更されていない。開始時に欧州委員会の承認を受けた当該契約の基本方針も、従前と同じである。すなわち、長期的な見通しをコンソーシアムに所属する各社に提供し、全期間にわたり競争力ある価格を確保する一方で、EDFには発電コストの一部の長期的な分担を認める。

3.7 2013年度の重要な事象および取引

3.7.1 当グループのSSEに対する投資の売却

2013年5月24日、EDFグループは、チェコのエネルギー会社で中東欧における主要企業であるEnergetický a Průmyslový Holding, a.s. (EPH) から、スロヴァキア第2位の配電および電力供給業者であるStredoslovenska Energetika a.s. (SSE) に対するEDFの49%の少数株主持分の取得に関する取消不能の申込みを受けた。

この取引は、当グループのSSEに対する投資を約400百万ユーロとする評価に基づく競争当局による承認後、2013年11月27日に完了した。この売却に係る54百万ユーロの税引前利益が「その他の営業収益および営業費用」に計上された。

3.7.2 Nuclear New Build Holdingsに対するCentricaの投資の取得

2013年2月4日に、Centricaは、英国における「原子力新建設」プロジェクトのためのビークルとして設立された会社であるNuclear New Build Holdings (NNBH) に対する20%の投資をEDF Energyに売却するオプションを行使することによって、英国のEPR建設のためのEDFとの間のパートナーシップを終了する決定を発表した。EDFは既にEDF Energyを通じてNNBHの80%を所有していたため、この取引後は同社の100%を保有している。

Centrica保有持分の取得により、オプション行使後に受け取った資産の持分と支払った価格との間の有利な差額に起因する228百万ユーロのプラスの影響が2013年度の自己資本（EDF持分）に生じた。

Centricaは、英国の既存の原子力施設に対する20%持分を通じて、EDFとの協働を継続しており、EDFグループとの間の商業用電力購入契約を留保した。

注記4. フランスにおける規制

4.1 規制料金

4.1.1 国務院による規制販売料金の取消し

2014年4月11日付決定において、フランス国務院は、ANODE（フランスのエネルギー小売事業者協会）による取消しの申し立てを受け、規制電力販売料金の一部を、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間について取り消した。国務院は、当該期間中の「黄色」および「青色」料金の引上げは、2012年7月20日付の閣僚決定により2%を上限としており、EDFの発電コストを賄うのに不十分であり、かつ料金を2015年12月31日までに市場価格で販売される電力の供給コストと見合うものにするという立法者の目標に照らしても過少なものであったと決定した。訂正後の2012年の販売料金は2014年7月31日に官報に公表された。

これらの訂正に基づき、追加で921百万ユーロ（うち908百万ユーロがEDFに関連）の売上収益が、2014年度の当グループの連結損益計算書に計上された。当該週及的料金調整に関連する様々な費用を計上後の、当グループの2014年度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744百万ユーロである。

4.1.2 フランスの規制電力販売料金

2013年7月26日の料金決定では、2014年8月1日以降における「青色」規制販売料金の平均5%の引上げを定めていた。2014年7月4日にフランス政府は、この引上げを取り消すべき旨を発表し、これに向けた決定が公表された。

政府はまた、2009年8月12日付政令2009-975を改訂することを決定した。改訂の目的は、規制販売料金の設定方法として、原子力エネルギーへの規制接続価格、電力供給補完コスト（発電容量保証、電力引渡し費用および販売費を含む）ならびに通常水準の利益の「積上げ」または合算による方法を、2015年12月31日の前に導入することである。新たな政令は2014年10月28日に公表された。これに基づき、公式決定により2014年11月1日付で新たな料金体系が設定された。料金の引上げは2013年に発表された5%より低率となり、住宅顧客向け「青色」料金が2.5%、「緑色」料金が3.7%、「黄色」料金が2.5%であった。非住宅顧客向け「青色」料金は平均0.7%引き下げられた。

4.2 「TURPE 4」送配電網使用料金

2014年1月1日からの配電料金を設定する2013年12月12日付のフランスのエネルギー規制委員会（CRE）の決定は、2013年12月20日にフランスの官報に公表された。2014年1月1日付で、配電料金は平均3.6%引き上げられ、その後2014年8月1日から1.3%引き下げられた。この引下げは、収益費用調整勘定（CRCP）の清算（2%がインフレの影響0.7%により相殺された）を反映している。

政府はまた、2013年11月12日付のCRE委員長宛ての書簡で、規範的な経済規制方法を実行できるように、TURPE設定の確実な法的枠組みを定める目的で、近日中に法案をまとめる意向である旨を公表した。本件は、エネルギー移行に関する法案の条文中に盛り込まれ、その法律は2014年10月14日に国民議会の第一読会で可決された。

送電料金も、同じく収益費用調整勘定（CRCP）の清算による2%がインフレの影響0.7%により相殺されたことに対応して、2014年8月1日から1.3%引き下げられた。2014年5月27日に、CREは、大口電力顧客である工業用地の送電請求に対し、異例の50%の引下げを適用することを決定した。この措置は、当該地域の総額約60万ユーロに対して2014年8月1日から2015年7月31日まで適用される。これによるRTEの収益の喪失は、CRCPシステムを通じて自動的に料金関連債権となり、2015年および2016年8月1日の料金改定を通じて補填されることとなる。

4.3 「LINKY」スマートメーターの展開開始

スマートメーターの展開は、電力計測システムに関する欧州およびフランスの規制に準拠し、2009年から2011年までの間にERDFにより実施された300,000個のメーター試運転計画に続くものである。同計画の評価を実施した後、フランスのエネルギー規制当局であるCREは、その2011年7月7日付決定において、スマートメーター制度の一般化を推奨した。フランスの環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣の主導で、2012年後半に、すべての利害関係者の代表者からなる作業部会が結成された。2013年中に実施された活動の結果を受け、2013年7月9日に首相は、ERDFが2016年までに3百万個のスマートメーターを設置することを発表した。

これに従い、2013年10月にERDFは、最初のメーター供給に向けて入札の募集を開始した。契約は2014年8月初旬に6社の企業によって落札され、当該6社が2015年末までに最初のメーターを供給する予定である。ERDFは更に、数百万個単位のメーター設置に向けた入札の募集を公表している。最初の家庭向けメーターは、2015年秋から設置される予定である。

2014年4月30日開催の公開協議を経て、Linkyプロジェクトの料金規制の枠組みに関する2014年7月17日付のCREの審議が、2014年7月30日にフランスの官報に公表された。この業界プロジェクトの異例な規模の大きさに鑑み（35百万個のメーター設置のために、2014年から2021年の間に50億ユーロが投資される）、20年間にわたる個別の資産収益率が設定された。

4.4 「NOME」法およびARENHシステム

原子力発電供給への規制接続に関するARENH制度の下でのEDFの競合他社への2014年度の電力供給は、71.3TWhの電力量に関係していた（うち36.8TWhは上半期）。当該制度の下で販売される年間電力量は、100TWhに、政府決定により設定された日程に従い2014年1月1日から、電力損失を補償するために電力網の管理者に販売された量を段階的に加算した量を超えてはならない。ARENH料金の適用を2015年度上半期に受けるための2014年11月の供給業者からの申込み（15.8TWh）は、2014年度上半期と比較して大幅に減少した。その主な理由は、卸売市場の価格が下落して、より魅力的なエネルギー供給源となったことである。

ARENH価格は2012年1月1日からMWh当たり42ユーロに設定され、その後は既存の原子力施設による発電の経済状況を反映する。ARENH価格を構成するコストの評価方法を規定する政令案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（CSE）で検討され、更にフランスの競争当局およびCREでの検討を経て、現在は欧州委員会による検討に付されており、価格の計算式に

ついて同委員会の承認を受けなければならない。フランス政府は、この計算式を2015年7月1日から適用すると発表している。2014年10月15日にCREは、規制電力販売料金に係るCREの報告書において、同日現在で把握している情報に基づき、当該計算式の適用の結果、2015年度はMWh当たり約2ユーロの引上げとなる旨を記載している。

4.5 エネルギー移行法案

2014年10月14日に、フランス国民議会はその第一読会において、グリーン成長を目指したエネルギー移行に関する法案を可決した。この法案は中長期の目標を設定している。

主な目標は、温室効果ガスの排出を1990年の水準から2030年までに40%、2050年までに75%削減し、最終エネルギー消費を2050年までに半減させるために、中間目標として2030年までに20%削減させるというものである。

この法案はまた、フランスのエネルギーミックスの変更を目指し、原子力発電の割合を現在の75%から2025年までに50%に低減させ、化石燃料を基礎としたエネルギーの一次消費を2012年から2030年までの間に30%削減し、最終消費における再生可能エネルギーの割合を2030年までに32%に引き上げること为目标としている。

原子力発電に関しては、当該法案は、原子力発電の総容量を、現在操業中の原子力発電所の発電容量に相当する63.2GWまでに制限することを提言している。

この法案はまた、気候およびエネルギー政策につき新たな統治の仕組みを導入している。EDFは複数年エネルギー・プログラムに対応した戦略的事業計画の作成を求められることとなり、政府委員には当該戦略的計画に適合しない投資意思決定に反対する権限が与えられる。

この法案のその他の重要点には、再生可能エネルギー支援システムの改革およびCSPE（公共電力サービス拠出金）システムの統治の改革が含まれている。

立法化手続は現在継続中であり、2015年の前半には元老院によるこの法案の検討が行われる。

4.6 年金改革－2014年1月20日付法律

フランスの2014年1月20日付法律により、フランスの年金について定める規則が改訂された。この法律により導入された2つの主要な施策は、電力およびガス産業（IEG）に属する企業向けの特別年金制度を適用対象としている。年金の満額受給に資格となるために必要な拠出期間は、1973年生まれの従業員を起点として段階的に43年まで延長される。これはフランスの標準国民年金制度および公共部門の年金制度向けの規則であり、2014年6月25日付政令2014-698によりIEG年金制度にも適用された。また、2014財政年度から、年金価額の年次レビューの日付が4月1日から10月1日に延期される。

この法律の法案は2013年12月18日に国会で可決されたため、その影響は、2013年12月31日から当グループの年金債務の評価に当たり勘案されている。

注記5．連結範囲の変更

注記3.1に記載された当グループによるDalkiaグループ事業の買収およびDalkia International事業の売却に加えて、2014年度中の連結範囲の主な変更は以下の事業体に関係していた。

5.1 EDF NORTE FLUMINENSE

5.1.1 少数持分の取得

2014年4月11日に、EDFグループは、ブラジル企業のPetrobrasが保有していた、EDF Norte Fluminense S.A.の在ブラジル化石燃料発電所に対する10%の投資を取得した。当グループは現在、同社資本の100%を所有している。Petrobrasの投資の取得は、自己資本（EDF持分）に対し、取得した純資産持分の帳簿価額と支払った価格との差額に起因する35百万ユーロのマイナスの影響を与えている。

5.1.2 Sinop Energy Companyに対する投資

2014年12月に、EDF Norte Fluminense は、Sinopの水力発電ダムの建設および運営を管理するSinop Energy Company(CES)に対する51%の投資を取得した。他の2社の株主は、Eletronorte（24.5%）およびCHESF(24.5%)であり、ともにEletrobrasグループの子会社である。

400MWの発電容量をもたらす当該ダムの建設は2014年春に開始され、商業運転は2017年度下半期に開始する予定である。

CES株主間で定めた統治の取決めの分析に基づき、当グループの投資はIFRS第10号の下で共同支配企業として分類され、持分法により会計処理されている。

5.2 JIANGXI DATANG INTERNATIONAL FUZHOU POWER GENERATION COMPANY LTDに対する投資

2014年4月に、EDFおよび電力事業者であるChina Datang Corporation(CDT)は、EDFがJiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd(FPC)に対する49%の持分を取得する旨の契約に署名した。この共同支配企業は、1,000MWのユニット2基から構成される超々臨界石炭火力発電所を建設、運営する。建設作業は中国南東部の福州の用地で既に開始されており、新たな発電所は2016年に試運転を開始する予定である。

FPC株主間の統治の取決めの分析に基づき、当グループの投資はIFRS第10号の下で共同支配企業として分類され、持分法により会計処理されている。

5.3 SOUTH STREAM TRANSPORT BVの売却

2014年12月29日に、EDFおよびGazpromは、EDFが子会社のEDF Internationalを通じて保有していたSouth Stream Transport BVのガス・パイプライン・プロジェクトに対する15%の持分をGazpromが取得する旨の契約に署名した。

この展開により、従前の契約に従って、EDF Internationalは当該プロジェクトに対する投資の全額を回収した。

5.4 グループ企業の合併

- ・ ポーランド：EDF Wybrzeze SAが、EDFグループの97.26%所有会社であるEDF Polska SAと合併した。
- ・ イタリア：Transalpina di Energia SRLとWagram Holding 4 SpAが合併し、当グループのEdisonへの投資を保有するEDFの100%所有会社であるTransalpina di Energia SpA (TdE SpA) を設立した。この合併後の当グループのEdisonに対する投資は、97.40%となっている（2013年12月31日現在から変更はない）。

これらの合併取引の当グループ連結財務諸表に対する影響はなかった。

5.5 2013年度における連結範囲の変更

2013年度中の連結範囲の主な変更は注記3.7に記載されている。

注記6．セグメント報告

6.1 事業セグメントによる報告

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に決定される。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。当グループは以下のセグメントを使用している。

- ・ **フランス**：EDF、RTE Réseau de Transport d'ÉlectricitéおよびERDFを指し、主に発電と供給（非規制業務）、電力網業務（配電と送電）および島部業務からなる。
- ・ **英国**：EDF Energy下位企業集団内の企業。EDF Energy Nuclear Generation LtdおよびEDF Development Company Ltdを含む。
- ・ **イタリア**：主としてEdison下位企業集団、TdEおよびFeniceなどのイタリアに所在するすべての企業。
- ・ **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その他のガスおよび電力企業。
- ・ **その他事業**：当グループのすべてのその他の投資。EDF Trading、EDF Énergies Nouvelles、Dalkia、Tiru、Électricité de StrasbourgおよびEDF Investissements Groupeを含む。

セグメントの統合は行われていない。

6.1.1 2014年12月31日現在

損益計算書

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメン ト間消去	合計
対外売上高	39,910	10,160	12,687	5,603	4,514	-	72,874
セグメント間売上高	931	-	3	193	1,374	(2,501)	-
売上高合計	40,841	10,160	12,690	5,796	5,888	(2,501)	72,874
減価償却費および償却費控除前営業利益	12,198	1,941	886	632	1,622	-	17,279
営業利益	6,238	810	228	(356)	1,064	-	7,984
貸借対照表：							
のれん	-	8,652	-	42	1,000	-	9,694
無形資産および有形固定資産	96,404	14,531	8,915	4,206	12,328	-	136,384
関連会社および共同支配企業に対する投資	5,109	51	219	5,028	582	-	10,989
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	31,147	4,919	3,862	1,126	7,686	-	48,740
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	18	-	18
その他の未配分資産							62,164
資産合計	132,660	28,153	12,996	10,402	21,614	-	267,989
その他の情報：							
減価償却費および償却費、純額	(5,343)	(1,007)	(714)	(385)	(491)	-	(7,940)
減損	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	-	(1,189)
自己資本（非支配持分）	-	2,998	729	730	962	-	5,419
無形資産および有形固定資産への投資	9,025	1,585	444	511	2,156	-	13,721

(1) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。

6.1.2 2013年12月31日現在

損益計算書

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他 国外	その他 事業	セグメント 間消去	合計
対外売上高	40,210	9,782	12,689	6,349	2,886	-	71,916
セグメント間売上高	762	-	2	223	1,005	(1,992)	-
売上高合計	40,972	9,782	12,691	6,572	3,891	(1,992)	71,916
減価償却費および償却費控除前営業利益	10,778	1,992	1,059	814	1,456	-	16,099
営業利益	6,229	1,021	243	(178)	1,019	-	8,334
貸借対照表：							
のれん	-	8,140	-	337	604	-	9,081
無形資産および有形固定資産	91,702	13,286	9,256	4,327	10,096	-	128,667
関連会社および共同支配企業に対する投資	5,134	47	217	5,116	965	-	11,479
その他セグメント資産 ⁽¹⁾	29,443	4,560	3,869	1,130	6,257	-	45,259
売却目的保有に分類された資産	-	-	-	-	1,154	-	1,154
その他の未配分資産							55,279
資産合計	126,279	26,033	13,342	10,910	19,076	-	250,919
その他の情報：							
減価償却費および償却費、純額	(4,698)	(903)	(716)	(397)	(440)	-	(7,154)
減損	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	-	(617)
自己資本（非支配持分）	-	2,783	439	867	909	-	4,998
無形資産および有形固定資産への投資	9,015	1,339	339	392	1,957	-	13,042

(1) その他セグメント資産は、棚卸資産、営業債権およびその他の債権を含む。

6.2 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、コモディティのトレーディング業務を含む。
- ・ 配電：低電圧および中電圧公共配電網の管理。
- ・ 送電：高電圧および超高電圧送電網の運営、維持および開発。
- ・ その他：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、ソーラーパネル等）からの発電増加を主な目的とする新規事業。

(単位：百万ユーロ)	発電・供給	配電	送電	その他	消去	合計
2014年度の対外売上高：						
－フランス	26,030	14,317	-	460	(897)	39,910
－国外およびその他事業	29,428	588	245	2,703	-	32,964
売上高合計	55,458	14,905	245	3,163	(897)	72,874
2013年度の対外売上高：						
－フランス	25,789	14,699	-	310	(588)	40,210
－国外およびその他事業	29,715	806	219	966	-	31,706
売上高合計	55,504	15,505	219	1,276	(588)	71,916

「その他」の売上高は、2014年7月25日のDalkia（エネルギー・サービス）取得による連結範囲の変更の影響1,621百万ユーロを含む。

損益計算書

注記7．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)

	2014年度	2013年度
エネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高	70,449	69,653
その他商品およびサービス売上高	1,515	1,416
トレーディング	910	847
売上高	72,874	71,916

2014年度のエネルギーおよびエネルギー関連サービス売上高は、2012年度に関する遡及的料金調整（注記4.1.1を参照）の影響921百万ユーロおよび2014年7月25日からのDalkia連結による連結範囲の変更の影響1,456百万ユーロを含む。

これらの要因を消去後で、2014年度の売上高は2013年度と比較して、主に、当グループが事業を行っているほとんどの欧州諸国（特にフランス）において不利な天候の影響により販売量が低下したことに起因して減少した。

注記8．燃料およびエネルギー購入費用

燃料およびエネルギー購入費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度
購入燃料使用分－発電	(12,307)	(12,639)
エネルギー購入	(15,380)	(15,900)
送電および配電費用	(9,316)	(9,134)
ヘッジ会計に係る利益／損失	(122)	(125)
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	421	(318)
燃料およびエネルギー購入費用	(36,704)	(38,116)

購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（石炭、バイオマス、石油、プロパン、核分裂性物質、核燃料およびガス）、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、再販を目的とする熱電併給から生じたエネルギーを含む、第三者によるエネルギー生産を含む。

注記9. その他の対外費用

その他の対外費用の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
対外サービス費用	(11,316)	(10,539)
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）	(2,707)	(2,218)
棚卸資産および資本財の変動	4,673	4,260
その他の対外費用に係る引当金の（増加）／減少	169	210
その他の対外費用	(9,181)	(8,287)

注記10. 人件費

10.1 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)	2014年度	2013年度
賃金および給料	(7,426)	(7,027)
社会保障費	(1,668)	(1,543)
従業員利益分配	(257)	(230)
人件費関連のその他の拠出	(373)	(388)
短期給付に連動するその他の費用	(242)	(232)
短期給付	(9,966)	(9,420)
確定拠出制度に基づく費用	(852)	(805)
確定給付制度に基づく費用	(723)	(933)
雇用後給付	(1,575)	(1,738)
その他の長期費用	(237)	(122)
退職手当	(7)	(11)
その他の人件費	(244)	(133)
人件費	(11,785)	(11,291)

10.2 平均従業員数

(単位：人)	2014年度	2013年度
IEG従業員	103,088	101,732
その他	44,936	38,142
平均従業員数	148,024	139,874

被支配事業体および共同支配事業の平均従業員数は、常勤換算した場合の数値である。

2014年度に見られる増加は、主にDalkiaを連結範囲に含めたことに起因する。

注記11. 法人所得税以外の税金

法人所得税以外の税金の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
給与税	(243)	(236)
エネルギー税	(1,494)	(1,476)
その他の法人所得税以外の税金	(1,856)	(1,769)
法人所得税以外の税金	(3,593)	(3,481)

注記12. 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	2014年度	2013年度
営業補助金	12.1	6,116	5,310
連結除外による純利益	12.2	254	301
固定資産売却益	12.2	(153)	(100)
流動資産に対する引当金の純増加		(195)	(208)
営業リスクおよび費用引当金の純増加		(142)	(140)
その他の項目	12.3	(212)	195
その他の営業収益および営業費用		5,668	5,358

12.1 営業補助金

この項目は、主に、CSPEに関して、EDFが受取ったか、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、2014年度における5,888百万ユーロ（2013年度における5,103百万ユーロ）の収益の認識によって反映されている。この差額の大部分は主に、市場における電力価格の下落および大陽光発電エネルギーの購入量の増加（フランス本土での購入義務に係る受取補助金を増加させる効果があった）ならびに相互接続されていない地域でのエネルギー購入量の増加に起因している。

12.2 連結除外による純利益および固定資産売却益

2014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以下が含まれていた。

- ・ 仕組資産の開発および売却（DSSA）事業の一部としてのEDF Énergies Nouvelles発電資産の売却益225百万ユーロ（2013年度188百万ユーロ）。
- ・ フランスにおける不動産の売却益17百万ユーロ（2013年度62百万ユーロ）。

12.3 その他の項目

2013年度および2014年度のその他の項目は、主に、長期ガス供給契約の価格見直しに関する訴訟および仲裁に関連したEdisonに有利な再交渉の過年度に関連する影響を含んでいる。

注記13.減損/戻入

13.1 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	2014年度	2013年度
のれんの減損	18	(298)	(129)
その他の無形資産の減損	19	(74)	(56)
有形資産の減損および非継続事業	21-22-46	(832)	(432)
その他の項目		15	-
戻入控除後の減損		(1,189)	(617)

2013年度においては、(617)百万ユーロの減損が計上されており、主に、EDF Luminusに関連した(229)百万ユーロ) および EDF Polskaに関連した(127)百万ユーロを含んでいた。

2014年度の減損は(1,189)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。

13.2 のれんおよびその他の資産の減損テストならびに減損の認識

以下の表は2014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詳細ならびに使用された主要な仮定である。

- ・ のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損テスト

事業セグメント	資金生成単位または資産	税引後WACC	永続成長率	2014年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	EDF Energyのれん	6.7%	-	-
イタリア	Edisonブランド	7.9%-9.5%	2.0%	-
その他国外	EDF Luminusのれん	6.5%	1.9%	(281)
その他事業	Dalkiaのれんおよびブランド	7.0%	1.7%	-
のれんのその他の減損				(17)
のれんおよび有効期間が確定できない無形資産の減損				(298)

- ・ 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資産	減損の兆候	税引後WACC	2014年度の減損 (単位：百万ユーロ)
英国	CCGTおよびガス貯蔵所	スプレッドの縮小	6.5%-6.7%	(169)
イタリア	Edison資産	電力価格の下落	6.9%-8.9%	(167)
その他国外	ベルギーの EDF Luminus資産	電力価格の下落	6.5%	(305)
その他事業	ドイツのガス貯蔵所	シーズナル・スプレッドの縮小	6.0%	(46)
その他事業	EDF Énergies NouvellesのCGU	新規制	5.1%-9.7%	(127)
資産のその他の減損				(92)
その他の無形資産および有形固定資産の減損				(906)

全般的前提

ベンチマーク国の割引率は、2013年度から2014年度にかけて、リスクフリー・レートの下落が市場リスク・プレミアムの上昇により相殺されたことから、比較的安定していた。

長期的なシナリオでは、欧州のエネルギー市場の緊張は継続することが確認されている。価格の下落、需要の低下、再生可能エネルギーの増加および余剰発電容量のすべてが、伝統的形態による発電の収益性に影響を与えている。

これを背景に、ピーク時供給について発電施設をオンラインでつなぎ、電力網の安全性維持に必要な投資を引き起こすに十分な価格シグナルを送るための、発電容量プレミアムのメカニズムに関する規制が検討されている。これらのシステムは、減損テスト上、当該規制の進行状況に依存して個々の事例ごとに勘案されている。

英国—EDF Energy

EDF Energyののれんは2014年12月31日現在8,652百万ユーロであり、1998年から2009年までの間にEDFグループが取得した、現在英国で操業中の各種事業に起因するものである。

EDF Energyの回収可能価額は、割引将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。発電ユニットの耐用年数は、既存の原子炉の耐用年数延長およびヒンクリー・ポイント用地の耐用年数60年の新たなEPR 2 基の試運転を勘案している。

既存の発電施設の回収可能価額は、英国における電力価格の長期動向に関する仮定の影響を受ける。採用した仮定は、特に既存の石炭火力発電所の除却により新たな発電施設が必要となったことを考慮した現在の余剰発電容量の漸減、および全資産について発電容量プレミアムのメカニズムを考慮に入れている。

ヒンクリー・ポイント用地のEPR 2 基の建設計画に関する予測には、当グループと英国政府の間の差額決済契約（Cfd）に基づく電力販売価格が組み込まれている。Cfdは、35年の対象期間にわたり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。

WACCが1ポイント高くなっても、のれんの減損は生じない。

また、一部のEDF Energy資産に関し、(169)百万ユーロの減損も計上された。

- ・ 2013年度に運転を開始したウエスト・バートンCCGT発電所に関する、スパーク・スプレッドの長期的縮小による(115)百万ユーロ。
- ・ 最初の貯蔵キャパシティが2015年度に稼動開始予定であった、ガス貯蔵資産に関する(54)百万ユーロ。この減損は主に、開発可能なキャパシティ数の減少、およびガス市場のボラティリティの著しい低下の2つの要因に起因する。

イタリア—Edison

有効期間が確定できない無形資産として、当グループの連結財務諸表上、945百万ユーロの額で計上されているEdisonブランドは、減損テストの対象となったが、減損は認識されなかった。このテストはロイヤルティ免除法を使用した。同社は現在、住宅顧客基盤を合理化する方針を適用しており、これにより関連する売上高が短期的に減少しているが、ブランド認識および顧客ポートフォリオのマージンは改善している。

その他のEdisonの資産について、卸売価格の下落により(167)百万ユーロの減損が認識された。これは主に、水力および風力発電資産に関連していた。

Edisonの探査—発電事業に関し、石油価格の下落を考慮に入れて、感応度分析が実施された。分析の結果、連結財務諸表に当該資産の減損は計上されなかった。

その他国外

EDF Luminus

ベルギーのエネルギー事業者にとって依然として極めて厳しい状況が続く中で電力価格が引き続き下落した結果、総額(586)百万ユーロの減損が認識された。このうち(281)百万ユーロはのれんに関するものであった(2014年12月31日現在で全額償却された)。

WACCが0.5ポイント高くなると、回収可能価額に(104)百万ユーロのマイナスの影響が生じる。

EDF LuminusおよびElectrabelは、Doel 3およびTihange 2の原子炉に対する10.2%の持分を所有しており、その2014年12月31日現在の貸借対照表価額は190百万ユーロである。これら2基の原子炉は、容器に関する一連の詳細な検査のため、2014年3月から稼働を停止している。ベルギーの連邦原子力検査庁(AFCN)はElectrabelの提供する証拠に基づき、再稼働を認めるかどうかを決定する予定である。Electrabelは、当該原子炉は2015年7月1日まで引き続き使用不可能であると考えている。この使用不可能な状態は、のれんの減損テストにおいて考慮された。

その他事業

ドイツーガス貯蔵所

EnBWと共同で所有し管理しているドイツのガス貯蔵施設に関し、(46)百万ユーロの減損が計上された。この資産はシーズン・スプレッドの長期的な悪化の影響を受けた。

EDF Énergies Nouvelles

2014年12月31日現在で(127)百万ユーロの減損が、EDF Énergies Nouvellesの様々なCGUに関して計上された。

この減損は、基本的にイタリア(再生可能エネルギーに関する規制の変更)、メキシコ(発電所内での稼働上の問題)および米国(開発中のプロジェクト)に関連している。

注記14. その他の収益および費用

2014年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいる。

- ・ 当グループのDalkiaに対する投資に関連した取引による売却益217百万ユーロ(注記3.1.4を参照)。
- ・ フランスの永久に閉鎖された原子力発電所(UNGG発電所、クレイ・マルヴィル、ブレンニリスおよびショーA)の廃炉関連費用(388)百万ユーロ(注記29.1.3を参照)。

2013年度のその他の収益および費用は、以下を含んでいる。

- ・ フランスの年金改革の有利な影響に関連する472百万ユーロの利益(注記4.6を参照)。
- ・ オランダのコンバインド・サイクル・ガス発電所であるSLOEに対するEDFの投資に関連する引当金(174)百万ユーロ。
- ・ ベルギーおよび一部の中欧の国々における当グループの事業再編に関する(55)百万ユーロの費用。

注記15. 金融損益

15.1 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)	2014年度	2013年度
財務活動に係る支払利息	(2,207)	(2,266)
デリバティブおよび負債のヘッジの公正価値の変動	(10)	(1)
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	3	11
債務に係る外国為替差益（純額）	(29)	(6)
総金融負債に係る費用	(2,243)	(2,262)

15.2 割引の影響

割引の影響は、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連している。

この費用の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
長期および雇用後従業員給付引当金	(1,273)	(1,243)
核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金(1)	(1,633)	(1,580)
その他の引当金および前受金	(90)	(108)
割引の影響	(2,996)	(2,931)

(1) 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一注記36.3を参照。

15.3 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)	2014年度	2013年度
現金および現金同等物に係る金融収益	17	16
売却可能金融資産に係る利益（損失）	1,258	1,057
その他金融資産に係る利益（損失）	376	373
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融商品の変動	16	120
その他の金融費用	(191)	(252)
債務以外の金融項目に係る外国為替差損益	124	(102)
ヘッジ資産に係る収益	594	560
借入コストの資産計上	494	479
その他の金融収益および費用	2,688	2,251

売却可能金融資産に係る損失控除後の利益には、売却益、受取利息および配当が含まれている。

2014年度の売却可能金融資産に係る利益および損失には、EDFの専用資産売却による純利益894百万ユーロ（2013年度714百万ユーロ）が含まれていた。

注記16. 法人所得税

16.1 税金費用の内訳

内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
当期税金費用	(2,115)	(2,069)
繰延税金	276	173
合計	(1,839)	(1,896)

2014年度の当期税金費用のうち(1,499)百万ユーロはフランスにおけるEDFの連結納税グループに関連し、(616)百万ユーロはその他の子会社に関連している（2013年度は、それぞれ(1,545)百万ユーロおよび(524)百万ユーロ）。

16.2 理論税額と実効税額の調整（タックス・プルーフ）

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
連結会社の税引前利益	5,433	5,392
親会社に適用される法人所得税率	38.00%	38.00%
理論税額	(2,065)	(2,049)
税率差異	87	341
永久差異	34	(80)
税法基準外税金	94	(135)
未計上の繰延税金資産	8	20
その他	3	7
実際税額	(1,839)	(1,896)
実効税率	33.85%	35.16%

2014年度および2013年度の実効税率は減損の影響を受けた。この要因を調整した後の実効税率は、2014年度32.2%、2013年度34.0%である。

理論上の税率と実効税率の違いを説明する主な要因は、以下の通りである。

- ・ 2014年度：
 - － 在外子会社に適用される税率の違いによる有利な影響（87百万ユーロ）。
 - － 永久劣後債の持参人に対する支払による有利な影響（111百万ユーロ）。
- ・ 2013年度：
 - － 在外子会社に適用される税率の違いによる有利な影響（341百万ユーロ）、英国における3ポイントの税率引き下げに関連する254百万ユーロを含む。
 - － フランスの2012年および2013年財政法による不利な影響(135)百万ユーロ（38%への税率引上げの影響を除く）、主に配当金課税および利息の損金算入制限に対応する。

16.3 繰延税金資産および負債の変動

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
繰延税金資産	2,171	2,639
繰延税金負債	(4,242)	(4,709)
1月1日現在の繰延税金（純額）	(2,071)	(2,070)
純利益の変動	276	174
自己資本の変動	258	(192)
換算調整	(101)	61
連結範囲の変更	(67)	25
その他の変動	16	(69)
12月31日現在の繰延税金（純額）	(1,689)	(2,071)
繰延税金資産	2,626	2,171
繰延税金負債	(4,315)	(4,242)

自己資本に含まれる2014年度の繰延税金資産の変動のうち241百万ユーロは雇用後給付に係る数理計算上の損益に起因する（2013年度(103)百万ユーロ）。

16.4 繰延税金資産および負債の性質別内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
繰延税金：		
固定資産	(7,072)	(7,270)
従業員給付引当金	7,723	5,963
その他の引当金および減損	318	719
金融商品	179	298
繰越欠損金および未使用の税額控除	839	694
その他	261	(67)
繰延税金資産および負債合計	2,248	337
未計上の繰延税金資産	(3,937)	(2,408)
繰延税金（純額）	(1,689)	(2,071)

2014年12月31日現在、未計上の繰延税金資産は3,937百万ユーロ（2013年12月31日現在2,408百万ユーロ）の潜在的節税額を示している。2014年度の潜在的節税額のうち、3,097百万ユーロは主にフランスの従業員給付に係る繰延税金資産に関係する（2013年度1,747百万ユーロ）。

注記17 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（基本のおよび希薄化後）の計算に使用された基本のおよび希薄化後利益の調整、ならびに基本のおよび希薄化後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）	2014年度	2013年度
普通株式に帰属する純利益	3,701	3,517
永久劣後債に係る支払	(388)	(103)
希薄化効果のある金融商品の影響	-	-
1株当たり利益の計算に使用された純利益	3,313	3,414
期中加重平均社外流通普通株式数	1,858,467,505	1,852,523,933
期中加重平均社外流通希薄化後株式数	1,858,467,505	1,852,523,933
1株当たり利益（単位：ユーロ）：		
1株当たり利益	1.78	1.84
希薄化後1株当たり利益	1.78	1.84

[次へ](#)

営業資産および負債、自己資本

注記18. のれん

18.1 のれんの変動

連結企業に係るのれんの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
期首における帳簿価額純額	9,081	9,400
取得	394	6
売却	-	-
減損（注記13）	(298)	(129)
換算調整	573	(179)
その他の変動	(56)	(17)
期末日における帳簿価額純額	9,694	9,081
期末日における総額	10,624	9,716
期末日における減損累計額	(930)	(635)

2014年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ Dalkiaの買収による392百万ユーロを含む取得。
- ・ EDF Luminusののれんに関する(281)百万ユーロを含む減損(298)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対する英ポンドの上昇に起因する換算調整573百万ユーロ。

2013年度ののれんの変動は、主に以下に関係している。

- ・ EDF Luminusののれんに関する(102)百万ユーロを含む減損(129)百万ユーロ。
- ・ 大部分がユーロに対するポンドの下落に起因する換算調整(179)百万ユーロ。

18.2 のれんの事業セグメント別内訳

のれんの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF Energy	8,652	8,140
合計：英国	8,652	8,140
EDF Luminus（ベルギー）	-	281
その他	42	56
合計：その他国外	42	337
Dalkia	392	-
EDF Énergies Nouvelles	179	176
その他	429	428
合計：その他事業	1,000	604
グループ合計	9,694	9,081

注記19. その他の無形資産

その他の無形資産の純額の内訳は、以下の通りである。

2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2014年 12月31日 現在
ソフトウェア	2,104	542	(134)	42	46	1	2,601
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	813	-	-	-	-	(3)	810
温室効果ガス排出権ー グリーン証書	826	898	(1,082)	23	9	-	674
その他の無形資産	4,591	232	(7)	24	710	(5)	5,545
開発中の無形資産	1,974	234	-	17	-	(5)	2,220
総額	10,308	1,906	(1,223)	106	765	(12)	11,850
償却および減損累計額	(2,448)	(743)	233	(24)	-	16	(2,966)
純額	7,860	1,163	(990)	82	765	4	8,884

2014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831百万ユーロ。
- ・ 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601百万ユーロ（注記3.1を参照）。

2014年度には、その他の無形資産について(74)百万ユーロの減損が計上された。

2014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、550百万ユーロである。

2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2012年 12月31日 現在	取得	売却	換算調整	範囲の変更	その他 変動	2013年 12月31日 現在
ソフトウェア	1,686	562	(120)	(13)	-	(11)	2,104
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	838	-	-	(1)	-	(24)	813
温室効果ガス排出権ー グリーン証書	516	1,052	(739)	-	-	(3)	826
その他の無形資産	4,429	215	(9)	(1)	(60)	17	4,591
開発中の無形資産	1,757	171	-	(2)	-	48	1,974
総額	9,226	2,000	(868)	(17)	(60)	27	10,308
償却および減損累計額	(1,893)	(770)	136	9	35	35	(2,448)
純額	7,333	1,230	(732)	(8)	(25)	62	7,860

2013年12月31日現在のその他の無形資産の総額には、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831百万ユーロ含まれている。

2013年度には、その他の無形資産について(56)百万ユーロの減損が計上された。

2013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、543百万ユーロである。

注記20. フランスの公共配電委譲運営有形固定資産

20.1 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産（純額）

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	48,746	47,425
建設中の有形固定資産	1,511	1,371
フランスの公共配電委譲運営有形固定資産	50,257	48,796

20.2 フランスの公共配電委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

(単位：百万ユーロ)	土地・建物	電力網	その他 施設等	合計
2013年12月31日現在総額	2,256	78,371	3,488	84,115
増加 ⁽¹⁾	123	3,470	278	3,871
減少	(16)	(622)	(170)	(808)
その他変動	(2)	21	4	23
2014年12月31日現在総額	2,361	81,240	3,600	87,201
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,209)	(33,265)	(2,216)	(36,690)
減価償却費、純額	(43)	(206)	(152)	(401)
除却	14	499	163	676
その他変動 ⁽²⁾	(10)	(1,934)	(96)	(2,040)
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(1,248)	(34,906)	(2,301)	(38,455)
2013年12月31日現在純額	1,047	45,106	1,272	47,425
2014年12月31日現在純額	1,113	46,334	1,299	48,746

(1) 増加には、委譲者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、特別委譲負債に計上された償却額の相手勘定として計上されている。

注記21. その他の業務に係る委譲運営有形固定資産

21.1 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	6,495	6,421
建設中の有形固定資産	1,356	1,029
その他の業務に係る委譲運営有形固定資産	7,851	7,450

21.2 その他の業務に係る委譲運営有形固定資産の変動（建設中の資産を除く）

(単位：百万ユーロ)	土地・建物	化石燃料 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合計
2013年12月31日現在総額	1,492	10,231	601	848	13,172
増加	22	389	17	47	475
減少	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
換算調整	9	45	(32)	47	69
連結範囲の変更	1	-	-	-	1
その他変動	(4)	41	1	(13)	25
2014年12月31日現在総額	1,519	10,687	586	919	13,711
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(819)	(4,982)	(302)	(648)	(6,751)
減価償却費、純額	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
減損、戻入控除後	-	(20)	-	-	(20)
除却	1	16	1	8	26
換算調整	(1)	(22)	16	(43)	(50)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-
その他変動	2	18	-	(2)	18
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(849)	(5,325)	(302)	(740)	(7,216)
2013年12月31日現在純額	673	5,249	299	200	6,421
2014年12月31日現在純額	670	5,362	284	179	6,495

その他の業務に係る委譲運営有形固定資産は、主に、フランス（公共配電を除く水力発電）およびイタリア所在の委譲運営施設から構成されている。

注記22. 発電用その他のグループ所有有形固定資産

22.1 発電用その他のグループ所有有形固定資産（純額）

発電用その他のグループ所有有形固定資産（純額）の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
有形固定資産	50,342	47,839
建設中の有形固定資産	18,813	16,432
ファイナンス・リース有形固定資産	237	290
発電用その他のグループ所有有形固定資産	69,392	64,561

2014年12月31日現在の建設中の有形固定資産は主にフランスおよび英国におけるEPR建設プロジェクトならびにダンケルク・メタン・ターミナル建設に関係している。

2014年度にはまた、建設中の資産およびファイナンス・リース資産に関連して、それぞれ(61)百万ユーロおよび(34)百万ユーロの減損が計上された。

2013年12月31日現在、建設中の有形固定資産に関連して(214)百万ユーロの減損が計上された。これには、ポーランドの超臨界石炭火力発電所プロジェクトに関する(125)百万ユーロが含まれていた。

22.2 発電用その他のグループ所有有形固定資産の変動（建設中の資産およびファイナンス・リース資産を除く）

(単位：百万ユーロ)	土地・建物	原子力 発電所	化石燃料 および 水力発電所	電力網	その他 施設等	合 計
2013年12月31日現在総額	11,830	61,399	19,473	29	13,273	106,004
増加	613	3,059	1,358	1	2,572	7,603
減少	(83)	(977)	(242)	-	(512)	(1,814)
換算調整	35	726	205	-	485	1,451
連結範囲の変更	2	-	(4)	-	(316)	(318)
その他変動	5	79	62	(13)	(121)	12
2014年12月31日現在総額	12,402	64,286	20,852	17	15,381	112,938
2013年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(6,545)	(37,550)	(9,204)	(3)	(4,863)	(58,165)
減価償却費、純額	(346)	(2,499)	(914)	(1)	(906)	(4,666)
減損、戻入控除後	(2)	(198)	(317)	-	(200)	(717)
除却	53	858	217	-	322	1,450
換算調整	11	(242)	(87)	-	(106)	(424)
連結範囲の変更	5	-	(10)	-	35	30
その他変動	-	(109)	(1)	-	6	(104)
2014年12月31日現在 減価償却および減損累計額	(6,824)	(39,740)	(10,316)	(4)	(5,712)	(62,596)
2013年12月31日現在純額	5,285	23,849	10,269	26	8,410	47,839
2014年12月31日現在純額	5,578	24,546	10,536	13	9,669	50,342

22.3 ファイナンス・リース契約

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
将来の最低支払リース料債権（賃貸人分）	58	15	32	11	58
将来の最低支払リース料債務（賃借人分）	643	65	230	348	595

当グループは、IFRIC第4号およびIAS第17号に基づきファイナンス・リースとして分類される契約の賃貸人となっており、そのファイナンス・リース・コミットメントのほとんどすべてを賃貸人として会計処理している。

当グループは、賃借人として事業の過程で使用される建物、器具および車両の解約不能なファイナンス・リース契約を締結している。関連する支払いは、契約に定められた期間毎に、交渉により見直される。

注記23. 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)	主要 事業(1)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在	
		議決権 比率 (%)	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						
RTE	T	100.00	5,109	379	5,134	494
CENG(2)	G	49.99	2,621	(101)	2,784	(152)
Alpiq	G, D, O, T	25.00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	O	-	-	8	363	22
その他関連会社および共同支配 企業に対する投資			2,524	86	2,251	112
合計			10,989	179	11,479	262

(1) G＝発電、D＝配電、T＝輸送、O＝その他

(2) CENGは従来、共同支配企業に分類されていたが、Exelonとの2014年4月1日付契約を受け、現在は関連会社に分類されている（注記3.3を参照）。

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、Taishan (TNPJVC)、Estag、Nam Theun Power Company (NTPC)ならびにEDF Énergies NouvellesおよびEdisonが所有する一部の会社に関連している。

2014年度に、関連会社および共同支配企業に対する投資に関連して、以下を含む(425)百万ユーロの減損が計上された。

- ・ CENG資産に関する(122)百万ユーロ－注記23.2.3を参照。
- ・ Alpiqに対する投資に関し、Alpiq財務諸表上の過年度の減損に対する当グループの持分に相当する(206)百万ユーロ－注記23.3.2を参照。
- ・ 共同支配企業であるEstagへの投資に関し、EDFグループレベルで存在するのれんの減損に相当する(83)百万ユーロ。

23.1 RTE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (RTE)

23.1.1 RTE－財務指標

RTE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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	15,132	14,420
流動資産	3,000	2,161
資産合計	18,132	16,581
自己資本	5,109	5,134
非流動負債	8,623	8,182
流動負債	4,400	3,265
自己資本および負債合計	18,132	16,581
売上高	4,461	4,702
減価償却費および償却費控除前営業利益	1,687	1,788
純利益	379	494
純負債額	7,877	7,459
自己資本直入損益	(154)	31
グループに対する支払配当金	250	209

23.1.2 EDFグループとRTEとの間の取引

2014年12月31日現在におけるEDFグループとRTEとの間の主要な取引は、以下の通りである。

売上

ERDFはRTEの高電圧および超高電圧電力網を使用して発電場所から配電網へ送電している。このサービスにより、2014年度にRTEはERDFから3,150百万ユーロの売上収益を稼得した。

RTEはまた、電力システムのバランスを確保する責任の遂行に当たり、2014年度中に以下を行った。

- ・ EDFおよびERDFとの間のエネルギー購入および販売、それぞれ96百万ユーロおよび142百万ユーロ
- ・ EDFからのシステム・サービスの購入、282百万ユーロ

その他の取引

EDFグループは2014年12月31日現在総額670百万ユーロの貸付金によりRTEに資金を供与している（2013年12月31日現在から変更はない）。RTEは2014年度にこの貸付金について総額36百万ユーロの支払利息を計上した。

RTEはまた、2社間の連結納税契約に基づき、EDFグループの連結納税に含まれている。

23.2 CENG

23.2.1 CENG—財務指標

CENG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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	9,968	8,331
流動資産	1,019	873
資産合計	10,987	9,204
自己資本	5,243	5,569
非流動負債	5,481	3,473
流動負債	263	162
自己資本および負債合計	10,987	9,204
売上高	1,140	1,169
減価償却費および償却費控除前営業利益	285	374
純利益	(202)	(304)
自己資本直入損益	594	(27)
グループに対する支払配当金	315	-

23.2.2 EDFグループとCENGとの間の取引

2014年12月31日現在におけるEDFグループとCENGとの間の主要な取引は、以下の通りである。

売上

CENGとEDFグループ（EDF Trading North America）との間の電力購入契約では、2014年に終了する既存の電力購入契約を適用してCENGの発電所の元所有者に販売されないCENGの発電エネルギーの15%を、EDF Trading North Americaに納入することを規定している。2015年1月1日から様々な発電所の操業終了時まで、当グループは、CENGの生産電力の49.99%を市場価格で購入する。この電力購入契約は、当グループがCENGに対する保有持分をExelonに売却するオプションを行使しない限り、Exelonとの間で2013年7月に締結し2014年4月1日に確定した契約の影響を受けない。

CENGからEDF Trading North Americaへのこれらの販売電力量は、2014年度において4.6TWhであった。

その他の取引

Exelonとの間で締結した契約を適用して、2014年4月1日に、CENGはEDFグループに対し400百万米ドル（290百万ユーロ）の特別配当を支払った。

23.2.3 減損

2014年度に、当グループのCENGに対する投資について(122)百万ユーロの減損が計上された。この減損は、当グループの通常の減損テストの方法（将来営業キャッシュ・フローの割引、グループの各仮定）により算定された。これは2014年度に長期価格曲線が低下した結果である。

2013年度に、当グループのCENGに対する投資について(146)百万ユーロの減損が計上された。

23.3 ALPIQ

2013年4月25日に、Alpiqのスイスの主要株主は366.5百万スイス・フランのハイブリッド・ローンを引き受けた。この最初の取引の後、Alpiqは、2013年5月2日に、表面年利率5%、最短で5年半後の償還オプション付の650百万スイス・フランのハイブリッド債の公募を行った。

その性質に基づき、IAS第32号に準拠して、株主からのハイブリッド・ローンおよび公募ハイブリッド債は、資金受領日から、Alpiqの連結財務諸表の自己資本に計上された。EDFグループはこの取引に係る引受けを行っていないので、「関連会社および共同支配企業に対する投資」に報告されているAlpiqに対する投資の価額への影響はない。

23.3.1 公表財務指標

Alpiqグループが公表した主要な財務指標は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在
非流動資産	7,411
流動資産	4,419
資産合計	11,830
自己資本(1)	4,756
非流動負債	4,480
流動負債	2,594
自己資本および負債合計	11,830
売上高	7,623
減価償却費および償却費控除前営業利益	642
純利益	15
自己資本直入損益	115
グループに対する支払配当金	11

(1) ハイブリッド債828百万ユーロを含む。

Alpiqが公表した自己資本に対する持分と当グループの連結財務諸表計上額との差額は、大部分が、2013年にAlpiqが発行し当グループが引き受けなかったハイブリッド債によるものである。

2014年12月31日現在の株式市場価格に基づいて評価したAlpiqに対するEDFグループの投資額は509百万ユーロである。当グループは、特に浮動株式の水準の低さから、この株式市場価格は同社の価値に対応していないと考えている。

23.3.2 減損

2014年度に、Alpiqに対する当グループの投資に関連して(206)百万ユーロの減損が計上された。この減損は大部分が、水力発電所、スイスの発電所プロジェクトならびに引出しおよび引渡しに関する長期契約に関連しており、市場価格および困難な規制事情を考慮して行われたものである。

2013年度に、Alpiqに対する当グループの投資に関連して(284)百万ユーロの減損が計上された。

注記24. 棚卸資産

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)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	10,807	(14)	10,793	10,539	(14)	10,525
その他燃料	1,916	(11)	1,905	2,023	(4)	2,019
その他原材料	1,586	(266)	1,320	1,343	(253)	1,090
仕掛品（製品・サービス）	197	(45)	152	90	(24)	66
その他の棚卸資産	596	(19)	577	523	(19)	504
棚卸資産合計	15,102	(355)	14,747	14,518	(314)	14,204

2014年12月31日現在の長期部分（1年超）は、主に、7,943百万ユーロの核燃料在庫に関連する（2013年12月31日現在7,733百万ユーロ）。

2014年12月31日現在、市場価額で計上されているEDF Tradingの棚卸資産の価額は593百万ユーロである（2013年12月31日現在686百万ユーロ）。

注記25. 営業債権

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
営業債権－総額（EDF Tradingを除く）	21,343	19,611
営業債権－総額（EDF Trading）	3,108	3,313
減損	(1,275)	(1,032)
営業債権－純額	23,176	21,892

営業債権の大部分は、1年以内に期限が到来する。

25.1 期日到来および期日未到来の営業債権

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013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	24,451	(1,275)	23,176	22,924	(1,032)	21,892
- 期日経過後6か月以内	1,606	(245)	1,361	1,724	(308)	1,416
- 期日経過後6～12か月	662	(205)	457	626	(224)	402
- 期日経過後12か月超	1,339	(623)	716	1,125	(432)	693
期日到来営業債権	3,607	(1,073)	2,534	3,475	(964)	2,511
期日未到来営業債権	20,844	(202)	20,642	19,449	(68)	19,381

25.2 証券化業務

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
譲渡済、貸借対照表上全額留保の営業債権	17	11
譲渡済、貸借対照表上一部留保の営業債権	29	-
譲渡済、貸借対照表上全額認識中止の営業債権	1,225	1,151

当グループは2014年12月31日現在、Edisonグループによる610百万ユーロを含む、合計1,225百万ユーロの営業債権の証券化を行っていた（2013年12月31日現在は、Edisonグループによる710百万ユーロを含む、1,151百万ユーロ）。

証券化のほとんどは反復的に、遡及権なしで行われており、対応する債権は当グループの連結貸借対照表には計上されていない。

注記26. 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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
前払費用	1,585	1,434
CSPE	2,057	1,357
VAT債権	2,678	2,272
その他税金債権	822	695
その他の営業債権	3,675	3,405
その他の債権	10,817	9,163
非流動部分	2,024	1,924
流動部分	8,793	7,239
総額	10,896	9,245
減損	(79)	(82)

CSPE債権は、2014年12月31日現在の受取債権の額に対応している。ただし、2012年12月31日より前に生じた不足額および関連コストに係る部分は除く（これらは金融資産に含まれている）。

注記27. 自己資本

27.1 資本金

2014年12月31日現在の資本金は930,004,234ユーロであり、1株の額面0.50ユーロの全額引受済・払込済株式1,860,008,468株から成っている。資本金のうち84.5%はフランス政府、13.7%は民間（機関投資家および個人投資家）、1.7%は在職中および退職後の当グループの従業員、ならびに、0.1%はEDFが自己株式として所有している。

2013年度に、2012年度配当の一部を株式の形態で支払ったことにより、11,141,806株の新株発行に対応して資本金が6百万ユーロ増加した。

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。

27.2 自己株式

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、その後は毎期、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。

2014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1,682,181株、総額41百万ユーロである。

27.3 配当

2014年5月15日の株主総会において、2013年度について1株当たり1.25ユーロの配当金の分配が決議された。

2011年5月24日の株主総会で提案された当社定款の変更を適用して、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。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。特別配当を含む配当金は1株当たり1.375ユーロである。

中間配当（1株当たり0.57ユーロ）は2013年12月17日に支払われたため、2013年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.68ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.805ユーロとなった。この未払配当残額は総額1,268百万ユーロで、2014年6月6日に支払われた。

2014年12月10日にEDFの取締役会は、2014年度について、社外流通株式1株当たり0.57ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額1,059百万ユーロで、2014年12月17日に現金で支払われた。

27.4 永久劣後債の発行

2014年1月に、当グループは合計3,970百万ユーロ（取引費用控除後）の永久劣後債を発行した。取引の詳細は注記3.5に記載されている。

2014年12月31日現在、永久劣後債は10,095百万ユーロ（取引費用控除後）で自己資本に計上されている。

2014年度に、2013年1月および2014年1月に発行された永久劣後債の持参人に対して388百万ユーロが支払われた（2013年度103百万ユーロ）。

27.5 非支配持分（少数株主持分）

27.5.1 非支配持分の内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013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%	2,998	155	2,783	220
EDF Luminus	36.5%	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4.5%	515	19	527	17
その他の非支配持分		1,367	(6)	1,040	27
合計		5,419	72	4,998	241

当グループがEDF Energyを通じて80%を所有するEDF Energy Nuclear Generation Ltd（旧British Energy）に対する非支配持分は、Centricaの持分である。

EDF 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。

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。

その他の非支配持分は、主に、TotalおよびFluxysがDunkerque LNGに対して保有する投資、およびEdison下位企業集団の子会社に対する少数株主持分である（2014年12月31日現在のEDENSに対するF2iの投資の影響を含む－注記3.2.2を参照）。

27.5.2 EDF Energyに対する非支配持分

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
非流動資産	23,810	22,316
流動資産	3,549	3,427
資産合計	27,359	25,743
自己資本	14,999	13,914
非流動負債	11,141	10,556
流動負債	1,219	1,273
自己資本および負債合計	27,359	25,743
売上高	3,864	3,794
純利益	776	1,103
自己資本直入損益	1,060	(398)
営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,335	1,361

投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(622)	(505)
財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(809)	(1,099)
現金および現金同等物一期末残高	528	792
現金および現金同等物の純増加（減少）額	(96)	(243)
為替変動の影響	34	(21)
その他	-	-
現金および現金同等物一期末残高	466	528
非支配株主に対する支払配当金	(153)	(230)

注記28．引当金

流動および非流動引当金の内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2014年12月31日現在			2013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		1,632	19,455	21,087	1,447	19,100	20,547
廃炉および炉心核燃料引当金		290	22,943	23,233	265	21,327	21,592
原子力発電関連引当金	29	1,922	42,398	44,320	1,712	40,427	42,139
非原子力施設廃止引当金	30	37	1,297	1,334	51	1,182	1,233
従業員給付引当金	31	1,058	23,060	24,118	950	18,381	19,331
その他の引当金	32	2,237	1,841	4,078	2,121	1,480	3,601
引当金合計		5,254	68,596	73,850	4,834	61,470	66,304

注記29．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

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。

引当金は注記1.3.21に記載された原則に基づいて見積もられている。

債務は各国の法規制ならびに各国で用いられる技術および業界の実務に依存して大きく変動する可能性がある。

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)	2013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	2014年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	11,954	498	(997)	572	147	56	12,230
放射性廃棄物長期管理引当金	8,593	34	(240)	396	75	(1)	8,857
核サイクル終了引当金	20,547	532	(1,237)	968	222	55	21,087
原子力発電所廃炉引当金	18,094	423	(186)	859	350	(43)	19,497
炉心核燃料引当金	3,498	-	-	177	85	(24)	3,736
廃炉および炉心核燃料引当金	21,592	423	(186)	1,036	435	(67)	23,233
原子力発電関連引当金	42,139	955	(1,423)	2,004	657	(12)	44,320

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29.1	注記29.2		
使用済燃料管理引当金	10,105	2,125	-	12,230
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	1,178	3	8,857
2014年12月31日現在核サイクル終了引当金	17,781	3,303	3	21,087
2013年12月31日現在核サイクル終了引当金	17,321	3,224	2	20,547
原子力発電所廃炉引当金	13,866	5,436	195	19,497
炉心核燃料引当金	2,413	1,323	-	3,736
2014年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	16,279	6,759	195	23,233
2013年12月31日現在廃炉および炉心核燃料引当金	15,337	6,067	188	21,592

29.1 フランスにおける原子力引当金

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により、原子力発電所について設定されている。

注記1.3.21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47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。

- ・ 安全、危機管理および環境保護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当局ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

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	2013年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2014年 12月31日現在
使用済燃料管理引当金	29.1.1	9,779	457	(648)	462	55	10,105
放射性廃棄物長期管理引当金	29.1.2	7,542	29	(240)	346	(1)	7,676
核サイクル終了引当金		17,321	486	(888)	808	54	17,781
原子力発電所廃炉引当金	29.1.3	13,024	423	(164)	625	(42)	13,866
炉心核燃料引当金	29.1.4	2,313	-	-	111	(11)	2,413
廃炉および炉心核燃料引当金		15,337	423	(164)	736	(53)	16,279
原子力発電関連引当金		32,658	909	(1,052)	1,544	1	34,060

29.1.1 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（プルトニウムとウランウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

処理量（年間約1,000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、使用済燃料引当金は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（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

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12月の枠組み契約に従いAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して、測定される。

29.1.2 放射性廃棄物長期管理引当金

この項目には、以下のための将来の費用が含まれる。

- ・ EDFが運営する規制原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ ラアークで処理される使用済燃料から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の長期かつ直接の貯蔵：濃縮加工から抽出されたプルトニウム（MOX）またはウラン燃料、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスからの燃料。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、閉鎖および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発電所の廃炉またはラアークにおける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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	997	967
長寿命低レベル廃棄物	521	499
長寿命中高レベル廃棄物	6,158	6,076
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

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、がれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、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。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、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廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

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。

その寿命を考慮すると、この種の廃棄物は、既存の地表面の貯蔵センターに貯蔵することはできないが、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ではこれらの廃棄物に関して、特定の地下貯蔵を要求している。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、2015年末までに当局に結果を提示する予定である。黒鉛の分類および処理解決策を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

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、これらの廃棄物の可逆的深部地層処分を要求している。

2005年度から、将来の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る。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、AREVA、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、この作業部会からの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年の経済状況下で208億ユーロ）。

地層処分プロジェクト（CIGEOプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等を含む）および操業条件（作業員数を大幅に削減するパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送られた報告書において暫定的な数値を出した。2006年の法律に準拠して、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）により2014年12月18日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者のコメントを求めて彼らに提出された。協議の焦点は、リスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間で大きな隔たりがある。EDFおよび他の産出業者は2か月以内にその見解を公表する予定であり、当該見解は環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出される報告書に含められ、これを受けて同大臣はフランスの原子力安全庁（Autorité de Sûreté NucléaireまたはASN）の助言を得て、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

使用される費用水準に関する不確実性および対応する引当金への影響に鑑み、2014年12月31日現在でEDFが計上した引当金は、引き続き、2005年に作業部会が決定したベンチマーク費用に基づいている。

DGEC、ANDRAおよび産出業者の間で進行中の議論は、すべての産出業者からのすべての最終廃棄物の予測一覧に基づく、2011年の経済状況下での貯蔵費用に関連している。

引当金の測定は総貯蔵費用の影響を受けるが、これに加えて支払スケジュール、産出業者（EDF、AREVA、CEA）間の費用配分、ならびにプロジェクトの機会、リスク、未知の事項および不確実性に関する主要な仮定の影響も受ける。現在の引当金に適用したと同一の仮定を用いて、2011年の経済状況下で請負業者の総見積価格が10億ユーロ高かったとした場合、2014年12月31日現在の引当金に対して約200百万ユーロ（現在価値）の影響があったと見積られる。

エネルギー担当大臣により設定された価額がEDFの見積りと異なる場合には、当グループは、財務諸表上でその影響額を反映することとなる。

29.1.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所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。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律および施行政令により管理されている。

国際原子力機関（IAEA）が1980年に定めた分類に基づく原子力発電所の廃炉には、3つのレベルがある。

- ・ レベル1：発電所の最終的な閉鎖（燃料の取出し、回路の排水等）。
- ・ レベル2：原子炉建屋を除く原子力建造物の解体、設備の解体および廃棄物の除去。
- ・ レベル3：原子炉建屋および設備の完全解体、ならびに廃棄物の除去。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、閉鎖後、放射性崩壊の待機期間なしに直ちに廃炉するというものであり、これは最終的な閉鎖から解体までの期間を可能な限り短くするよう求めるフランスの規制に準拠している。レベル1の作業は最初に行わねばならないが、レベル2とレベル3の一部の作業は、同時並行的に行うことができる。

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。

EDFは現在、解体中の発電所および稼働中の発電所における土壌汚染を識別するための柵卸しを実施している。現段階では、引当金は建造物の汚染除去のみを対象としており、稼働中の発電所における偶発的な土壌汚染は発生都度、速やかに処理される。廃炉中の施設に関する現在までに入手可能なフィードバックおよび最初の土壌分析（主にブレンニリス用地に関する）は、このアプローチを支持している。

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と貯蔵は対象外である。

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)	2013年 12月31日現在	増加	減少	割引の 影響	その他の 変動	2014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	10,907	35	-	522	(42)	11,422
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,117	388	(164)	103	-	2,444
原子力発電所廃炉引当金	13,024	423	(164)	625	(42)	13,866

・ 現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR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。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国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。

ダンピエール調査の結果、ベンチマーク費用に基づく引当金の額には変更がなかった。2013年度までは、全58原子炉に関する引当金は、設定キロワット当たり309ユーロ（2013年度）に相当する予測金額に基づいていた。

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。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込んだ強い裏付けのあるものとなった。

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。

・ 永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ビュージェイ、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、ショーAのPWR原子炉、クレイ・マルヴィルの高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。従って、廃炉費用は用地毎に個々に見積られている。

EDFは第1世代の発電所を、結果として生じる廃棄物に係る解決策の将来の利用可能性に沿って、2040年までに完全に解体することを選択している。

- ・ 長寿命中レベル廃棄物については、深層での貯蔵が可能になるまで、2017年に開業予定である放射性廃棄物の収納および一時貯蔵施設（ICEDA）。
- ・ 長寿命低レベル廃棄物については、2025年までに開業予定である黒鉛廃棄物の貯蔵施設。

引当金の額は、2018年末までに公布される予定のブレンニリスの完全解体に関する政令によっても影響を受ける。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、見積価格は原則として3年毎に全面改訂される。2008年に設定された見積価格は、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、2012年に改訂された。

これらの見積価格の全面改訂は2015年に予定されているが、準備段階の作業により、用地の物理的進捗の遅れおよび一部の契約に関する費用の再査定を反映して2014年12月31日現在で388百万ユーロの見積変更があった。この変更により損益計算書の「その他の収益および費用」に費用が認識された。

29.1.4 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。
- ・ 燃料処理、廃棄物除去および貯蔵業務のコスト。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。

29.1.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

29.1.5.1 割引率

・ 割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2014年12月31日現在、インフレ率を1.7%と仮定して、4.6%である（2013年12月31日現在インフレ率1.9%として4.8%）。

・ 割引率の見直しと規制上の制限

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

適用される割引率はまた、2007年2月23日付政令および2007年3月21日付決定が定めた2つの制限に従う必要がある。これにより、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近48か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2014年12月31日現在、4.31%であった。

引当金に適用可能な割引率を統制する規制に関し、原子力事業者がフランス政府とともに2013年から取り組んできた作業が完了し、その結果は2015年度第1四半期中に規制に組み入れられる予定である。予想される新規則に基づく、割引率の上限は2014年12月31日現在で約4.8%となる見込みである。

新規則が公布されるまで、環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣、財務・財政担当大臣、および経済・生産再建・デジタル関連担当大臣は、EDFグループに対し、現行規則に準拠した割引率の適用を2015年3月31日まで延期することを認めた。

従って、2014年12月31日現在で適用された割引率は4.6%であり、当社の通常の方法に基づいて決定されている。

29.1.5.2 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。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在		2013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	16,463	10,105	15,868	9,779
放射性廃棄物長期管理	26,159	7,676	25,578	7,542
核サイクル終了費用	42,622	17,781	41,446	17,321
原子力発電所廃炉引当金	22,608	13,866	22,448	13,024
炉心核燃料引当金	4,050	2,413	3,979	2,313
廃炉および炉心核燃料費用	26,658	16,279	26,427	15,337

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。

2007年2月23日付政令第11条を適用して、以下の表は、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。

2014年年度：

(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					
		貸借対照表上の引当金			税引前純利益		
		+0.20%	-0.20%	-0.30%	+0.20%	-0.20%	-0.30%
核サイクル終了費用：							
-使用済燃料管理	10,105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
-放射性廃棄物長期管理	7,676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
廃炉および炉心核燃料：							
-原子力発電所の廃炉	13,866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
-炉心核燃料	2,413	(64)	68	103	-	-	-
合計	34,060	(1,047)	1,122	1,715	520	(571)	(877)

2013年年度：

(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			
		貸借対照表上の引当金		税引前純利益	
		+0.20%	-0.20%	+0.20%	-0.20%
核サイクル終了費用：					
-使用済燃料管理	9,779	(167)	177	139	(147)
-放射性廃棄物長期管理	7,542	(374)	417	320	(359)
廃炉および炉心核燃料：					
-原子力発電所の廃炉	13,024	(456)	476	45	(47)
-炉心核燃料	2,313	(66)	69	-	-
合計	32,658	(1,063)	1,139	504	(553)

29.2 EDF Energyの原子力引当金

EDF Energyに関連する長期原子力債務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2014年12月31日現在10,062百万ユーロの引当金として負債に報告されている。
- ・ EDFは、再編契約に基づく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のための目的であ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36.3を参照）に2014年12月31日現在8,617百万ユーロ（2013年12月31日現在7,958百万ユーロ）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)	2013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	2014年 12月31日現在
使用済核燃料管理引当金	2,175	41	(349)	110	147	1	2,125
放射性廃棄物長期管理引当金	1,049	4	-	50	75	-	1,178
核サイクル終了引当金	3,224	45	(349)	160	222	1	3,303
原子力発電所廃炉引当金	4,882	-	(22)	226	350	-	5,436
炉心核燃料引当金	1,185	-	-	66	85	(13)	1,323
廃炉および炉心核燃料引当金	6,067	-	(22)	292	435	(13)	6,759
原子力発電関連引当金	9,291	45	(371)	452	657	(12)	10,062

29.2.1 規制および契約の枠組み

EDFグループによるBritish Energy取得の後にNuclear Liabilities Fund (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る。当該契約は、British Energyの財務状況の安定化を目的とし、2005年から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。British Energy Generation Limitedは、2011年7月1日に、EDF Energy Nuclear Generation Limited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以下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。
- ・ 国務大臣は以下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からの使用済燃料の管理に係る負債を含む。）。
- ・ EDF Energyは、一定の除外もしくは不適格負債（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の主要メンバー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ている。

- ・ 「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。2014年12月31日現在、対応する引当金は168百万ユーロである。
- ・ 「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ており、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トン当たり150,000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（注記1.3.17.1を参照）。

EDF Energyは、原子力負債の見積りの更新作業を2013年度に完了した。この結論により、従来負債に計上されていた引当金が1,173百万ユーロ修正され、NLF（またはNLFが債務を履行できない場合には英国政府）からの債権の金額も、同額修正された。従って、当グループの損益計算書には影響がなかった。

29.2.2 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。その他の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)	2014年12月31日現在		2013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	3,192	2,125	3,228	2,175
放射性廃棄物長期管理	7,741	1,178	7,132	1,049
核サイクル終了費用	10,933	3,303	10,360	3,224

29.2.3 廃炉引当金

原子力発電所廃炉引当金は経営者の最善の見積りによっている。これ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。現在の費用は2012年度に作成され2013年度に承認されたベースライン廃炉計画に基づくもので、発電所は廃炉され、その土地は最終的に再利用されると仮定されている。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在		2013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	16,088	5,268	14,823	4,712

上記の表は、NLFに対する廃炉抛出の未払額（2014年12月31日現在168百万ユーロ、注記29.2.1を参照）の現在価値を除いた、廃炉債務に関係している。

29.2.4 原子力発電関連引当金の割引

割引率は、利用可能な最も長期の英国国債のサンプルに関する平均データを用いて、最も長期のAからAAの格付けを付与された英国社債のスプレッドを加えて算定されている。割引率の決定に用いられる黙示的なインフレ率は、調整後の小売価格（英国RPU指数）の長期予測に基づいている。

2014年12月31日現在でEDF Energyは、英国の原子力負債に対し3.0%の実質割引率を適用した。この割引率は2013年12月31日以降変更されていない。

注記30. 非原子力施設廃止引当金

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	その他企業	合計
2014年12月31日現在 非原子力施設廃止引当金	589	88	521	136	1,334

2013年12月31日現在
非原子力施設廃止引当金

572	66	489	106	1,233

非原子力施設廃止引当金は主に化石燃料発電所および水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。

2014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請負業者の見積りおよび新しい発電資産の稼働を反映している。

注記31. 従業員給付引当金

31.1 EDFグループ

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
従業員給付引当金－流動部分	1,058	950
従業員給付引当金－非流動部分	23,060	18,381
従業員給付引当金	24,118	19,331

31.1.1 引当金の変動の内訳

(単位：百万ユーロ)

	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2013年12月31日現在残高	34,190	(14,859)	19,331
2014年度純費用	2,233	(594)	1,639
数理計算上の損益	7,088	(2,477)	4,611
雇用主による拠出	-	(667)	(667)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(1,525)	585	(940)
換算調整	504	(482)	22
連結範囲の変更	125	-	125
その他の変動	(3)	-	(3)
2014年12月31日現在残高	42,616	(18,498)	24,118

31.1.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(792)	(948)
過去勤務費用	75	477
数理計算上の損益－長期給付	(243)	(112)
営業費用として計上された純費用	(960)	(583)
利息費用（割引の影響）	(1,273)	(1,243)
制度資産の運用収益	594	560
金融損益に含まれた純利息費用	(679)	(683)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,639)	(1,266)
数理計算上の損益－雇用後給付	(7,088)	(2)
制度資産に係る数理計算上の損益	2,477	78
数理計算上の損益	(4,611)	76
換算調整	(22)	11
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(4,633)	87

2013年度の過去勤務費用には、フランスの年金改革のプラスの影響による472百万ユーロの利益が含まれている（注記4.6を参照）。

31.1.3 事業セグメントごとの従業員給付引当金

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他国外	その他事業	合計
2013年12月31日現在債務	27,069	6,703	52	163	203	34,190
2014年度純費用	1,678	549	5	(22)	23	2,233
数理計算上の損益	6,304	716	3	13	52	7,088
従業員による拠出	-	4	-	-	-	4
給付支払額	(1,259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1,525)
換算調整	-	504	-	-	-	504
連結範囲の変更	-	-	-	-	125	125
その他の変動	-	-	(4)	(1)	2	(3)
2014年12月31日現在債務	33,792	8,253	53	130	388	42,616
制度資産の公正価値	(10,421)	(7,990)	-	(56)	(31)	(18,498)
2014年12月31日現在従業員給付引当金	23,371	263	53	74	357	24,118

(単位：百万ユーロ)	フランス	英国	イタリア	その他国外	その他事業	合計
2013年12月31日現在債務	27,069	6,703	52	163	203	34,190
制度資産の公正価値	(8,458)	(6,313)	-	(58)	(30)	(14,859)
2013年12月31日現在従業員給付引当金	18,611	390	52	105	173	19,331

31.2 フランス

「フランス」セグメントはEDFおよびERDFから構成されている。これらの会社のほぼ全員の従業員は、注記1.3.22に記載するように、特別年金制度およびその他のIEG給付を含む、IEG従業員としての地位による恩恵を受けている。

31.2.1 引当金の変動の明細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2013年12月31日現在残高	27,069	(8,458)	18,611
2014年度純費用	1,678	(296)	1,382
数理計算上の損益	6,304	(1,671)	4,633
基金への拠出	-	(352)	(352)
給付支払額	(1,259)	356	(903)
2014年12月31日現在残高	33,792	(10,421)	23,371

31.2.2 雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(546)	(732)
過去勤務費用	55	472
数理計算上の損益－長期給付	(244)	(105)
営業費用として計上された純費用	(735)	(365)
利息費用（割引の影響）	(943)	(959)
制度資産の運用収益	296	295
金融損益に含まれた純利息費用	(647)	(664)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(1,382)	(1,029)
数理計算上の損益－雇用後給付	(6,304)	358
制度資産に係る数理計算上の損益	1,671	(121)
数理計算上の損益	(4,633)	237
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	(4,633)	237

2013年度の過去勤務費用には、フランスの年金改革のプラスの影響による472百万ユーロの利益が含まれている（注記4.6を参照）。

雇用後給付に係る数理計算上の損益の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
実績による調整	244	(401)
人口統計上の仮定の変更	-	(38)
財務上の仮定の変更(1)	(6,792)	692
債務に係る数理計算上の損益	(6,548)	253
うち：		
－雇用後給付に係る数理計算上の損益	(6,304)	358
－長期給付に係る数理計算上の損益	(244)	(105)

(1) 財務上の仮定は主に、割引率、インフレ率および昇給率である。

2014年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は(6,548)百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特に割引率の仮定値の低下および電力またはガスの形態による現物給付の評価に関する仮定の変更）による影響に関連している。

2013年度中に生じた債務に係る数理計算上の損益は253百万ユーロであり、主に財務上の仮定の変更（特にインフレ率および昇給率の仮定値の低下）によるプラスの影響に関連している。

31.2.3 性質別の従業員給付引当金

2014年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2014年12月31日現在の雇用後給付引当金	32,310	(10,421)	21,889
内訳：			
年金	23,504	(9,683)	13,821
現物給付（電力／ガス）	6,752	-	6,752
退職慰労金	916	(724)	192
その他	1,138	(14)	1,124
2014年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,482	-	1,482
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,278	-	1,278
長期勤続報奨	170	-	170
その他	34	-	34
2014年12月31日現在の従業員給付引当金	33,792	(10,421)	23,371

2013年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2013年12月31日現在の雇用後給付引当金	25,756	(8,458)	17,298
内訳：			
年金	19,414	(7,810)	11,604
現物給付（電力／ガス）	4,551	-	4,551
退職慰労金	853	(635)	218
その他	938	(13)	925
2013年12月31日現在のその他の長期従業員給付引当金	1,313	-	1,313
内訳：			
業務上の事故および疾病ならびに傷病による年金	1,125	-	1,125
長期勤続報奨	155	-	155
その他	33	-	33
2013年12月31日現在の従業員給付引当金	27,069	(8,458)	18,611

31.2.4 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現職従業員	20,452	16,530
退職者	13,340	10,539
債務	33,792	27,069

31.2.5 制度資産

2014年12月31日現在のフランスに係るこれらの資産は10,421百万ユーロ（2013年12月31日現在8,458百万ユーロ）であり、退職慰労金(目標カバー率100%)および特別年金制度の特定給付に関係している。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70%。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30%。国際的株式から成る。

この資産の内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
制度資産	10,421	8,458
特別年金給付向け資産	9,683	7,810
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	29%	31%
上場負債商品（債券）	71%	69%
退職慰労金向け資産	724	635
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	31%	32%
上場負債商品（債券）	69%	68%
その他の制度資産	14	13

2014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50%は北米会社の株式
- ・ 合計の約25%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約25%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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

2014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85%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約15%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約80%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。

この配分は2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

31.2.6 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	引当金によりカバーされ ている額（現在価値）
1年未満	1,433	1,419
1－5年	6,130	5,720
5－10年	6,586	5,542
10年超	42,740	21,111
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	56,889	33,792

2014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18.1年であった。

31.2.7 数理計算上の仮定

(%)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
割引率/資産の運用収益率	2.20%	3.50%
インフレ率	1.70%	1.90%
昇給率(1)	1.70%	1.70%

(1)インフレ率を除く。

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。

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、2014年12月31日現在の割引率を2.20%に改定した。

2014年1月1日から、従業員給付引当金の算定に使用されるインフレ率は、内部的に決定された期間毎のインフレ曲線から算出されている。これは、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ており、これによる2014年12月31日現在のインフレ率は、平均1.70%である。

31.2.8 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

(単位：%)	2014年12月31日現在
割引率の25ベシス・ポイント増減の影響	-4.4%/+4.8%
昇給率の25ベシス・ポイント増減の影響	+3.0%/-3.0%
インフレ率の25ベシス・ポイント増減の影響	+4.8%/-4.4%

31.3 英国

「英国」セグメントは主にEDF Energyから構成されており、その主要な従業員給付は注記1.3.22に記載されている。

31.3.1 引当金の変動の明細

(単位：百万ユーロ)	債務	制度資産	貸借対照表上の引当金
2013年12月31日現在残高	6,703	(6,313)	390
2014年度純費用	549	(294)	255
数理計算上の損益	716	(808)	(92)
雇用主による拠出	-	(313)	(313)
従業員による拠出	4	(4)	-
給付支払額	(223)	223	-
換算調整	504	(481)	23
2014年12月31日現在残高	8,253	(7,990)	263

31.3.2 雇用後給付費用および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)

	2014年度	2013年度
当期勤務費用	(227)	(196)
過去勤務費用	(6)	(2)
数理計算上の損益－長期給付	-	-
営業費用として計上された純費用	(233)	(198)
利息費用（割引の影響）	(316)	(269)
制度資産の運用収益	294	261
金融損益に含まれた純利息費用	(22)	(8)
損益計算書に計上された従業員給付費用	(255)	(206)
数理計算上の損益－雇用後給付	(716)	(371)
制度資産に係る数理計算上の損益	808	198
数理計算上の損益	92	(173)
換算調整	(23)	10
自己資本に直入された従業員給付に係る損益	69	(163)

31.3.3 債務の受給者別の内訳

(単位：百万ユーロ)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現職従業員	5,013	3,980
退職者	3,240	2,723
債務	8,253	6,703

31.3.4 制度資産

英国における年金債務は、2014年12月31日現在における現在価値が7,990百万ユーロ（2013年12月31日現在6,313百万ユーロ）である外部基金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)

	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
BEGG年金基金	6,560	5,177
EEGSG年金基金	892	732
EEPS年金基金	538	404
制度資産	7,990	6,313
(%)		
上場資本性金融商品（株式）	35%	36%
上場負債商品（債券）	47%	48%
不動産	6%	7%
現金および現金同等物	1%	2%
その他	11%	7%

2014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30%は北米会社の株式
- ・ 合計の約40%は欧州会社の株式
- ・ 合計の約30%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2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

2014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65%はAAAおよびAA格付の債券
- ・ 合計の約35%はA、BBBおよびその他の格付の債券

債券の約60%はユーロ圏諸国、英国および米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。

この配分は2013年12月31日現在の配分と比べて安定している。

31.3.5 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	引当金によりカバーされ ている額（現在価値）
1年未満	270	270
1－5年	1,356	1,224
5－10年	2,393	1,832
10年超	12,818	4,927
従業員給付に関連したキャッシュ・フロー	16,837	8,253

2015年度の基金拠出額は、約300百万ユーロと見積もられている。

2014年12月31日現在、英国の基金の加重平均期間は19.9年である。

31.3.6 数理計算上の仮定

(単位：％)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
割引率/資産の運用収益率	3.60%	4.50%
インフレ率	3.10%	3.50%
昇給率	3.10%	3.50%

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期間に基づいて、優良非金融会社債の利回りを適用して決定されている。

31.3.7 感応度分析

債務金額に係る感応度分析は以下の通りである。

(単位：％)	2014年12月31日現在
割引率の25ベース・ポイント増減の影響	-4.6%/+4.9%
昇給率の25ベース・ポイント増減の影響	+1.2%/-1.1%
インフレ率の25ベース・ポイント増減の影響	+4.6%/-4.5%

注記32. 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)	2013年 12月31日 現在	増 加	減 少		範囲の 変更	その他の 変動	2014年 12月31日 現在
			使用	戻入			
投資関連リスク引当金	414	117	(172)	-	2	(1)	360
税金負債引当金	506	72	(9)	-	14	1	584
訴訟引当金	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
不利契約引当金	144	9	(49)	-	55	-	159
環境計画関連引当金 ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
その他の引当金	1,146	551	(362)	(65)	125	95	1,490
合計	3,601	1,788	(1,488)	(82)	224	35	4,078

(1) 環境計画関連引当金には温室効果ガス排出権および再生可能エネルギー証書に対する引当金が含まれている（注記49を参照）。

注記33. フランスの公共配電特別委譲負債

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)	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
資産の現物評価額	44,183	43,050
事業者による供与資金の未償却分	(21,599)	(21,013)
既存資産に対する権利—純額	22,584	22,037
委譲者による供与資金の償却	11,586	11,006
更新引当金	10,176	10,411
取替予定資産に対する権利	21,762	21,417
フランスの公共配電特別委譲負債	44,346	43,454

注記34. 営業債務

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
営業債務（EDF Tradingを除く）	11,151	10,331
営業債務（EDF Trading）	3,713	3,826
営業債務	14,864	14,157

注記35. 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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
前受金および未成業務受入金	7,283	6,986
有形固定資産関連負債	3,647	3,234
税金負債	5,910	5,356
社会保障費	3,671	3,345
長期契約に係る繰延収益	3,762	3,751
その他の繰延収益	763	1,016
その他	3,069	2,469
その他の負債	28,105	26,157
非流動部分	4,956	5,001
流動部分	23,149	21,156

35.1 前受金および未成業務受入金

2014年12月31日現在、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6,340百万ユーロを含んでいる（2013年12月31日現在6,129百万ユーロ）。2014年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客数の増加によるものである。

35.2 税金負債

2014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が集金するCSPE収益1,122百万ユーロが含まれている（2013年12月31日現在984百万ユーロ）。

35.3 長期契約に係る繰延収益

2014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1,989百万ユーロ（2013年12月31日現在2,112百万ユーロ）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が含まれている。2014年10月24日に2当事者により署名された契約の条項（注記3.6を参照）では、この前渡金に関し追加の支払または払戻しを規定していない。

[次へ](#)

金融資産および負債

注記36. 流動および非流動金融資産

36.1 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)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	流動	非流動	合計	流動	非流動	合計
損益を経由して公正価値で評価される金融資産	4,194	-	4,194	3,030	-	3,030
売却可能金融資産	13,474	15,953	29,427	13,008	14,926	27,934
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	1,519	3,349	4,868	634	1,045	1,679
貸付金および金融債権	1,565	14,183	15,748	1,175	13,640	14,815
流動および非流動金融資産 ⁽¹⁾	20,752	33,485	54,237	17,847	29,611	47,458

(1) 2014年12月31日現在、(373)百万ユーロの減損を含む（2013年12月31日現在(290)百万ユーロ）。

36.2 金融資産の明細

36.2.1 公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	4,194	3,023
売買目的保有金融資産の公正価値	-	7
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産	4,194	3,030

公正価値で評価され、公正価値の変動が利益に含まれる金融資産は主にEDF Tradingに関係する。

36.2.2 売却可能金融資産

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	株式 ⁽¹⁾	債券	合計	株式 ⁽¹⁾	債券	合計
EDFの専用資産	8,301	7,064	15,365	8,170	5,941	14,111
流動性の高い資産	1,774	11,216	12,990	3,182	9,384	12,566
その他の有価証券	987	85	1,072	1,024	233	1,257
売却可能金融資産	11,062	18,365	29,427	12,376	15,558	27,934

(1) 株式および投資ファンド。

売却可能金融資産の期中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)	2014年度		2013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 ⁽²⁾	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 ⁽²⁾
EDFの専用資産	1,439	976	1,197	579
流動性の高い資産	223	68	30	31
その他の有価証券	(83)	-	(227)	(266)
売却可能金融資産 ⁽³⁾	1,579	1,044	1,000	344

(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。

2014年度および2013年度に自己資本（EDF持分）に含めた公正価値の変動総額は主にEDFに関係している。

2014年度に計上された重要な減損はなかった。

36.2.2.1 専用資産

EDFの専用資産に含まれる分散化された債券投資および株式は「売却可能金融資産」として計上されている。専用資産に関する全体的な管理方針は注記47に記載されている。

36.2.2.2 流動性の高い資産

流動性の高い資産は、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る、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のマネーマーケットファンドは2014年12月31日現在1,595百万ユーロ（2013年12月31日現在2,809百万ユーロ）である。

36.2.2.3 その他の有価証券

2014年12月31日現在のその他の有価証券は、主にEDFのAREVA持分78百万ユーロである。

36.3 貸付金および金融債権

貸付金および金融債権は償却原価で計上されている。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
貸付金および金融債権－NLF向け債権	8,617	7,958
貸付金および金融債権－CSPE	5,144	5,051
貸付金および金融債権－その他	1,987	1,806
貸付金および金融債権	15,748	14,815

貸付金および金融債権には、以下が含まれている。

- ・ 2014年12月31日現在総額8,617百万ユーロ（2013年12月31日現在7,958百万ユーロ）の原子力長期債務の填補のための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）。
- ・ 2013年1月14日付の当局との合意を適用した2012年12月31日現在のCSPE不足額に相当する債権。
- ・ 2014年12月31日現在670百万ユーロのEDFのRTEへの貸付金（2013年12月31日現在からの変動はない）。

36.4 デリバティブを除く金融資産の変動

金融資産の変動は、以下の通りである。

36.4.1 2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2014年 12月31日 現在
売却可能金融資産	27,934	(151)	1,599	-	(1)	(2)	48	29,427
貸付金および金融債権	14,815	(270)	-	384	201	577	41	15,748

36.4.2 2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2012年 12月31日 現在	純増加	公正価値 の変動	割引の 影響	範囲の 変更	換算調整	その他	2013年 12月31日 現在
売却可能金融資産	26,618	190	1,037	-	(4)	(43)	136	27,934
満期保有投資	-	1	-	-	-	-	(1)	-
貸付金および金融債権	13,962	(859)	-	404	316	(134)	1,126	14,815

貸付金および金融債権のその他の変動は、NLFおよび英国政府からの払戻債権に関する2013年度のEDF Energyの業務による原子力負債の見積り改訂の影響を反映した1,173百万ユーロを含む（注記29.2を参照）。

注記37. 現金および現金同等物

現金および現金同等物は、手元現金および銀行預金ならびにマネーマーケット商品への投資から構成される。キャッシュ・フロー計算書上の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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
現金	3,037	2,593
現金同等物 ⁽¹⁾	1,649	2,473
金融当座勘定	15	30
現金および現金同等物	4,701	5,096

(1) 2014年12月31日現在、公正価値で計上されている項目は1,635百万ユーロである（2013年12月31日現在2,458百万ユーロ）。

注記38. 流動および非流動金融負債

38.1 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)	2014年12月31日現在			2013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	46,537	9,115	55,652	40,613	11,024	51,637
売買目的デリバティブの負の公正価値	-	2,855	2,855	-	2,583	2,583
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	737	2,214	2,951	800	1,040	1,840
金融負債	47,274	14,184	61,458	41,413	14,647	56,060

38.2 借入金およびその他の金融負債

38.2.1 借入金およびその他の金融負債の変動

(単位：百万ユーロ)	社債	金融機関からの借入金	その他の金融負債	ファイナンス・リース資産関連債務	未払利息	合計
2013年12月31日現在残高	40,725	3,899	5,339	428	1,246	51,637
増加	4,983	343	1,671	-	68	7,065
減少	(5,720)	(476)	(1,374)	(68)	(41)	(7,679)
換算調整	762	113	108	-	1	984
連結範囲の変更	-	(127)	323	117	(9)	304
公正価値の変動	2,845	-	472	3	-	3,320
その他の変動	(11)	16	22	11	(17)	21
2014年12月31日現在残高	43,584	3,768	6,561	491	1,248	55,652

当グループの主な企業の借入金およびその他の金融負債は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDFおよびその他の関連子会社(1)	43,358	37,732
EDF Energy(2)	4,898	6,665
EDF Énergies Nouvelles	4,060	3,311
Edison(3)	2,349	2,833
その他	987	1,096
借入金およびその他の金融負債	55,652	51,637

(1) ERDF、PEI、EDF International、C3およびEDF Investissements Groupe。

(2) 持株会社を含む。

(3) EdisonからはTdEが除かれている。

2014年12月31日現在、これらの企業に債務不履行はなかった。

2014年12月31日現在における当グループの主要な借入は、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(1)	満期 月/年	発行金額	通貨	利率
ユーロMTN	EDF	01/2009	01/2015	2,000	ユーロ	5.13%
ユーロMTN	EDF	10/2001	10/2016	1,100	ユーロ	5.50%
ユーロMTN	EDF	02/2008	02/2018	1,500	ユーロ	5.00%
社債	EDF	01/2009	01/2019	2,000	米ドル	6.50%
社債	EDF	01/2010	01/2020	1,400	米ドル	4.60%
ユーロMTN	EDF	05/2008	05/2020	1,200	ユーロ	5.38%
ユーロMTN	EDF	01/2009	01/2021	2,000	ユーロ	6.25%
ユーロMTN(グリーンボンド)	EDF	11/2013	04/2021	1,400	ユーロ	2.25%
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%
ユーロMTN	EDF	03/2012	03/2027	1,000	ユーロ	4.13%
ユーロMTN	EDF	04/2010	04/2030	1,500	ユーロ	4.63%
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%
社債	EDF	01/2009	01/2039	1,750	米ドル	6.95%
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%
ユーロMTN	EDF	09/2010	09/2050	1,000	英ポンド	5.13%
社債	EDF	01/2014	01/2017	1,000	米ドル	1.15%
社債	EDF	01/2014	01/2019	1,250	米ドル	2.15%
社債	EDF	01/2014	01/2044	1,000	米ドル	4.88%
社債	EDF	01/2014	01/2114	1,350	英ポンド	6.00%

(1) 資金受領日。

2014年1月13日に、EDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した。

- ・ 変動金利、期間3年、750百万米ドル
- ・ 表面年利率1.15%、期間3年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率2.15%、期間5年、1,250百万米ドル
- ・ 表面年利率4.875%、期間30年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率6%、期間100年、700百万米ドル

2014年1月17日に、EDFはまた、表面年利率6%、期間100年、1,350百万ポンドの社債を発行した。

これらの発行によって、当グループは、2014年度中の社債の償還に備え、債務の平均的な期間を延長するという資金調達方針の目標を達成するために良好な市場環境を利用し、長期の工業用資産の耐用年数に近づけることが可能になる。

38.2.2 借入金およびその他の金融負債の満期

・ 2014年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	社債	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	ファイナンス・リース 資産関連 債務	未払利息	合計
1年未満	2,006	1,095	4,862	46	1,106	9,115
1年から5年	8,624	1,345	1,295	185	25	11,474
5年超	32,954	1,328	404	260	117	35,063
2014年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	43,584	3,768	6,561	491	1,248	55,652

・ 2013年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	社債	金融機関 からの 借入金	その他の 金融負債	ファイナンス・リース 資産関連 債務	未払利息	合計
1年未満	5,732	1,231	2,878	39	1,144	11,024
1年から5年	6,024	1,251	1,910	137	13	9,335
5年超	28,969	1,417	551	252	89	31,278
2013年12月31日現在借入金 およびその他の金融負債	40,725	3,899	5,339	428	1,246	51,637

38.2.3 借入金およびその他の金融負債の通貨別内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造	当初の 負債構造	ヘッジ手段 の影響 ⁽¹⁾	ヘッジ後の 負債構造
ユーロ	30,110	7,647	37,757	31,629	(472)	31,157
米ドル	12,948	(10,073)	2,875	10,192	(4,786)	5,406
英ポンド	11,095	1,939	13,034	7,945	5,116	13,061
その他	1,499	487	1,986	1,871	142	2,013
借入金およびその他の 金融負債	55,652	-	55,652	51,637	-	51,637

(1) 負債および在外子会社の純資産のヘッジ。

38.2.4 借入金およびその他の金融負債の金利種類別内訳

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造	当初の 負債構造	デリバティブ の影響	最終的な 負債構造
固定金利	48,795	(15,377)	33,418	46,966	(7,549)	39,417
変動金利	6,857	15,377	22,234	4,671	7,549	12,220
借入金およびその他の 金融負債	55,652	-	55,652	51,637	-	51,637

借入金およびその他の金融負債の金利別の内訳には、IAS第39号に準拠してヘッジとして分類されたすべてのデリバティブの影響額が含まれている。

38.2.5 与信枠

2014年12月31日現在、当グループは、多様な銀行との間に総額10,756百万ユーロ（2013年12月31日現在10,353百万ユーロ）の未使用の与信枠がある。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013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	10,756	498	10,258	-	10,353

38.2.6 早期償還条項

グループ外からのEDF Énergies Nouvelles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、主に借手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。

2014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。

38.3 純負債額

純負債額は会計基準に定義されておらず、連結貸借対照表上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、満期に関係なく容易に換金でき、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、2010年12月31日から持分法によって会計処理されているRTEへの当グループによる貸付金を含んでいる。

(単位：百万ユーロ)	注記	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
借入金およびその他の金融負債	38.2.1	55,652	51,637
負債のヘッジに使用されたデリバティブ		(3,083)	128
現金および現金同等物	37	(4,701)	(5,096)
売却可能金融資産－流動性の高い資産	36.2.2	(12,990)	(12,566)
RTEへの貸付金	36.3	(670)	(670)
純負債額		34,208	33,433

注記39. 金融資産および負債に関するその他の情報

39.1 金融商品の公正価値

以下の表は、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内訳である。

39.1.1 2014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
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益 に含まれる金融資産 ⁽¹⁾	4,194	4,194	352	3,754	88
売却可能金融資産	29,427	29,427	1,147	27,265	1,015
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	4,868	4,868	21	4,847	-
公正価値で計上される現金同等物	1,635	1,635	105	1,530	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	40,124	40,124	1,625	37,396	1,103
貸付金および金融債権－NLF向け債権	8,617	8,617	-	8,617	-
貸付金および金融債権－CSPE	5,144	5,144	-	5,144	-
その他の貸付金および金融債権	1,987	2,071	-	2,071	-
償却原価で計上されている金融資産	15,748	15,832	-	15,832	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	2,951	2,951	20	2,929	2
売買目的デリバティブの負の公正価値	2,855	2,855	272	2,518	65
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	5,806	5,806	292	5,447	67
借入金およびその他の金融負債	55,652	63,460	-	63,460	-
償却原価で計上されている金融負債	55,652	63,460	-	63,460	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値4,194百万ユーロを含む。

レベル3の売却可能金融資産は、主に取得原価で計上される非連結投資である。

現金同等物は、主に譲渡性負債商品および短期投資の形態のものであり、通常、金利カーブ（そのため観察可能なデータとなる）を使用して評価されている。

39.1.2 2013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
公正価値で評価され、公正価値の変動が利益 に含まれる金融資産 ⁽¹⁾	3,030	3,030	26	2,832	172
売却可能金融資産	27,934	27,934	1,680	25,289	965
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	1,679	1,679	-	1,679	-
公正価値で計上される現金同等物	2,458	2,458	-	2,458	-
貸借対照表上、公正価値で評価される金融資産	35,101	35,101	1,706	32,258	1,137
貸付金および金融債権－NLF向け債権	7,958	7,958	-	7,958	-
貸付金および金融債権－CSPE	5,051	5,051	-	5,051	-
その他の貸付金および金融債権	1,806	1,918	-	1,918	-
償却原価で計上されている金融資産	14,815	14,927	-	14,927	-
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	1,840	1,840	6	1,834	-
売買目的デリバティブの負の公正価値	2,583	2,583	21	2,402	160
貸借対照表上、公正価値で評価される金融負債	4,423	4,423	27	4,236	160
借入金およびその他の金融負債	51,637	56,469	-	56,469	-
償却原価で計上されている金融負債	51,637	56,469	-	56,469	-

(1) 売買目的デリバティブの正の公正価値3,023百万ユーロを含む。

39.2 金融資産および負債の相殺

39.2.1 2014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	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)		
			認識総額 (相殺前)	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	金融商品	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	9,062	594	12,764	(4,296)	8,468	(1,522)	(1,307)	5,639
デリバティブの公正価値 －負債	(5,806)	(721)	(9,381)	4,296	(5,085)	1,522	238	(3,325)

39.2.2 2013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	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)		
			認識総額 (相殺前)	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	金融商品	金融担保の 公正 価値	純額
デリバティブの公正価値 －資産	4,702	1,121	6,468	(2,887)	3,581	(998)	(332)	2,251
デリバティブの公正価値 －負債	(4,423)	(1,213)	(6,097)	2,887	(3,210)	998	36	(2,176)

注記40. 市場リスクおよび相手先リスクの管理

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。

・ 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。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション9.5「営業および財務概況－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。以下同じ。）を参照。

・ エネルギー市場リスク

最終顧客市場の開設、卸売市場の発展および国外事業の拡大に伴い、EDF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市場に係る価格変動にさらされている。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション9.5.2「営業および財務概況－エネルギー市場リスクの管理とコントロール」を参照。

- ・ 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。

これらのリスクに関するより詳細な説明については、届出書類のセクション9.5.1.7「営業および財務概況－契約相手方/信用リスクの管理」を参照。

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25に示されている。

IFRS第7号が要求する感応度分析は届出書類のセクション9.5.1「営業および財務概況－金融リスクの管理とコントロール」を参照。

- ・ 外国為替リスク：セクション9.5.1.3。
- ・ 調達資金および金融資産に係る金利リスク：セクション9.5.1.4。
- ・ 金融資産に係る株式リスク：セクション9.5.1.5および9.5.1.6。

金融資産および金融負債に関する主要な情報は以下の注記およびセクションにおいてテーマ毎に記載されている。

- ・ 流動性リスク

- － 借入金およびその他の金融負債の満期：連結財務諸表に対する注記38.2.2。
- － 与信枠：連結財務諸表に対する注記38.2.5。
- － 借入金の早期償還条項：連結財務諸表に対する注記38.2.6。
- － オフバランスシート・コミットメント：連結財務諸表に対する注記44。

- ・ 外国為替リスク

- － 借入金の通貨および金利種類別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。

- ・ 株式リスク（届出書類のセクション9.5.1.5および9.5.1.6「営業および財務概況－株式リスクの管理/EDFの専用資産ポートフォリオの金融リスクの管理」）

- － 原子力債務のカバレッジ：連結財務諸表に対する注記47および29.1.5。
- － 従業員給付債務：連結財務諸表に対する注記31.2.5および31.3.4。
- － 長期現金管理。
- － 直接投資。

- ・ 金利リスク

- － 原子力引当金の割引率：計算方法および感応度：連結財務諸表に対する注記29.1.5.1。
- － 従業員給付に使用される割引率：連結財務諸表に対する注記31.2.7および31.3.6。
- － 借入金の通貨および金利別内訳：連結財務諸表に対する注記38.2.3および38.2.4。

- ・ 金融リスクおよび市場リスクの貸借対照表上の取り扱い

- － デリバティブおよびヘッジ会計：連結財務諸表に対する注記41および自己資本変動計算書。
- － ヘッジとして分類されていないデリバティブ：連結財務諸表に対する注記42。

注記41. デリバティブおよびヘッジ会計

ヘッジ会計はIAS第39号に準拠して適用されている。これに関係するのは、長期負債をヘッジするために使用される金利デリバティブ、海外純投資および外貨建債務をヘッジするために使用される通貨デリバティブ、ならびに、将来キャッシュ・フローをヘッジするために使用される通貨およびコモディティ・デリバティブである。

貸借対照表で報告されているヘッジ・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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
ヘッジ・デリバティブの正の公正価値	36.1	4,868	1,679
ヘッジ・デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,951)	(1,840)
ヘッジ・デリバティブの公正価値		1,917	(161)
金利ヘッジ・デリバティブ	41.4.1	2,339	395
為替ヘッジ・デリバティブ	41.4.2	959	(472)
コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ	41.4.3	(1,374)	(124)
コモディティ関連公正価値ヘッジ	41.5	(7)	40

41.1 公正価値ヘッジ

EDFグループは、固定金利債務の公正価値変動のエクスポージャーをヘッジしている。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、公正価値の変動は損益計算書に計上されている。また、公正価値ヘッジは一定の確定購入契約に関する為替ヘッジ商品を含んでいる。

2014年度において、公正価値ヘッジの非有効部分は、(8)百万ユーロの損失（2013年度(3)百万ユーロの損失）であり、金融損益に計上された。

41.2 キャッシュ・フロー・ヘッジ

EDFグループは、主に以下を目的として、キャッシュ・フロー・ヘッジを使用している。

- ・ 金利スワップ（変動／固定金利）を使った変動金利債務のヘッジ。
- ・ クロス・カレンシー・スワップを使った外貨建債務に関連する為替リスクのヘッジ。
- ・ 先物、先渡およびスワップを使った電力、ガスおよび石炭の予定売買に関連する将来キャッシュ・フローのヘッジ。

EDFグループはまた、燃料およびコモディティ購入に関連する為替リスクをヘッジしている。

2014年度において、キャッシュ・フロー・ヘッジの非有効部分は、(2)百万ユーロの損失（2013年度1百万ユーロの利益）である。

41.3 在外事業体に対する純投資のヘッジ

在外純投資のヘッジは、当グループの在外事業体への純投資に関わる為替リスクのエクスポージャーをヘッジするために使用されている。

このリスクは、投資と債務を同じ通貨建にするか、市場を通じるかのいずれかにより、グループ・レベルでヘッジされている。後者の場合には、当グループは、通貨スワップおよび為替予約を使用する。

41.4 ヘッジ・デリバティブが自己資本に与える影響

自己資本（EDF持分）に計上されたヘッジ手段の期中の公正価値の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年度			2013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	(36)	-	(2)	84	-	-
為替レート・ヘッジ	1,004	628	40	(514)	(460)	1
在外純投資ヘッジ	(1,076)	-	-	551	(5)	5
コモディティ・ヘッジ	(1,946)	(698)	(29)	(468)	(692)	-
ヘッジ・デリバティブ(3)	(2,054)	(70)	9	(347)	(1,157)	6

(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。

41.4.1 金利ヘッジ・デリバティブ

金利ヘッジ・デリバティブの内訳は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在想定元本				2013年12月31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	合計	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
キャップ契約の購入	-	-	-	-	20	-	-
オプションの購入	-	-	-	-	25	-	-
金利取引	-	-	-	-	45	-	-
固定金利支払／変動金利受取	158	1,166	486	1,810	2,545	(172)	(162)
変動金利支払／固定金利受取	225	696	15,787	16,708	9,727	2,609	565
変動金利/変動金利	657	1,267	837	2,761	2,222	7	(2)
固定金利/固定金利	54	6,146	2,143	8,343	7,914	(105)	(6)
金利スワップ	1,094	9,275	19,253	29,622	22,408	2,339	395
金利ヘッジ・デリバティブ	1,094	9,275	19,253	29,622	22,453	2,339	395

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、本注記および為替ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.2）の両方に含まれている。

41.4.2 為替ヘッジ・デリバティブ

為替ヘッジ・デリバティブの内訳は、以下の通りである。

2014年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在受取想定元本				2014年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2014年 12月31日現在
為替予約取引	2,289	340	-	2,629	2,252	333	-	2,585	48
スワップ	9,600	9,597	7,824	27,021	9,160	9,380	7,539	26,079	911
為替ヘッジ・デリバティブ	11,889	9,937	7,824	29,650	11,412	9,713	7,539	28,664	959

2013年12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在受取想定元本				2013年12月31日現在付与想定元本				公正価値
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2013年 12月31日現在
為替予約取引	2,966	769	-	3,735	2,993	784	-	3,777	(45)
スワップ	13,687	5,441	5,604	24,732	13,961	5,352	5,884	25,197	(427)
為替ヘッジ・デリバティブ	16,653	6,210	5,604	28,467	16,954	6,136	5,884	28,974	(472)

本注記中のクロス・カレンシー・スワップの想定元本は、金利ヘッジ・デリバティブの注記（注記41.4.1）にも含まれている。

41.4.3 コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジ

コモディティに関連する公正価値の変動は、主に以下に起因する。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
電力ヘッジ契約	42	(178)
ガス・ヘッジ契約	(290)	(27)
石炭ヘッジ契約	(462)	(395)
石油製品ヘッジ契約	(1,243)	93
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	7	39
税引前公正価値変動額	(1,946)	(468)

期中に終了したコモディティ・ヘッジに関連して利益に振り替られた金額の主な内訳項目は以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
電力ヘッジ契約	(274)	(177)
ガス・ヘッジ契約	42	(79)
石炭ヘッジ契約	(423)	(420)
石油製品ヘッジ契約	33	24
二酸化炭素排出権ヘッジ契約	(76)	(40)
税引前公正価値変動額	(698)	(692)

コモディティ関連キャッシュ・フロー・ヘッジの詳細は、以下の通りである。

(単位： 百万ユーロ)	測定単位	2014年12月31日現在				2013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年－5年	5年超	合計	合計	
先渡／先物		(1)	(18)	-	(19)	193	(16)
電力	TWh	(1)	(18)	-	(19)	193	(16)
スワップ		(271)	(30)	-	(301)	42	6
先渡／先物		1,299	1,082	-	2,381	(402)	4
ガス	百万サーム	1,028	1,052	-	2,080	(360)	10
スワップ		33,514	15,637	-	49,151	(1,153)	123
石油製品	千バレル	33,514	15,637	-	49,151	(1,153)	123
スワップ		5	1	-	6	(104)	(179)
石炭	百万トン	5	1	-	6	(104)	(179)
スワップ		21,219	4,782	-	26,001	40	-
先渡／先物		3,628	3,974	-	7,602	10	(62)
二酸化炭素	千トン	24,847	8,756	-	33,603	50	(62)
コモディティ関連 キャッシュ・ フロー・ヘッジ						(1,374)	(124)

41.5 コモディティ関連公正価値ヘッジ

コモディティ関連公正価値ヘッジの詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	測定単位	2014年12月31日現在		2013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
石炭および運賃	百万トン	27	(7)	(42)	40
コモディティ関連公正価値ヘッジ			(7)		40

注記42. ヘッジ以外のデリバティブ

貸借対照表に報告されている売買目的デリバティブの公正価値の詳細は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	注記	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
売買目的デリバティブの正の公正価値	36.2.1	4,194	3,023
売買目的デリバティブの負の公正価値	38.1	(2,855)	(2,583)
売買目的デリバティブの公正価値		1,339	440
売買目的金利デリバティブ	42.1	(42)	(46)
売買目的通貨デリバティブ	42.2	(12)	18
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ	42.3	1,393	468

42.1 売買目的金利デリバティブ

売買目的金利デリバティブの内訳は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在想定元本				2013年12月31日現在 想定元本	公正価値	
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	合計	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在
オプション購入	-	-	515	515	-	21	-
金利取引	-	-	515	515	-	21	-
固定金利支払／変動金利受取	10,185	980	515	11,680	3,478	(145)	(160)
変動金利支払／固定金利受取	4,800	828	241	5,869	1,555	84	126
変動金利／変動金利	225	-	-	225	725	(2)	(12)
金利スワップ	15,210	1,808	756	17,774	5,758	(63)	(46)
売買目的金利デリバティブ	15,210	1,808	1,271	18,289	5,758	(42)	(46)

42.2 売買目的通貨デリバティブ

売買目的通貨デリバティブの内訳は、以下の通りである。

－2014年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在受取想定元本				2014年12月31日現在付与想定元本				公正価値合計
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2014年 12月31日現在
先渡取引	1,050	318	19	1,387	1,048	320	22	1,390	22
スワップ	9,845	320	-	10,165	9,868	323	-	10,191	(34)
売買目的通貨デリバティブ	10,895	638	19	11,552	10,916	643	22	11,581	(12)

－2013年12月31日現在：

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在受取想定元本				2013年12月31日現在付与想定元本				公正価値合計
	1年未満	1年－5年	5年超	合計	1年未満	1年－5年	5年超	合計	2013年 12月31日現在
先渡取引	2,243	308	22	2,573	2,264	312	25	2,601	(25)
スワップ	7,956	184	-	8,140	7,913	186	-	8,099	43
売買目的通貨デリバティブ	10,199	492	22	10,713	10,177	498	25	10,700	18

42.3 非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ

ヘッジとして分類されないコモディティ・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	2014年12月31日現在		2013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
スワップ		(26)	(29)	(95)	430
オプション		93	11	91	(24)
先渡／先物		(65)	173	10	332
電力	TWh	2	155	6	738
スワップ		2,722	248	2,156	(90)
オプション		6,359	17	22,204	47
先渡／先物		(2,051)	487	(1,033)	(527)
ガス	百万サーム	7,030	752	23,327	(570)
スワップ		260	(79)	2,927	11
オプション		1,039	67	218	1
先渡／先物		10,879	16	(258)	-
石油製品	千バレル	12,178	4	2,887	12
スワップ		(15)	394	(27)	113
オプション		(21)	(1)	-	-
先渡／先物		87	(41)	101	(8)
運賃		(27)	108	42	87
石炭および運賃	百万トン	24	460	116	192
スワップ		(156)	11	(156)	23
オプション		-	-	168	-
先渡／先物		10,663	(4)	(9,288)	69
二酸化炭素	千トン	10,507	7	(9,276)	92
先渡／先物			11		-
その他のコモディティ			11		-
組込コモディティ・デリバティブ			4		4
非ヘッジ・コモディティ・デリバティブ			1,393		468

これらは主にEDF Tradingのポートフォリオに含まれる契約を含む。

キャッシュ・フローその他の情報

注記43. キャッシュ・フロー

43.1 運転資本の変動

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
棚卸資産の変動	(111)	(678)
CSPE債権の変動	(699)	(360)
営業債権の変動	(504)	(559)
営業債務の変動	147	366
その他の債権および債務の変動（CSPEを除く）	126	(480)
運転資本の変動	(1,041)	(1,711)

43.2 無形および有形資産への投資

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
無形資産の取得	(1,006)	(946)
有形資産の取得	(13,067)	(12,659)
固定資産未払金の変動	352	563
無形および有形資産への投資	(13,721)	(13,042)

注記44. オフバランスシート・コミットメント

本注記は、2014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。

44.1 コミットメント（付与）

以下の表は2014年12月31日現在で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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
業務コミットメント（付与）	44.1.1	40,933	40,136
投資コミットメント（付与）	44.1.2	14,437	14,471
資金供与コミットメント（付与）	44.1.3	5,425	5,596
コミットメント（付与）合計		60,795	60,203

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。

44.1.1 業務コミットメント（付与）

2014年12月31日現在で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）	2014年12月31日現在	2013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(1)	29,147	28,978
業務契約履行コミットメント（付与）	8,207	7,482
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	3,579	3,676
業務コミットメント（付与）合計	40,933	40,136

(1) ガス購入および関連サービスを除く。

44.1.1.1 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。

2014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、以下のよう到来する。

（単位：百万ユーロ）	2014年12月31日現在					2013年12月31日現在
	合計	期限				合計
		1年未満	1年－5年	5年－10年	10年超	
電力購入および関連サービス(1)	8,672	1,920	3,090	1,374	2,288	8,963
その他エネルギーおよびコモディティ購入(2)	1,362	679	513	170	-	1,188
核燃料購入	19,113	1,937	7,558	5,870	3,748	18,827
燃料およびエネルギー購入コミットメント	29,147	4,536	11,161	7,414	6,036	28,978

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在697百万ユーロ（2013年12月31日現在723百万ユーロ）を含む。

(2) ガス購入および関連サービスを除く（注記44.1.1.1.4を参照）。

変動は、主にEDFに関係しており、核燃料購入コミットメントの増加に起因しているが、電力購入契約の減少により一部相殺されている。

44.1.1.1.1 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EDF、ERDFおよびEDF Energyに関係している。EDFについては、大部分が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(IES)向けである。

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、発電会社の要請求により、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2014年度の合計は35TWh（2013年度は34TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2013年度は7TWh）、風力発電に係るもの16TWh（2013年度は15TWh）、太陽光発電に係るもの6TWh（2013年度は4TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2013年度は3TWh）が含まれている。

44.1.1.1.2 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、主として化石燃料発電所を運営するための石炭および石油ならびに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。

44.1.1.1.3 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。

44.1.1.1.4 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。2014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)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
Edison	191	11	53	127	202
EDF	58	2	5	51	57

Edisonは、ロシア、リビア、アルジェリアおよびカタールからの年間総供給量144億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。これらの契約には、実際に引渡を受けるか否かにかかわらず、買い手に每期最低量のガスに対する支払義務を負わせる「テイク・オア・ペイ」条項が含まれている。2014年12月31日現在、同日現在で引き出されていないガス量の価額に相当し、引渡が翌期に繰り延べられるテイク・オア・ペイ条項に基づくEdisonのオフバランスシート・コミットメントは116百万ユーロであった。

Edisonが7.3%の持分を持ち、2009年10月に操業を開始したガス液化企業であるTerminale GNL Adriaticoとの間の契約では、Edisonはまた、每期約100百万ユーロの割増価格で、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。

ガス購入コミットメントはまた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。EDFとGazpromは2013年にガス供給契約の必須条件を定める契約を締結した。

ガス購入コミットメントは、供給元コストのほぼすべての変動額を顧客に転嫁できる「パススルー」条項を含む電力販売契約によって一般にカバーされるコミットメントを通じて、子会社によっても付与されている。

44.1.1.2 業務契約履行コミットメント（付与）

2014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)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
業務保証（付与）	3,751	1,808	511	1,432	3,122
業務購入コミットメント(1)	4,294	2,428	1,543	323	4,210
その他の業務コミットメント	162	72	43	47	150
業務契約履行コミットメント(付与)(2)	8,207	4,308	2,097	1,802	7,482

(1) 燃料およびエネルギーは除外されている。

(2) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在128百万ユーロ（2013年12月31日現在172百万ユーロ）を含む。

44.1.1.2.1 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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	1,382	871
Eison	1,179	1,290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
その他の企業	834	410
合計	3,751	3,122

44.1.1.2.2 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）	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	2,418	2,539
EDF Energy	738	668
ERDF	527	414
その他の企業	611	589
合計	4,294	4,210

44.1.1.3 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント

2014年12月31日現在、賃借人としてのオペレーティング・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）	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント	3,579	610	1,570	1,399	3,676

当グループは、賃借人として、主に事業の過程で使用される建物、器具および車両ならびにトレーディング業務のための海上貨物運送契約につき、解約不能なオペレーティング・リース契約を締結している。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ている。オペレーティング・リースは、主にEDF、EDF Énergies Nouvelles、ERDFおよびEDF Tradingに関連している。

44.1.2 投資コミットメント（付与）

2014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。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－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	13,628	6,419	6,700	509	13,269
金融資産購入関連コミットメント	248	144	76	28	1,004
投資に関連するその他のコミットメント	561	95	466	-	198
投資コミットメント（付与）合計 ⁽¹⁾	14,437	6,658	7,242	537	14,471

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在317百万ユーロ（2013年12月31日現在4百万ユーロ）を含む。

44.1.2.1 有形および無形固定資産購入関連コミットメント

2014年12月31日現在の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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
EDF	9,391	8,856
EDF Énergies Nouvelles	1,506	1,361
ERDF	1,163	1,129
EDF Energy	642	454
PEI ⁽¹⁾	78	400
Dunkerque LNG ⁽²⁾	261	352
その他の企業	587	717
合計	13,628	13,269

(1) これらのコミットメントは主に化石燃料火力発電所建設に関係している。

(2) これらのコミットメントは主にダンケルク・メタンガス・ターミナル建設に関係している。

有形および無形固定資産購入関連のEDFのコミットメント水準の増加の大半は原子力発電所の「最後の手段」であるディーゼルエンジン発電機供給契約の締結によるものである。

EDF Énergies Nouvellesにおける増加は、基本的に、特に米国でのタービンの発注に関係している。

44.1.2.2 金融資産購入関連コミットメント

2014年12月31日現在、当グループには重要な金融資産購入関連コミットメントはない。

2014年12月29日におけるSouth Streamへの投資のGazpromへの売却後、2013年12月31日現在で存在していたEDF Internationalのプロジェクト会社への資本拠出または株主前渡金支払コミットメントは失効した。

評価できない主な株式購入コミットメントはEDF Luminusに関係している。

2010年4月16日付の株主契約ではEDF Luminusの少数株主が保有する株式についての流動性コミットメントを定めている。これによって、一定の条件を満たし、かつ、EDFの請求による場合、IPOによってこの株式を処分するか、変動要素から構成される価格で当グループがこの株式を購入することが可能となった。契約は、この流動性コミットメントは2つの流動性供与枠（ひとつは2015年、もうひとつは2018年）に適用可能であると定めている。これによって、少数株主は、契約が定める手続きおよびスケジュールに従い、2014年に、この流動性条項履行のための準備段階を開始した。現在のところ、少数株主は、2015年度第1四半期に、IPOによる株式売却の申し込みを通知することができる。この通知を行わない場合も、少数株主には2018年のふたつめの流動性供与枠を有している。

これらの特性から、2014年12月31日現在、このコミットメントを評価することは可能でない。

EDF Investissements Groupeへの投資については、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、EDF Investissements Groupe(EIG)に対する両社の投資に関する契約を、2014年2月12日に改訂した。

これによりC3は、NBIが保有するEIG持分を固定価格で売却する旨の片務的な約定を有し、これは2021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、これは一定の条件下で2019年2月から2020年5月まで行使可能である。

その特徴から、IAS第39号に準拠して、NBIのプット・オプションおよびC3の売却に関する片務的な約定はデリバティブとして扱われ、その正味価値が、売買目的デリバティブの正または負の公正価値に含まれている。2014年12月31日現在、これらの売買目的デリバティブの公正価値は重要ではなかった。

44.1.2.3 投資に関係するその他のコミットメント

2014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の建設と運営（シノップ・プロジェクト）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。

44.1.3 資金供与コミットメント（付与）

2014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)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
不動産担保権	4,316	90	1,272	2,954	4,512
借入金関連保証	860	359	332	169	743
その他資金供与コミットメント	249	219	25	5	341
資金供与コミットメント(付与)合計 ⁽¹⁾	5,425	668	1,629	3,128	5,596

(1) 被支配事業体から共同支配企業へ付与されたコミットメント、2014年12月31日現在900百万ユーロ（2013年12月31日現在642百万ユーロ）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 Énergies Nouvelles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 Énergies Nouvellesのための、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係る。2014年12月31日現在のこれらのコミットメントの減少は、基本的に、米国の発電所の売却に起因している。

44.2 コミットメント（受取）

以下の表は2014年12月31日現在で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	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
業務コミットメント(受取)(1)	44.2.1	2,964	2,765
投資コミットメント（受取）	44.2.2	102	24
資金供与コミットメント（受取）	44.2.3	124	130
コミットメント（受取）合計(2)		3,190	2,919

(1) エネルギーおよび関連サービス供給関連コミットメントは除外されている（注記44.2.1.4および44.2.1.5を参照）。

(2) 注記38.2.5に記載された与信枠に関連するコミットメントを除く。

44.2.1 業務コミットメント（受取）

2014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。

2014年12月31日現在	2013年 12月31日現在

(単位：百万ユーロ)	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
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	1,241	242	481	518	1,358
業務販売コミットメント	480	103	227	150	142
業務保証（受取）	1,164	914	154	96	1,195
その他の業務コミットメント（受取）	79	24	37	18	70
業務コミットメント（受取）	2,964	1,283	899	782	2,765

44.2.1.1 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

当グループは賃貸人としてのオペレーティング・リース・コミットメントから1,241百万ユーロの利益を得ている。

これらのコミットメントの大部分はIFRIC第4号「契約にリースが含まれるか否かの判断」によってオペレーティング・リースとして分類された契約から生じたものである。これらの契約は主にアジアの独立系発電所（IPP）および不動産のリースに関係している。

44.2.1.2 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、基本的にEDF Énergies Nouvellesに関係しており、運営および保守契約に関連している。これらのコミットメントの増加は主にカナダおよびフランスにおける事業に関係している。

44.2.1.3 業務保証（受取）

業務保証（受取）は、基本的にEDFに関係しており、特にARENH制度に基づく引渡しに関し、供給業者から受け取った保証に関連している。

44.2.1.4 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、「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、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。
- 英国において、EDFは2009年に、2011年以降5年間にわたり、18TWhの電力をCentricaに市場価格で供給することを確約した。2014年12月31日現在のコミットメント残高は、4.9TWhである。
- EDFは、現在も、2015年3月までに残量の約345GWhを供給する義務を負っている。これは、2011年に終了したVPP（仮想発電所）の容量競売で取得した権利に対応するものである。

44.2.1.5 ガスおよび関連サービス販売コミットメント

Totalグループは、Dunkerque LNGから、期間20年、累計315億立法メートルを対象とする液化天然ガス（LNG）の再ガス化能力を購入している。2015年度後半の稼働開始時には、ダンケルク・メタン・ターミナルの年間再ガス化能力は約130億立法メートルとなる予定である。

44.2.2 投資コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
投資コミットメント（受取）	102	26	76	-	24

Exelon との間で2013年7月29日に締結し2014年4月1日に確定した契約（注記3.3を参照）の条件に基づいて、EDFは、CENGに対する保有持分を公正価値でExelonに売却するオプションを有しており、これは2016年1月から2022年6月まで行使可能である。その特徴から、このコミットメントの2014年12月31日現在の評価額はゼロとされている。

2014年12月31日現在、当グループにはこの種類の重要なコミットメント（受取）はなかった。

44.2.3 資金供与コミットメント（受取）

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在				2013年 12月31日現在
	合計	期限			合計
		1年未満	1年－5年	5年超	
資金供与コミットメント（受取）	124	82	41	1	130

2014年12月31日現在、重要な資金供与コミットメント（受取）は存在しない。

注記45. 偶発債務

45.1 バーデン＝ヴュルテンベルク州/EnBWによる訴訟手続き

2012年2月に、EDF Internationalは、ドイツ企業のNeckarpri GmbHが国際商業会議所に提出した仲裁申立書を受け取った。Neckarpri GmbH は、2010年12月6日に合意され、2011年2月17日に完了したEDFグループのEnBWに対する持分のバーデン＝ヴュルテンベルク州による取得のピークルである。

Neckarpriは、EDFグループのEnBWへの投資に対して支払った価格は過大であることから、違法な政府補助金になると主張している。これを根拠に、Neckarpriは、過払いであったとする金額の払戻しを主張している。その金額は、仲裁申立書において当初20億ユーロと見積もられたが、2012年7月に、バーデン＝ヴュルテンベルクが委託したEnBWの評価に関する外部報告書において834百万ユーロと再見積りされた。代替手段として、NeckarpriはEDFグループによるEnBW持分の売却を取り消すことを求めている。

この仲裁手続きは、現在、進行中である。Neckarpriの請求申立書とEDFの答弁書が交換されており、これには、この申立てにより生じた不利益に対する損害賠償に関するEDFの反対請求も含まれているが、EDFは、この請求が根拠のない、法の乱用であると考えている。両者間でさらに結論書を交換したうえで、2015年度の終わりまでに判決が出ると予想されている。

45.2 一般電力網－欧州委員会の控訴の棄却

2009年12月15日に、欧州連合裁判所は、1997年度におけるEDFの増資時に一般電力網の更新のために設定された引当金の税務上の取り扱いを政府補助金として分類した2003年12月16日付の欧州委員会の決定を取り消し、フランス政府への改訂価額1,224百万ユーロ（EDFが2004年2月に支払った）の返還を要求した。そのため、政府は2009年12月30日にこの金額をEDFに払い戻し、その後、2010年2月に欧州委員会は欧州連合司法裁判所に控訴した。

2012年6月5日に、欧州連合司法裁判所は、欧州委員会の控訴を棄却し、2009年12月15日付の欧州連合裁判所の決定を支持した。

その後、2013年5月に、欧州委員会は手続き再開を決定した。その結果、フランス政府と欧州委員会の間で対立する意見の追加的なやりとりが始まっている。

45.3 税務調査

EDF

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てている。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に関する問題であるため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。当グループはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。2014年度後半に直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。子会社RTEおよびÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受けた。この争いの結果が不利なものであれば、当グループの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約250百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。2013年度に、EDFは、税務当局から、争点の一部を受け入れる旨の書状を受け取った。これにより、リスクは600百万ユーロまで減少している。当社はこの争いに勝つ可能性が高いと考えており、本件に関する引当金は設定していない。

税務当局はまた、British Energyの取得に関連して間接子会社であるLake Acquisition Limitedに対するEDFが供与した無利子の前渡金につき、更正案を提示した。EDFは、この更生につき異議を申し立てている。

EDF International

EDF Internationalの2008年度から2011年度の税務調査によって、2011年度後半および2013年度後半に修正勧告を受け取った。約265百万ユーロの2つの主な更正は、米国子会社EDF IncへのCEG株式の抛出に係る損失額（2009年度後半に発生し、EDF Internationalの所得から控除された）、および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関するものであった。2012年度にEDF Internationalはこれらの更正に異議を申し立てており、この争いに勝つ可能性が高いと考えている。2012年度後半にEDF Internationalは、フランスおよび米国が関与する和解に向けた手続きを開始しており、その手続きは、抛出時点のCEG株式の評価に関する米国とフランスとの間の租税条約に基づいている。

45.4 労働訴訟

EDFは、主に労働時間に関する法律の実施について、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、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見込んでいる。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、当グループの経営成績に潜在的に重要なマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある。

45.5 ERDF－太陽光発電業者との訴訟

2010年度の電力買取料金の引き下げの公表によって、適用される料金が申請書の提出日に応じて異なることとなっていたため、ERDFが受けた接続申請数は急増した。

2010年12月9日付の「一時停止令」が新たな契約の締結を3か月間差し止め、技術的および財政的提案が2010年12月2日までに採用されていない申請については、その3か月間経過後に、再提出しなければならないことを定めた。

一時停止期間終了時に、主に太陽光発電電力の買取価格を大幅に引き下げる効果があった2011年3月4日付決定によって、新たな電力買取の取決めが導入された。

2010年12月の一時停止令によって、多数の不服申し立てが行われたが、2011年11月16日に政府評議会によって棄却された。これにより、2011年11月から2012年度、2013年度および2014年度を通して、今度はERDFに対する新たな訴訟が増加した。不服申し立ては2014年度に132件増加したが、大半は上半期に行われたものである。

これらの不服申し立ては、主に新たな電力の買取料金により営業の状況が悪化したためにプロジェクトの中止に追い込まれた発電業者によって提起された。こうした事業者は、より有利な電力購入条件の恩恵が受けられるようにERDFが適時に技術的および財政的接続の提案を行わなかったことから、ERDFがこうした状況に対する責任を負っていると考えている。

第一審および控訴裁判所による判決の論拠および判断は様々であり、すべての請求を棄却したものがある一方で損害賠償を認めたものもあるが、その金額は、全般的に当初請求額を下回っている。

ERDFは同社が責任を問われる可能性はないと考えており、2011年度以降に下された同社に不利な第一審判決のすべてに対して上訴を申し立てている。

大審院の最初の判決は2015年に下されると予想されている。

注記46. 売却目的保有資産および関連する負債

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
売却目的保有資産	18	1,154
売却目的保有資産に関連する負債	-	-

2013年12月31日現在の売却目的保有資産および関連する負債は、当グループのDalkia Internationalへの投資から構成されており、同社は2014年7月25日に売却された。

注記47. EDFの専用資産

47.1 規制

フランスの2006年6月28日付法律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（使用済燃料および廃炉による回収燃料）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。

これらの法律および規則の当初の目的は2011年6月29日までに長期原子力債務の現在原価全額をカバーすることであった。2010年度に成立した「NOME」法は、一定の条件を満たす場合における、専用資産の構築期限の5年間の延長を導入した。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付法令は保険規約を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場株式もまた一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

47.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

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。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、2013年度に取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Investが管理している。EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ）がある。EDF Investの目的は、最終的に、約50億ユーロ（専用資産合計の約四分の一）の非上場投資を管理下に置くことである。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示す債権全額を専用資産に配分した。この金融資産は2018年度後半までに払い戻される無リスク資産と考えられている。

47.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、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が自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（当グループは当該ファンドの管理には関与しない）。

こ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、当グループは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

その結果、会計目的上、このポートフォリオは全体として、すべての資金を合わせてキャッシュ・フロー生成額を金融資産のグループとして扱うことにより評価されている。これにより、負債との法的対応および重要な支払時期が遠い将来である（最初の重要な支払期限は2021年まで到来せず、現在操業中の発電所についての支払は2117年まで継続する）ことをはじめとする、専用資産ポートフォリオの特性との整合性が確保されている。

年度末現在で専用資産は、貸借対照表上に売却可能金融資産として清算価値で計上されている。専用資産ポートフォリオの特別な財務特性を勘案して、当グループは、このポートフォリオの構成に適した減損の兆候を考慮すべきかどうかの決定にあたり判断を行っている。

これにより当グループは取得価額と比較すべき長期的な価額の下落の評価の基礎として5年間を採用している。この期間は株式市場に関する統計的見積の範囲の下限である。加えて、当グループは、このポートフォリオに使用される資産/負債管理モデルの統計的観察に基づき、そのポートフォリオの価額がその取得価額より40%以上下落した場合、専用資産の減損は重要であると考えている。

これらの一般的な減損の規準と併せて、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）を通して、判断を行っている。

47.2.2 非上場資産（EDF INVEST）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2014年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,264百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2014年12月31日現在2,555百万ユーロと評価されている当グループのRTEへの投資の50%（2013年12月31日現在2,567万ユーロ）。この価額は、連結貸借対照表の関連会社および共同支配企業に対する投資に表示された当グループによるRTEへの投資の正味連結価額の50%に相当する。
- ・ 連結貸借対照表の売却可能金融資産に表示された当グループのTIGFに対する投資。
- ・ 2014年10月から連結貸借対照表の売却可能金融資産に表示されたPorterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook) に対する当グループの投資。

47.3 EDFの専用資産ポートフォリオの評価

専用資産は以下の価額で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）	貸借対照表表示	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
株式		7,592	7,904
負債商品		6,419	5,147
現金ポートフォリオ		640	790
専用資産－株式および負債商品	売却可能金融資産	14,651	13,841
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(23)	10
その他	売却可能金融資産	5	4
株式および債券の分散投資		14,633	13,855
CSPE債権	貸付金および金融債権	5,144	5,051
デリバティブ	デリバティブの公正価値	(8)	(2)
デリバティブ考慮後CSPE債権		5,136	5,049
RTE（当グループ保有投資の50%）	関連会社および共同支配企業に対する投資	2,555	2,567

その他の資産	売却可能金融資産	709	266
非上場資産 (EDF Invest)		3,264	2,833
専用資産合計		23,033	21,737

47.4 2014年度の専用資産の変動

2014年12月31日現在、法定期限（「NOME」法の定める）である2016年6月に先立ち、長期原子力引当金の100%填補の目標は引き続き達成されている。

2014年度において、総引出額は、対象となる長期原子力債務に関連した支払額と同額の403百万ユーロ（2013年度326百万ユーロ）であった。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補目的引当価額を超過しているため、ゼロであった（2013年度は正味2,591百万ユーロが配分された）。

金融ポートフォリオの配分戦略は、変動が大きいが全体として上昇傾向の市場の状況から、保守的アプローチを重視した。

- ・ 社債ポートフォリオについては、年度前半には引き続きユーロ圏諸国のウエートを下げていたが、その後、徐々に、コア諸国のベンチマーク・インデックスに合わせた配分に戻しており、ノン・コア諸国（主にイタリアおよびスペイン）への投資を増強している。
- ・ 株式ポートフォリオについては、年初は太平洋および新興諸国圏のウエートが低かったが、その後、地理的・政治的緊張の高まりに対応して、夏以降、特にユーロ圏の株式への配分全体を下げている。

2014年度にEDF Investは他の3者の長期インフラ投資家であるAlberta Investment Management Corporation、Allianz Capital PartnersおよびHastings Funds Managementとのコンソーシアムによって、Porterbrookの少数持分を取得した。Porterbrookは英国における主要鉄道車両リース会社3社のうちの1社である。この投資は、TIGFおよびRTEとともにEDF Investの「インフラ」区分に配分された。

当年度中に、EDF Investはまた不動産および投資ファンド・ポートフォリオの強化を継続した。AmundiとEDF Investは、欧州圏に投資する非排他的な不動産投資ファンドの創設を発表した。このファンドは不動産へのEDF Investのエクスポーチャーを引き上げて、直接投資戦略を補完するものである。この取り組みによって、2014年度後半にドイツにおける最初の不動産投資が行われた。

2014年度には合計で894百万ユーロの純売却益が金融損益に計上された（2013年度714百万ユーロ）。

自己資本に含まれる、債券および株式の分散投資の公正価値と取得原価との差額は、2014年12月31日現在、税引前でプラスの2,299百万ユーロ（2013年12月31日現在1,839百万ユーロ）であった。

当グループによる専用資産ポートフォリオの価値の評価によって2014年度に認識された減損はなかった。

47.5 長期原子力債務の現在原価

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542
原子力発電所廃炉引当金	13,866	13,024
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	476	454
長期原子力債務の現在原価	22,018	21,020

注記48. 関連当事者

関連当事者との取引の詳細は、以下の通りである。

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

(単位：百万ユーロ)	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2014年 12月31日	2013年 12月31日
売上高	584	638	-	-	833	867	1,417	1,505
エネルギー購入	3,572	3,926	4	4	1,738	2,051	5,314	5,981
対外購入	50	(7)	4	4	1,173	1,197	1,227	1,194
金融資産	670	670	-	-	94	84	764	754
その他の資産	459	565	-	-	715	639	1,174	1,204
金融負債	-	-	-	-	-	-	-	-
その他の負債	1,139	1,242	-	1	1,134	1,509	2,273	2,752

48.1 連結範囲に含まれる企業との取引

主要な関連会社（RTE、CENGおよびAlpiq）との間の取引については注記23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。

48.2 フランス政府および国有企業との関係

48.2.1 フランス政府との関係

フランス政府は、2014年12月31日現在EDFの資本の84.49%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。

2001年7月27日にフランス政府とEDFグループとの間で締結された対外投資のモニタリングに関する合意に基づき、当グループによる一定の計画的投資、追加投資または処分に関して、フランス政府からの事前承認または政府の通知（事前または事後）についての手続が存在する。更に、この合意においては、対外的な業務拡大による成果を監視するための手続も導入された。

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。

EDFはまた、他の発電会社と同様に、エネルギー担当大臣によって定められた複数年の発電投資プログラムに参加している。これは、発電容量の配分目標を設定するものである。

最後に、フランス政府は、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、「NOME」法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金の水準の設定をはじめとする電力およびガス市場の規制を通じた介入を行う。

48.2.2 GDF Suezとの関係

配送網運営業務が子会社に移管（EDFの子会社であるERDFは2007年1月1日以降配電業務を運営し、GDF Suezの子会社であるGRDFは2008年1月1日以降ガス配送業務を運営している）されたため、共同運営者に関するEDFとGDFとの関係を定めた2005年4月18日付契約（2007年12月20日に改定）は、これら2社の新会社に移管され、同日から新会社によって実施されている。配送部門に関する共同の配送網運営者の業務は、輸送網の建設、その運営および保守ならびに計測を対象とする。

48.2.3 公的企業との関係

当グループの公的企業との間の関係は、主としてAREVAに関するものである。

AREVA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ならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

サイクルの初期段階

EDFとAREVAは、2008年12月に2013年から2032年の期間を対象とするウラン濃縮サービス契約を締結し、2012年7月に2014年から2035年の期間を対象とする2本の濃縮天然ウラン燃料供給契約を締結した。

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン集合体契約を締結した。

英国における2基のEPR（ヒンクリー・ポイント1および2）の建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給（ウラン、フッ素化、濃縮化および生産により構成される）の条件を定める2013年10月21日付の基本合意書に署名した。この基本合意書は、現在、締結されようとしている4本の契約（構成要素毎に1本）に適用される予定である。

サイクルの最終段階

EDFとAREVAとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用を対象とする関係は、2008年12月19日に締結された枠組み契約において、2008年から2040年について、正式に定義された。この契約の履行に当たり、EDFとAREVAは、2008年から2012年についてのこれらのサービスの価格と数量を決定する実施契約を2010年7月12日に締結した。2013年から2020年の処理および再利用サービスの条件は、2014年6月にEDFとAREVAによって署名された一般条項に規定されており、2015年度前半に署名が予定される2013年から2020年の実施契約に組み入れられる予定である。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約

2013年度に、EDFとAREVAは、フランマビルのEPRボイラーに関する2007年の当初契約への2件の改訂（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

注記36.2.2.3に記載しているように、当グループはまた、AREVA株式を保有している。

48.3 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CEO、執行委員会委員（2014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2014年度の報酬総額は8.4百万ユーロ（2013年度10百万ユーロ）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。2014年度における変動の大半は、執行委員会委員が2013年度後半に退職したことに起因する。

上記に記載された給付以外には、主要な経営および統治責任者は、契約による取り決めによらない限り、他の特別年金制度、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49. 環境

49.1 温室効果ガス排出権

京都議定書の適用に当たり、温室効果ガス排出の削減を目指すEU指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスおよび英国を含む数か国における排出権の無償割当の中止である。

EDFグループ内でこの指令の対象になる企業は、EDF、EDF Energy、Edison、Fenice、Dalkia、Bert、Kogeneracja、Zielona Gora、EDF PolskaおよびEDF Luminusである。

2014年度に、当グループは、2013年度中に発生した排出に関して60百万トンを出した。2013年度に、当グループは、2012年度中に発生した排出に関して67百万トンを出した。

2014年度につき国の登録簿に記録された当グループへの総割当排出権は6百万トン（2013年度は10百万トン）である。

2014年12月31日現在の排出量は51百万トンであった。2014年12月31日現在、割当超過排出による引当金は314百万ユーロ（2013年12月31日現在356百万ユーロ）である。

49.2 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。

フランスの2005年7月13日付法律は、省エネ証書制度の導入などを行った。電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する一定水準以上の売上高の会社は、定義された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の終了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

フランスでは、2011年1月1日に開始して2014年12月31日まで継続する第二期において、この制度は新たに義務を負うグループ（燃料販売業者）に拡大され、省エネ証書取得要件が厳格化された。EDFは、住宅顧客、事業顧客、地方当局および社会プロジェクトに資金供与する組織それぞれの市場セグメントについて、エネルギー効率の高い値引き価格を提示することにより、この義務の達成が可能となる状況にある。

EDFの義務は、2010年度から2013年度における家計およびサービス産業向けのガスおよび電力販売をもとに、過去に遡及して計算される。この2期間の間に取得した証書の量は第二期の義務の達成に考慮される。

省エネ証書制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新されている。

49.3 再生可能エネルギー証書

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、イタリアおよびベルギーで、再生可能エネルギー証書の提出義務を負っている（注記1.3.27.2を参照）。

2014年12月31日現在において、基本的に、EDF Energy（英国）およびEDF Luminus（ベルギー）における割当義務と比較した再生可能エネルギー証書の不足分を填補するために、638百万ユーロの引当金が計上された。

注記50. 後発事象

50.1 永久劣後債の持参人に対する支払

2015年1月に、EDFは、2013年1月および2014年1月に発行した永久劣後債の持参人に対して、総額387百万ユーロを支払った。IAS第32号に準拠して、現金支払額相当の金額は2015年度上半期にグループの自己資本から控除される。

注記51. 連結の範囲

51.1 2014年12月31日現在の完全連結会社

		所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	所有割合 (%) 2013年 12月31日現在	事業部門
フランス				
Électricité de France—親会社		100.00	100.00	G,D,0
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100.00	100.00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100.00	100.00	G
英国				
EDF Energy Plc. (EDF Energy)		100.00	100.00	G,0
EDF Energy UK Ltd.		100.00	100.00	0
EDF Development Company Ltd.		100.00	100.00	0
イタリア				
Edison SpA (Edison)		97.40	97.40	G,D,0
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA) (1)		100.00	-	0
Transalpina di Energia SRL (TdE) (1)		-	100.00	0
WGRM Holding 4 SpA (1)		-	100.00	0
Fenice Qualita' Per L' Ambiente SpA (Fenice)		100.00	100.00	G,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
EDF Luminus SA	ベルギー	63.53	63.53	G
EDF Norte Fluminense SA	ブラジル	100.00	90.00	G
Ute Paracambi SA	ブラジル	100.00	100.00	G
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co., Ltd. (Figlec)	中国	100.00	100.00	G
EDF (China) Holding Ltd.	中国	100.00	-	0
EDF Inc.	米国	100.00	100.00	0
Unistar Nuclear Energy LLC	米国	100.00	100.00	G
Budapesti Erömu Zrt (Bert)	ハンガリー	95.62	95.62	G
EDF Démasz ZRt.	ハンガリー	100.00	100.00	G,D,0
EDF Wybrzeze S.A. (2)	ポーランド	-	99.87	G
EDF Paliwa Sp. z.o.o. (Energokrak)	ポーランド	97.26	96.93	0
EDF Polska S.A. (2)	ポーランド	97.26	96.51	G
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	ポーランド	49.51	49.38	G,D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	ポーランド	48.72	48.59	G,D
EDF Alpes Investissements SARL	スイス	100.00	100.00	0
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	ベトナム	56.25	56.25	G

(1) 2014年度にTdE SRLおよびWagram Holding 4 SpAは合併されてTdE SpAが設立された。

(2) 2014年度にEDF Wybrzeze SAはEDF Polska SAに合併された。

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

		所有割合 (%) 2014年 12月31日現在	所有割合 (%) 2013年 12月31日現在	事業部門
その他事業				
EDF Développement Environnement SA	フランス	100.00	100.00	0
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	フランス	100.00	100.00	0
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	フランス	100.00	100.00	0
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	フランス	55.00	55.00	0
Électricité de Strasbourg	フランス	88.64	88.64	D
Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	フランス	51.00	51.00	0
Dunkerque LNG	フランス	65.00	65.00	0
EDF Énergies Nouvelles	フランス	100.00	100.00	G,0
EDF IMMOおよび不動産子会社	フランス	100.00	100.00	0
EDF Optimal Solutions SAS	フランス	100.00	100.00	0
Société C2	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
CHAM SAS	フランス	100.00	100.00	0
Dalkia	フランス	99.94	34.00	0
Citelum	フランス	100.00	34.00	0
EDF Trading Ltd.	英国	100.00	100.00	0
EDF Production UK Ltd.	英国	-	100.00	0
EDF DIN UK Ltd.	英国	100.00	100.00	0
Wagram Insurance Company Ltd.	アイルランド	100.00	100.00	0
EDF Investissements Groupe SA	ベルギー	95.51	95.51	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

51.2 2014年12月31日現在の共同支配事業の形態で保有する会社

		所有割合（％） 2014年 12月31日現在	所有割合（％） 2013年 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

事業セグメント：G＝発電、D＝配電、T＝送電、0＝その他

51.3 2014年12月31日現在の持分法適用子会社

	所有割合（％） 2014年 12月31日現在	所有割合（％） 2013年 12月31日現在	事業部門	
フランス				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	100.00	100.00	T	
その他国外				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	オーストリア	25.00	25.00	G,0
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	米国	49.99	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.	中国	30.00	30.00	G
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	中国	49.00	-	G
Nam Theun 2 Power Company	ラオス	40.00	40.00	G
Alpiq	スイス	25.00	25.00	G,D,T,0
その他事業				
Dalkia Holding	フランス	-	34.00	0
Dalkia Investissement	フランス	-	67.00	0
Domofinance SA	フランス	45.00	45.00	0
South Stream Transport BV	オランダ	-	15.00	T

事業セグメント：G=発電、D=配電、T=送電、0=その他

51.4 2014年12月31日現在の議決権比率と当グループの所有割合が異なる会社

2014年12月31日現在、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 (%)
	2014年12月31日現在	2014年12月31日現在
Edison SpA	97.40	99.48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49.51	50.00
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48.72	98.40
EDF Paliwa Sp. z.o.o.	97.26	100.00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55.00	54.98
EDF Investissements Groupe SA	95.51	50.00

[次へ](#)

(2) 個別財務諸表

損益計算書

	注記	2014年度			2013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(1)	4		41,717	56,572		43,423	58,886
棚卸資産および資産計上した生産物の増減			820	1,112		814	1,104
営業補助金	5		5,912	8,017		5,117	6,939
引当金および減価償却費の戻入額	6		2,752	3,732		3,073	4,167
その他の営業収益および費用振替額	7		715	970		847	1,149
I 営業収益合計			51,916	70,403		53,274	72,245
購入およびその他の対外費用	8		31,930	43,300		34,089	46,228
購入燃料使用分		3,173			4,298		
エネルギー購入		9,792			10,311		
サービスおよびその他購入品使用分		18,965			19,480		
法人所得税以外の税金	9		2,615	3,546		2,518	3,415
人件費	10		6,604	8,956		6,457	8,756
減価償却費、償却費および引当金繰入額			5,989	8,122		4,857	6,587
減価償却費および償却費	11	3,149			2,723		
引当金繰入額、減損および評価損	12	2,840			2,134		
その他の営業費用			905	1,227		944	1,280
II 営業費用合計			48,043	65,151		48,865	66,266
営業利益 (I - II)			3,873	5,252		4,409	5,979
III 共同事業取引			7	9		3	4
IV 金融損益	13		(3,096)	(4,198)		(890)	(1,207)
法人所得税および臨時損益計上前損益 (I - II + III + IV)			784	1,063		3,522	4,776
V 臨時損益	14		1,442	1,955		164	222
VI 法人所得税	15		577	782		748	1,014
損益 (I - II + III + IV + V - VI)			1,649	2,236		2,938	3,984

(1) 2014年度輸出製品売上高：4,682百万ユーロ、2014年度輸出サービス売上高：431百万ユーロ

貸借対照表

資 産	注記	2014年12月31日現在				2013年12月31日現在	
		総額	減価償却 累計額または 減損累計額	純額		純額	
				百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
無形資産	16,17	1,387	610	777	1,054	713	967
EDF所有有形固定資産	16,17	74,870	49,799	25,071	33,999	24,323	32,984
委譲運営有形固定資産	16,17	13,385	7,959	5,426	7,358	5,326	7,223
建設中の有形資産および制作中の無形資産	16,17	14,535	100	14,435	19,575	12,703	17,227
投資および関連債権		56,627	171	56,456	76,560	59,541	80,744
投資有価証券		12,799	55	12,744	17,282	12,461	16,898
貸付金その他の金融資産		8,229	-	8,229	11,159	7,665	10,395
金融資産	18	77,655	226	77,429	105,001	79,667	108,036
Ⅰ 固定資産合計		181,832	58,694	123,138	166,987	122,732	166,437
棚卸資産および仕掛品	19	9,953	200	9,753	13,226	9,660	13,100
発注に係る前渡金	20	1,136	2	1,134	1,538	1,055	1,431
営業債権およびその他の債権	20	19,402	397	19,005	25,773	17,528	23,770
市場性のある有価証券	21	8,819	4	8,815	11,954	10,312	13,984
現金性金融商品	20	3,913	-	3,913	5,306	1,627	2,206
現金および現金同等物	22	6,583	-	6,583	8,927	5,066	6,870
前払費用	20	1,294	-	1,294	1,755	1,295	1,756
Ⅱ 流動資産合計		51,100	603	50,497	68,479	46,543	63,117
繰延費用 (Ⅲ)		286	-	286	388	258	350
社債償還プレミアム (Ⅳ)		640	132	508	689	456	618
未実現為替差損 (Ⅴ)	23	1,146	-	1,146	1,554	261	354
資産合計 (Ⅰ + Ⅱ + Ⅲ + Ⅳ + Ⅴ)		235,004	59,429	175,575	238,097	170,250	230,876

貸借対照表

自己資本および負債	注記	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在	
		百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資本金		930	1,261	930	1,261
資本剰余金		7,205	9,771	7,205	9,771
再評価剰余金		669	907	670	909
剰余金					
法定準備金		93	126	92	125
その他の剰余金		3,000	4,068	3,000	4,068
繰越損益		5,598	7,591	4,988	6,764
当期利益または損失		1,649	2,236	2,938	3,984
中間配当		(1,059)	(1,436)	(1,059)	(1,436)
投資補助金		174	236	178	241
税務規制引当金		6,324	8,576	6,401	8,680
自己資本	24	24,583	33,337	25,343	34,368
追加的自己資本	25	10,688	14,494	6,120	8,299
特別委譲勘定	26	2,045	2,773	2,016	2,734
I 自己資本および委譲勘定合計		37,316	50,604	33,479	45,401
リスク引当金	27	1,933	2,621	536	727
原子力発電関連引当金—核燃料サイクル終了、発電所廃炉 および炉心核燃料	28	34,060	46,189	32,658	44,288
非原子力施設廃止引当金	29	589	799	572	776
従業員給付引当金	30	10,795	14,639	10,691	14,498
その他の費用引当金	31	982	1,332	924	1,253
費用引当金		46,426	62,958	44,845	60,814
II 引当金合計		48,359	65,580	45,381	61,541
金融負債	33	47,053	63,809	45,280	61,404
前受金および中間払前受金	32	6,433	8,724	6,279	8,515
営業、投資およびその他の負債	32	28,821	39,084	33,375	45,260
現金性金融商品	32	3,337	4,525	1,973	2,676
繰延収益	32	4,065	5,513	4,273	5,795
III 負債合計	32	89,709	121,654	91,180	123,649
未実現為替差益 (IV)	34	191	259	210	285
自己資本および負債合計 (I + II + III + IV)		175,575	238,097	170,250	230,876

キャッシュ・フロー計算書

注記	2014年度		2013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）	2,226	3,019	3,686	4,999
償却費、減価償却費および引当金繰入額	5,897	7,997	3,107	4,213
資産譲渡（益）／損	(1,092)	(1,481)	213	289
金融収益および費用	102	138	(623)	(845)
運転資本の変動	(1,127)	(1,528)	(528)	(716)
営業によるキャッシュ・フロー（純額）	6,006	8,145	5,855	7,940
金融費用の純支払額（受取配当金を含む）	(187)	(254)	1,074	1,456
法人所得税の支払額	(2,219)	(3,009)	(1,727)	(2,342)
(A) 営業活動によるキャッシュ・フロー（純額）	3,600	4,882	5,202	7,054
投資活動：				
有形固定資産および無形資産への投資	(5,832)	(7,909)	(5,656)	(7,670)
有形固定資産および無形資産の売却による収入	13	18	15	20
金融資産の変動	5,249	7,118	(203)	(275)
(B) 投資活動によるキャッシュ・フロー（純額）	(570)	(773)	(5,844)	(7,925)
財務活動：				
借入債務および引受契約の発行	7,109	9,641	3,288	4,459
借入債務の返済および引受契約による支払	(7,247)	(9,828)	(6,296)	(8,538)
支払配当金	(2,327)	(3,156)	(2,145)	(2,909)
永久劣後債の発行	25 3,973	5,388	6,135	8,320
委譲運営資産に対する受取拠出金	7	9	12	16
投資補助金	5	7	1	1
(C) 財務活動によるキャッシュ・フロー（純額）	1,520	2,061	995	1,349
(A) + (B) + (C) 現金および現金同等物の純増加／（減少）額	4,550	6,170	353	479
現金および現金同等物の期首残高*	22 (3,310)	(4,489)	(3,699)	(5,016)
為替変動の影響	(57)	(77)	5	7
現金および現金同等物に係る金融収益	43	58	31	42
現金および現金同等物の期末残高*	22 1,226	1,663	(3,310)	(4,489)

* 「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3か月より後に満期を迎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、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、島部エネルギー・システム(IES、コルシカおよびフランス海外県に所在)のすべての事業活動も含まれる。

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、2014年6月5日にフランスの会計基準当局である会計基準委員会(ANC)が発行した規則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。この規則は、年度財務諸表に関する1999年4月29日付のCRC(フランス会計規制委員会)規則99-03を置き換えたものである。

年金債務の測定および認識に関する規則についての2013年11月7日付のANC勧告2013-02は2014年1月1日以降に開始する会計年度に適用されている。この勧告の結果、EDFの財務諸表に適用された変更はない。

適用した会計処理および評価の方法は、2013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る。

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額、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。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情勢の変化により、現在の見積りと大きく異なる可能性がある。

特定の耐用年数に関するEDFの産業戦略は、現在の会計上の減価償却期間である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、フランスの原子力発電所の操業を続けることである。

EDFは数年間にわたり発電所の耐用年数を延長するための準備を進めてきており、現在、「グラン・カレナージュ(grand carénage)」と呼ばれる業界の総点検プログラムに基づいて必要な投資を行っている。この産業戦略に合わせて行われるフランスの原子力発電所の会計上の耐用年数の調整は、必要とされる技術上、経済上およびガバナンス上の条件がすべて整った段階で、EDFの財務諸表に反映される。

その他の見積りおよび判断の使用を伴い影響を受けやすい主要な会計処理方法は以下の通りである。

金融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。

1.2.1 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、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、決算日毎に見積りを行っている。見積りの改定により重要な差額が生じた場合には、引当額が変動する可能性がある。

主要な仮定および感応度分析については、注記28.5に記載されている。

1.2.2 年金ならびにその他長期および雇用後給付

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。

2014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、2014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れば債務の金額およびEDFの純利益に重要な影響がある可能性がある。

1.2.3 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギー

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。子会社ERDF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しに係るサービスは、EDFのエネルギー売上高に計上されている。

EDFは、以下の時点で売上高を計上する。

- 立証された契約関係が存在し、
- 引渡しが実行されており（または、サービスが完了しており）、
- 定量化可能な価格が設定されたか、決定可能であり、かつ
- 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有に伴うリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。

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。

当グループの商社である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。

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。

プロジェクト開発費は、EDFが以下を立証できる場合に、無形資産として資産計上される。

- 当該無形資産を使用または販売に供するための技術的実現可能性。
- 当該無形資産を完成させ、かつそれを使用または販売する意思。
- 当該無形資産を使用または販売する能力。
- 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

資産計上された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。

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、賃借権および貯蔵容量留保コストにより構成されている。

これらは、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ている。

資産の当初評価額は、取得原価または製造原価である（EDFで直接発生した費用および対外費用を含む）。

自社建設の設備の原価には、すべての労務費、材料費および当該資産の建設のためのその他のすべての製造費用が含まれる。

EDFは安全対策費用を資産計上するが、その費用とは、法律上および規制上の義務の結果発生するもので、遵守しないと行政による操業禁止の制裁措置を受けるものである。

有形固定資産の取得原価はまた、発電所の廃炉費用および原子力施設の炉心核燃料費用も含む。これらの資産はこれらの負担に対して計上された引当金の見合いとして計上される。これらの資産は、操業開始時に、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）。これらは関連する施設と同様の方法、同様の耐用年数で減価償却される。関連する施設が完全に減価償却されるとこの資産の認識は中止される。

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。

そのため、有形固定資産の評価額には、以下の要素が含まれる。

- ・ 施設解体の割引後費用。
- ・ 原子力施設については、炉心核燃料の割引後費用。これには、以下が含まれる。
 - ・ 操業停止時に完全には照射されず、技術的および規制による制約から再利用できない原子炉燃料の逸失コスト
 - ・ この燃料の処理費用
 - ・ これらの業務から生じた廃棄物の除去および貯蔵費用

生産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。

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。これは、主に、主要な点検の費用に関係しており、次の点検までの経過期間にわたり償却される。

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および運転開始前の費用は、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

・火力発電所	：25～45年
・原子力発電所	：40年
・送電および配電設備（電線、変電所）	：20～45年

1.5.3 委譲契約

フランスにおいて、EDFは、以下の2種類の公共サービス委譲の運営者となっている。

- 地方当局（市町村または複数の市町村の共同）に認可された公共配電委譲
- フランス政府を委譲者とする水力発電委譲

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配電網の委譲運営者であり、一般に、全国委譲元当局連合会（Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies - FNCCR）との間で協議され、公的機関により承認された、1992年の枠組み契約（2007年に更新）に基づく標準的な委譲規定を使用した委譲契約に従っている。

委譲の会計処理は、プランコンタブルジェネラル（plan comptable général）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。

委譲に使用する資産は、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。

水力発電委譲に属する資産は水力発電設備（ダム、配管、タービン等）であり、最近更新された委譲の場合には、発電設備および交換機（交流発電機等）を含む。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。

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委譲運営資産については、工業用の減価償却に加えて追加減価償却を行っている。

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（必要に応じて資金生成単位にグループ化される）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。
- この目的のために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3年間にわたる中期計画予測と経営者が承認した仮定に基づいている。

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。

2007年6月15日付のCNC(フランス国家会計審議会)緊急委員会意見書2007-Cに準拠して、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められる。その他の株式に関連するこの種の費用は費用に計上される。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。

非連結企業の上場有価証券の使用価値は株式市場における株価を基礎とする。

EDFグループの連結対象会社の非上場および上場有価証券に係る使用価値は、必要に応じて、専門家の評価情報または前年度末後に入手した情報を考慮した自己資本または調整済連結資産を参考に決定される。

1.7.2 投資有価証券

EDFは、2つの投資ポートフォリオを設定している。

- ・ 第一は、核燃料サイクルの終了業務の資金を調達するための専用の金融資産により構成され、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EDFが独占的に使用するために組成した専用ファンドから構成されている。
- ・ 第二は、投資先の会社の経営に参加することなく満足の行く投資収益を中長期的に得るために取得した有価証券により構成される。

投資有価証券にはまた、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。プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第213-8条に準拠して、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帳簿価額を下回る場合には、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が評価減される。上場有価証券の帳簿価額は、株式市場における株価を考慮して個々に評価される。非上場有価証券の帳簿価額もまた個々に評価されるが、その際、主に考慮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、当グループ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。

1.8 棚卸資産および仕掛品

棚卸資産の当初の原価には、すべての直接原料費（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加重平均単位原価法により評価される。ただし、温室効果ガス排出権については、FIFO（先入先出）法が使用される。

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、原料費、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日付決定に定義された「積載燃料」の概念に従って、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

これらの棚卸資産は以下から成る。

- ・ 火力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（注記1.19.1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。

予備部品の減損は、これらの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、債権の繰越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、または実績に基づく統計的方法により評価される。評価に際しては、これらの債権の引渡し部分の不払いリスクはEDFでなくERDFが負担することを考慮する。

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、未計上の未実現利益を控除しない未実現損失の全額に対して減損が計上される。

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は、当該社債の期間（連続償還社債の場合には各トランシェの社債の満期までの期間）で、定額法により償却される。

借入債務の発行に際してEDFが支払い「繰延費用」に含ま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。

外貨建借入債務をヘッジするスワップについての換算差額は、「現金性金融商品」の相手勘定として「未実現為替差益」および「未実現為替差損」に計上される。

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減価償却額
- 火力発電所に組み込まれた脱硫施設および社内開発ソフトウェアに係る臨時減価償却額

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。

発行費およびプレミアムは損益計算書を通じて償却される。

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（IES）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－IES

これらの負債は、公共配電委譲の委譲規定に特有の契約上の義務を表し、以下のように負債において認識されている。

- ・ 既存資産に対する権利。これらはすべての資産を無償で取戻す委譲者の権利に対応する。この権利は施設の現物評価額（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。
- ・ 取替予定資産に対する権利。これらは取替予定資産のための運営者の資金供与債務に対応する。これらの非金融負債は以下から構成される。
 - － 委譲者が資金供与した部分の資産について計上された減価償却費。
 - － 更新引当金（委譲終了前に更新が必要となる資産に関するもののみ）。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、取り替えられた資産に関して計上されていた委譲者の供与資金の引当および償却は取り崩されて既存資産に対する権利に振り替えられる。これは、新たな資産のための委譲者の供与資金と考えられるためである。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、資産の更新に際して振り替えられ、委譲者の利益のために資金流出なしで、既存資産に対する委譲者の権利になる。

1.14.2 水力発電特別委譲負債

この負債は以下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。
- 2009年1月1日（2008年9月26日付施行令2008-1009の発効日）以後における、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追加減価償却額。この追加減価償却は、委譲運営者が資金供与した資産の委譲終了時の正味帳簿価額に対する持分を基礎に行われている。

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年再評価引当金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剰余金純額は、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、そ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

引当金は、以下の3つの条件を満たす場合に計上される。

- EDFが決算日前の事象から生じた第三者に対する現在の債務（法的または推定的）を負う場合。
- 債務を決済するために、経済的便益を持つ資源の流出が必要となる可能性が高い場合。
- 債務の金額を信頼性をもって見積ることができる場合。

引当金は、EDFが債務を決済するために必要な費用予想額についての見積り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およびEDFが採用した仮定に基づき算出される。また、必要に応じて類似の取引の経験に基づく（場合により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く）。決算日ごとに各種の仮定が改訂される。

関連する費用は、期末日現在の経済状況に基づいて見積られた後、予測される支出スケジュールにわたって配分され、予測長期インフレ率を適用して支払年度のユーロに調整される。引当金の算定に当たっては、当該金額が、名目割引率を用いて現在価値に割引かれる。

核サイクル終了費用、発電所廃炉および炉心核燃料に関する費用、ならびに不採算契約に対する引当金は、割引後の将来キャッシュ・フローに基づいて見積られている。インフレ率および割引率は、フランスの経済および規制に関するパラメータに基づき、資産の長期の操業サイクルおよびコミットメントの期限も勘案する。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。

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。

非常に稀な状況では、信頼性をもって見積ることができないために引当金が計上できないことがある。その場合には、資源流出の可能性がほとんどない場合を除き、債務は偶発債務として注記に記載される。

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、貸借対照表上の資産を相手勘定として設定されていた場合には、対応する資産の増加または減少として正味帳簿価額を上限として計上する（現在稼働中の発電所の廃炉、その廃炉から生ずる放射性廃棄物の長期管理および炉心核燃料）。これは廃炉、撤去および用地回復費用の個別財務諸表上の認識に関する2005年12月6日付のCRC緊急委員会意見書2005-Hの要求に従ったものであり、この要求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213-08条に組み込まれている。
- ・ それ以外のすべての場合には損益計算書に計上する。

1.15.1 原子力発電関連引当金

これらの引当金は主に以下を対象とする。

- 核燃料サイクル終了費用：使用済燃料管理および放射性廃棄物長期管理のための引当金はすべての燃料に関して設定されている。この引当金は、照射の程度にかかわらず原子炉内のすべての燃料を対象とする。原子力発電所の廃炉から生じる放射性廃棄物の管理費用もまた引当対象である。
- 発電所の解体費用および原子炉が閉鎖された際に原子炉内に存在する燃料に関連する損失（炉心核燃料引当金）。

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。
 - 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。
- 未実現為替差損。
- 火力および水力発電所の廃炉費用。
- 配電委譲運営施設の更新費用。

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関する記載を財務諸表注記に含めないことが認められる。

1.16 従業員給付

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

2000年7月6日に公表され、プランコンタブルジェネラルに関するANC規則2014-03の第324-1条に組み込まれたCNC緊急委員会意見書2000-Aの適用に際し、EDFは、2005年1月1日付で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た。

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、ANC規則2014-03の第324-1条に従い、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の金額から差し引かれる。

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。
- 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。

これにより引当金を計上している年金関連債務は以下を含む。

- ・ 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(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、元IEGの従業員（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GDF Suez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、単位原価を基に、GDF Suezとの間のエネルギー交換契約に基づく受取額を含めて評価されている。
- ・ 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（3か月分の年金相当の法定補償）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：法定の老齢年金給付受給権を既に持ち、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。

これらの短期および長期のデリバティブは、金利および通貨デリバティブから構成されている。

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および金利収益または費用を修正する。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、未実現為替差損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。

店頭で取引されるデリバティブについては、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、ヘッジ対象の性質によって、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いて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

2013年1月1日に京都議定書の第3フェーズが開始し、温室効果ガス排出権の割当方法の変更が導入された。これにより、フランスにおいて発電会社に対する排出権の無償割当が廃止された。

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日付のフランス会計基準委員会（ANC）規則2012-04に準拠して、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。2つの経済モデルが存在し、EDFではその両方を併用している。

「トレーディング」モデルの下で保有する排出権は、取得原価で棚卸資産に計上される。排出権の現在価値が帳簿価額を下回る場合には、評価損が計上される。

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（「産出」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、負債が（債務に）計上される。これは、既に排出済の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

国のエネルギー政策の方針を定めるフランスの2005年7月13日付法律2005-781（電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する法的事業体に係る省エネ証書の仕組みを導入する）およびフランスで一般に公正妥当と認められる会計原則（French GAAP）の下での該当する会計処理を定める2006年10月4日付のCNC緊急委員会意見書2006-Dを適用して、EDFの財務諸表は省エネ証書の運用を反映している。

省エネ義務の累積分を充足するために発生した費用は以下のように会計処理される。

- ・ 企業の行う対策がその企業自身の資産に関係し、その費用が資産の認識規準を満たす場合には、有形資産。
- ・ その費用が資産計上の要件を満たさない場合または行われた行為が第三者の省エネを促進するためのものである場合には、発生年度の費用。

省エネ証書制度の全体的な枠組みに基づいて以下のように扱われる。

- ・ 対策後に国から取得した証書は勘定上に認識されない。
- ・ 省エネ証書の購入は以下に含められる。
 - その購入が義務の履行のために行われた場合には、費用。
 - 証書が再販目的で購入された場合には、無形資産（活発な市場がないため）。

購入されたか、政府から受け取ったか受け取る予定の証書は、特定のコモディティのオフバランスシート勘定に記録される。

注記2．重要な事象および取引

財務諸表に対して確定的または潜在的に重要な影響を与える2014度の主な事象及び取引は、以下の通りである。

2.1 Dalkia

2014年3月25日に、EDFとVeolia Environnement（VE）は、2013年10月に開始した検討を完了し両社の合弁子会社であるDalkiaに係る契約を締結した旨を発表した。この契約の条件に基づいて、EDFグループはDalkiaグループのフランスにおける全事業（Citelumを含む）を取得し、VEはDalkia Internationalの事業を取得した。

欧州委員会の承認およびその他の条件の充足を受け、EDFは2014年7月25日に、2014年3月25日付契約に規定された条件に基づいて、VEとの当該取引を完了した。

EDFはDalkia HoldingおよびDalkia Internationalの株式すべてをVEに総額1,776百万ユーロで売却した。売却益454百万ユーロが臨時損益に計上された。同時に、フランスにおいてDalkiaに対する独占的支配を獲得し、EDFは合計967百万ユーロでDalkiaの全株式を取得した。

2.2 Transalpina di Energia SpAおよびWagram 4

2014年度上半期におけるEDFグループのイタリア子会社の組織再編の一環として、EDFの完全所有子会社であるWagram 4はEdison株式を保有する完全所有子会社であるTdE SRLと合併した。TdEがWagram 4に吸収されたこの合併後の新会社の社名はTransalpina di Energia SpA (TdE SpA)である。2014年7月1日にEDFはTdE SpA株式をEDF Internationalに対して正味帳簿価額の4,273百万ユーロで売却した。

2.3 永久劣後債の発行

2014年1月15日に、EDFは、ユーロ、米ドルおよび英ポンド建の数本の永久劣後トランシェ社債（「ハイブリッド」債）を発行した。

- ・ 表面年利率5.625%、初回コール日まで10年、1,500百万米ドル
- ・ 表面年利率4.125%、初回コール日まで8年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5%、初回コール日まで12年、1,000百万ユーロ
- ・ 表面年利率5.875%、初回コール日まで15年、750百万英ポンド

その特性（注記1.13を参照）により、これらの社債は資金受領日から3,973百万ユーロ（償還プレミアム控除後）で「追加的自己資本」に計上されている。

この社債は、開発中の工業用資産ポートフォリオに対応した金額の劣後商品を増やすことを目標として2013年1月から開始した資金調達計画による第2回目の発行である。

2.4 EDFとExeltiumの間の契約

2014年10月27日に、ExeltiumコンソーシアムとEDFは、想定を超える大幅な市場価格の下落を受けて、Exeltiumの電力供給契約を調整し、関係する電力集約型各社の競争力を回復するための契約に署名した。

この契約に基づき、電力供給に対して支払われる価格は当初は引き下げられ、後に電力の市場価格の変動に基づいて調整される。全体の構造はこのように、全体的な経済バランスを保ちながら契約の柔軟性を高めるものである。

契約上の他のパラメータ（販売量、オプトアウト・オプションおよび業界リスクの分担）は変更されていない。開始時に欧州委員会の承認を受けた当該契約の基本方針も、従前と同じである。すなわち、長期的な見通しをコンソーシアムに所属する各社に提供し、全期間にわたり競争力ある価格を確保する一方で、EDFには発電コストの一部の長期的な分担を認める。

注記3．財務諸表に影響を与える2014年度における規制関連事象

3.1 規制料金

3.1.1 国務院による規制販売料金の取消し

2014年4月11日付決定において、フランス国務院は、ANODE（フランスのエネルギー小売事業者協会）による取消しの申し立てを受け、規制電力販売料金の一部を、2012年7月23日から2013年7月31日までの期間について取り消した。国務院は、当該期間中の「黄色」および「青色」料金の引上げは、2012年7月20日付の閣僚決定により2%を上限としており、EDFの発電コストを賄うのに不十分であり、かつ料金を2015年12月31日までに市場価格で販売される電力の供給コストと見合うものにするという立法者の目標に照らしても過少なものであったと決定した。訂正後の2012年の販売料金は2014年7月31日に官報に公表された。

これらの訂正に基づき、追加で908百万ユーロの売上収益が、2014年度に計上された。当該遡及的料金調整に関連する様々な費用を計上後の、2014年度の営業利益に対する影響は731百万ユーロである。

3.1.2 フランスの規制電力販売料金

2013年7月26日の料金決定では、2014年8月1日以降における「青色」規制販売料金の平均5%の引上げを定めていた。2014年7月4日にフランス政府は、この引上げを取り消すべき旨を発表し、これに向けた決定が公表された。

政府はまた、2009年8月12日付政令2009-975を改訂することを決定した。改訂の目的は、規制販売料金の設定方法として、原子力エネルギーへの規制接続価格、電力供給補完コスト（発電容量保証、電力引渡し費用および販売費を含む）ならびに通常水準の利益の「積上げ」または合算による方法を、2015年12月31日の前に導入することである。新たな政令は2014年10月28日に公表された。これに基づき、公式決定により2014年11月1日付で新たな料金体系が設定された。料金の引上げは2013年に発表された5%より低率となり、平均して住宅顧客向け「青色」料金で2.5%、「緑色」料金で3.7%、「黄色」料金で2.5%であった。非住宅顧客向け「青色」料金は平均0.7%引き下げられた。

3.2 「NOME」法およびARENHシステム

原子力発電供給への規制接続に関するARENH制度の下でのEDFの競合他社への2014年度の電力供給は、71.3TWhの電力量に関係していた（うち36.8TWhは上半期）。当該制度の下で販売される年間電力量は、100TWhに、政府決定により設定された日程に従い2014年1月1日から、電力損失を補償するために電力網の管理者に販売された量を段階的に加算した量を超えてはならない。ARENH料金の適用を2015年度上半期に受けるための2014年11月の供給業者からの申込み（15.8TWh）は、2014年度上半期と比較して大幅に減少した。その主な理由は、卸売市場の価格が下落して、より魅力的なエネルギー供給源となったことである。

ARENH価格は2012年1月1日からMWh当たり42ユーロに設定され、その後は既存の原子力施設による発電の経済状況を反映する。ARENH価格を構成するコストの評価方法を規定する政令案は、2014年6月19日にフランス高等エネルギー理事会（CSE）で検討され、更にフランスの競争当局およびCREでの検討を経て、現在は欧州委員会による検討に付されており、価格の計算式について同委員会の承認を受けなければならない。フランス政府は、この計算式を2015年7月1日から適用すると発表している。2014年10月15日にCREは、規制電力販売料金に係るCREの報告書において、同日現在で把握している情報に基づき、当該計算式の適用の結果、2015年度はMWh当たり約2ユーロの引上げとなる旨を記載している。

3.3 エネルギー移行法案

2014年10月14日に、フランス国民議会はその第一読会において、グリーン成長を目指したエネルギー移行に関する法案を可決した。この法案は中長期の目標を設定している。

主な目標は、温室効果ガスの排出を1990年の水準から2030年までに40%、2050年までに75%削減し、最終エネルギー消費を2050年までに半減させるために、中間目標として2030年までに20%削減させるというものである。

この法案はまた、フランスのエネルギーミックスの変更を目指し、原子力発電の割合を現在の75%から2025年までに50%に低減させ、化石燃料を基礎としたエネルギーの一次消費を2012年から2030年までの間に30%削減し、最終消費における再生可能エネルギーの割合を2030年までに32%に引き上げることを目標としている。

原子力発電に関しては、当該法案は、原子力発電の総容量を、現在操業中の原子力発電所の発電容量に相当する63.2GWまでに制限することを提言している。

この法案はまた、気候およびエネルギー政策につき新たな統治の仕組みを導入している。EDFは複数年エネルギー・プログラムに対応した戦略的事業計画の作成を求められることとなり、政府委員には当該戦略的計画に適合しない投資意思決定に反対する権限が与えられる。

この法案のその他の重要点には、再生可能エネルギー支援システムの改革およびCSPE（公共電力サービス拠出金）システムの統治の改革が含まれている。

立法化手続は現在継続中であり、2015年の前半には元老院によるこの法案の検討が行われる。

3.4 年金改革－2014年1月20日付法律

フランスの2014年1月20日付法律2014-40により、フランスの年金について定める規則が改訂された。この法律により導入された2つの主要な施策は、電力およびガス産業（IEG）に属する企業向けの特別年金制度を適用対象としている。年金の満額受給に適格となるために必要な拠出期間は、1973年生まれの従業員を起点として段階的に43年まで延長される。これはフランスの標準国民年金制度および公共部門の年金制度向けであり、2014年6月25日付政令2014-698によりIEG年金制度にも適用された。また、2014財政年度から、年金価額の年次レビューの日付が4月1日から10月1日に延期される。

この法律の法案は2013年12月18日に国会で可決されたため、その影響は、2013年12月31日からEDFの年金債務の評価に当たり勘案されている。

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)	2014年度	2013年度
エネルギー売上高(1)	39,616	41,234
商品およびサービス売上高	2,101	2,189
売上高	41,717	43,423

(1) 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。

2014年度の売上高の変動は、主として、不利な天候による販売量減少に起因するもので、2013年8月の3.6%および2014年11月の2.3%の料率引き上げによって一部相殺された。2014年度のエネルギー売上高は料率の遡及調整の影響908百万ユーロを含んでいる（注記3.1を参照）。

注記5．営業補助金

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
営業補助金	5,912	5,117

営業補助金は、主に、公共電力サービスに対する拠出金（CSPE）に関して、EDFが受け取ったか受け取る予定の補助金から構成される。財務諸表上、この補償により、2014年度に5,888百万ユーロ（2013年度に5,103百万ユーロ）の利益が認識されている。この増加は、主に電力の市場価格の低下および太陽光発電エネルギー購入量の増加（これによりフランス本土の購入義務に関して受け取る予定の補助金が増加する）ならびに本土の電力網に接続していない地域の燃料購入の増加によるものである。

注記６．引当金および減価償却の戻入額

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
リスク引当金の戻入	100	227
年金および類似債務(1)	1,127	1,407
使用済燃料管理	648	637
放射性廃棄物長期管理	240	137
原子力発電所の廃炉	164	171
火力および水力発電所の廃炉	36	37
その他費用引当金	170	188
費用引当金の戻入	2,385	2,577
減価償却の戻入	267	269
引当金および減価償却の戻入額合計	2,752	3,073

(1) 2013年度のこの項目には、年金改革の影響393百万ユーロが含まれている（注記3.4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)	2014年度	2013年度
その他の営業収益	585	719
費用振替額	130	128
合計	715	847

注記８．購入およびその他の対外費用

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
購入燃料使用分(1)	3,173	4,298
エネルギー購入(2)	9,792	10,311
サービスおよびその他購入品使用分(3)	18,965	19,480
購入およびその他の対外費用	31,930	34,089

- (1) 購入燃料使用分は、エネルギー生産のための原材料（核燃料、核分裂性物質、石炭、石油およびガス）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。当該項目はまた、温室効果ガス排出権の使用分を含んでいる（注記1.19.1を参照）。
- (2) これらの購入は電力購入義務を含んでいる。
- (3) サービス購入は子会社であるERDFが請求する配送網接続料を含んでいる。

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)	2014年度	2013年度
給与・賃金に対する税金	162	157
エネルギー関連の税金	1,231	1,124
地域経済拠出金	516	530
資産税	382	374
その他税金	324	333
法人所得税以外の税金	2,615	2,518

注記10．人件費

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
給与・賃金	3,905	3,843
社会保障費	2,699	2,614
人件費	6,604	6,457

人件費の増加は、主に従業員数および国内基本給の変動に起因している。

	2014年度			2013年度	
	管理職	その他	合 計	合 計	
IEG従業員	29,340	36,360	65,700	64,374	
その他	257	4,196	4,453	4,269	
平均従業員数	29,597	40,556	70,153	68,643	

平均従業員数は、常勤従業員相当数に換算されている。

2014年度に従業員の範囲が拡大された（主に見習工を含めたことによる）。2013年度の公表値は年間平均従業員数であり、範囲拡大に対応した修正後である。

注記11．減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
無形資産償却費	153	123
有形固定資産減価償却費：		
－EDF所有	2,747	2,358
－委譲運営(1)	218	207
固定資産減価償却費および償却費合計	3,118	2,688
その他の減価償却費および償却費ならびに繰延収益	31	35
減価償却費および償却費合計	3,149	2,723

(1) 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。

注記12．引当金および減損

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度

リスク引当金(1)	608	137
年金および類似債務	733	810
使用済核燃料管理	457	417
放射性廃棄物長期管理(2)	29	228
原子力発電所の廃炉および炉心核燃料(3)	423	-
火力および水力発電所の廃炉	-	1
その他費用引当金	166	222
費用引当金	1,808	1,678
減損	424	319
引当金および減損合計	2,840	2,134

- (1) 増加の大半は供給契約に関係している。
- (2) 2013年度は、地層処分計画に関する研究のためのANDRAの新たな資金調達の必要性を反映した208百万ユーロを含んでいる。
- (3) 永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉費用388百万ユーロの増加が2014年度に計上された（注記28.3を参照）。

注記13. 金融損益

(単位：百万ユーロ)	2014年度	2013年度
投資による収益(1)	1,295	2,116
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)	370	377
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(3)	(1,639)	(2,007)
引当金および減損戻入額ならびに費用振替額(4)	415	1,187
為替差損益	(129)	137
・差益	2,160	1,835
・差損	(2,289)	(1,698)
市場性のある有価証券売却益	51	(26)
・純利益	51	7
・純損失	-	(33)
金融取引に係る償却費、引当金繰入額および減損(5)	(3,459)	(2,674)
金融損益	(3,096)	(890)

- (1) 受取配当金の変動は主に、以下に関係している。
- ERDF（2014年度427百万ユーロ、2013年度535百万ユーロ）。
 - EDF International（2014年度202百万ユーロ、2013年度394百万ユーロ）。
 - C3（EDF Investissementsグループの持株会社）（2014年度129百万ユーロ、2013年度514百万ユーロ）。
 - EDEV（2014年度58百万ユーロ、2013年度146百万ユーロ）。
- (2) 2014年度のこの項目はCSPE金融債権の負担コストに関する87百万ユーロの収益を含んでいる（2013年度83百万ユーロ）。
- (3) 変動の大部分は通貨商品に係る未実現為替差損益および永久劣後債の金利費用の変動によるものである。
- (4) 2013年度に専用資産（176百万ユーロ）およびVeolia Environnementの全株式売却を受けた同株式（327百万ユーロ）に係る減損の戻入が計上された。
- (5) この変動は、主に、核サイクル終了、廃炉および炉心核燃料引当金、ならびに長期および雇用後給付引当金の割引費用を含んでいる。これらはまた、ヘッジしていない外貨建借入金および永久劣後債に係る不利な外国為替の影響を反映している。

注記14. 臨時損益

2014年12月31日現在、臨時項目により純利益1,442百万ユーロが生じたが、その主要項目は以下の通りである。

- 専用資産に含まれる投資有価証券の売却による純利益934百万ユーロ。

- Dalkia InternationalおよびDalkia Holdingの売却による純利益454百万ユーロ。

2013年12月31日現在、臨時項目により純利益164百万ユーロが生じたが、その主要項目は以下の通りである。

- 専用資産に含まれる投資有価証券の売却、特にCSPE債権の専用資産への配分後に実施された売却による利益622百万ユーロ。
- Veolia Environnement株式の売却による損失266百万ユーロ。金融損益に含まれた減損の戻入327百万ユーロを控除後。
- 2013年度に原子力事業で稼働開始した新情報システムに関連する222百万ユーロの税務上の償却超過額。

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。2014年度の連結納税グループは、RTE Réseau de Transport d'Électricité、ERDF、EDF InternationalおよびEDF Énergies Nouvelles下位企業集団を含む83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（社会保障費、法人所得税の10.7%と同額の臨時負担および配当分配額に係る3%の負担）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、2014年度に577百万ユーロの法人所得税費用を計上した。内訳は以下の通りである。

- 2014年度の課税所得217百万ユーロ。
- 臨時損益純額376百万ユーロ。
- 連結納税から生じた調整に係る(16)百万ユーロ。

15.3 競争力および雇用税額控除（CICE）

フランスのCICE税額控除制度のもとで2013年度分として2014年度に受け取った金額は、当社の投資および採用の取り組みの資金源とすることが目的とされている。

15.4 繰延税金

繰延税金は、EDFの個別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、収益および費用の認識における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課税標準を増加させるものを表している。

繰延税金の変動は、以下の通りである。

(単位：百万ユーロ)

2014年12月31日 現在	2013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)	(12,403)	(10,316)	(2,087)
- 金融商品および未実現為替差益	(5,151)	(3,780)	(1,371)
- その他	(324)	(337)	13

標準税率を適用される繰延税金資産合計

(17,878)	(14,433)	(3,445)

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	4,657	2,883	1,774
- その他	1,014	727	287

標準税率を適用される繰延税金負債合計

5,671	3,610	2,061

- 未課税資産譲渡益、資産譲渡損控除後

79	79	-

軽減税率を適用される繰延税金負債合計

79	79	-

繰延税金の基礎

(12,128)	(10,744)	(1,384)

標準税率による将来の税金資産（純額）

(4,203)	(3,726)	(477)

軽減税率による将来の税金負債（純額）

3	1	2

(1) 主として従業員雇用後給付に関係している。

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)	2013年 12月31日 現在総額	増加	減少	2014年 12月31日 現在総額
ソフトウェア	942	210	16	1,136
その他	243	9	1	251
無形資産	1,185	219	17	1,387
土地	117	8	3	122
建物	9,374	358	61	9,671
原子力発電所	49,522	2,665	948	51,239
電力網以外の機械および設備	11,286	509	241	11,554
EDF所有電力網	886	34	1	919
その他	1,313	138	86	1,365
EDF所有有形固定資産	72,498	3,712	1,340	74,870
土地	39	-	-	39
建物	9,359	154	5	9,508
電力網以外の機械および設備	1,379	40	9	1,410
委譲電力網	2,292	138	12	2,418
その他	11	-	1	10
委譲運営有形固定資産(1)	13,080	332	27	13,385
有形固定資産(2)	9,220	5,163	3,912	10,471
無形資産	1,199	335	222	1,312
発注に係る前渡金および進捗払	2,355	397	-	2,752
建設中の資産	12,774	5,895	4,134	14,535
無形および有形固定資産合計	99,537	10,158	5,518	104,177

(1) 委譲運営資産は、島部エネルギー・システムおよび水力発電委譲に関係する。

(2) 2014年度の投資は、主に既存発電所の装置およびフラマンビルのEPR建設に関係している。

注記17. 無形および有形固定資産に関する減価償却費および償却費

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在累計額	増加	減少	2014年 12月31日 現在累計額
ソフトウェア	395	126	15	506
その他	77	27	-	104
無形資産	472	153	15	610
建物および土地の改良	6,265	277	58	6,484
原子力発電所	33,427	2,073	883	34,617
電力網以外の機械および設備	7,338	396	236	7,498
EDF所有電力網	364	27	-	391
その他	781	110	82	809
EDF所有有形固定資産	48,175	2,883	1,259	49,799
建物および土地の改良	5,855	135	5	5,985
電力網以外の機械および設備	980	24	7	997
委譲電力網	909	66	8	967
その他	10	-	-	10
委譲運営有形固定資産	7,754	225	20	7,959
建設中の有形資産	71	31	2	100
減価償却費および償却費合計	56,472	3,292	1,296	58,468

注記18. 金融資産

18.1 金融資産の変動

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日現在 総額	2014年 12月31日現在 総額
投資(1)	59,848	56,577
投資に関連する債権	50	50
投資有価証券(2)	12,150	12,591
その他の投資	349	208
CSPE債権(3)	5,053	5,140
子会社貸付金その他の金融資産(4)	2,615	3,089
金融資産合計、総額	80,065	77,655
投資および関連債権の減損(1)	(357)	(171)
投資有価証券の減損	(41)	(55)
減損合計	(398)	(226)
金融資産合計、純額	79,667	77,429

(1) 投資の変動は、基本的に、以下に対応する。

- Dalkia株式の967百万ユーロでの取得（注記2.1を参照）。
- Dalkia HoldingおよびDalkia Internationalの純額1,322百万ユーロでの売却（注記2.1を参照）。
- C3（EDF Investissementsグループの持株会社）の増資引受け1,300百万ユーロ。
- TdE SpAの減損の戻入220百万ユーロを伴う、EDF Internationalへの売却（注記2.2を参照）。

(2) 投資有価証券の変動は、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、2014年度に正味売却益が発生した（注記14を参照）。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補対象の引当価額を超過しているため、ゼロであった（注記38.2.4を参照）。

(3) この債権は、2012年12月31日現在のCSPE(Contribution au Service Public de l'Électricité)不足額およびEDFが負担した関連する金融費用から構成されている。CSPEは、フランス政府が定めた拠出金であり、EDFが負担する特定の公共サービス費用を賄うことを目的として、電力の最終消費者から直接集金される。この拠出金は再生可能エネルギーの増

大、社会料率および料率平準化の財源とすることを目的としている。2013年1月14日に発表されたフランスの当局との間で達した合意に基づき、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE不足額（43億ユーロ）および当グループが当該不足額を負担することによるコスト（6億ユーロ）から成る債権の払戻しを受ける予定である。この合意の締結を受けて、2012年12月31日にEDFはCSPE債権を「その他の債権」から「貸付金および金融債権」に振り替えた。この債権には全期間にわたり市場レート（1.72%）での金利が付される。

- (4) 2014年12月31日現在の子会社に対する貸付金は合計3,002百万ユーロであり、EDF Énergies Nouvellesに対する1,175百万ユーロ、RTEに対する670百万ユーロ、Dalkiaに対する661百万ユーロおよびEDF Internationalに対する450百万ユーロを含む。

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	2014年 12月31日現在 減損計上額	資本 保有率 (%)	2013年 12月31日現在 自己資本	2013年度 純利益	2014年度 受取 配当金	2013年度 売上高
I 子会社							
*持株会社							
EDEV	6,891	-	100	6,354	62	58	1,199
EDF International	25,930	-	100	23,959	213	202	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	-	100	664	10	-	174
EDF Holding SAS	1,950	-	100	2,260	231	219	-
Société C3	11,196	-	100	10,071	136	129	-
EDF Immo	1,361	-	100	1,383	46	-	-
その他の会社	394	2	100	-	-	-	-
*工業および商業会社							
フランス							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	nm	-	7
Dalkia Investissement	200	62	100	263	38	-	nm
Dalkia	967	-	100	1,317	3	-	-
RTE Réseau de Transport d'Électricité (1)	4,030	-	100	5,861	417	250	4,652
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2,700	-	100	4,324	781	427	13,811
その他の国々							
Eosson	14	14	50	114	nm	-	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	117	3	-	17
Forces Motrices du Chatelôt	nm	-	50	7	nm	nm	4
*その他の企業(EIG EIFER)	94	93	-	-	-	-	-
合計 I	56,444	171				1,285	

nm:重要でない(500,000ユーロ未満)。

- (1) 株式の50%は専用資産に配分されている。

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	2014年 12月31日現在 減損計上額	資本保有率 (%)	2013年 12月31日現在 自己資本	2013年度 純利益	2014年度 受取配当金
I 子会社						
合計 I 繰越	56,444	171				1,285
II 投資						
II.1 EDFが10%から50%の持分を 保有する会社						
＊工業および商業会社						
フランス						
Trimet France	130	-	35	243	nm	-
合計 II.1	130	-				-
II.2 EDFが10%未満の持分を 保有する会社						
その他の会社	1	-	-	-	-	-
その他の国々						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	97	4	nm
合計 II.2	2	-				-
合計 II	133	-				-
投資合計、総額	56,577	171				1,285
投資合計、純額	56,406					

nm:重要でない(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	12,150	12,118	14,005	12,591	12,536	14,769

2014年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオ総額は、専用資産（12,468百万ユーロ）および123百万ユーロのAREVA株式（減損45百万ユーロ計上済み）から構成されている。

18.5 自己株式の変動

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、その後は毎期、暗黙の合意により12か月間の更新が行われている。

この株式買戻プログラムには、市場監督機関のAMFが要求する流動性契約が含まれている。

(単位：百万ユーロ)	2013年12月31日現在 総額	増加	減少	2014年12月31日現在 総額
自己株式	44	443	(449)	38

2014年12月31日現在、投資有価証券ポートフォリオに含まれる自己株式は、合計価額38百万ユーロの1,631,587株を示している。

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			2014年	2013年
	1 年未満	1－5 年	5 年超	12月31日現在 総額	12月31日現在 総額
投資に関連する債権	2	-	48	50	50
CSPE債権	638	4,502	-	5,140	5,053
貸付金その他の金融資産	792	717	1,580	3,089	2,615
貸付金および投資に関連する債権	1,432	5,219	1,628	8,279	7,718

[次へ](#)

注記19. 棚卸資産および仕掛品

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
	総額	引当金	純額	総額	引当金	純額
核燃料	8,457	(14)	8,443	8,327	(14)	8,313
その他の原材料	334	-	334	487	-	487
その他の貯蔵品	1,144	(186)	958	1,038	(197)	841
仕掛品その他の棚卸資産	18	-	18	19	-	19
棚卸資産合計	9,953	(200)	9,753	9,871	(211)	9,660

注記20. その他の流動資産

(単位：百万ユーロ)	流動性			2014年 12月31日現在 総額	2013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	590	187	359	1,136	1,056
－営業債権：					
請求額	2,039	-	-	2,039	2,519
未請求受取債権(1)	12,060	243	-	12,303	11,102
－その他の受取債権(2)	4,923	56	81	5,060	4,170
営業受取債権	19,022	299	81	19,402	17,791
現金性金融商品(3)	1,618	1,041	1,254	3,913	1,627
前払費用	481	169	644	1,294	1,295
流動資産合計	21,711	1,696	2,338	25,745	21,769

- (1) 主に、供給済であるが未請求のエネルギー債権。2014年度に認識された遡及的料金調整を含む（注記3.1を参照）。
- (2) 法人所得税以外の税金に関する政府債権2,460百万ユーロおよび公共電力サービス拠出金（CSPE）2,056百万ユーロ（2013年度1,357百万ユーロ）を含んでいる。CSPE債権の残額は「金融資産」に計上されている（注記18.1を参照）。
- (3) 為替商品に係る未実現利益。

注記21. 市場性のある有価証券

(単位：百万ユーロ)	2014年12月 31日現在	2013年12月 31日現在	増減
自己株式	3	3	-
投資ファンド	1,637	2,844	(1,207)
満期3か月以内の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	-	10	(10)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建または他の通貨建）	1,914	2,599	(685)
債券	5,211	4,847	364
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	54	13	41
総額合計	8,819	10,316	(1,497)
引当金	(4)	(4)	-
純額合計	8,815	10,312	(1,497)

2013年12月31日現在の市場性のある有価証券の価額が2014年12月31日現在の価額を上回っているのは、2013年度におけるCSPE債権の配分後の合計24億ユーロであった専用資産が処分されたためである。

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)

	2014年12月 31日現在	2013年12月 31日現在	増減
市場性のある有価証券	8,819	10,316	(1,497)
現金および現金同等物	6,583	5,066	1,517
貸借対照表資産小計	15,402	15,382	20
ユーロ建投資ファンド	(1,637)	(2,844)	1,207
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建）	(1,914)	(1,595)	(319)
満期3か月超の譲渡性負債商品（ユーロ建以外）	-	(1,004)	1,004
債券	(5,211)	(4,847)	(364)
自己株式	(3)	(3)	-
未収利息およびその他の市場性のある有価証券	(54)	(13)	(41)
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	(8,819)	(10,306)	1,487
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）	12	4	8
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）	(5,369)	(8,390)	3,021
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*	1,226	(3,310)	4,536
為替変動の影響の消去			(57)
現金および現金同等物に係る純金融収益の消去			43
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*			4,550

* キャッシュ・フロー計算書を参照。

注記23. 未実現為替差損

2014年12月31日現在の未実現為替差損は1,146百万ユーロであり、英ポンドおよび米ドルに関連する不利な影響を反映している。

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
2012年12月31日現在	924	10,802	2,660	3,566	190	6,323	24,465
2012年度の純利益の配分	-	-	2,309	(2,309)	-	-	-
配当金の分配	-	-	1	(1,257)	-	-	(1,256)
2013年7月29日の増資	6	165	-	-	-	-	171
2013年度の純利益	-	-	-	2,938	-	-	2,938
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	-	18	-	(12)	78	84
2013年12月31日現在	930	10,967	3,929	2,938	178	6,401	25,343
2013年度の純利益の配分	-	1	1,667	(1,668)	-	-	-
2014年度の純利益	-	-	-	1,649	-	-	1,649
配当金の分配	-	-	2	(1,270)	-	-	(1,268)
中間配当	-	-	(1,059)	-	-	-	(1,059)
その他の変動	-	(1)	-	-	(4)	(77)	(82)
2014年12月31日現在	930	10,967	4,539	1,649	174	6,324	24,583

24.1 資本金

2014年12月31日現在のEDFの資本金は930,004,234ユーロであり、全額引受済払込済の額面0.50ユーロの株式1,860,008,468株から成り、84.5%がフランス政府に、13.7%が民間（機関投資家および個人投資家）に、1.7%が在職中および退職後のグループの従業員に、ならびに0.1%が自己株式としてEDFによって保有されている。

2013年度に2012年度配当の一部を株式の形態で支払ったことにより、11,141,806株の新株発行に対応して資本金が6百万ユーロ増加した。

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

2014年5月15日の株主総会において、2013年度について1株当たり1.25ユーロの配当金の分配が決議された。

2011年5月24日の株主総会で提案された当社定款の変更を適用して、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。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。特別配当を含む配当金は1株当たり1.375ユーロである。

中間配当（1株当たり0.57ユーロ）は2013年12月17日に支払われたため、2013年度に係る未払配当残額は、普通配当1株当たり0.68ユーロ、特別配当を含めると1株当たり0.805ユーロとなった。この未払配当残額は総額1,268百万ユーロで、2014年6月6日に支払われた。

2014年12月10日にEDFの取締役会は、2014年度について、社外流通株式1株当たり0.57ユーロの中間配当を支払うことを決議した。この中間配当は総額1,059百万ユーロで、2014年12月17日に現金で支払われた。

注記25. 追加的自己資本

追加的自己資本は、2013年1月および2014年1月にEDFが発行したそれぞれ6,135百万ユーロおよび3,973百万ユーロ（償還プレミアム控除後）の永久劣後債から構成されている。

2014年12月31日現在、為替変動および償還プレミアムの当年度償却額の調整後の追加的自己資本は10,688百万ユーロである。

注記26. 特別委譲勘定

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
資産の現物評価額	103	103
再評価差額	945	971
追加減価償却額	108	88
水力発電資産に対する権利	1,156	1,162
資産の現物評価額	1,517	1,441
運営者による供与資金の未償却分	(915)	(860)
委譲者による供与資金の償却	279	264
建設中の委譲運営発電所資産に係る受取抛出金	8	9
公共配電委譲資産に対する権利(1)	889	854
特別委譲勘定合計	2,045	2,016

(1) 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（IES）に関係している。

注記27. リスク引当金

(単位：百万ユーロ)	2013年12月 31日現在	増加		減少		2014年12月 31日現在
		営業(1)	金融	使用	戻入	金融
未実現為替差損引当金	262	-	922	-	-	(37)
契約損失引当金	97	444	4	(56)	-	-
その他リスク引当金	177	164	-	(37)	(7)	-
リスク引当金	536	608	926	(93)	(7)	(37)
						1,933

(1) 主に供給契約に関係している。

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、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、適切な場合、関連する事業に関し、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、以下のような不確定要素が伴う。

- ・ 安全、危機管理および環境保護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当局ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) による貯蔵施設の提供。
- ・ 割引率、インフレ率等の一定の財務的パラメータの変動、ならびに使用済燃料管理の契約条件の変更。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2014年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用		
使用済燃料管理引当金	9,779	457	462	(648)	55	10,105
放射性廃棄物長期管理引当金	7,542	29	346	(240)	(1)	7,676
核サイクル終了引当金	17,321	486	808	(888)	54	17,781
原子力発電所廃炉引当金	13,024	423	625	(164)	(42)	13,866
炉心核燃料引当金	2,313	-	111	-	(11)	2,413
廃炉および炉心核燃料引当金	15,337	423	736	(164)	(53)	16,279
原子力発電関連引当金	32,658	909	1,544	(1,052)	1	34,060

- (1) 金融割引費用。
- (2) 対応する金額が貸借対照表上の核サイクル終了引当金、核燃料棚卸資産の変動（注記1.8.1を参照）、廃炉および炉心核燃料引当金、有形固定資産の変動（注記1.15.1を参照）として認識されている。

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（プルトニウムとウラニウムの混合酸化物）燃料の形で再利用することである。

処理量（年間約1,000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、使用済燃料引当金は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（この処理から生じる再利用可能な物質および廃棄物の調整および貯蔵を含む）

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12月の枠組み契約に従いAREVAとの間で現在効力を有する契約を参照して測定される。

28.2 放射性廃棄物長期管理引当金

この項目には、以下のための将来の費用が含まれる。

- ・ EDFが運営する規制原子力施設の廃炉から生じる放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ ラアグで処理される使用済燃料から生じる一連の放射性廃棄物の除去および貯蔵。
- ・ 既存施設では再利用できない使用済燃料の長期かつ直接の貯蔵：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、クレイ・マルヴィルおよびブレンニリスからの燃料。
- ・ 既存および将来の貯蔵センターの調査、建設、閉鎖および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発電所の廃炉またはラアグにおける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で構成される）。この量は、フランスの放射性廃棄物管理当局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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
超低レベルおよび低中レベル廃棄物	997	967
長寿命低レベル廃棄物	521	499
長寿命中高レベル廃棄物	6,158	6,076
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542

超低レベルおよび低中レベル廃棄物

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、がれき（コンクリート、金属くず、絶縁体および導管）の形態をとる。この種の廃棄物は、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。

低中レベル廃棄物は原子力施設から生じる（グローブ、フィルター、樹脂）。この種の廃棄物は、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廃棄物）の除去および貯蔵の費用は、運送者との現在の契約および既存の貯蔵センターの運営に関するANDRAとの契約に基づいて査定される。

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。

その寿命を考慮すると、この種の廃棄物は、既存の地表面の貯蔵センターに貯蔵することはできないが、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ではこれらの廃棄物に関して、特定の地下貯蔵を要求している。

2008年に着手されたANDRAの最初の用地調査は不成功に終わった。ANDRAは2013年にこの調査を再開し、2015年末までに当局に結果を提示する予定である。黒鉛の分類および処理解決策を含む、他の代替的管理のシナリオも検討されている。

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れらの廃棄物に関して、可逆的深部地層処分を要求している。

2005年度から、将来の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る。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、AREVA、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、この作業部会からの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年の経済状況下で208億ユーロ）。

地層処分プロジェクト（CIGEOプロジェクト）達成に資する目的で2011年度にANDRAと廃棄物産出業者との間で形成されたパートナーシップを通じて、ANDRAは、2012年から予備的構想調査を実施し、産出業者が提案した技術的最適化について分析してきた。ANDRAと産出業者の協力により、正式な技術的検討を行うためのフォーラムが設けられ、廃棄物貯蔵の設計（例えば、地上施設の寸法変更、地下建造物の長さの大幅な短縮、より薄いコーティング等を含む）および操業条件（作業員数を大幅に削減するパッケージ移行の新たな進行表等）が最適化された。

これに基づきANDRAは、2014年7月18日にEDFに送られた報告書において暫定的な数値を出した。2006年の法律に準拠して、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）により2014年12月18日に協議手続が開始され、同日にANDRAの連結数値が廃棄物産出業者のコメントを求めて彼らに提出された。協議の焦点は、リスク、機会および不確実性を織り込む方法、ならびに単位当たりの費用であり、これらの点については、依然として、ANDRAと産出業者の間で大きな隔たりがある。EDFおよび他の産出業者は2か月以内にその見解を公表する予定であり、当該見解は環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣に提出される報告書に含められ、これを受けて同大臣はフランスの原子力安全庁（Autorité de Sûreté NucléaireまたはASN）の助言を得て、長寿命中高レベル廃棄物の貯蔵に関する新たなベンチマーク費用を設定する予定である。

使用される費用水準に関する不確実性および対応する引当金への影響に鑑み、2014年12月31日現在でEDFが計上した引当金は、引き続き、2005年に作業部会が決定したベンチマーク費用に基づいている。

DGEC、ANDRAおよび産出業者の間で進行中の議論は、すべての産出業者からのすべての最終廃棄物の予測一覧に基づく、2011年の経済状況下での貯蔵費用に関連している。

引当金の測定は、総貯蔵費用の影響を受けるが、これに加えて支払スケジュール、産出業者（EDF、AREVA、CEA）間の費用配分、ならびにプロジェクトの機会、リスク、未知の事項および不確実性に関する主要な仮定の影響も受ける。現在の引当金に適用したと同一の仮定を用いて、2011年の経済状況下で請負業者の総見積価格が10億ユーロ高かったとした場合、2014年12月31日現在の引当金に対して約200百万ユーロ（現在価値）の影響があったと見積られる。

エネルギー担当大臣により設定された価額がEDFの見積りと異なる場合には、EDFは、財務諸表上でその影響額を反映することとなる。

28.3 原子力発電所廃炉引当金

EDFは、操業する原子力発電所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。廃炉手続は、2006年6月13日付のフランスの法律および施政令により管理されている。

国際原子力機関（IAEA）が1980年に定めた分類に基づく原子力発電所の廃炉には、3つのレベルがある。

- ・ レベル1：発電所の最終的な閉鎖（燃料の取出し、回路の排水等）。
- ・ レベル2：原子炉建屋を除く原子力建造物の解体、設備の解体および廃棄物の除去。
- ・ レベル3：原子炉建屋および設備の完全解体、ならびに廃棄物の除去。

EDFが採用する廃炉のシナリオは、閉鎖後、放射性崩壊の待機期間なしに直ちに廃炉するというものであり、これは最終的な閉鎖から解体までの期間を可能な限り短くするよう求めるフランスの規制に準拠している。レベル1の作業は最初に行わねばならないが、レベル2とレベル3の一部の作業は、同時並行的に行うことができる。

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。

EDFは現在、解体中の発電所および稼働中の発電所における土壌汚染を識別するための棚卸しを実施している。現段階では、引当金は建造物の汚染除去のみを対象としており、稼働中の発電所における偶発的な土壌汚染は発生の都度、速やかに処理される。廃炉中の施設に関する現在までに入手可能なフィードバックおよび最初の土壌分析（主にブレンニリス用地に関する）は、このアプローチを支持している。

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と貯蔵は対象外である。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	その他の 変動(2)	2014年 12月31日現在
		営業	財務(1)	使用		
現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金	10,907	35	522		(42)	11,422
永久に閉鎖された原子力発電所の廃炉引当金	2,117	388	103	(164)		2,444
原子力発電所廃炉引当金合計	13,024	423	625	(164)	(42)	13,866

(1) 金融割引費用。

(2) 関連する資産が有形固定資産として認識されている（注記1.15を参照）。

現在稼働中の原子力発電所（900MWクラス、1300MWクラスおよびN4型原子炉を備えたPWR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。

EDFは2009年に、ダンピエール（900MWユニット4基）を代表的用地として用いて、廃炉費用の詳細な調査を実施した。この調査には以下のステップが含まれていた。

- ・ 直近の規制動向、閉鎖発電所の廃炉の実績およびASNが発表した勧告を考慮に入れたダンピエール用地の廃炉費用の測定。
- ・ 長期の廃炉業務スケジュールの見直し（一つの原子炉の総廃炉期間は閉鎖後15年と見積られている）。
- ・ 稼働中のPWR発電所の設備一式に係る見積費用の推計方法の決定。

EDFの調査結果は、コンサルタントのLaGuardiaが、技術および発電容量の面で同等である米国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。

ダンピエール調査の結果、ベンチマーク費用に基づく引当金の額には変更がなかった。2013年度までは、全58原子炉に関する引当金は、設定キロワット当たり309ユーロ（2013年度）に相当する予測金額に基づいていた。

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。この見直しによって、現在稼働中の原子力発電所の廃炉引当金の金額は、ダンピエール調査による費用を基礎として最善の見積りおよびフランス内外のフィードバックを織り込んだ、強い裏付けのあるものとなった。

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。

永久に閉鎖された原子力発電所

現在稼働中のPWR発電所と異なり、現在閉鎖されている第1世代の原子炉は、ピュージェイ、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、ショーAのPWR原子炉、クレイ・マルヴィルの高速中性子炉など、様々な異なる技術を利用していた。従って、廃炉費用は用地毎に個々に見積られている。

EDFは第1世代の発電所を、結果として生じる廃棄物に係る解決策の将来の利用可能性に沿って、2040年までに完全に解体することを選択している。

- ・ 長寿命中レベル廃棄物については、深層での貯蔵が可能になるまで、2017年に開業予定である放射性廃棄物の収納および一時貯蔵施設（ICEDA）。
- ・ 長寿命低レベル廃棄物については、2025年までに開業予定である黒鉛廃棄物の貯蔵施設。

引当金の額は、2018年末までに公布される予定のブレンニリスの完全解体に関する政令によっても影響を受ける。

廃炉費用は請負業者の見積価格に基づいており、見積価格は原則として3年毎に全面改訂される。2008年に設定された見積価格は、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、2012年に改訂された。

これらの見積価格の全面改訂は2015年に予定されているが、準備段階の作業により、用地の物理的進捗の遅れおよび一部の契約に関する費用の再査定を反映して2014年12月31日現在で388百万ユーロの見積変更があった。この変更により損益計算書の「その他の対外費用」に費用が認識された。

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。
- ・ 燃料処理、処分および廃棄物貯蔵業務のコスト。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。

28.5 原子力発電関連引当金の割引および感応度分析

28.5.1 割引率

割引率の計算

割引率は負債の期限に可能な限り近い期限の債券のサンプルに関する長期データに基づいて決定される。しかし、この引当金の対象となる費用の中には、金融市場で一般に取引される商品の期間より著しく長い期間にわたり支払われるものがある。

割引率の決定に使用される基準金利は、当該債務と類似の期間を有するフランス0AT2055国債の10年間の平均収益率をより長い時間軸にスライドさせ、EDFを含む、AからAAの格付けの社債のスプレッドを加えたものである。

使用された仮定上のインフレ率は、コンセンサス予想およびインフレ連動債の収益率に基づく予想インフレ率を踏まえて決定される。

この方法により算定された割引率は、2014年12月31日現在、インフレ率を1.7%と仮定して、4.6%である（2013年12月31日現在インフレ率1.9%として4.8%）。

割引率の見直しと規制上の制限

割引率の決定に使用される方法は、特に10年平均のスライドを参照することにより、支出が長期にわたることに鑑みて、利率の長期的な趨勢を優先できる。そのため、割引率は中長期的な変化をもたらす経済の構造変化に応じて見直される。

適用される割引率はまた、2007年2月23日付政令および2007年3月21日付決定が定めた2つの制限に従う必要がある。これにより、割引率は以下より低くなければならない。

- ・ 「関連する期間の最終日に観察された、30年物固定金利（TEC 30年）の直近48か月間の算術平均プラス1ポイントに等しい」規制上限。
- ・ 負債を賄う資産（専用資産）の期待収益率。

TEC 30年の金利に基づく上限率は、2014年12月31日現在、4.31%であった。

引当金に適用可能な割引率を統制する規制に関し、原子力事業者がフランス政府とともに2013年から取り組んできた作業が完了し、その結果は2015年度第1四半期中に規制に組み入れられる予定である。予想される新規則に基づく、割引率の上限は2014年12月31日現在で約4.8%となる見込みである。

新規則が公布されるまで、環境・持続可能開発・エネルギー担当大臣、財務・財政担当大臣、および経済・生産再建・デジタル関連担当大臣は、EDFグループに対し、現行規則に準拠した割引率の適用を2015年3月31日まで延期することを認めた。

従って、2014年12月31日現在で適用された割引率は4.6%であり、当社の通常の方法に基づいて決定されている。

28.5.2 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。

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在		2013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	16,463	10,105	15,868	9,779
放射性廃棄物長期管理	26,159	7,676	25,578	7,542
核サイクル終了費用	42,622	17,781	41,446	17,321
稼働中の原子力発電所廃炉引当金	19,298	11,422	19,558	10,907
永久に閉鎖された原子力発電所廃炉 引当金	3,310	2,444	2,890	2,117
炉心核燃料引当金	4,050	2,413	3,979	2,313
廃炉および炉心核燃料費用	26,658	16,279	26,427	15,337

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。

2007年2月23日付政令第11条を適用して、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。

	現在価値による 引当金の金額	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)	2014年12月31日 現在	+0.20%	-0.20%	-0.30%	+0.20%	-0.20%	-0.30%
核サイクル終了費用							
-使用済燃料管理	10,105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
-放射性廃棄物長期管理	7,676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
廃炉および炉心核燃料費用							
-原子力発電所の廃炉	13,866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
-炉心核燃料	2,413	(64)	68	103	-	-	-
合計	34,060	(1,047)	1,122	1,715	520	(571)	(877)

注記29. 非原子力施設廃止引当金

これらの引当金は主に火力発電所に関係している。

火力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。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少		2014年 12月31日現在
		営業 (1)	金融	営業 (2)	金融 (3)	
雇用後給付引当金	9,794	562	804	(1,039)	(336)	9,785
長期給付引当金	897	171	30	(88)	-	1,010
従業員給付引当金	10,691	733	834	(1,127)	(336)	10,795

(1) 過去勤務費用382百万ユーロ、数理計算上の損失の償却340百万ユーロおよび権利未確定給付11百万ユーロを含む。

(2) 雇用主の拠出額1,061百万ユーロ、数理計算上の利益25百万ユーロおよび補足年金41百万ユーロを含む。

(3) 制度資産の期待運用収益である。

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
2013年12月31日現在残高	24,020	(8,253)	15,767	(107)	(4,969)	10,691
2014年度純費用	1,174	(336)	838	(30)	357	1,165
未認識数理計算上の損益	5,538	(1,601)	3,937	42	(3,979)	-
制度への拠出	-	(337)	(337)	-	-	(337)
給付支払額	(1,063)	339	(724)	-	-	(724)
2014年12月31日現在残高	29,669	(10,188)	19,481	(95)	(8,591)	10,795

2014年度の債務に係る数理計算上の損益は(5,538)百万ユーロであり、仮定の変更（特に割引率の低下およびエネルギーの現物給付の測定上の仮定の変更）による損失(5,707)百万ユーロおよび実績修正による利益169百万ユーロを含んでいる。

雇用後および長期従業員給付費用

(単位：百万ユーロ)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
当期勤務費用	382	514
利息費用（割引の影響）	834	851
制度資産の期待運用収益	(336)	(314)
未認識数理計算上の損益の償却－雇用後給付	151	188
数理計算上の損益の変動－長期給付	164	71
過去勤務費用－権利確定済給付	-	(393)
過去勤務費用－権利未確定給付	(30)	11
雇用後給付および長期給付に関連する費用純額	1,165	928
うち：		
営業費用(1)	667	391
金融費用	498	537

(1) 2014年度のこの金額は、営業引当金の増加（733百万ユーロ）から数理計算上の損益の戻入（25百万ユーロ）を控除したものおよび追加年金（41百万ユーロ）に対応している。

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)	2013年 12月31日現在	増加		減少		2014年 12月31日現在
		営業	金融	営業	金融	
雇用後給付引当金						
年金	7,838	364	645	(828)	(320)	7,699
CNIEG費用	421	7	15	(14)	-	429
現物給付（エネルギー）	1,029	131	103	(81)	-	1,182
退職慰労金	(5)	36	20	(50)	(15)	(14)
その他の給付	511	24	21	(66)	(1)	489
合計	9,794	562	804	(1,039)	(336)	9,785

(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
2014年12月31日現在の雇用後給付引当金					
年金	22,385	(9,683)	-	(5,003)	7,699
CNIEG費用	511	-	-	(82)	429
現物給付（エネルギー）	4,355	-	-	(3,173)	1,182
退職慰労金	620	(491)	(50)	(93)	(14)
その他の給付	788	(14)	(45)	(240)	489
合計	28,659	(10,188)	(95)	(8,591)	9,785

(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
2013年12月31日現在の雇用後給付引当金					
年金	18,540	(7,810)	-	(2,892)	7,838
CNIEG費用	424	-	-	(3)	421
現物給付（エネルギー）	2,929	-	-	(1,900)	1,029
退職慰労金	575	(429)	(57)	(94)	(5)
その他の給付	655	(14)	(50)	(80)	511
合計	23,123	(8,253)	(107)	(4,969)	9,794

2013年度から2014年度の債務の増加は、主に割引率の変更（2013年12月31日現在3.5%、2014年12月31日現在2.2%）に関連している。

30.2 在職中の従業員に対するその他の長期給付引当金

在職中の従業員に与えら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)	2013年 12月31日現在	増加		減少	2014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					
業務上の事故または疾病に係る年金	777	152	26	(76)	879
長期勤続報奨	95	15	3	(8)	105
その他	25	4	1	(4)	26
合計	897	171	30	(88)	1,010

30.3 制度資産

2014年12月31日現在、制度資産は10,188百万ユーロ（2013年12月31日現在8,253百万ユーロ）である。制度資産は主に特別年金制度の下で稼得した過去の特定給付（9,683百万ユーロ）および退職慰労金（491百万ユーロ）填補のために配分された。

これら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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
特別年金給付向け資産	9,683	7,810
(%)		
株式	29%	31%
債券および貨幣性商品	71%	69%
退職慰労金向け資産	491	429
(%)		
株式	31%	32%
債券および貨幣性商品	69%	68%
その他の給付向け資産	14	14
制度資産合計	10,188	8,253

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2014年12月31日現在2.2%（2013年12月31日現在3.5%）である。
- インフレ率は2014年12月31日現在1.7%（2013年12月31日現在1.9%）と見積られている。
- 平均雇用残存期間は18年である。
- 従業員離職率に重要性はない。
- 2014年1月1日現在の「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2.93%である。
- 退職慰労金向けの制度資産の期待運用収益率は2.43%である。

従業員給付債務に使用する割引率は、これらの債務に起因する将来の支払に対応する期日までの期間の優良非金融会社の社債利回りを適用して算定される。

債務は、年齢グループおよび従業員区別に異なる仮定昇給率に基づいており、平均年昇給率は、インフレ率を除くと1.7%（インフレ率を含めると3.4%）である。

注記31. その他の費用引当金

(単位：百万ユーロ)	2013年		減少		その他	2014年
以下に対する引当金：	12月31日現在	増加	使用	戻入		12月31日現在
人件費	108	90	(85)	(4)	-	109
委譲運営施設の更新	254	13	-	(1)	(5)	261
その他の費用	562	150	(78)	(22)	-	612
その他の費用引当金	924	253	(163)	(27)	(5)	982

注記32. 負債

(単位：百万ユーロ)	期限			2014年	2013年
	1年未満	1－5年	5年超	12月31日 現在総額	12月31日 現在総額
社債	1,477	8,085	31,431	40,993	39,341
金融機関からの借入債務	-	-	500	500	500
その他の借入債務	3,054	956	4	4,014	3,738
その他の金融負債：					
－消費財に係る前受金	2	14	19	35	42
－その他	1,509	1	1	1,511	1,659
金融負債（注記33を参照）	6,042	9,056	31,955	47,053	45,280
前受金および未成業務受入金(1)	6,433	-	-	6,433	6,279
営業債務および関連勘定	6,368	5	1	6,374	7,306
税金および社会保障費負債(2)	6,760	-	-	6,760	7,235
固定資産関連負債および関連勘定	2,133	-	-	2,133	2,067
その他の負債(3)	13,554	-	-	13,554	16,767
営業、投資およびその他の負債	28,815	5	1	28,821	33,375
現金性金融商品(4)	2,365	422	550	3,337	1,973
繰延収益(5)	756	1,204	2,105	4,065	4,273
負債合計	44,411	10,687	34,611	89,709	91,180

- (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6,340百万ユーロ（2013年12月31日現在6,129百万ユーロ）を含む。2014年度の増加は、主にこの方法による支払いを選択する顧客数の増加によるものである。
- (2) 2014年度のこの項目は、供給済であるが未請求のエネルギーについてEDFが集金するCSPE収益1,122百万ユーロ（2013年12月31日現在984百万ユーロ）を含んでいる。
- (3) 主に子会社との間のキャッシュ・プーリングおよび現金管理契約の金額、すなわち2014年度113億ユーロ（2013年度148億ユーロ）である。
- (4) 基本的に外国為替商品に係る未実現損失。
- (5) 2014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計画に基づいてEDFに支払われたパートナー前渡金1,989百万ユーロ（2013年度2,112百万ユーロ）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。2014年10月27日に2者間で締結された契約の条項（注記2.4を参照）にはこの前渡金に関連する追加支払いまたは返還の定めはない。

注記33. 金融負債

(単位：百万ユーロ)	2013年 12月31日 現在	新規借入	返済	換算調整	その他	2014年 12月31日 現在
ユーロ建社債	1,013	-	-	-	-	1,013
その他の通貨建社債	6,477	3,464	1,281	1,038	-	9,698
ユーロ建ユーロ中期ノート (EMTN)	24,107	-	3,640	-	-	20,467
外貨建ユーロ中期ノート (EMTN)	7,744	1,639	178	610	-	9,815
社債	39,341	5,103	5,099	1,648	-	40,993
ユーロ建長期借入金	500	-	-	-	-	500
金融機関からの借入債務	500	-	-	-	-	500
譲渡性負債商品 (ユーロ建) (1)	269	381	-	-	-	650
譲渡性負債商品 (ユーロ建以外) (1)	3,463	-	644	538	-	3,357
契約上の金融借入債務	6	2	1	-	-	7
その他の借入債務	3,738	383	645	538	-	4,014
借入債務合計	43,579	5,486	5,744	2,186	-	45,507
消費財に係る前受金	42	-	7	-	-	35
その他の前受金	74	-	-	-	3	77
銀行当座借越	355	-	-	-	(234)	121
繰延銀行借方勘定	34	-	-	-	5	39
未払利息	1,196	-	-	-	78	1,274
その他の金融負債合計	1,659	-	-	-	(148)	1,511
金融負債合計	45,280	5,486	5,751	2,186	(148)	47,053

(1) 返済額控除後の発行額。

2014年1月13日に、EDFは、米ドル建の数本のトランシェの優先債を発行した。

- ・ 変動金利、期間3年、750百万米ドル
- ・ 表面年利率1.15%、期間3年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率2.15%、期間5年、1,250百万米ドル
- ・ 表面年利率4.875%、期間30年、1,000百万米ドル
- ・ 表面年利率6%、期間100年、700百万米ドル

2014年1月17日に、EDFはまた、表面年利率6%、期間100年、1,350百万ポンドの社債を発行した。

これらの発行によって、当グループは、2014年度中の社債の償還に備え、債務の平均的な期間を延長するという資金調達方針の目標を達成するために良好な市場環境を利用し、長期の工業用資産の耐用年数に近づけることが可能になる。

社債の償還合計5,099百万ユーロは期日が到来したユーロ建および米ドル建の社債に関係する。

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				手段の影響		ヘッジ後負債構造			
	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 (%)
I. ユーロ		22,637		50		17,240		39,877		88
CHF	730	607	2.7	1	(730)	(607)	-	-	-	-
GBP	7,385	9,481	41.5	21	(3,000)	(3,851)	4,385	5,630	100	12
HKD	1,216	129	0.7	0.2	(1,216)	(129)	-	-	-	-
JPY	54,100	373	1.6	1	(54,100)	(373)	-	-	-	-
NOK	1,000	111	0.5	0.2	(1,000)	(111)	-	-	-	-
USD	14,775	12,169	53.2	27	(14,775)	(12,169)	-	-	-	-
合計II ユーロ 以外		22,870	100	50		(17,240)		5,630	100	12
合計I+II		45,507		100		-		45,507		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 ヘッジ手段前後の金利種別借入債務の内訳

(単位：百万ユーロ)	貸借対照表の負債構造			手段の 影響	ヘッジ後負債構造		
	合計	2014年12月 31日現在 (%)	2013年12月 31日現在 (%)		合計	2014年12月 31日現在 (%)	2013年12月 31日現在 (%)
長期借入債務およびEMTN	40,304			(17,573)	22,731		
短期借入債務	4,006			-	4,006		
固定金利での借入債務	44,310	97	99	(17,573)	26,737	59	79
長期借入債務およびEMTN	1,197			17,573	18,770		
短期借入債務	-			-	-		
変動金利での借入債務	1,197	3	1	17,573	18,770	41	21
合計	45,507	100	100	-	45,507	100	100

注記34. 未実現為替差益

2014年度の未実現為替差益は、未実現利益191百万ユーロを含み、このうち128百万ユーロは通貨スワップによって一部ヘッジされた英ポンド建借入債務に関係している。

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)	2014年12月31日現在		2013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	14,348	14,348	1,988	1,988
長期金利スワップ				
EUR	7,916	7,916	7,215	7,215
USD	1,112	1,112	979	979
GBP	4,276	4,276	2,070	2,070
JPY	96	96	325	325
小計	27,748	27,748	12,577	12,577
2－外国為替取引				
先渡取引				
EUR	16,736	18,774	18,532	21,640
CAD	1,354	1,354	1,026	1,026
USD	11,704	9,065	9,970	6,698
GBP	8,005	8,363	11,338	11,466
CHF	36	36	-	-
HUF	350	385	419	410
PLN	865	864	968	1,050
JPY	25	32	21	122
MXN	79	79	254	254
その他	117	117	308	311
長期通貨スワップ				
EUR	8,572	28,807	7,226	23,565
JPY	372	-	837	-
USD	12,149	3,336	6,566	1,273
GBP	17,107	5,370	14,913	5,721
CHF	607	-	619	-
HUF	5	5	14	14
CAD	47	47	131	131
ILS	126	126	132	132
PLN	337	337	-	53
NOK	111	-	120	-
HKD	129	-	114	-
小計	78,833	77,097	73,508	73,866
3－証券化スワップ	591	591	734	734
金融オフバランスシート・コミットメント合計	107,172	105,436	86,819	87,177
4－コモディティ・スワップ				
石炭（百万トン）	2	2	4	4
石油製品（千バレル）	5,475	5,475	5,776	5,776

上表中の数値は契約の想定元本の額であり、必要に応じて2014年度末の為替レート（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）

ヘッジとして分類されていない商品

	2014年度	2013年度
実現損益	(55)	142
未実現損益	320	(100)
金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA、オプション）(1)	(3)	78

ヘッジとして分類されている商品

金利商品（スワップ、キャップおよびフロア、FRA）	253	134
為替商品（通貨スワップ）	276	67

(1) 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）。

オフバランシートの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の勘定には既に計上されている。市場価額と簿価との差額は未実現損益である。

EDFによって計算された2014年12月31日現在のオフバランシートのデリバティブ金融商品の公正価値は以下の通りである。

（単位：百万ユーロ）

金利ヘッジ

長期スワップ	116	2,012
短期スワップ	(3)	(5)

外国為替ヘッジ

為替予約取引	185	197
長期通貨スワップ	1,660	1,228

コモディティ・ヘッジ

石炭	-	(37)
石油製品	-	(165)

合計	1,958	3,230

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

2014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				2014年	2013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)	11,716	18,781	12,201	11,029	53,727	53,604
営業コミットメント	5,355	12,702	11,645	11,008	40,710	38,701
燃料およびエネルギー購入関連 コミットメント	2,793	10,377	9,929	10,684	33,783	31,644
その他の営業コミットメント	2,562	2,325	1,716	324	6,927	7,057
投資コミットメント	3,301	6,057	285	9	9,652	8,949
資金供与コミットメント	3,060	22	271	12	3,365	5,954
オフバランスシート・コミットメント(受取)	1,041	10,391	248	211	11,891	11,934
営業コミットメント	1,036	646	248	211	2,141	2,354
投資コミットメント	5	-	-	-	5	-
資金供与コミットメント	-	9,745	-	-	9,745	9,580

36.1 コミットメント（付与）

ほぼすべての場合、これら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に供給する契約義務を負っている。

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、ガス、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。

2014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				2014年	2013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費用	1,034	3,369	4,483	6,936	15,822	14,015
核燃料購入	1,759	7,008	5,446	3,748	17,961	17,629
燃料およびエネルギー購入 コミットメント	2,793	10,377	9,929	10,684	33,783	31,644

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の島部発電子会社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（IES）。
- 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、公共電力サービス拠出金（Contribution au Service Public de l'Électricité またはCSPE）によって相殺される。これらの購入義務の2014年度の合計は35TWh（2013年度は34TWh）で、これには、熱電併給に係るもの5TWh（2013年度は7TWh）、風力発電に係るもの16TWh（2013年度は15TWh）、太陽光発電に係るもの6TWh（2013年度は4TWh）および水力発電に係るもの3TWh（2013年度は3TWh）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。

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をもって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。

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。これらのコミットメントの増加の大半は原子力発電所の「最後の手段」であるディーゼル発電機供給契約の締結によるものである。

36.1.4 資金供与コミットメント

これはEDFによる子会社に対するコミットメントであり、主にEdisonに対する799百万ユーロおよびEDF Énergies Nouvellesに対する730百万ユーロである。

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から構成される。

- ARENH制度に基づく売上に関連して受けている保証。NOME法に基づきEDFが事業者に供給する電力は、要求によって強制可能な独立した保証によってカバーされている。この保証は、毎年販売すべき電力量に関するCREの通知に記載された月次の平均電力量の1.5倍であり、現行のARENH価格で評価される。
- 賃借人としてのオペレーティング・リース・コミットメント。
- 業務保証（受取）。

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、「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、2025年12月31日まで、毎年100TWhを上限とする電力を対象としている。
- ・ EDFは、現在も、2015年3月までに残量の345GWhを供給する義務を負っている。これは、2011年に終了したVPP（仮想発電所）の容量競売で取得された権利の適用によるものである。

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。EDFとGazpromは2013年にガス供給契約の必須条件を定める契約を締結した。

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。

2011年度に、EDFは、2015年後半に稼働開始予定のダンケルク・メタンガス・ターミナルに関する容量引受契約を締結した。

注記37. 偶発債務

個人研修受給権(Droits Individuels à la FormationまたはDIF)

フランスの2004年5月4日付法律は、各従業員に年間最低20時間の研修受給権を認めており、それは6年間にわたり累積できるものである。2006年2月24日に締結された労働組合との企業協定では、適格研修の類型を列挙して、この権利行使のための条件を定めている。これらの研修費用は発生時に計上される。

2014年12月31日現在、獲得済のDIF受給権は6,753,661時間であり、利用申請が出されていない6,682,138時間が含まれている。

一般電力網－欧州委員会の控訴の棄却

2009年12月15日に、欧州連合裁判所は、1997年度におけるEDFの増資時に一般電力網の更新のために設定された引当金の税務上の取り扱いを政府補助金として分類した2003年12月16日付の欧州委員会の決定を取り消し、フランス政府への割引価額1,224百万ユーロ（EDFが2004年2月に支払った）の返還を要求した。そのため、政府は2009年12月30日にこの金額をEDFに払い戻し、その後、2010年2月に欧州委員会は欧州連合司法裁判所に控訴した。

2012年6月5日に、欧州連合司法裁判所は、欧州委員会の控訴を棄却し、2009年12月15日付の欧州連合裁判所の決定を支持した。

その後、2013年5月に、欧州委員会は手続き再開を決定した。その結果、フランス政府と欧州委員会の間で対立する意見の追加的なやりとりが始まっている。

税務調査

過年度の決算の調査を受けて、フランスの税務当局は業務上の事故および疾病による年金のための引当金の損金算入の可能性に異議を申し立てている。これは、特別ガスおよび電力（IEG）規則に関する問題であるため、RTE、ERDFおよびÉlectricité de Strasbourgにも関係する。EDFはこの問題についての税務当局の見解に異議を申し立てている。2014年度後半に直接税および売上税の国民会議は、RTEおよびEDFを支持するいくつかの意見を発表した。子会社RTEおよびÉlectricité de Strasbourgは、モントルイユ行政裁判所からも有利な判決を受けた。この争いの結果が不利なものであれば、EDFの財務リスク（過去の法人所得税の支払い）は約150百万ユーロとなる可能性がある。

2011年度後半にEDFは、特に特定の長期負債の損金算入の可能性に関する2008年度についての修正勧告の通知を受けた。2013年度に、EDFは、税務当局から、争点の一部を受け入れる旨の書状を受け取った。これにより、リスクは600百万ユーロまで減少している。当社はこの争いに勝つ可能性が高いと考えており、本件に関する引当金は設定していない。

税務当局はまた、British Energyの取得に関連して間接子会社であるLake Acquisitions Ltdに対するEDFが供与した無利子の前渡金につき、更正案を提示した。EDFは、この更生につき異議を申し立てている。

労働訴訟

EDFは、主に労働時間に関する法律の実施について、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、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見込んでいる。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、当社の経営成績に潜在的に重要なマイナスの影響を与えるリスクとなる可能性がある。

注記38. 専用資産

38.1 規制

フランスの2006年6月28日付法律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（使用済燃料および廃炉による回収燃料）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。

これらの法律および規則の当初の目的は2011年6月29日までに長期原子力債務の現在原価全額をカバーすることであった。2010年度に成立したNOME法は、一定の条件を満たす場合に、専用資産の構築期限の5年間の延長を導入した。

2010年12月29日付政令により、RTE株式は一定の条件および当局による承認を前提として専用資産への組み入れに適格とされた。2013年7月24日付法令は保険規約を参照して適格資産のリストを改訂しており、非上場株式もまた、一定の条件を充足すれば現在は適格とされている。

38.2 ポートフォリオの内容および測定

適用される規則に照らして、これらの専用資産は非常に特殊な資産区分となっている。

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。

戦略的配分の見直しプロセスの一環として、また、2010年度におけるRTE株式から始まる非上場資産への分散を進める目的で、取締役会は、分散した株式および債券投資と並行して、非上場資産ポートフォリオの導入を2013年度に承認した。このポートフォリオは、原子力費用のための資金確保に関する2013年7月24日付の政令を受けて設立されたEDF Investが管理している。EDF Investには3種のターゲット資産（基本はインフラ、また、不動産およびプライベート・エクイティ）がある。EDF Investの目的は、最終的に、約50億ユーロ（専用資産合計の約四分の一）の非上場投資を管理下に置くことである。

2013年2月8日に公表されたフランス政府の承認ならびに原子力コミットメント監視委員会の同意および2013年2月13日付の取締役会の決定を受けて、EDFは、2012年12月31日現在のCSPE資金の累積不足分を示す債権全額を専用資産に配分した。この金融資産は2018年度後半までに払い戻される無リスク資産と考えられている。

38.2.1 株式および債券の分散投資

一部の専用資産は、EDFが直接保有する債券である。残りは、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EDFが自己の使用のみを目的として設定した「専用」ファンドの形を取っている（EDFは当該ファンドの管理には関与しない）。

こ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、EDFは長期的な投資方針の継続性を保証する全体としての複合ベンチマーク指標を決定している）を考慮している。

38.2.2 非上場資産（EDF INVEST）

EDF Investが管理する資産はインフラ、不動産およびプライベート・エクイティへの投資に関連する非上場有価証券から構成されている。

2014年12月31日現在、EDF Investが管理する資産は3,264百万ユーロで評価されており、主に以下から構成されている。

- ・ 2014年12月31日現在2,555百万ユーロで評価されているEDFのRTEへの投資の50%（2013年12月31日現在2,567百万ユーロ）。この価額は、EDFグループの連結貸借対照表に表示されたEDFによるRTEへの投資の正味連結価額の50%に相当する。
- ・ EDFのTIGFに対する投資。
- ・ 2014年10月から、Porterbrook Rail Finance Limited（Porterbrook）に対する投資。

38.2.3 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。

2014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)	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在	
	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額	帳簿価額、純額	公正価値または 実現可能価額
RTE株式	2,015	2,555	2,015	2,567
投資有価証券	12,458	14,691	11,994	13,842
その他の金融投資	553	657	273	265
専用資産 - 投資	15,026	17,903	14,282	16,674
CSPE債権	5,140	5,144	5,053	5,051
ヘッジ前専用資産合計	20,166	23,047	19,335	21,725
ヘッジ手段およびその他	(10)	(14)	1	12
ヘッジ後専用資産合計	20,156	23,033	19,336	21,737

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 2014年度の専用資産の変動

2014年12月31日現在、法定期限（NOME法の定める）である2016年6月に先立ち、長期原子力引当金の100%填補の目標は引き続き達成されている。

2014年度における総引出額は、対象となる長期原子力債務に関連した支払額と同額の403百万ユーロ（2013年度326百万ユーロ）であった。2014年度の専用資産への配分額は、資産の実現可能価額が填補目的引当価額を超過しているため、ゼロであった（2013年度は正味2,591百万ユーロが配分された）。

金融ポートフォリオの配分戦略は、変動が大きいが全体として上昇傾向の市場の状況から、保守的アプローチを重視した。

- ・ 社債ポートフォリオについては、年度前半には引き続きユーロ圏諸国のウエートを下げていたが、その後、徐々に、コア諸国のベンチマーク・インデックスに合わせた配分に戻しており、ノン・コア諸国（主にイタリアおよびスペイン）への投資を増強している。
- ・ 株式ポートフォリオについては、年初は太平洋および新興諸国圏のウエートが低かったが、その後、地理的・政治的緊張の高まりに対応して、夏以降、特にユーロ圏の株式への配分全体を下けている。

2014年度にEDF Investは他の3者の長期インフラ投資家であるAlberta Investment Management Corporation、Allianz Capital PartnersおよびHastings Funds Managementとのコンソーシアムによって、Porterbrookの少数持分を取得した。Porterbrookは英国における主要鉄道車両リース会社3社のうちの1社である。この投資は、TIGFおよびRTEとともにEDF Investの「インフラ」区分に配分された。

当年度中に、EDF Investはまた不動産および投資ファンド・ポートフォリオの強化を継続した。AmundiとEDF Investは、欧州圏に投資する非排他的な不動産投資ファンドを創設した。このファンドは不動産へのEDF Investのエクスポージャーを引き上げて、直接投資戦略を補完するものである。この取り組みによって、2014年度後半にドイツにおける最初の不動産投資が行われた。

38.3 長期原子力債務の現在原価

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)	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
放射性廃棄物長期管理引当金	7,676	7,542
原子力発電所の廃炉引当金	13,866	13,024
炉心核燃料引当金－放射性廃棄物長期管理の将来部分	476	454
長期原子力債務の現在原価	22,018	21,020

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						
C3						29
C31						12
EDF Energy		194		74		2
EDF Énergies Nouvelles	1,175					11
EDF International	450					2
EDF Trading		490		538		5
Edison Nouveau						3
ERDF		91		1,629		1
EDF Polska						3
Dalkia	661					7
Groupe PEI				59		-
RTE	670	160		146		37
ERDF流動勘定				90	(0)	
子会社とのグループ 現金管理契約			5,369		(7)	
連結納税契約(2)				1,282		
子会社の余剰資金の 投資契約			5,924		(28)	

(1) 50百万ユーロ超の債権および債務。

(2) EDF Internationalに関する866百万ユーロを含む。

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、2014年12月31日現在、EDFの資本の84.5%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会社の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）および議会による監査、ならびにフランス財務監督局（Inspection générale des finances）による検査を受ける。

2001年7月27日にフランス政府とEDFとの間で締結された対外投資のモニタリングに関する合意に基づき、EDFによる一定の計画的投資、追加投資または処分に関して、フランス政府からの事前承認または政府の通知（事前または事後）についての手続が存在する。更に、この合意は、外部成長取引の成果を監視するための手続も導入した。

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。

EDFは、他の発電会社と同様に、エネルギー担当大臣によって定められた複数年の発電投資計画に参加している。これは、発電容量の配分目標を設定するものである。

最後に、フランス政府は、電力およびガス市場の規制、具体的には、発電所の建設および運営の承認、規制料率を引き続き適用する消費者向け販売価格、送電および配電価格の設定、また、NOME法に準拠したARENH価格および公共電力サービス拠出金（CSPE）の水準の設定を通じた介入を行う。

39.2.2 公的企業との関係

当グループの公的企業との間の関係は、主としてAREVAに関するものである。AREVA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ならびに燃料集合体生産）。
- ・ 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）。
- ・ 発電所の保守業務および機器の購入。

サイクルの初期段階

EDFとAREVAは、2008年12月に2013年から2032年の期間を対象とするウラン濃縮サービス契約を締結し、2012年7月に2014年から2035年の期間を対象とする2本の濃縮天然ウラン燃料供給契約を締結した。

2014年12月にEDFとAREVA NPは、2015年からの濃縮ウラン集合体契約を締結した。

英国における2基のEPR（ヒンクリー・ポイント1および2）の建設計画の一部として、EDFとAREVAは、燃料供給（ウラン、フッ素化、濃縮化および生産により構成される）の条件を定める2013年10月21日付の基本合意書に署名した。この基本合意書は、現在、締結されようとしている4本の契約（構成要素毎に1本）に適用される予定である。

サイクルの最終段階

EDFとAREVAとの間の使用済燃料の輸送、処理および再利用を対象とする関係は、2008年12月19日に締結された枠組み契約において、2008年から2040年について、正式に定義された。この契約の履行に当たり、EDFとAREVAは、2008年から2012年についてのこれらのサービスの価格と数量を決定する実施契約を2010年7月12日に締結した。

2013年から2020年の処理および再利用サービスの条件は、2014年6月にEDFとAREVAによって署名された一般条項に規定されており、2015年度前半に署名が予定される2013年から2020年の実施契約に組み入れられる予定である。

EDFとAREVAは、1,300MWの原子力発電所に関する以下の契約を締結した。

- ・ 2011年度における32台の蒸気発生器の供給契約および統制/指令システムの更新契約
- ・ 2012年8月における最初の蒸気発生器の更新業務に関連するサービス契約

2013年度に、EDFとAREVAは、フランマビルのEPRボイラーに関する2007年の当初契約への2件の改訂（開発調査から工業的試運転までの期間を対象とする）に署名した。

EDFはまた、2014年12月31日現在123百万ユーロのAREVA株式を保有している。

注記40. 環境

40.1 温室効果ガス排出権

京都議定書の適用に当たり、排出権を課すことによって温室効果ガス排出レベルの削減を目指すEU指令が、2005年において当初3年間につき発効し、その後、2008年から2012年までの第二期が発効して、排出権の配分が漸減された。

2013年から2020年までの第三期の主な特徴のひとつは、フランスを含む数か国における排出権の無償割当の中止である。その結果、EDFは2013年度には、排出権の割当てを受けていない。

2014年度に、EDFは、2013年度中に発生した排出に関して17百万トンを出した。2013年度に、EDFは、2012年度中に発生した排出に関して17百万トンを出した。

2014年12月31日現在の排出量は8百万トンであった（2013年12月31日現在17百万トン）。

40.2 省エネ証書

フランスの2005年7月13日付法律は、省エネ証書制度の導入を行った。電力、ガス、暖気または冷気を最終消費者に販売する一定水準以上の売上高の会社は、規定された期間の省エネ義務を負っている。こうした事業者は、証書の交付を受ける直接または間接の省エネを行うか、省エネ証書の購入によって、この義務を履行する。所定の期間の満了時に、関係する企業は、証書を提出するか財務省に罰金を支払うことによって、この義務を遵守したことを証明しなければならない。

2011年1月1日に開始して2014年12月31日まで継続する第二期においては、この制度は、新たに義務を負うグループ（燃料販売業者）に拡大され、省エネ証書取得要件が厳格化された。

EDFは、住宅顧客、事業顧客、地方当局および社会プロジェクトに資金供与する組織それぞれの市場セグメントについて、エネルギー効率の高い値引き価格を提示することにより、この義務の達成が可能となる状況にある。

EDFの義務は、2010年度から2013年度における家計およびサービス産業向けのガスおよび電力販売をもとに、過去に遡及して計算される。この初めの2期間の間に取得した証書の量は第二期の義務の達成に考慮された。

省エネ証書制度は、2014年12月24日付政令2014-1557によって、2015年1月1日から2017年12月31日までの第三期について更新されている。

注記41. 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。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幹部に対する総報酬（給料、雇用者拠出分を除くすべての形態の給付および取締役報酬）は以下の通りであった。

（単位：ユーロ）	2014年度	2013年度
会長兼最高経営責任者	415,818 ⁽²⁾	743,946 ⁽¹⁾
取締役	174,444	200,000

(1) この金額は、固定給、現物給付および2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者であったHenri Proglioに対して2013年度に支払った2012年度の変動給の残額から構成されている。

(2) 2014年11月22日まで会長兼最高経営責任者であったHenri Proglioの報酬および現物給付。Jean-Bernard Lévyは、2014年11月27日付政令によってEDFの会長兼最高経営責任者に任命された日から報酬を受け取っていない。

2012年7月26日付政令2012-915は会長兼最高経営責任者に支払う報酬について年間総額450,000ユーロの上限を定めた。

注記42. 後発事象

年度末以降に重要な後発事象は発生していない。

[次へ](#)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Comptes consolidés au 31 décembre 2014

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	9	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	10	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	11	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation		17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		203	14
Dotations aux amortissements		(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(157)	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(212)	219
Résultat d'exploitation		7 984	8 334
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 243)	(2 262)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 996)	(2 931)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 688	2 251
Résultat financier	15	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 433	5 392
Impôts sur les résultats	16	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe		3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		72	241
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,78	1,84
Résultat dilué par action		1,78	1,84

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

20

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement
en capitaux propres

	2014			2013 ⁽¹⁾		
	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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 701	72	3 773	3 517	241	3 758
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	535	–	535	656	–	656
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(160)	–	(160)	(228)	–	(228)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	3	–	3	87	–	87
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	378	–	378	515	–	515
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	(1 984)	(19)	(2 003)	810	4	814
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	427	5	432	(197)	–	(197)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(27)	–	(27)	43	–	43
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(1 584)	(14)	(1 598)	656	4	660
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 395	187	1 582	(548)	(78)	(626)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	482	–	482	(198)	–	(198)
Écarts de conversion	1 877	187	2 064	(746)	(78)	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	671	173	844	425	(74)	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	(4 629)	18	(4 611)	93	(17)	76
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	245	(4)	241	(58)	3	(55)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(177)	–	(177)	18	–	18
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 890)	187	(3 703)	478	(88)	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(189)	259	70	3 995	153	4 148

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2)

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Bilans consolidés

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 694	9 081
Autres actifs incorporels	19	8 884	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	50 257	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 851	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 392	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	10 989	11 479
Actifs financiers non courants	36	33 485	29 611
Autres débiteurs non courants	26	2 024	1 924
Impôts différés actifs	16.3	2 626	2 171
Actif non courant		195 202	182 933
Stocks	24	14 747	14 204
Clients et comptes rattachés	25	23 176	21 892
Actifs financiers courants	36	20 752	17 847
Actifs d'impôts courants		600	554
Autres débiteurs courants	26	8 793	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 701	5 096
Actif courant		72 769	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	46	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs (voir note 2).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Capital	27	930	930
Réserves et résultats consolidés		34 261	33 277
Capitaux propres – part du Groupe		35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 419	4 998
Total des capitaux propres	27	40 610	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers coûts	29	42 398	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 297	1 182
Provisions pour avantages du personnel	31	23 060	18 381
Autres provisions	32	1 841	1 480
Provisions non courantes	28	68 596	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	44 346	43 454
Passifs financiers non courants	38	47 274	41 413
Autres crédetes non courants	35	4 956	5 001
Impôts différés passifs	16.3	4 315	4 242
Passif non courant		169 487	155 580
Provisions courantes	28	5 254	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 864	14 157
Passifs financiers courants	38	14 184	14 647
Dettes d'impôts courants		441	1 340
Autres crédetes courants	35	23 149	21 156
Passif courant		57 892	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres crédetes (voir note 2).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 433	5 392
Pertes de valeur/(reprises)		1 189	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 981	9 245
Produits et charges financiers		1 068	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		672	369
Plus ou moins-values de cession		(1 311)	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 041)	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 991	14 520
Frais financiers nets décaissés		(1 752)	(1 719)
Impôts sur le résultat payés		(2 614)	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		10 625	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		1 308	749
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 721)	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		314	229
Variations d'actifs financiers		(294)	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 393)	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		355	162
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 327)	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(229)	(301)
Achats/ventes d'actions propres		2	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 199)	(2 279)
Émissions d'emprunts		6 894	5 158
Remboursements d'emprunts		(7 470)	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	3 970	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(388)	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		177	171
Subventions d'investissement reçues		239	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 422	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 223	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		5 096	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
Incidence des variations de change		113	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	16
Incidence des reclassements		20	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	4 701	5 096

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
(en millions d'euros)								
Capitaux propres au 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	262	262
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités ⁽¹⁾	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	5 116	31 373
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	53	478	(88)	390
Résultat net	-	-	-	-	3 517	3 517	241	3 758
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	(746)	1 171	3 570	3 995	153	4 148
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	6 125	6 125	-	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(103)	(103)	-	(103)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 315)	(2 315)	(297)	(2 612)
Achats/ventes d'actions propres	-	(14)	-	-	-	(14)	-	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	6	-	-	-	165	171	-	171
Autres variations	-	-	-	-	91	91	26	117
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités ⁽¹⁾	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 998	39 205
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 877	(1 206)	(4 561)	(3 890)	187	(3 703)
Résultat net	-	-	-	-	3 701	3 701	72	3 773
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	1 877	(1 206)	(860)	(189)	259	70
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	-	-	-	-	3 970	3 970	-	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(388)	(388)	-	(388)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 327)	(2 327)	(221)	(2 548)
Achats/ventes d'actions propres	-	6	-	-	-	6	-	6
Autres variations	-	-	-	-	(88)	(88)	383	295
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2014	930	(41)	2 724	(1 144)	32 722	35 191	5 419	40 610

(1) Les données publiées au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dérivés. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.5).

(4) En 2013, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 171 millions d'euros sont liées au paiement en actions d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012.

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou « la Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent :

- les comptes des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme « le Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2015. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 19 mai 2015.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ **Note 1** **Référentiel comptable du Groupe****1.1** **Déclaration de conformité
et référentiel comptable
du Groupe**

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

1.2 **Évolutions du référentiel
comptable au 31 décembre 2014**

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2013, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 **Évolutions comptables mises
en œuvre dans les états financiers
du Groupe au 31 décembre 2014****1.2.1.1** **Changement de méthode comptable –
première application des normes IFRS 10,
IFRS 11 et IFRS 12**

Les normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ont été publiées en mai 2011. Ces normes ont été adoptées par l'Union européenne le 29 décembre 2012.

Elles ont été complétées par

- des amendements aux normes existantes IAS 27 (2011) « États financiers individuels » et IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant l'exemption de consolidation applicable aux « Entités d'investissement ».

L'ensemble de ces normes et amendements est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014 et appliqué de façon rétrospective conformément à IAS 8. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

IFRS 10 « États financiers consolidés »

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » et dans l'interprétation SIC 12 « Consolidation – entités *ad hoc* ».

La norme IFRS 10 introduit un nouveau modèle unique de contrôle fondé sur l'appréciation du contrôle lorsque le Groupe est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec une entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

IFRS 11 « Partenariats »

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 « Participations dans des coentreprises » et l'interprétation SIC 13 « Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs ». Cette norme définit la manière dont doit être traité un partenariat à travers lequel au moins deux parties exercent un contrôle conjoint.

Selon IFRS 11, il existe deux types de partenariats : les coentreprises et les activités conjointes.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) ont des droits directs sur les actifs et des obligations au titre des passifs de l'entité.

En application de la norme IFRS 11, les partenariats qualifiés de coentreprises doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de l'intégration proportionnelle n'étant plus autorisée). Chacun des coparticipants à une activité conjointe doit comptabiliser, ligne à ligne, les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

**IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus
dans d'autres entités »**

La norme IFRS 12 précise les informations à fournir au titre des intérêts détenus dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées.

1.2.1.2 **Autres normes et interprétations**

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à la norme IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à la norme IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à la norme IAS 36 « Dépréciations des actifs – informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – cotisations des membres du personnel » ;
- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 19 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels.

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur de la provision relative à tous les droits ou taxes (levies) autres que les impôts sur les bénéfices. Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, sera appliqué par le groupe EDF dès le 1^{er} janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014.

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont l'exigibilité est déclenchée par le fait d'être en activité à une date spécifique, ou par l'atteinte d'un certain seuil d'activité. Des débats sont en cours sur la nature de la contrepartie des dettes fiscales, car l'interprétation renvoie à d'autres normes pour déterminer s'il s'agit d'une charge ou d'un actif. Une vue consiste à considérer que la taxe doit être comptabilisée en charge lorsqu'elle est reconnue au passif selon IFRIC 21, car il s'agirait d'un coût administratif. Selon une vue alternative, ces taxes constituent un coût de production au sens d'IAS 2, qu'il convient donc d'intégrer au coût des ventes sur une période n'excédant pas un an, en cohérence avec le principe de rattachement des charges aux produits de la norme IAS 18 « Produit des activités ordinaires ».

Dans ce contexte, le Groupe a saisi l'IFRS IC à propos de cette diversité d'analyses sur la contrepartie du passif reconnu au titre d'IFRIC 21 pour certaines taxes sur actifs nécessaires à la production de services, et entrant dans le champ de l'interprétation (notamment les taxes liées à l'énergie et la taxe foncière en France). L'IFRS IC a décidé de ne pas trancher le débat, qui n'a pas d'effet sur les résultats annuels mais uniquement sur les résultats semestriels.

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 21 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels. Dans les comptes consolidés semestriels, son application aurait en revanche pour conséquence la constatation d'un passif net significatif lié au changement de méthode de comptabilisation de certaines créances et dettes fiscales.

1.2.3 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- les amendements à IAS 16 et à IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IFRS 11 « Acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise ».

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 15 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance du chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

Le chiffre d'affaires du Groupe est constitué essentiellement par des produits issus des contrats de vente d'énergie et de prestations de services associées (dans certains cas sous forme d'offres groupées).

La revue en cours par le Groupe consiste à :

- analyser les contrats de vente d'énergie et de prestations de services par grandes typologies de contrats au regard des obligations de prestations identifiées dans ces contrats, valorisées et comptabilisées conformément à la norme IFRS 15 ;
- analyser au cas par cas les autres contrats de vente significatifs n'entrant pas dans une typologie particulière, notamment au regard des critères d'identification des obligations de prestations et d'allocation du prix de transaction définis par la norme IFRS 15.

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 9 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

L'impact potentiel des autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

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 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 existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Pour le cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation 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. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.1.5.2.

1.3.2.2 Engagement 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 2014 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 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 31.

1.3.2.3 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 13.

1.3.2.4 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.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de 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.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession 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 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 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.

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

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.

1.3.2.9 Autres jugements

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.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 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.

1.3.3.2 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 (coentrepreneurs) 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.

1.3.3.3 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.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

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.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe 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 comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 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.

1.3.5.3 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.

1.3.5.4 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 arrêts 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.

1.3.6 Parties liées

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.

1.3.7 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), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

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 négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

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, les effets d'impôt relatifs aux distributions aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doivent être comptabilisés conformément à ce principe général. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

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 actifs disponibles à la vente.

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.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 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.

En application de la norme IFRS 10, 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 IAS 39.

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.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », 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.

1.3.11.1.2 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 » du compte de résultat.

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 coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels**1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement**

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie 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 ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method*, UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.2.7) ;
- 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 1.3.13.2.4).

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

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 dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés 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 1.3.2.1).

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.

Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et, pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au 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,
 - le coût du traitement de ce combustible,
 - et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

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.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures, qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

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, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».

1.3.12.2 Mode et durées 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, 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	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	
▪ France	40 ans
▪ autres pays	35 à 60 ans
■ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
■ installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession**1.3.13.1 Méthodes comptables**

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité**Cadre général**

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions 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 puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia 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 actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

1.3.13.3 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 sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. 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 sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (voir note 1.3.11.2).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords 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.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés, soit de contrat de location simple, soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté 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 intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéfinie.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations 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. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
- La valeur recouvrable de ces unités 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.

- 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 ;
- 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.

- Le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.

- 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 d'évaluation :

- pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie sont déterminés sur la base des prix *forwards* disponibles ;
- au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses à long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché ;
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ;
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

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.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenues au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

La juste valeur 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.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- 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 (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidées.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

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, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers 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 des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du 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. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée, auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les 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 et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. 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 du passif financier.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que 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 entre 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 IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée 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 sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de **trading**, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

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. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

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.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de

valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;

- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
 - l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
 - l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.
- La relation de couverture prend fin dès lors que :
- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
 - un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
 - l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
 - une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

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 la typologie de couverture suivante :

(A) 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 compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables 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 sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie 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).

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.

(C) Couverture d'un investissement net

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 partie considérée comme 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.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet de change et à l'effet de taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêt des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés
au coût amorti**

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

**1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers
disponibles à la vente**

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

**1.3.16.3 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 avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

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.

**1.3.16.5 Compensation des actifs
et des passifs financiers**

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et en-cours

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.

1.3.17.1 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...).

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.

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 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.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- 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 certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.2.7) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- les stocks de gaz.

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 du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de **trading** sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. 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 à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme 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.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'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.

1.3.20.3 Actions propres

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.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

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 similaires, et, dans certains cas, 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.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats onéreux sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

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 ».

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.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

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 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 et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

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 (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie.

- 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 provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait 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.

1.3.22 Avantages du personnel

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...) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail...).

1.3.22.1 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.

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 ou liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme ;
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi ;
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 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.

1.3.22.2.1 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, ERDF, RTE, Électricité de Strasbourg, FET, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe TIR.

À 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'accident 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 les entreprises 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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

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 du groupe EDF et de GDF Suez 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. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- 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 ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension) 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 12 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.

1.3.22.2. Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe deux principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*), affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), affilié à l'ESPS, 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. L'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Les nouveaux entrants d'EDF Energy participent au plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce troisième plan (actuellement moins significatif) a été mis en place en mars 2004 et comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ont le droit de s'affilier au régime EEPS.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans affiliés au régime global ESPS est entièrement externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*trusts*), dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 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. À l'instar des 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.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recourent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. 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 sorte de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date, avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

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.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,7 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,4 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,4 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2014 :

- Impacts sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2014
Résultat d'exploitation	605
Résultat financier	(525)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	80

- Impacts bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2014
À l'ouverture	2 015
À la clôture	2 095

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

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.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négocé » sont comptabilisés en 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 (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

- 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).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, 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 acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront 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 ou, le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive n° 2001/77/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.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie, en Pologne 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 (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,

- dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :

- les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
- une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négociation sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales 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 ;
- passifs environnementaux et dotations 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 ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures chargées 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 2 Comparabilité des exercices**2.1 Changement de méthodes comptables**

Les normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 sont d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2014 et appliquées de façon rétrospective conformément à IAS 8.

2.1.1 Application d'IFRS 10

La nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifie pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- Le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Electricité mais, depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72 (CE du 13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc pour le Groupe EDF une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée.
- 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 les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) constitués pour permettre à EDF 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. Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens suite à une transaction avec F2i finalisée le 6 novembre 2014 (voir note 3.2.2). La gouvernance et les accords

contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent à Edison le contrôle exclusif de cette entité malgré la détention d'une part minoritaire. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

2.1.2 Application d'IFRS 11

L'application d'IFRS 11 conduit à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui sont considérées comme des activités conjointes (consolidation des actifs, passifs, charges et produits relatifs aux intérêts détenus).

Les principales entités concernées par un passage en mise en équivalence sont Dalka International (cédée le 25 juillet 2014), CENG, Estag, SSE (cédée le 27 novembre 2013) et certaines filiales d'EDF Énergies Nouvelles et d'Edison.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe a analysé dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

2.1.3 Application d'IFRS 12

L'application d'IFRS 12 se traduit par des informations complémentaires présentées en annexe aux comptes consolidés, notamment sur les participations dans les entreprises associées et les coentreprises (voir note 23), sur les participations ne donnant pas le contrôle (voir note 27.5), sur les entités structurées (RTE, Fonds Communs de Placement Réservés cotés et non cotés – voir note 2.1.3.1), et sur les restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs (voir note 2.1.3.2).

2.1.3.1 Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

Les informations financières résumées de ces FCPR sont les suivantes :

Nature des risques		Valeur des actifs au 31/12/2014
(en millions d'euros)		
Star Capitol America	Exposé aux actions américaines	323
MILAD Europe	Exposé aux actions européennes	74
CDIC AD Europe	Exposé aux actions européennes	77
CAPITAL AD Europe	Exposé aux actions européennes	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	56
Aberdeen AD Interbonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	54
Casablanca	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	151
Autres	Exposés aux actions internationales	37
FCPR cotés		845
FCPR non cotés		52
TOTAL		897

2.1.3.2 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 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- 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, ERDF, RTE et Dalkia) et dans une moindre mesure en Italie, Pologne et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite 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, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis).

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 particulièrement importantes.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6).

2.2 Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 924 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres débiteurs courants » vers les « Autres débiteurs non courants », sans impact sur le total de l'actif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an d'autres créances d'exploitation et de charges constatées d'avance.

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 084 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres créditeurs courants » vers les « Autres créditeurs non courants », sans impact sur le total des capitaux propres et du passif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an de subventions d'investissement présentées en « Autres créditeurs – autres dettes ».

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

2.3 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	(3 678)	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	1 567	(38 116)
Autres consommations externes	(9 027)	740	(8 287)
Charges de personnel	(11 879)	588	(11 291)
Impôts et taxes	(3 533)	52	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	65	5 358
Excédent brut d'exploitation	16 765	(666)	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de <i>trading</i>	14	–	14
Dotations aux amortissements	(7 516)	362	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(2 28)	1	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 012)	395	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(169)	219
Résultat d'exploitation	8 411	(77)	8 334
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	141	(2 262)
Effet de l'actualisation	(2 982)	51	(2 931)
Autres produits et charges financiers	2 296	(45)	2 251
Résultat financier	(3 089)	147	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Impôts sur les résultats	(1 942)	46	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	375	(113)	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 755	3	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 517	–	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	238	3	241

2.4 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés
directement en capitaux propres de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Résultat net consolidé	3 755	3	3 758
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	–	515
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	662	(2)	660
Écarts de conversion	(829)	5	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	348	3	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	3	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	4 142	6	4 148

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2013

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Goodwill	9 206	(125)	–	9 081
Autres actifs incorporels	7 976	(116)	–	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	48 796	–	–	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	7 518	(68)	–	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 013	(4 452)	–	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 813	3 666	–	11 479
Actifs financiers non courants	30 324	(713)	–	29 611
Autres débiteurs non courants	–	–	1 924	1 924
Impôts différés actifs	2 839	(668)	–	2 171
Actif non courant	183 485	(2 476)	1 924	182 933
Stocks	14 550	(346)	–	14 204
Clients et comptes rattachés	22 137	(245)	–	21 892
Actifs financiers courants	17 770	77	–	17 847
Actifs d'impôts courants	560	(6)	–	554
Autres débiteurs courants	9 221	(58)	(1 924)	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 459	(363)	–	5 096
Actif courant	69 697	(941)	(1 924)	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	3 619	(2 465)	–	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	(5 882)	–	250 919

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Capital	930	–	–	930
Réserves et résultats consolidés	33 277	–	–	33 277
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	–	–	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	335	–	4 998
Total des capitaux propres	38 870	335	–	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	40 965	(558)	–	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 193	(11)	–	1 182
Provisions pour avantages du personnel	18 542	(161)	–	18 381
Autres provisions	1 755	(275)	–	1 480
Provisions non courantes	62 475	(1 005)	–	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	43 454	–	–	43 454
Passifs financiers non courants	42 877	(1 464)	–	41 413
Autres créditeurs non courants	3 955	(38)	1 084	5 001
Impôts différés passifs	5 004	(762)	–	4 242
Passif non courant	157 765	(3 269)	1 084	155 580
Provisions courantes	4 848	(14)	–	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	14 312	(155)	–	14 157
Passifs financiers courants	14 912	(265)	–	14 647
Dettes d'impôts courants	1 348	(8)	–	1 340
Autres créditeurs courants	22 457	(217)	(1 084)	21 156
Passif courant	57 877	(659)	(1 084)	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	2 289	(2 289)	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	256 801	(5 882)	–	250 919

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.6 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	(1 012)	–	9 400
Autres actifs incorporels	7 625	(292)	–	7 333
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	–	–	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	(40)	–	7 142
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	(6 420)	–	61 418
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 587	5 384	–	12 971
Actifs financiers non courants	30 471	(937)	–	29 534
Autres débiteurs non courants	–	–	1 551	1 551
Impôts différés actifs	3 421	(782)	–	2 639
Actif non courant	181 758	(4 099)	1 551	179 210
Stocks	14 213	(542)	–	13 671
Clients et comptes rattachés	22 497	(1 045)	–	21 452
Actifs financiers courants	16 433	196	–	16 629
Actifs d'impôts courants	582	(29)	–	553
Autres débiteurs courants	8 486	(221)	(1 551)	6 714
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	(839)	–	5 035
Actif courant	68 085	(2 480)	(1 551)	64 054
Actifs détenus en vue de leur vente	241	–	–	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Capital	924	–	–	924
Réserves et résultats consolidés	25 333	–	–	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	26 257	–	–	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	262	–	5 116
Total des capitaux propres	31 111	262	–	31 373
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	(546)	–	38 639
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	(12)	–	1 078
Provisions pour avantages du personnel	19 119	(283)	–	18 836
Autres provisions	1 873	(521)	–	1 352
Provisions non courantes	61 267	(1 362)	–	59 905
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	–	–	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	(1 767)	–	45 213
Autres créditeurs non courants	4 218	(55)	1 134	5 297
Impôts différés passifs	5 601	(892)	–	4 709
Passif non courant	160 617	(4 076)	1 134	157 675
Provisions courantes	3 882	(55)	–	3 827
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	(757)	–	13 886
Passifs financiers courants	17 521	(1 299)	–	16 222
Dettes d'impôts courants	1 224	(21)	–	1 203
Autres créditeurs courants	21 037	(633)	(1 134)	19 270
Passif courant	58 307	(2 765)	(1 134)	54 408
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	–	–	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

2.7 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Pertes de valeur/(reprises)	1 012	(395)	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 445	(200)	9 245
Produits et charges financiers	1 587	(99)	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	266	103	369
Plus ou moins-values de cession	(882)	2	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 783)	72	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 967	(447)	14 520
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	80	(1 719)
Impôts sur le résultat payés	(1 979)	43	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	(324)	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	648	101	749
Investissements incorporels et corporels	(13 327)	285	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	240	(11)	229
Variations d'actifs financiers	164	193	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	568	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	95	67	162
Dividendes versés par EDF	(2 144)	—	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(318)	17	(301)
Achats/ventes d'actions propres	4	—	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 363)	84	(2 279)
Émissions d'emprunts	5 746	(588)	5 158
Remboursements d'emprunts	(8 654)	391	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	—	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	—	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	171	—	171
Subventions d'investissement reçues	89	(2)	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 374	(199)	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	(115)	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 874	(839)	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
Incidence des variations de change	4	10	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	(7)	16
Incidence des reclassements	(367)	344	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 459	(363)	5 096

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ **Note 3 Opérations et événements majeurs****3.1 Dalkia****3.1.1 Historique des opérations**

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par VE. Dans ce cadre, VE a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia. Ce versement prévu initialement pour 550 millions d'euros a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Cette opération permettra au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.1.2 Caractéristiques des activités de Dalkia en France

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilités industrielles et services énergétiques aux bâtiments. Les activités de Dalkia en France (hors Citelum) emploient environ 12 000 personnes.

Le sous-groupe Citelum est également inclus dans les activités de Dalkia en France reprises par le groupe EDF. Citelum propose des solutions en lien avec les équipements électriques urbains en France et à l'international (lumière urbaine, gestion des déplacements, équipements de sécurisation et de communication dans l'espace public).

3.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

La cession de la participation du groupe EDF dans Dalkia International est intervenue le 25 juillet 2014, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été levées et les offres entièrement déclarées inconditionnelles. Sur l'opération, une plus-value de cession a été comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France et de Citelum (désignées sous la terminologie « Dalkia ») étant intervenue concomitamment, leur consolidation par intégration globale est mise en œuvre dans les comptes consolidés du groupe EDF à compter du 25 juillet 2014. Conformément à la norme IFRS 3, les actifs et passifs identifiables de Dalkia ont été comptabilisés à leur juste valeur à cette date. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

L'acquisition de Dalkia se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- un résultat de cession, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise de contrôle, comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » ;
- la constatation d'un goodwill provisoire de 392 millions d'euros.

3.1.4 Dalkia – Détermination du résultat de cession

Le résultat de cession relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia se compose de deux éléments :

- un résultat de cession de Dalkia International correspondant à la différence entre le prix de cession et la valeur nette consolidée des actifs cédés ;
- un résultat de cession correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur de la participation du Groupe dans Dalkia à la date de prise de contrôle, en application d'IFRS 3.

La juste valeur correspond au prix versé par le groupe EDF à VE pour la prise de contrôle de Dalkia.

Ce résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 2014 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit :

(en millions d'euros)

(A) Prix de cession de Dalkia International	1 407
(B) Juste valeur de Dalkia	382
(C) Valeur nette comptable des actifs cédés (Dalkia International)	1 200
Valeur nette comptable des participations antérieurement détenues (Dalkia)	412
Effet de recyclage des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	40
(A + B - C - D + E) RÉSULTAT DE CESSION	217

3.1.5 Éléments du bilan d'ouverture de Dalkia dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition**3.1.5.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire**

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Dalkia correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Dalkia et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Dalkia au 25 juillet 2014 (en base 100 %) s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	112	(112)	-
Autres actifs incorporels	558	206	764
Immobilisations corporelles	630	-	630
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	50	-	50
Actifs financiers	255	(11)	244
Impôts différés actifs	129	20	149
Stocks	221	51	272
Clients et comptes rattachés	755	-	755
Actifs d'impôts courants	25	-	25
Autres débiteurs	470	-	470
Trésorerie et équivalents de trésorerie	214	-	214
TOTAL DE L'ACTIF	3 419	154	3 573

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	220	-	220
Réserves et résultats consolidés	539	(23)	516
Capitaux propres – part du Groupe	759	(23)	736
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7	-	7
Total des capitaux propres	766	(23)	743
Provisions	272	81	353
Passifs financiers	795	6	801
Impôts différés passifs	124	90	214
Fournisseurs et comptes rattachés	578	-	578
Dettes d'impôts courants	24	-	24
Autres créditeurs	860	-	860
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	3 419	154	3 573

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris correspondent aux éléments suivants :

- Annulation des goodwill historiques pour (112) millions d'euros
- Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 206 millions d'euros, dont :
 - création d'un actif incorporel représentatif de la marque « Dalkia » pour 130 millions d'euros.
La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. Étant donné la notoriété de la marque Dalkia en France et la volonté du Groupe d'en maintenir un usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie ;
 - revalorisation des contrats clients associés aux concessions de production et de distribution de chaleur pour 68 millions d'euros.
La juste valeur des contrats clients de Dalkia a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés à partir des données historiques et prévisionnelles. Les travaux de

revalorisation ont porté sur une sélection de contrats significatifs représentant environ 60 % de la marge d'activité totale et de la valeur nette consolidée des actifs associés. En raison notamment de procédures d'appels d'offres systématiques dans un environnement concurrentiel fort et d'un horizon de temps lointain (les contrats valorisés ont une durée de vie résiduelle de 12 à 13 ans), aucune hypothèse de renouvellement des contrats clients n'a été prise en compte pour la détermination de leur juste valeur.

- Impôts différés nets pour (70) millions d'euros.

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture.

- Autres ajustements de juste valeur.

Les autres ajustements de juste valeur concernent principalement la réévaluation de stocks de travaux en cours de Dalkia et les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de Citelum.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actif et de passif du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Dalkia » ,
- conditions financières des contrats de concession de production et de distribution de chaleur ,
- taux d'actualisation retenu

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs des actifs acquis et passifs repris ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois à compter de la date de la transaction pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

3.1.5.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	382
Prix d'acquisition de la participation	746
Contrepartie transférée au 25 juillet 2014 (A)	1 128
Juste valeur de l'actif net de Dalkia acquis	736
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	736
GOODWILL PROVISoire (A) - (B)	392

3.1.6 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

La contribution de Dalkia et Citelum à l'excédent brut d'exploitation du Groupe de la date d'acquisition – soit le 25 juillet 2014 – au 31 décembre 2014 s'élève à 18 millions d'euros.

Les impacts de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de Dalkia	746
Prix de cession de Dalkia International	(1 407)
Encaissement net (soulte)	(661)
Remboursement des titres subordonnés à durée indéterminée souscrit par Dalkia International auprès d'EDF	(144)
Total encaissements	(805)
Intégration de l'endettement financier net de Dalkia	571
Effet de la variation de périmètre	571
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(234)

3.1.7 Effets de la prise de contrôle de Dalkia sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2014

Si l'opération de prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1^{er} janvier 2014, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants :

(en millions d'euros)	2014 publié	2014 pro forma ⁽¹⁾	Variation
Chiffre d'affaires	72 874	74 318	1 444
Excédent brut d'exploitation	17 279	17 384	105
Résultat net – part du Groupe	3 701	3 737	36

(1) Données 2014 avec intégration globale de Dalkia à compter du 1^{er} janvier 2014 (à compter du 25 juillet 2014 pour les données publiées)

3.2 Edison**3.2.1 Renégociation des contrats gaz d'approvisionnement à long terme**

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision du prix du gaz avec la Russie. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 80 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2014 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

Les arbitrages et accords intervenus sur l'exercice 2013 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et Sonatrach (Algérie) se sont traduits par un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2013 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.2.2 Accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont finalisé leurs accords autour de la création du troisième opérateur italien dans le secteur des énergies renouvelables, contrôlant une capacité de 600 MW (principalement éolienne) suite au regroupement des unités exploitées par Edison Energie Speciali (Edens) et de certaines des unités qu'EDF Énergies Nouvelles Italia exploite.

Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité, et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de la société créée sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants.

La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur, de consolider la société en intégration globale.

3.3 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sécurité Nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Néanmoins, l'examen des clauses du nouvel accord, au regard des critères d'analyse des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, conduit à considérer que CENG devient pour le groupe EDF, à compter du 1^{er} avril 2014, une entreprise associée (coentreprise avant cette date). CENG est donc consolidée par mise en équivalence.

3.4 EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords mené pendant 12 mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire, l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, que sont le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) sur une durée de 35 ans (à partir de la date de mise en service) et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs.

3.5 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »).

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal, par exemple).

La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les devises. 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 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 confèrent 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, cette émission est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

3.6 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

**3.7 Opérations et événements
majeurs de l'exercice 2013****3.7.1 Cession de la participation
du Groupe dans SSE**

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a Průmyslový Holding, a. s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a. s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction a eu lieu le 27 novembre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence, sur la base d'une valorisation de la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur l'opération, une plus-value de cession avant impôt de 54 millions d'euros a été comptabilisée en « Autres produits et charges opérationnels ».

**3.7.2 Acquisition de la participation
de Centrica dans Nuclear New Build
Holdings**

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80 % de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100 % de cette société.

L'acquisition de la participation de Centrica se traduit en 2013 par un impact positif de 228 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe, résultant de la différence positive entre la quote-part d'actifs récupérée et le prix payé suite à l'exercice de cette option.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour les centrales nucléaires en exploitation au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

➤ Note 4 Évolutions réglementaires en France**4.1 Tarifs réglementés****4.1.1 Annulation des tarifs réglementés
de vente par le Conseil d'État**

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 921 millions d'euros (dont 908 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2014 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur l'exoédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2014 s'élève à 744 millions d'euros.

**4.1.2 Tarifs réglementés de ventes
d'électricité en France**

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le Gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le Gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que

d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

**4.2 Tarifs d'Utilisation
des Réseaux Publics d'Électricité
(TURPE 4)**

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation.

Par ailleurs, le Gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique voté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure est applicable du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{er} août 2015 et 2016.

4.3 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques. Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF de 2009 à 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants. À l'initiative du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de trois millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

4.4 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

4.5 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long termes.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici à 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à l'horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

4.6 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe dès le 31 décembre 2013.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation**

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2014 concernent les entités suivantes.

5.1 EDF Norte Fluminense**5.1.1 Acquisition des intérêts minoritaires**

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a acquis les 10 % détenus par le brésilien Petrobras dans la centrale thermique EDF Norte Fluminense SA au Brésil. Le Groupe détient désormais 100 % du capital de la société. L'acquisition de la participation de Petrobras se traduit par un impact négatif de 35 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence entre la quote-part d'actifs acquise et le prix payé.

5.1.2 Prise de participation dans la Compagnie Énergétique de SINOP

En décembre 2014, EDF Norte Fluminense a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de SINOP (CES), chargée de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de SINOP. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction du barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au second semestre 2017.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conduit à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.2 Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.

En avril 2014, le groupe EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont signé un accord pour une prise de participation du Groupe à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans le sud-est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de FPC conduit à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.3 Cession de South Stream Transport BV

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream Transport BV.

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

5.4 Fusion d'entités du Groupe

- En Pologne : la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA, entité détenue à 97,26 % par le groupe EDF.
- En Italie : les sociétés Transalpina di Energia SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former Transalpina di Energia SpA (TdE SpA), entité détenue à 100 % par EDF et portant la participation du Groupe dans Edison. À l'issue de cette opération de fusion, la participation du Groupe dans Edison s'établit à 97,40 % (inchangée par rapport au 31 décembre 2013).

Ces opérations de fusions internes sont sans incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

5.5 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013

Les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2013 sont présentées en note 3.7.

➤ Note 6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteur opérationnel

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. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** », qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe principalement les activités de production et commercialisation (non régulées), les activités réseaux (distribution et transport) et les activités insulaires ;

- « **Royaume-Uni** », qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris EDF Energy Nuclear Generation Ltd. et EDF Development Company Ltd. ;

- « **Italie** », qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE SpA et Fenice ;

- « **Autre international** », qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;

- « **Autres activités** », qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Daikia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 160	12 687	5 603	4 514	–	72 874
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	–	3	193	1 374	(2 501)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 841	10 160	12 690	5 796	5 888	(2 501)	72 874
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	12 198	1 941	886	632	1 622	–	17 279
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 238	810	228	(356)	1 064	–	7 984
Bilan :							
Goodwill	–	8 652	–	42	1 000	–	9 694
Immobilisations incorporelles et corporelles	96 404	14 531	8 915	4 206	12 328	–	136 384
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 109	51	219	5 028	582	–	10 989
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	31 147	4 919	3 862	1 126	7 686	–	48 740
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	18	–	18
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	62 164
TOTAL ACTIF	132 660	28 153	12 996	10 402	21 614	–	267 989
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 343)	(1 007)	(714)	(385)	(491)	–	(7 940)
Pertes de valeur	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	–	(1 189)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 998	729	730	962	–	5 419
Investissements corporels et incorporels	9 025	1 585	444	511	2 156	–	13 721

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

6.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 689	6 349	2 886	–	71 916
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	–	2	223	1 005	(1 992)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 691	6 572	3 891	(1 992)	71 916
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 059	814	1 456	–	16 099
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	243	(178)	1 019	–	8 334
Bilan :							
Goodwill	–	8 140	–	337	604	–	9 081
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 256	4 327	10 096	–	128 667
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 134	47	217	5 116	965	–	11 479
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 869	1 130	6 257	–	45 259
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	1 154	–	1 154
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	55 279
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 342	10 910	19 076	–	250 919
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(716)	(397)	(440)	–	(7 154)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	–	(617)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 783	439	867	909	–	4 998
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	339	392	1 957	–	13 042

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.2 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 également les activités de *trading* de matières premières ;

- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

(en millions d'euros)	Production-commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
2014 :						
Chiffre d'affaires externe						
– dont France	26 030	14 317	–	460	(897)	39 910
– dont International et autres activités	29 428	588	245	2 703	–	32 964
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 458	14 905	245	3 163	(897)	72 874
2013 :						
Chiffre d'affaires externe						
– dont France	25 789	14 699	–	310	(588)	40 210
– dont International et autres activités	29 715	806	219	966	–	31 706
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 504	15 505	219	1 276	(588)	71 916

Le chiffre d'affaires « Autres » inclut un effet périmètre de 1 621 millions d'euros du fait de l'acquisition de Dalkia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

Compte de résultat**➤ Note 7 Chiffre d'affaires**

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	70 449	69 653
Autres ventes de biens et de services	1 515	1 416
Trading	910	847
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 874	71 916

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire 2012 pour 921 millions d'euros (voir note 4.1.1) et l'effet de périmètre lié à l'intégration de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1 456 millions d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2014 est en baisse, principalement du fait de moindres volumes vendus en raison d'un climat défavorable dans la plupart des pays européens dans lesquels le Groupe opère (et notamment en France).

➤ Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 307)	(12 639)
Achats d'énergie	(15 380)	(15 900)
Charges de transport et d'acheminement	(9 316)	(9 134)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(122)	(125)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	421	(318)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(36 704)	(38 116)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), 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).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

➤ Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Services extérieurs	(11 316)	(10 539)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 707)	(2 218)
Production stockée et immobilisée	4 673	4 260
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	169	210
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 181)	(8 287)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

➤ Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes

(en millions d'euros)	2014	2013
Rémunérations	(7 426)	(7 027)
Charges de Sécurité sociale	(1 668)	(1 543)
Intéressement et participation	(257)	(230)
Autres contributions liées au personnel	(373)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(232)
Avantages à court terme	(9 966)	(9 420)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(852)	(805)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(723)	(933)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 575)	(1 738)
Autres avantages à long terme	(237)	(122)
Indemnités de fin de contrat	(7)	(11)
Autres charges de personnel	(244)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 785)	(11 291)

10.2 Effectifs moyens

	2014	2013
Statut IEG	103 088	101 732
Autres	44 936	38 142
EFFECTIFS MOYENS	148 024	139 874

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2014 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	(243)	(236)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 494)	(1 476)
Autres impôts et taxes	(1 856)	(1 769)
IMPÔTS ET TAXES	(3 593)	(3 481)

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Subventions d'exploitation	12.1	6 116	5 310
Résultat de déconsolidation	12.2	254	301
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(153)	(100)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(195)	(208)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(142)	(140)
Autres produits et charges	12.3	(212)	195
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 668	5 358

12.1 Subventions d'exploitation

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 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2014 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVA5) pour 225 millions d'euros (188 millions d'euros en 2013) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 17 millions d'euros (62 millions d'euros en 2013).

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2013 et 2014 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges et arbitrages relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz.

➤ Note 13 Pertes de valeur/reprises**13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations**

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Pertes de valeur sur goodwill	18	(298)	(129)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(74)	(56)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(832)	(432)
Autres éléments		15	-
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 189)	(617)

En 2013, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (617) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (229) millions d'euros et EDF Polska pour (127) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2014 s'élèvent à (1 189) millions d'euros, et se détaillent comme suit :

13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2014, avec les hypothèses clés retenues.

Tests de dépréciation sur la valeur des goodwill et des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	-	-
Italie	Marque Edison	7,9 % - 9,5 %	2,0 %	-
Autre international	Goodwill EDF Luminus	6,5 %	1,9 %	(281)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	7,0 %	1,7 %	-
Autres pertes de valeur sur goodwill				(17)
Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie				(298)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	CCGT et stockage gaz	Baisse des <i>spreads</i>	6,5 % - 6,7 %	(169)
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des prix de l'électricité	6,9 % - 8,9 %	(167)
Autre international	Actifs d'EDF Luminus en Belgique	Baisse des prix de l'électricité	6,5 %	(305)
Autres activités	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des <i>spreads</i> saisonniers	6,0 %	(46)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5,1 % - 9,7 %	(127)
Autres pertes de valeur sur actifs				(92)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels				(906)

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2013 et 2014, la baisse du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché.

Les scénarios de long terme confirment les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe. La baisse des prix, la baisse de la demande, l'essor des énergies renouvelables et les surcapacités pèsent notamment sur la rentabilité des moyens de production traditionnels.

Dans ce contexte, des mécanismes de rémunération de capacité sont envisagés sur le plan réglementaire afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau. Ces mécanismes ont été considérés au cas par cas dans les tests, en fonction de l'avancement de la réglementation.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8652 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La durée d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production ainsi que d'une rémunération de capacité pour l'ensemble des actifs.

Pour le projet de construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point, les projections prennent en compte les prix de vente de l'électricité fondés sur le *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 : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

L'utilisation d'un CMPC majoré de 1 point n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill.

Une perte de valeur de (169) millions d'euros a par ailleurs été comptabilisée sur certains actifs d'EDF Energy :

- (115) millions d'euros sur le CCGT West Burton mis en service en 2013 en raison de la dégradation durable des *spark spreads* ;
- (54) millions d'euros sur un actif de stockage gaz dont la mise en service des premières cavités est prévue en 2015. Deux facteurs principaux sous-tendent cette dépréciation : la réduction du nombre de cavités pouvant être développées, d'une part, et la forte baisse de la volatilité sur le marché du gaz, d'autre part.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****Italie – Edison**

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La société mène actuellement une politique d'assainissement de sa base de clients particuliers conduisant à une réduction des revenus associés à court terme. Toutefois, la notoriété de la marque et les marges réalisées sur les clients du portefeuille sont en amélioration.

Concernant les autres actifs d'Edison, la baisse des prix de gros a conduit à la comptabilisation de (167) millions d'euros de pertes de valeur portant notamment sur les actifs de production hydrauliques et éoliens.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les activités d'exploration-production d'Edison en tenant compte de la baisse des prix du pétrole. Ces analyses ne conduisent pas à comptabiliser de dépréciation sur les actifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Autre international**EDF Luminus**

La poursuite de la baisse des prix de l'électricité associée à un environnement toujours très difficile pour les énergéticiens en Belgique a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur d'un montant total de (586) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs au goodwill (intégralement déprécié au 31 décembre 2014).

La majoration de 0,5 point du CMPC aurait un impact négatif de (104) millions d'euros sur la valeur recouvrable.

EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 % des centrales Doel 3 et Tihange 2, pour un montant de 190 millions d'euros dans le bilan au 31 décembre 2014. Ces deux centrales sont à l'arrêt depuis mars 2014 pour réaliser un programme de tests approfondis des cuves. L'Agence fédérale de contrôle nucléaire statuera sur l'autorisation de redémarrage au vu d'un dossier de justification à remettre par Electrabel. Electrabel estime que les centrales resteront indisponibles jusqu'au 1^{er} juillet 2015. Cette indisponibilité a été prise en compte dans le test de perte de valeur du goodwill.

Autres activités**Allemagne – stockage gaz**

Une perte de valeur de (46) millions d'euros a été constatée sur un stockage gaz en Allemagne détenu en cocontrôle avec EnBW. L'actif souffre en effet de la dégradation durable des *spreads* saisonniers.

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2014, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement l'Italie (changements réglementaires sur le renouvelable), le Mexique (difficultés opérationnelles sur un parc) et les États-Unis (projets en développement).

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia (voir note 3.1.4) ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A – voir note 29.1.3).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 intègrent les éléments suivants :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6) ;
- une provision pour risques de (174) millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combinés gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration pour (55) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique et dans certains pays d'Europe centrale.

➤ Note 15 Résultat financier

15.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 207)	(2 266)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(10)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	3	11
Résultat net de change sur endettement	(29)	(6)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 243)	(2 262)

15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coeurs 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)	2014	2013
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 273)	(1 243)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers coeurs ⁽¹⁾	(1 633)	(1 580)
Autres provisions et avances	(90)	(108)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 996)	(2 931)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3)

15.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	16
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 258	1 057
Produits (charges) sur autres actifs financiers	376	373
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	16	120
Autres charges financières	(191)	(252)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	124	(102)
Rendement des actifs de couverture	594	560
Intérêts d'emprunts capitalisés	494	479
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 688	2 251

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2014, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts courants	(2 115)	(2 069)
Impôts différés	276	173
TOTAL	(1 839)	(1 896)

En 2014, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 499) millions d'euros et des autres filiales pour (616) millions d'euros (respectivement (1 545) millions d'euros et (524) millions d'euros en 2013).

16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2014	2013
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 433	5 392
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(2 065)	(2 049)
Différences de taux d'imposition	87	341
Différences permanentes	34	(80)
Impôts sans base	94	(135)
Actifs d'impôts différés non reconnus	8	20
Autres	3	7
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 839)	(1 896)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	33,85 %	35,16 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2014 et 2013 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2014 et en 2013 respectivement à 32,2 % et à 34,0 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

■ pour 2014 :

- l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 87 millions d'euros,
- l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 111 millions d'euros,

■ pour 2013 :

- l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 341 millions d'euros, dont 254 millions d'euros relatifs à la baisse de 3 points du taux d'imposition au Royaume-Uni,
- l'impact négatif des lois de finances 2012 et 2013 en France pour (135) millions d'euros – hors effet de l'augmentation du taux d'impôt à 38 % – correspondant principalement à la taxe sur dividendes et à la limitation de la déductibilité d'intérêts financiers.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts différés actifs	2 171	2 639
Impôts différés passifs	(4 242)	(4 709)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{er} JANVIER	(2 071)	(2 070)
Variation en résultat net	276	174
Variation en capitaux propres	258	(192)
Écarts de conversion	(101)	61
Mouvements de périmètre	(67)	25
Autres mouvements	16	(69)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 689)	(2 071)
Dont impôts différés actifs	2 626	2 171
Dont impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2014 est liée à hauteur de 241 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((103) millions d'euros sur l'exercice 2013)

16.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Impôts différés :		
Immobilisations	(7 072)	(7 270)
Provisions pour avantages du personnel	7 723	5 963
Autres provisions et dépréciations	318	719
Instruments financiers	179	298
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	839	694
Autres	261	(67)
Impôts différés actifs et passifs	2 248	337
Impôts différés actifs non reconnus	(3 937)	(2 408)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 689)	(2 071)

Au 31 décembre 2014, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 937 millions d'euros (2 408 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2014 à hauteur de 3 097 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (1 747 millions d'euros au 31 décembre 2013).

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ **Note 17** 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)	2014	2013
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 701	3 517
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(388)	(103)
Effet des instruments dilutifs	–	–
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 313	3 414
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,78	1,84
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,78	1,84

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

↗ Note 18 Goodwill

18.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 081	9 400
Acquisitions	394	6
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	(298)	(129)
Écarts de conversion	573	(179)
Autres mouvements	(56)	(17)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 694	9 081
Valeur brute à la clôture	10 624	9 716
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(930)	(635)

En 2014, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions résultant à hauteur de 392 millions d'euros de la prise de contrôle de Dalkia ;
- des pertes de valeur pour (298) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour 573 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (129) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour (179) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF Énergie	8 652	8 140
Total Royaume-Uni	8 652	8 140
EDF Luminus (Belgique)	-	281
Autres	42	56
Total Autre international	42	337
Dalkia	392	-
EDF Énergies Nouvelles	179	176
Autres	429	428
Total Autres activités	1 000	604
TOTAL GROUPE	9 694	9 081

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
Logiciels	2 104	542	(134)	42	46	1	2 601
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	813	-	-	-	-	(3)	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	826	898	(1 082)	23	9	-	674
Autres immobilisations incorporelles	4 591	232	(7)	24	710	(5)	5 545
Immobilisations incorporelles en cours	1 974	234	-	17	-	(5)	2 220
Valeurs brutes	10 308	1 906	(1 223)	106	765	(12)	11 850
Amortissements et dépréciations	(2 448)	(743)	233	(24)	-	16	(2 966)
VALEURS NETTES	7 860	1 163	(990)	82	765	4	8 884

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2014 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 601 millions d'euros (voir note 3.1).

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (74) millions d'euros a été enregistrée en 2014.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 550 millions d'euros en 2014.

Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Logiciels	1 686	562	(120)	(13)	-	(11)	2 104
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	838	-	-	(1)	-	(24)	813
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	516	1 052	(739)	-	-	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	4 429	215	(9)	(1)	(60)	17	4 591
Immobilisations incorporelles en cours	1 757	171	-	(2)	-	48	1 974
Valeurs brutes	9 226	2 000	(868)	(17)	(60)	27	10 308
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(770)	136	9	35	35	(2 448)
VALEURS NETTES	7 333	1 230	(732)	(8)	(25)	62	7 860

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (56) millions d'euros a été enregistrée en 2013.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 543 millions d'euros en 2013.

EDF | Document de référence 2014 | 371

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

↗ Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	48 746	47 425
Immobilisations en cours	1 511	1 371
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50 257	48 796

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Augmentations ⁽¹⁾	123	3 470	278	3 871
Diminutions	(16)	(622)	(170)	(808)
Autres mouvements	(2)	21	4	23
Valeurs brutes au 31/12/2014	2 361	81 240	3 600	87 201
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Dotations nettes aux amortissements	(43)	(206)	(152)	(401)
Diminutions	14	499	163	676
Autres mouvements ⁽²⁾	(10)	(1 934)	(96)	(2 040)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(1 248)	(34 906)	(2 301)	(38 455)
Valeurs nettes au 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	1 113	46 334	1 299	48 746

(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 des concessionnaires.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**➤ Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités****21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités**

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	6 495	6 421
Immobilisations en cours	1 356	1 029
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 851	7 450

**21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités
(hors immobilisations en cours)**

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	1 492	10 231	601	848	13 172
Augmentations	22	389	17	47	475
Diminutions	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
Écarts de conversion	9	45	(32)	47	69
Mouvements de périmètre	1	—	—	—	1
Autres mouvements	(4)	41	1	(13)	25
Valeurs brutes au 31/12/2014	1 519	10 687	586	919	13 711
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(819)	(4 982)	(302)	(648)	(6 751)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
Pertes de valeur nettes de reprises	—	(20)	—	—	(20)
Diminutions	1	16	1	8	26
Écarts de conversion	(1)	(22)	16	(43)	(50)
Mouvements de périmètre	—	—	—	—	—
Autres mouvements	2	18	—	(2)	18
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(849)	(5 325)	(302)	(740)	(7 216)
Valeurs nettes au 31/12/2013	673	5 249	299	200	6 421
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	670	5 362	284	179	6 495

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

➤ Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	50 342	47 839
Immobilisations en cours	18 813	16 432
Immobilisations financées par location-financement	237	290
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 392	64 561

Au 31 décembre 2014, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni, et à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Des pertes de valeur pour (61) millions d'euros et pour (34) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2014 respectivement sur des

immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élevaient à (214) millions d'euros, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	11 830	61 399	19 473	29	13 273	106 004
Augmentations	613	3 059	1 358	1	2 572	7 603
Diminutions	(83)	(977)	(242)	—	(512)	(1 814)
Écarts de conversion	35	726	205	—	485	1 451
Mouvements de périmètre	2	—	(4)	—	(316)	(318)
Autres mouvements	5	79	62	(13)	(121)	12
Valeurs brutes au 31/12/2014	12 402	64 286	20 852	17	15 381	112 938
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 545)	(37 550)	(9 204)	(3)	(4 863)	(58 165)
Dotations nettes aux amortissements	(346)	(2 499)	(914)	(1)	(906)	(4 666)
Pertes de valeur nettes de reprises	(2)	(198)	(317)	—	(200)	(717)
Diminutions	53	858	217	—	322	1 450
Écarts de conversion	11	(242)	(87)	—	(106)	(424)
Mouvements de périmètre	5	—	(10)	—	35	30
Autres mouvements	—	(109)	(1)	—	6	(104)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(6 824)	(39 740)	(10 316)	(4)	(5 712)	(62 596)
Valeurs nettes au 31/12/2013	5 285	23 849	10 269	26	8 410	47 839
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	5 578	24 546	10 536	13	9 669	50 342

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

22.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paielements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	15	32	11	58
Paielements minimaux futurs à verser en tant que preneur	643	65	230	348	595

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

**➤ Note 23 Participations dans les entreprises associées
et les coentreprises**

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2014			31/12/2013	
		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						
RTE	T	100,00	5 109	379	5 134	494
CENG ⁽²⁾	P	49,99	2 621	(101)	2 784	(152)
Alpiq	P, D, A, T	25,00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	A	-	-	8	363	22
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises			2 524	86	2 251	112
TOTAL			10 989	179	11 479	262

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) Passage de CENG de coentreprise à entreprise associée suite à l'accord du 1^{er} avril 2014 avec Eielon (voir note 3.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNP/VC), Estag, Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

Sur l'exercice 2014, (425) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, dont :

- (122) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3),

- (206) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des dépréciations passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2),

- (83) millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag, correspondant à une dépréciation du goodwill existant au niveau du groupe EDF.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	15 132	14 420
Actifs courants	3 000	2 161
Total actif	18 132	16 581
Capitaux propres	5 109	5 134
Passifs non courants	8 623	8 182
Passifs courants	4 400	3 265
Total des capitaux propres et du passif	18 132	16 581
Chiffre d'affaires	4 461	4 702
Excédent brut d'exploitation	1 687	1 788
Résultat net	379	494
Endettement financier net	7 877	7 459
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(154)	31
Dividendes versés au Groupe	250	209

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF
et RTE

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2014, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 150 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2014 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 96 millions d'euros et 142 millions d'euros ;

- des achats de service systématiques à EDF pour un montant de 282 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2014.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

23.2 CENG**23.2.1 Éléments financiers de CENG**

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	9 968	8 331
Actifs courants	1 019	873
Total actif	10 987	9 204
Capitaux propres	5 243	5 569
Passifs non courants	5 481	3 473
Passifs courants	263	162
Total des capitaux propres et du passif	10 987	9 204
Chiffre d'affaires	1 140	1 169
Excédent brut d'exploitation	285	374
Résultat net	(202)	(304)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	594	(27)
Dividendes versés au Groupe	315	—

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. À compter du 1^{er} janvier 2015 et jusqu'à la fin de l'exploitation respective des différentes centrales, le Groupe achètera 49,99 % de la production de CENG à prix de marché. L'accord signé avec Exelon en juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 ne modifie pas ces contrats d'achat d'électricité, sauf en cas d'exercice par le Groupe de l'option de vente de ses actions CENG à Exelon.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 4,6 TWh en 2014.

Autres opérations

En application de l'accord signé avec Exelon, CENG a versé au groupe EDF le 1^{er} avril 2014 un dividende exceptionnel de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros).

23.2.3 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (122) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe (actualisation des flux de trésorerie d'exploitation, hypothèses Groupe). Elle résulte d'une dégradation des courbes de prix long terme en 2014.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (146) millions d'euros.

23.3 Alpiq

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, le prêt hybride des actionnaires et l'emprunt hybride public ont été comptabilisés en capitaux propres à compter de la réception des fonds dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013
Actifs non courants	7 411
Actifs courants	4 419
Total actif	11 830
Capitaux propres ⁽¹⁾	4 756
Passifs non courants	4 480
Passifs courants	2 594
Total des capitaux propres et du passif	11 830
Chiffre d'affaires	7 623
Excédent brut d'exploitation	642
Résultat net	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	115
Dividendes versés au Groupe	11

(1) Dont 828 millions d'euros d'emprunts hybrides.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient principalement de l'emprunt hybride émis par Alpiq, auquel le Groupe n'a pas souscrit en 2013.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014 est de 509 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société, du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernent majoritairement des centrales hydroélectriques, des projets de centrales en Suisse ainsi que les contrats de prélèvement et de livraison à long terme, compte tenu des prix de marché et du contexte réglementaire difficile.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (284) millions d'euros.

↗ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 807	(14)	10 793	10 539	(14)	10 525
Autre combustible	1 916	(11)	1 905	2 023	(4)	2 019
Autres matières premières	1 586	(266)	1 320	1 343	(253)	1 090
En-cours de production de biens et services	197	(45)	152	90	(24)	66
Autres stocks	596	(19)	577	523	(19)	504
TOTAL STOCKS	15 102	(355)	14 747	14 518	(314)	14 204

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 733 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (686 millions d'euros au 31 décembre 2013).

↗ Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 343	19 611
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 108	3 313
Dépréciations	(1 275)	(1 032)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 176	21 892

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

25.1 Créances échues/non échues

	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<i>(en millions d'euros)</i>						
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 451	(1 275)	23 176	22 924	(1 032)	21 892
dont créances échues de moins de 6 mois	1 606	(245)	1 361	1 724	(308)	1 416
dont créances échues de 6 à 12 mois	662	(205)	457	626	(224)	402
dont créances échues de plus de 12 mois	1 339	(623)	716	1 125	(432)	693
dont total des créances échues	3 607	(1 073)	2 534	3 475	(964)	2 511
dont total des créances non échues	20 844	(202)	20 642	19 449	(68)	19 381

25.2 Opérations de titrisations

	31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>		
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	17	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	29	—
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 225	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison (1 151 millions d'euros en décembre 2013, dont 710 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

↗ Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

	31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>		
Charges constatées d'avance	1 585	1 434
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	2 057	1 357
Créances TVA	2 678	2 272
Créances fiscales (hors TVA)	822	695
Autres créances d'exploitation	3 675	3 405
AUTRES DÉBITEURS	10 817	9 163
dont part non courante	2 024	1 924
dont part courante	8 793	7 239
dont valeurs brutes	10 896	9 245
dont dépréciation	(79)	(82)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2014, à l'exception de la part relative au déficit généré antérieurement au 31 décembre 2012 et aux coûts de portage associés qui figurent en actifs financiers.

↗ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social d'EDF s'élève à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions autodétenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

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.

27.2 Actions propres

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 2014, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 682 181 actions pour une valeur de 41 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, 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 pourront bénéficier 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 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2013, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2013 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 3 970 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.5.

Au 31 décembre 2014, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, sur l'exercice 2014, une rémunération de 388 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (103 millions d'euros en 2013).

27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2014			31/12/2013	
	% 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
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 998	155	2 783	220
EDF Luminus	36,5 %	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4,5 %	515	19	527	17
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 367	(6)	1 040	27
TOTAL		5 419	72	4 998	241

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), 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 d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison (incluant au 31 décembre 2014 l'effet de la prise de participation de F2i dans Edens – voir note 3.2.2).

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	23 810	22 316
Actifs courants	3 549	3 427
Total actif	27 359	25 743
Capitaux propres	14 999	13 914
Passifs non courants	11 141	10 556
Passifs courants	1 219	1 273
Total des capitaux propres et du passif	27 359	25 743
Chiffre d'affaires	3 864	3 794
Résultat net	776	1 103
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 060	(398)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 335	1 361
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(622)	(505)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(809)	(1 099)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	528	792
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(96)	(243)
Incidence des variations de change	34	(21)
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	466	528
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(153)	(230)

➤ Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014			31/12/2013		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 632	19 455	21 087	1 447	19 100	20 547
Provisions pour déconstruction et derniers coûts		290	22 943	23 233	265	21 327	21 592
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 922	42 398	44 320	1 712	40 427	42 139
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	37	1 297	1 334	51	1 182	1 233
Provisions pour avantages du personnel	31	1 058	23 060	24 118	950	18 381	19 331
Autres provisions	32	2 237	1 841	4 078	2 121	1 480	3 601
TOTAL PROVISIONS		5 254	68 596	73 850	4 834	61 470	66 304

➤ Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

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 provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

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 pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	11 954	498	(997)	572	147	56	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 593	34	(240)	396	75	(1)	8 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20 547	532	(1 237)	968	222	55	21 087
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 094	423	(186)	859	350	(43)	19 497
Provisions pour derniers cœurs	3 498	–	–	177	85	(24)	3 736
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 592	423	(186)	1 036	435	(67)	23 233
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	42 139	955	(1 423)	2 004	657	(12)	44 320

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF		EDF Energy	Belgique	Total
	Note 29.1	Note 29.2			
Provisions pour gestion du combustible usé	10 105	2 125	–	–	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	1 178	3	–	8 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2014	17 781	3 303	3	–	21 087
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2013	17 321	3 224	2	–	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	5 436	195	–	19 497
Provisions pour derniers cœurs	2 413	1 323	–	–	3 736
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2014	16 279	6 759	195	–	23 233
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2013	15 337	6 067	188	–	21 592

29.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent 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 1.3.21 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

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 en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	9 779	457	(648)	462	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	7 542	29	(240)	346	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire		17 321	486	(888)	808	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 313	—	—	111	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		15 337	423	(164)	736	(53)	16 279
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		32 658	909	(1 052)	1 544	1	34 060

29.1.1 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 et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées – soit environ 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, les provisions pour gestion du combustible usé comprennent les prestations 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 et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision 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 en cours conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaire, géré par l'ANDRA.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de fermeture, 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 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.

Le coût d'évacuation 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 stockage existants.

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, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants, 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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

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.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont 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, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a 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).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis, qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits...),
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets,
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est une déconstruction immédiate après l'arrêt sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

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.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus, à l'exception de l'évacuation et stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	-	522	(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	(164)	103	-	2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1 300 MW 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 PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309₂₀₁₃ euros par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un examen 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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent 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 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. 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.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur dix ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celles des engagements, à laquelle est ajouté le **spread** des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux, en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés)

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ à 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics, et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé au groupe EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

29.1.5.2 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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires	22 608	13 866	22 448	13 024
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, 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 2014 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
		+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
Aval du cycle nucléaire :							
– gestion du combustible utilisé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
– gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs :							
– déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
– derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	–	–	–
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

Pour l'exercice 2013 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	9 779	(167)	177	139	(147)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
- derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

29.2 Provisions nucléaires
d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations 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 10 062 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;

- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du 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 36.3) et s'élèvent à 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2004
Provisions pour gestion du combustible usé	2 175	41	(349)	110	147	1	2 125
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 049	4	-	50	75	-	1 178
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 224	45	(349)	160	222	1	3 303
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	4 882	-	(22)	226	350	-	5 436
Provisions pour derniers cœurs	1 185	-	-	66	85	(13)	1 323
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	6 067	-	(22)	292	435	(13)	6 759
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	9 291	45	(371)	452	657	(12)	10 062

29.2.1 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 à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation

financière de British Energy. 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 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;
- 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 (voir note 13.17.1).

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy a finalisé en 2013 les travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires. Les conclusions de ces travaux ont conduit à une révision du montant des provisions enregistrées au passif pour 1 173 millions d'euros, avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations), sans impact sur le compte de résultat du Groupe.

29.2.2 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 autres centrales 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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	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	3 192	2 125	3 228	2 175
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 741	1 178	7 132	1 049
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 933	3 303	10 360	3 224

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles 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. Les coûts actuels sont basés sur des Plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2014		31/12/2013	
	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	16 088	5 268	14 823	4 712

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 – voir note 29.2.1).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

**29.2.4 Actualisation des provisions liées
à la production nucléaire**

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A

à AA, également sur la durée plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPU).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2014 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

**➤ Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations
nucléaires**

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2014	589	88	521	136	1 334
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2013	572	66	489	106	1 233

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et hydrauliques.

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 2014 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

➤ Note 31 Provisions pour avantages du personnel**31.1 Groupe EDF**

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 058	950
Provision pour avantages du personnel – part non courante	23 060	18 381
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	24 118	19 331

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Solides au 31/12/2013	34 190	(14 859)	19 331
Chargé net de l'exercice 2014	2 233	(594)	1 639
Écarts actuariels	7 088	(2 477)	4 611
Cotisations versées aux fonds	–	(667)	(667)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 525)	585	(940)
Écarts de conversion	504	(482)	22
Mouvements de périmètre	125	–	125
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2014	42 616	(18 498)	24 118

EDF | Document de référence 2014 | 389

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(792)	(948)
Coût des services passés	75	477
Écarts actuariels – avantages à long terme	(243)	(112)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(960)	(583)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 273)	(1 243)
Produit sur les actifs de couverture	594	560
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(679)	(683)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 639)	(1 266)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(7 088)	(2)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 477	78
Écarts actuariels	(4 611)	76
Écarts de conversion	(22)	11
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	87

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	549	5	(22)	23	2 233
Écarts actuariels	6 304	716	3	13	52	7 088
Cotisations salariales	–	4	–	–	–	4
Prestations versées	(1 259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1 525)
Écarts de conversion	–	504	–	–	–	504
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	125	125
Autres variations	–	–	(4)	(1)	2	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2014	33 792	8 253	53	130	388	42 616
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	–	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	23 371	263	53	74	357	24 118

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	–	(58)	(30)	(14 859)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	105	173	19 331

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

31.2 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, 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.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Solides au 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	(296)	1 382
Écarts actuariels	6 304	(1 671)	4 633
Cotisations versées aux fonds	—	(352)	(352)
Prestations versées	(1 259)	356	(903)
SOLDES AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(546)	(732)
Coût des services passés	55	472
Écarts actuariels – avantages à long terme	(244)	(105)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(735)	(365)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(943)	(959)
Produit sur les actifs de couverture	296	295
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(647)	(664)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 382)	(1 029)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 671	(121)
Écarts actuariels	(4 633)	237
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	237

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	244	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	—	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(6 792)	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(6 548)	253
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(244)	(105)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 s'élèvent à (6 548) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie).

En 2013, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à 253 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014	32 310	(10 421)	21 889
dont :			
Retraites	23 504	(9 683)	13 821
Avantage en nature énergie	6 752	–	6 752
Indemnités de fin de carrière	916	(724)	192
Autres	1 138	(14)	1 124
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2014	1 482	–	1 482
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 278	–	1 278
Médailles du travail	170	–	170
Autres	34	–	34
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013	25 756	(8 458)	17 298
dont :			
Retraites	19 414	(7 810)	11 604
Avantage en nature énergie	4 551	–	4 551
Indemnités de fin de carrière	853	(635)	218
Autres	938	(13)	925
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2013	1 313	–	1 313
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 125	–	1 125
Médailles du travail	155	–	155
Autres	33	–	33
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	20 452	16 530
Retraités	13 340	10 539
TOTAL ENGAGEMENTS	33 792	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DE COUVERTURE	10 421	8 458
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>9 683</i>	<i>7 810</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	29 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	71 %	69 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>724</i>	<i>635</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	68 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>14</i>	<i>13</i>

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % 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.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

31.2.6 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	1 433	1 419
De un à cinq ans	6 130	5 720
De cinq à dix ans	6 586	5 542
À plus de dix ans	42 740	21 111
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	56 889	33 792

Au 31 décembre 2014, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,1 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation

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.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 2,20 % au 31 décembre 2014.

À compter du 1^{er} janvier 2014, le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2014 correspond à un taux moyen de 1,70 %.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,4 % / + 4,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,0 % / - 3,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,8 % / - 4,4 %

31.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	6 703	(6 313)	390
Charge nette de l'exercice 2014	549	(294)	255
Écarts actuariels	716	(808)	(92)
Cotisations versées aux fonds	—	(313)	(313)
Cotisations salariales	4	(4)	—
Prestations versées	(223)	223	—
Écarts de conversion	504	(481)	23
SOLDES AU 31/12/2014	8 253	(7 990)	263

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(227)	(196)
Coût des services passés	(6)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	—	—
Charges nettes en résultat d'exploitation	(233)	(198)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(316)	(269)
Produit sur les actifs de couverture	294	261
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(22)	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(255)	(206)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(716)	(371)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	808	198
Écarts actuariels	92	(173)
Écarts de conversion	(23)	10
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	69	(163)

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	5 013	3 980
Retraités	3 240	2 723
TOTAL ENGAGEMENTS	8 253	6 703

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014 (6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et au minimum après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 560	5 177
Actifs pour plan de retraite EEGSG	892	732
Actifs pour plan de retraite EEPS	538	404
ACTIFS DE COUVERTURE	7 990	6 313
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	35 %	36 %
Instruments de créances cotés (obligations)	47 %	48 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	2 %
Autres	11 %	7 %

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 30 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 40 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 30 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, par le Royaume-Uni et par les États-Unis. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

31.3.5 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	270	270
De un à cinq ans	1 356	1 224
De cinq à dix ans	2 393	1 832
À plus de dix ans	12 818	4 927
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 837	8 253

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2015.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,9 ans au 31 décembre 2014.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,50 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,50 %

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.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 1,2 % / - 1,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,5 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2013 Augmentations		Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
(en millions d'euros)							
Provisions pour risques liés aux participations	414	117	(172)	-	2	(1)	360
Provisions pour risques fiscaux	506	72	(9)	-	14	1	584
Provisions pour litiges	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
Provisions pour contrats onéreux	144	9	(49)	-	55	-	159
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
Autres provisions	1 146	551	(362)	(65)	125	95	1 490
TOTAL	3 601	1 788	(1 488)	(82)	224	35	4 078

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

➤ Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution
publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	44 183	43 050
Financement concessionnaire non amorti	(21 599)	(21 013)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 584	22 037
Amortissement du financement du concédant	11 586	11 006
Provisions pour renouvellement	10 176	10 411
Droits sur biens à renouveler	21 762	21 417
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	44 346	43 454

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 151	10 331
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 713	3 826
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 864	14 157

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Avances et acomptes reçus	7 283	6 986
Fournisseurs d'immobilisations	3 647	3 234
Dettes fiscales	5 910	5 356
Dettes sociales	3 671	3 345
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 762	3 751
Autres produits constatés d'avance	763	1 016
Autres dettes	3 069	2 469
AUTRES CRÉDITEURS	28 105	26 157
dont part non courante	4 956	5 001
dont part courante	23 149	21 156

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2014, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2014, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2014, 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 1 989 millions d'euros (2 112 millions au 31 décembre 2013).

Les produits constatés d'avance sur contrats longs terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Les clauses de l'accord signé le 24 octobre 2014 (voir note 3.6) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ou de remboursement relatif à cette avance.

Actifs et passifs financiers

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 194	–	4 194	3 030	–	3 030
Actifs financiers disponibles à la vente	13 474	15 953	29 427	13 008	14 926	27 934
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 519	3 349	4 868	634	1 045	1 679
Prêts et créances financières	1 565	14 183	15 748	1 175	13 640	14 815
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	20 752	33 485	54 237	17 847	29 611	47 458

(1) Dont dépréciation pour (373) millions d'euros au 31 décembre 2014 ((290) millions d'euros au 31 décembre 2013)

36.2 Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 194	3 023
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	7
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 194	3 030

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 301	7 064	15 365	8 170	5 941	14 111
Actifs liquides	1 774	11 216	12 990	3 182	9 384	12 566
Autres titres	987	85	1 072	1 024	233	1 257
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	11 062	18 365	29 427	12 376	15 558	27 934

(1) Actions ou OPCVM.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2014		2013	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	1 439	976	1 197	579
Actifs liquides	223	68	30	31
Autres titres	(83)	-	(227)	(266)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE⁽³⁾	1 579	1 044	1 000	344

(1) + / (-) : augmentation(diminution) des capitaux propres – part du Groupe

(2) + / (-) : augmentation(diminution) du résultat – part du Groupe

(3) Hors entreprises associées et coentreprises

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2014 et 2013 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2014.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2014, les autres titres se composent notamment chez EDF de titres AREVA pour 78 millions d'euros.

36.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	7 958
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 051
Autres prêts et créances financières	1 987	1 806
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 748	14 815

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	(151)	1 599	–	(1)	(2)	48	29 427
Prêts et créances financières	14 815	(270)	–	384	201	577	41	15 748

36.4.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	26 618	190	1 037	–	(4)	(43)	136	27 934
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	–	1	–	–	–	–	(1)	–
Prêts et créances financières	13 962	(859)	–	404	316	(134)	1 126	14 815

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 1 173 millions d'euros l'effet sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique des travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires réalisés par EDF Energy en 2013 (voir note 29.2).

↗ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Disponibilités	3 037	2 593
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	1 649	2 473
Comptes courants financiers	15	30
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 701	5 096

(1) Dont part à la juste valeur pour 1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 458 millions d'euros au 31 décembre 2013).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants****38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers**

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	46 537	9 115	55 652	40 613	11 024	51 637
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	2 855	2 855	–	2 583	2 583
Juste valeur négative des dérivés de couverture	737	2 214	2 951	800	1 040	1 840
PASSIFS FINANCIERS	47 274	14 184	61 458	41 413	14 647	56 060

38.2 Emprunts et dettes financières**38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières**

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637
Augmentations	4 983	343	1 671	–	68	7 065
Diminutions	(5 720)	(476)	(1 374)	(68)	(41)	(7 679)
Écarts de conversion	762	113	108	–	1	984
Mouvements de périmètre	–	(127)	323	117	(9)	304
Variations de juste valeur	2 845	–	472	3	–	3 320
Autres mouvements	(11)	16	22	11	(17)	21
SOLDES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	43 358	37 732
EDF Energy ⁽²⁾	4 898	6 665
EDF Énergies Nouvelles	4 060	3 311
Edison ⁽³⁾	2 349	2 833
Autres entités	987	1 096
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	51 637

(1) ERDF, PEL, EDF International, C3 et EDF Investissements Groupe

(2) Y compris les holdings

(3) Edison hors TdE SpA

Au 31 décembre 2014, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Au 31 décembre 2014, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
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 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
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 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ,
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ,
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ,
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ,
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 % .

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 % .

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2014 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	2 006	1 095	4 862	46	1 106	9 115
Entre un et cinq ans	8 624	1 345	1 295	185	25	11 474
À plus de cinq ans	32 954	1 328	404	260	117	35 063
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Au 31 décembre 2013 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	5 732	1 231	2 878	39	1 144	11 024
Entre un et cinq ans	6 024	1 251	1 910	137	13	9 335
À plus de cinq ans	28 969	1 417	551	252	89	31 278
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2014			31/12/2013		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts libellés en euros (EUR)	30 110	7 647	37 757	31 629	(472)	31 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	12 948	(10 073)	2 875	10 192	(4 786)	5 406
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 095	1 939	13 034	7 945	5 116	13 061
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 499	487	1 986	1 871	142	2 013
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

*(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.***38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux**

	31/12/2014			31/12/2013		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts à taux fixe	48 795	(15 377)	33 418	46 966	(7 549)	39 417
Emprunts à taux variable	6 857	15 377	22 234	4 671	7 549	12 220
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014 (10 353 millions d'euros au 31 décembre 2013).

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 756	498	10 258	–	10 353

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles 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.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2014 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il 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 de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte le prêt du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Emprunts et dettes financières	38.2.1	55 652	51 637
Dérivés de couvertures des dettes		(3 083)	128
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 701)	(5 096)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 990)	(12 566)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		34 208	33 433

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

➤ Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

39.1.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	4 194	4 194	352	3 754	88
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	29 427	1 147	27 265	1 015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 868	4 868	21	4 847	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	1 635	1 635	105	1 530	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	40 124	40 124	1 625	37 396	1 103
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	8 617	-	8 617	-
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 144	-	5 144	-
Autres prêts et créances financières	1 987	2 071	-	2 071	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	15 748	15 832	-	15 832	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 951	2 951	20	2 929	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 855	2 855	272	2 518	65
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 806	5 806	292	5 447	67
Emprunts et dettes financières	55 652	63 460	-	63 460	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	55 652	63 460	-	63 460	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 194 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 030	3 030	26	2 832	172
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	27 934	1 680	25 289	965
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 679	1 679	-	1 679	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 458	2 458	-	2 458	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	35 101	35 101	1 706	32 258	1 137
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	7 958	-	7 958	-
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	5 051	-	5 051	-
Autres prêts et créances financières	1 806	1 918	-	1 918	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 815	14 927	-	14 927	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 840	1 840	6	1 834	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	4 423	4 423	27	4 236	160
Emprunts et dettes financières	51 637	56 469	-	56 469	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	51 637	56 469	-	56 469	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 023 millions d'euros.

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 Au 31 décembre 2014

(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 en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 062	594	12 764	(4 296)	8 468	(1 522)	(1 307)	5 639
Juste valeur des dérivés – passif	(5 806)	(721)	(9 381)	4 296	(5 085)	1 522	238	(3 325)

39.2.2 Au 31 décembre 2013

(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 en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 702	1 121	6 468	(2 887)	3 581	(998)	(332)	2 251
Juste valeur des dérivés – passif	(4 423)	(1 213)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

Note 40 Gestion des 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.

■ 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.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5 (« Gestion et contrôle des risques marchés ») du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

■ 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.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit ») du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence.

■ Risques de change : section 9.5.1.3.

■ Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : section 9.5.1.4.

■ Risques actions sur les actifs financiers : sections 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

■ Risques de liquidité

- échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2,
- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
- clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
- engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.

■ Risques de change

- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4,

■ Risques actions : chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») du présent document de référence :

- couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5,
- couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
- gestion de trésorerie long terme,
- titres de participation directe,

■ Risques de taux

- taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.1,
- taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4,

■ Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :

- instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
- instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42

➤ Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 868	1 679
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 951)	(1 840)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 917	(161)
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 339	395
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	959	(472)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(1 374)	(124)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(7)	40

41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. 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. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2014, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (8) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2013).

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

41.2 Couverture de flux
de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2014 est une perte de (2) millions d'euros (gain de 1 million d'euros en 2013).

41.3 Couverture d'investissements
nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et de change à terme.

41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2014			2013		
	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
(en millions d'euros)						
Couverture de taux	(36)	-	(2)	84	-	-
Couverture de change	1 004	628	40	(514)	(460)	1
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 076)	-	-	551	(5)	5
Couverture de matières premières	(1 946)	(698)	(29)	(468)	(692)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(2 054)	(70)	9	(347)	(1 157)	6

(1) + / (-) : augmentation(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / (-) : augmentation(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2014	31/12/2013
(en millions d'euros)							
Achats de CAP	-	-	-	-	20	-	-
Achats d'options	-	-	-	-	25	-	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	-	-	45	-	-
Payeur fixe/receveur variable	158	1 166	486	1 810	2 545	(172)	(162)
Payeur variable/receveur fixe	225	696	15 787	16 708	9 727	2 609	565
Variable/variable	657	1 267	837	2 761	2 222	7	(2)
Fixe/fixe	54	6 146	2 143	8 343	7 914	(105)	(6)
Swaps de taux	1 094	9 275	19 253	29 622	22 408	2 339	395
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 094	9 275	19 253	29 622	22 453	2 339	395

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 (note 41.4.2).

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 289	340	–	2 629	2 252	333	–	2 585	48
Swaps	9 600	9 597	7 824	27 021	9 160	9 380	7 539	26 079	911
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	11 889	9 937	7 824	29 650	11 412	9 713	7 539	28 664	959

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 966	769	–	3 735	2 993	784	–	3 777	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(427)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 954	6 136	5 884	28 974	(472)

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).**41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières**

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	42	(178)
Contrats de couverture de gaz	(290)	(27)
Contrats de couverture de charbon	(462)	(395)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(1 243)	93
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	7	39
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 946)	(468)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	(274)	(177)
Contrats de couverture de gaz	42	(79)
Contrats de couverture de charbon	(423)	(420)
Contrats de couverture des produits pétroliers	33	24
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(76)	(40)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(698)	(692)

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2014				Juste valeur	31/12/2013	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Forwards/futures		(1)	(18)	-	(19)	193	(11)	(16)
Électricité	Térawattheures	(1)	(18)	-	(19)	193	(11)	(16)
Swaps		(271)	(30)	-	(301)	42	(361)	6
Forwards/futures		1 299	1 082	-	2 381	(402)	2 253	4
Gaz	Millions de therms	1 028	1 052	-	2 080	(360)	1 892	10
Swaps		33 514	15 637	-	49 151	(1 153)	39 843	123
Produits pétroliers	Milliers de barils	33 514	15 637	-	49 151	(1 153)	39 843	123
Swaps		5	1	-	6	(104)	11	(179)
Charbon	Millions de tonnes	5	1	-	6	(104)	11	(179)
Swaps		21 219	4 782	-	26 001	40	-	-
Forwards/futures		3 628	3 974	-	7 602	10	38 572	(62)
CO ₂	Milliers de tonnes	24 847	8 756	-	33 603	50	38 572	(62)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(1 374)		(124)

41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	27	(7)	(42)	40
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(7)		40

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 194	3 023
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 855)	(2 583)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 339	440
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(42)	(46)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(12)	18
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	1 393	468

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	31/12/2014	31/12/2013	
Achats d'options	-	-	515	515	-	21	-	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	515	515	-	21	-	-
Payeur fixe/receveur variable	10 185	980	515	11 680	3 478	(145)	(160)	
Payeur variable/receveur fixe	4 800	828	241	5 869	1 555	84	126	
Variable/variable	225	-	-	225	725	(2)	(12)	
Swaps de taux	15 210	1 808	756	17 774	5 758	(63)	(46)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 210	1 808	1 271	18 289	5 758	(42)	(46)	

42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2014			Total	Juste valeur 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Change à terme	1 050	318	19	1 387	1 048	320	22	1 390	22
Swaps	9 845	320	-	10 165	9 868	323	-	10 191	(34)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 895	638	19	11 552	10 916	643	22	11 581	(12)

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013			Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013			Total	Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Change à terme	2 243	308	22	2 573	2 264	312	25	2 601	(25)
Swaps	7 956	184	-	8 140	7 913	186	-	8 099	43
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 199	492	22	10 713	10 177	498	25	10 700	18

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(26)	(29)	(95)	430
Options		93	11	91	(24)
Forwards/futures		(65)	173	10	332
Électricité	Térawattheures	2	155	6	738
Swaps		2 722	248	2 156	(90)
Options		6 359	17	22 204	47
Forwards/futures		(2 051)	487	(1 033)	(527)
Gaz	Millions de therms	7 030	752	23 327	(570)
Swaps		260	(79)	2 927	11
Options		1 039	67	218	1
Forwards/futures		10 879	16	(258)	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	12 178	4	2 887	12
Swaps		(15)	394	(27)	113
Options		(21)	(1)	-	-
Forwards/futures		87	(41)	101	(8)
Fret		(27)	108	42	87
Charbon et fret	Millions de tonnes	24	460	116	192
Swaps		(156)	11	(156)	23
Options		-	-	168	-
Forwards/futures		10 663	(4)	(9 288)	69
CO₂	Milliers de tonnes	10 507	7	(9 276)	92
Forwards/futures			11		-
Autres matières premières			11		-
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			1 393		468

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**Flux de trésorerie et autres informations****➤ Note 43 Flux de trésorerie****43.1 Variation du besoin en fonds de roulement**

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation des stocks	(111)	(678)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(699)	(360)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(504)	(559)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	147	366
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	126	(480)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 041)	(1 711)

43.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2014	2013
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 006)	(946)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 067)	(12 659)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	352	563
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 721)	(13 042)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2014. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	40 136
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 437	14 471
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 425	5 596
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		60 795	60 203

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.

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	29 147	28 978
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 207	7 482
Engagements de location simple en tant que preneur	3 579	3 676
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	40 136

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 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'achat 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 2014, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014				31/12/2013
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	8 672	1 920	3 090	1 374	2 288	8 963
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	1 362	679	513	170	—	1 188
Achats de combustible nucléaire	19 113	1 937	7 558	5 870	3 748	18 827
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	29 147	4 536	11 161	7 414	6 036	28 978

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 697 millions d'euros au 31 décembre 2014 (723 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à EDF et résultent d'une hausse des engagements d'achats de combustible nucléaire, partiellement compensée par une baisse des contrats d'achat d'électricité.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

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 (éoliennes, petites hydrauliques, photovoltaïques...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) par la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour l'exercice 2013), dont 5 TWh

au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 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.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20

Comptes consolidés

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2014, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en milliards de mètres cubes)					
Edison	191	11	53	127	202
EDF	58	2	5	51	57

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. 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. Au 31 décembre 2014, les engagements hors bilan au titre des clauses de **take-or-pay** d'Edison s'élèvent à 116 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle

Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de **pass-through** permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Garanties données liées aux activités opérationnelles	3 751	1 808	511	1 432	3 122
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 294	2 428	1 543	323	4 210
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	162	72	43	47	150
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	8 207	4 308	2 097	1 802	7 482

(1) Hors énergies et combustibles

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 128 millions d'euros au 31 décembre 2014 (172 millions d'euros au 31 décembre 2013)

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

	31/12/2014	31/12/2013
(en millions d'euros)		
EDF	1 382	871
Edison	1 179	1 290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
Autres entités	834	410
TOTAL	3 751	3 122

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.1.1.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	2 418	2 539
EDF Énergie	738	668
ERDF	527	414
Autres entités	611	589
TOTAL	4 294	4 210

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 579	610	1 570	1 399	3 676

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de **trading**. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	13 628	6 419	6 700	509	13 269
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	248	144	76	28	1 004
Autres engagements donnés liés aux investissements	561	95	466	—	198
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	14 437	6 658	7 242	537	14 471

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 317 millions d'euros au 31 décembre 2014 (4 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Au 31 décembre 2014, les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	9 391	8 856
EDF Énergies Nouvelles	1 506	1 361
ERDF	1 163	1 129
EDF Énergie	642	454
PEI ⁽¹⁾	78	400
Dunkerque LNG ⁽²⁾	261	352
Autres entités	587	717
TOTAL	13 628	13 269

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

Chez EDF Énergies Nouvelles, la hausse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis.

**44.1.2.2 Engagements sur acquisition
d'actifs financiers**

Le Groupe n'a plus aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2014.

Suite à la cession à Gazprom de sa participation dans South Stream le 29 décembre 2014, l'engagement d'EDF International relatif à des apports en capital ou des prêts d'actionnaires à la société de projet existant au 31 décembre 2013 a été levé.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres au moyen d'une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité. Les actionnaires minoritaires ont désormais la possibilité, au cours du premier trimestre 2015, de notifier leur demande de cession de leurs titres par le lancement d'une introduction en

bourse. À défaut d'une telle notification, ils conservent la seconde fenêtre de liquidité de 2018.

Du fait de ses caractéristiques, l'engagement est non valorisable au 31 décembre 2014.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, 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 2021. 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 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, 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 2014, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

**44.1.2.3 Autres engagements donnés
liés aux investissements**

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2014 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa prise de participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil (projet SINOP).

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2014 sont les suivants :

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 316	90	1 272	2 954	4 512
Garanties financières données	860	359	332	169	743
Autres engagements donnés liés au financement	249	219	25	5	341
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	5 425	668	1 629	3 128	5 596

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux contreparties pour un montant de 900 millions d'euros au 31 décembre 2014 (642 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces engagements donnés aux contreparties concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

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 Énergies Nouvelles. La baisse de ces engagements observée au 31 décembre 2014 est essentiellement liée à des cessions de parcs aux États-Unis.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 964	2 765
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	102	24
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	124	130
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽²⁾		3 190	2 919

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5)

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 241	242	481	518	1 358
Engagements sur ventes d'exploitation	480	103	227	150	142
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 164	914	154	96	1 195
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	79	24	37	18	70
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 964	1 283	899	782	2 765

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 241 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation et de maintenance. La hausse de ces engagements concerne notamment les activités au Canada et en France.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.4 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 100 TWh ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagée en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Au 31 décembre 2014, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites « VPP » ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

44.2.1.5 Engagements de ventes de gaz et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une durée de 20 ans un volume cumulé de 31,5 milliards de mètres cubes. À compter de sa mise en service prévue en fin d'année 2015, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR**

Comptes consolidés

20**44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement**

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	102	26	76	-	24

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 (voir note 3.3), EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2014.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	124	82	41	1	130

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

➤ Note 45 Passifs éventuels**45.1 Assignment du Land
du Bade-Wurtemberg / EnBW**

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpi GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpi prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpi demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. Alternativement, Neckarpi demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les mémoires en demande de Neckarpi et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, d'ici la fin de l'année 2015.

**45.2 Réseau d'Alimentation Général
– rejet du pourvoi
de la Commission européenne**

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France - États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

45.4 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

45.5 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminant le tarif applicable.

Par ailleurs, le décret « moratoire » du 9 décembre 2010 a suspendu toute conclusion de nouveau contrat pour une durée de trois mois et exposé que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre, notamment par un arrêté du 4 mars 2011, qui a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

Le décret de décembre 2010 a fait l'objet de nombreux recours, rejetés par le Conseil d'État le 16 novembre 2011. Ce rejet a généré un afflux important d'assignations, cette fois à l'encontre d'ERDF, à compter de novembre 2011 et qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. En 2014, le nombre de recours a augmenté de 132 dossiers, essentiellement sur le premier semestre.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif que l'entreprise publique n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les jugements rendus en première instance, comme en Cour d'Appel, sont divergents tant dans leurs attendus qu'en ce qui concerne les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre l'ensemble des jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	18	1 154
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International, cédée le 25 juillet 2014.

➤ Note 47 Actifs dédiés d'EDF**47.1 Réglementation**

La loi du 28 juin 2006 et ses 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 (combustible usé et provenant du démantèlement). 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.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

47.2 Composition et évaluation 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.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ

5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM 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 à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuellement en exploitation.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de 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).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées et les coentreprises ;
- la participation du Groupe dans TIGF, présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- et, depuis octobre 2014, la participation du Groupe dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook), présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente.

47.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2014	31/12/2013
Actions		7 592	7 904
Titres de dettes		6 419	5 147
Portefeuille trésorerie		640	790
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	14 651	13 841
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(23)	10
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	5	4
Placements diversifiés actions et obligations		14 633	13 855
Créance de CSPE	Prêts et créances financières	5 144	5 051
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(8)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		5 136	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 555	2 567
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	709	266
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 264	2 833
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		23 033	21 737

47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence :

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne) ;
- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

Sur l'année 2014, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

Au 31 décembre 2014, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 299 millions d'euros avant impôt (1 839 millions d'euros au 31 décembre 2013).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2014.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20**

Comptes consolidés

47.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

➤ Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Chiffres d'affaires	584	638	–	–	833	867	1 417	1 505
Achats d'énergie	3 572	3 926	4	4	1 738	2 051	5 314	5 981
Achats externes	50	(7)	4	4	1 173	1 197	1 227	1 194
Actifs financiers	670	670	–	–	94	84	764	754
Autres actifs	459	565	–	–	715	639	1 174	1 204
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 139	1 242	–	1	1 134	1 509	2 273	2 752

**48.1 Transactions avec les sociétés
du périmètre de consolidation**

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

**48.2 Relations avec l'État et les
sociétés participations de l'État****48.2.1 Relations avec l'État**

L'État détient 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. 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.

48.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1^{er} janvier 2007, pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales gestionnaires de réseau de distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante) en cours de signature.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions de prestations du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020, dont la signature devrait intervenir début 2015.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.3.

48.3 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 2014 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 8,4 millions d'euros en 2014 (10 millions d'euros en 2013). Cette rémunération recouvre les avantages courts termes (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. La variation observée sur l'exercice 2014 s'explique notamment par le départ en retraite fin 2013 d'un membre du Comité exécutif.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre 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.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés****➤ Note 49 Environnement****49.1 Droits d'émission
de gaz à effet de serre**

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis pour une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2014, le Groupe a restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, le Groupe avait restitué 67 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Pour l'année 2014, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 6 millions de tonnes. Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 10 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 51 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 314 millions d'euros au 31 décembre 2014 (356 millions d'euros au 31 décembre 2013).

**49.2 Certificats d'économies
d'énergie**

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 les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Par exemple, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de

l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, la deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif des CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

**49.3 Certificats d'énergie
renouvelable**

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, en Italie et en Belgique (voir note 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2014, une provision de 638 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

➤ Note 50 Événements postérieurs à la clôture**50.1 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés
à durée indéterminée**

En janvier 2015, une rémunération de 387 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2015.

➤ Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100,00	100,00	P
Royaume-Uni				
EDF Energy plc. (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA) ⁽¹⁾		100,00	–	A
Transalpina di Energia SRL (TdE) ⁽²⁾		–	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA ⁽²⁾		–	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	–	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erőmű ZRt (Bert)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF DÉMÁSZ ZRt	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Wyrzeże SA ⁽²⁾	Pologne	–	99,87	P
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,26	96,93	A
EDF Polska SA ⁽²⁾	Pologne	97,26	96,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,51	49,38	P, D
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	Pologne	48,72	48,59	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) En 2014, les sociétés TdE SRL et Wigram Holding 4 SpA ont fusionné pour former TdE SpA.

(2) En 2014, la société EDF Wyrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

**INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR****20****Comptes consolidés**

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (CORIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Electricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	34,00	A
Citelum	France	100,00	34,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	–	100,00	A
EDF DIN UK Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	95,51	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, A = Autres

51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE,
LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

Comptes consolidés

51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
Autre international				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	25,00	25,00	P, A
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	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
Tarshan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd	Chine	49,00	-	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,00	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Dalkia Holding	France	-	34,00	A
Dalkia Investissement	France	-	67,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
South Stream Transport BV	Pays-Bas	-	15,00	T

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage
d'intérêt au 31 décembre 2014

Au 31 décembre 2014, 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 31/12/2014	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2014
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,51	50,00
Elektrociepłownia Zielona Góra SA (Zielona Góra)	48,72	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	97,26	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

États financiers

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	4	41 717	43 423
Production stockée et immobilisée		820	814
Subventions d'exploitation	5	5 912	5 117
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 752	3 073
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	715	847
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		51 916	53 274
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	31 930	34 089
Achats consommés de combustibles		3 173	4 298
Achats d'énergie		9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 965	19 480
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 615	2 518
Charges de personnel	10	6 604	6 457
Dotations d'exploitation		5 989	4 857
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	3 149	2 723
Dotations aux provisions et dépréciations	12	2 840	2 134
Autres charges d'exploitation		905	944
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		48 043	48 865
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		3 873	4 409
QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN (III)		7	3
RÉSULTAT FINANCIER (IV)	13	(3 096)	(890)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		784	3 522
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	1 442	164
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	577	748
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		1 649	2 938

(1) Dont production en 2014 de biens à l'exportation pour 4 682 millions d'euros et de services à l'exportation pour 431 millions d'euros.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

États financiers

Bilans

ACTIF

		31/12/2014			31/12/2013
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
(en millions d'euros)					
	Notes				
Immobilisations incorporelles	16-17	1 387	610	777	713
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	74 870	49 799	25 071	24 323
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	13 385	7 959	5 426	5 326
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	14 535	100	14 435	12 703
Participations et créances rattachées		56 627	171	56 456	59 541
Titres immobilisés		12 799	55	12 744	12 461
Prêts et autres immobilisations financières		8 229	-	8 229	7 665
Immobilisations financières	18	77 655	226	77 429	79 667
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		181 832	58 694	123 138	122 732
Stocks et en-cours	19	9 953	200	9 753	9 660
Avances et acomptes versés sur commande	20	1 136	2	1 134	1 055
Créances d'exploitation	20	19 402	397	19 005	17 528
Valeurs mobilières de placement	21	8 819	4	8 815	10 312
Instruments de trésorerie	20	3 913	-	3 913	1 627
Disponibilités	22	6 583	-	6 583	5 066
Charges constatées d'avance	20	1 294	-	1 294	1 295
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		51 100	603	50 497	46 543
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		286	-	286	258
Primes de remboursement des emprunts (IV)		640	132	508	456
Écarts de conversion - Actif (V)	23	1 146	-	1 146	261
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		235 004	59 429	175 575	170 250

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

États financiers

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Capital		930	930
Primes d'émission et de fusion		7 205	7 205
Écarts de réévaluation		669	670
Réserves			
Réserve légale		93	92
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		5 598	4 988
Résultat de l'exercice		1 649	2 938
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 059)
Subventions d'investissement		174	178
Provisions réglementées		6 324	6 401
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	24 583	25 343
Autres fonds propres	25	10 688	6 120
Passifs spécifiques des concessions	26	2 045	2 016
TOTAL I FONDS PROPRES		37 316	33 479
Provisions pour risques	27	1 933	536
Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	34 060	32 658
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	589	572
Provisions pour avantages du personnel	30	10 795	10 691
Provisions pour autres charges	31	982	924
Provisions pour charges		46 426	44 845
TOTAL II PROVISIONS		48 359	45 381
Dettes financières	33	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus	32	6 433	6 279
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	28 821	33 375
Instruments de trésorerie	32	3 337	1 973
Produits constatés d'avance	32	4 065	4 273
TOTAL III DETTES	32	89 709	91 180
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	191	210
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		175 575	170 250


**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

États financiers

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		2 226	3 686
Amortissements et provisions		5 897	3 107
Plus ou moins values de cessions		(1 092)	213
Produits et charges financiers		102	(623)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 127)	(528)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 006	5 855
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		(187)	1 074
Impôts sur le résultat payés		(2 219)	(1 727)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		3 600	5 202
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 832)	(5 656)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		13	15
Variations d'actifs financiers		5 249	(203)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(570)	(5 844)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		7 109	3 288
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(7 247)	(6 296)
Dividendes versés		(2 327)	(2 145)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	25	3 973	6 135
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	12
Subventions d'investissement reçues		5	1
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 520	995
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		4 550	353
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	22	(3 310)	(3 699)
Incidence des variations de change		(57)	5
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		43	31
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	22	1 226	(3 310)

* 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 à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

Annexe aux comptes sociaux

Electricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme 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.

➤ Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général, abrogeant le règlement n° 99-03 du Comité de la réglementation comptable du 29 avril 1999 relatif aux comptes annuels.

La recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite s'applique pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. Aucun changement n'est mis en œuvre dans les comptes d'EDF au titre de cette recommandation.

Ainsi, les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2013.

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 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 existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ». La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes d'EDF dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coûts est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation 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. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 28.5.

1.2.2 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 2014 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 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.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de 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'activité de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

EDF constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ; et
- le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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 négociée, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

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 dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ; et
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties 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, de droits au bail et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

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.

La valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise.

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 dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés 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). Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés. Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

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.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au 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 ;
 - le coût du traitement de ce combustible ; et
 - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

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. Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Modes 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	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire	40 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 de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

**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 qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNC3R (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du plan comptable général.

Les biens concédés 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 de forces hydrauliques

Les contrats de concession de forces hydrauliques relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et 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.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient 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.

**1.6 Dépréciation des actifs
à long terme**

A chaque arrêté, 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 pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans et des hypothèses validés par la Direction.

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 ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007-C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, 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.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

**1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité
de Portefeuille**

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, 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 dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en 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. En application de l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables relatif au Plan comptable général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, 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, le Groupe 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.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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 stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré sauf celles des droits d'émissions de gaz à effet de serre, qui 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...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, 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.

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 provisionnel 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 ces comptes de stocks :

- 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'émission de gaz à effet de serre acquis pour le cycle de production (voir note 1.19.1) ;
- 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 dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

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 à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience, sachant qu'EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par ERDF.

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 « premier entré, premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échelonnées).

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

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du 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.

Les écarts de conversion sur les ~~swaps~~ ^{avantages} adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

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 installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme et des logiciels créés 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.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

**1.14 Passifs spécifiques
des concessions**

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

**1.14.1 Passifs spécifiques des concessions
de distribution publique de SEI**

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. 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 sorte de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

**1.14.2 Passifs spécifiques des concessions
de forces hydrauliques**

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 ; et
- depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité 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, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits 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 si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

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 similaires, et, dans certains cas, 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.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers coûts, pour contrats déficitaires, sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs et de l'échéance des engagements. L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

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.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

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 (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers coûts) conformément à l'avis n° 2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site dans les comptes individuels, repris à l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au plan comptable général ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

**1.15.1 Provisions liées à la production
nucléaire**

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****Annexe aux comptes sociaux**

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers coeurs).

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - 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 latentes de change ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait 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 électriques 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'avantages à long terme (médailles du travail ...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des 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, conformément à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC :

- 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.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation 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 nette 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

Suite à 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 et 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 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 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), 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.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

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 de GDF Suez 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. À cet élément s'ajoute la soulie représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- 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 ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 mois de pension) 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. À l'instar des 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 court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conduits à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge 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 de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, 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, selon la nature des éléments couverts.

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.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant en France la suppression de l'allocation gratuite des droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

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 (stock) est comptabilisé 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 (dette) est enregistré 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 fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transferts 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

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil national de la comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****Annexe aux comptes sociaux**

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général du dispositif des certificats d'économies d'énergie :

- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif)

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'État sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

↗ Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

Les principaux événements et opérations survenus au cours de l'exercice 2014 ayant eu pour effet un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Dalkia

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par VE. Suite à l'autorisation par la Commission européenne et la levée des autres conditions suspensives, EDF a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014. EDF a cédé l'intégralité des titres Dalkia Holding et Dalkia International à VE pour un montant total de 1 776 millions d'euros. Une plus-value de cession de 454 millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat exceptionnel. La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France étant intervenue concomitamment, EDF a acquis l'intégralité des titres Dalkia pour un montant de 967 millions d'euros.

2.2 Transalpina di Energia SpA et Wagram 4

Dans le cadre de la réorganisation des filiales italiennes du groupe EDF au cours du premier semestre 2014, Wagram 4, filiale à 100 % d'EDF, a fusionné avec sa filiale à 100 % TdE SRL, détentrice des titres Edison. À l'issue de cette fusion par absorption de TdE par Wagram 4, la nouvelle dénomination sociale de Wagram 4 est Transalpina di Energia SpA (TdE SpA). Le 1^{er} juillet 2014, EDF a cédé les titres de TdE SpA à EDF International à leur valeur nette comptable, soit 4 273 millions d'euros.

2.3 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »).

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Du fait de ses caractéristiques (voir note 1.13), cette émission est comptabilisée en « Autres fonds propres » à compter de la réception des fonds pour un montant de 3 973 millions d'euros (net de la prime de remboursement).

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

2.4 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons puis, dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité à long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

➤ Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 Tarifs réglementés

3.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 908 millions d'euros a été comptabilisé en 2014. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur le résultat d'exploitation de l'exercice 2014 s'élève à 731 millions d'euros.

3.1.2 Tarifs régulés de vente d'électricité

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les Tarifs Bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par emplacement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

3.2 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts

constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date, que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

3.3 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long terme.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

3.4 Réforme des retraites – Loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions avaient été prises en compte dans l'évaluation des engagements d'EDF dès le 31 décembre 2013.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

Compte de résultat

➤ Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	39 616	41 234
Ventes de services et divers	2 101	2 189
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 717	43 423

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2014 est principalement liée à une baisse des volumes vendus en raison d'un effet climatique défavorable, en partie compensée par les augmentations tarifaires de 3,6 % en août 2013

et 2,3 % en novembre 2014. Les ventes d'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire pour 908 millions d'euros (voir note 3.1).

➤ Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	5 912	5 117

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 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des

prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

➤ Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
Reprises sur provisions pour risques	100	227
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	1 127	1 407
Gestion du combustible nucléaire usé	648	637
Gestion à long terme des déchets radioactifs	240	137
Déconstruction des centrales nucléaires	164	171
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	36	37
Autres provisions pour charges	170	188
Reprises sur provisions pour charges	2 385	2 577
Reprises sur dépréciations	267	269
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	2 752	3 073

(1) En 2013, dont 393 millions d'euros liés à la réforme des retraites (voir note 3.4).

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2014	2013
Autres produits d'exploitation	585	719
Transferts de charges	130	128
TOTAL	715	847

➤ Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2014	2013
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 173	4 296
Achats d'énergie ⁽²⁾	9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	18 965	19 480
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	31 930	34 089

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF.

➤ Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	162	157
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 231	1 124
Contribution Économique Territoriale	516	530
Taxes foncières	382	374
Autres impôts et taxes	324	333
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 615	2 518

➤ Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2014	2013
Salaires et traitements	3 905	3 843
Charges sociales	2 699	2 614
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 604	6 457

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

	2014			2013
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	29 340	36 360	65 700	64 374
Autres	257	4 196	4 453	4 269
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 597	40 556	70 153	68 643

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

En 2014, le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). Les chiffres publiés au titre de 2013 correspondent à la moyenne annuelle des effectifs et ont été modifiés en conséquence.

↗ Note 11 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2014	2013
Sur immobilisations incorporelles	153	123
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre	2 747	2 358
■ du domaine concédé ⁽¹⁾	218	207
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 118	2 688
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	31	35
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 149	2 723

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

↗ Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	2014	2013
Provisions pour risques⁽¹⁾	608	137
Pensions et obligations assimilées	733	810
Gestion du combustible nucléaire usé	457	417
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	29	228
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers coûts ⁽³⁾	423	–
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	–	1
Autres provisions	166	222
Provisions pour charges	1 808	1 678
Dépréciations	424	319
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 840	2 134

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement.

(2) En 2013, une dotation de 208 millions d'euros a été enregistrée afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

(3) Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires définitivement à l'arrêt est comptabilisée en 2014 (voir note 28.3).

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2014	2013
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 295	2 116
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	370	377
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(1 639)	(2 007)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	415	1 187
Résultat de change	(129)	137
■ Gains de change réalisés	2 160	1 835
■ Pertes de change réalisées	(2 289)	(1 698)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	51	(26)
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	51	7
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	-	(33)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(3 459)	(2 674)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 096)	(890)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- ERDF (427 millions d'euros en 2014 et 535 millions d'euros en 2013) ;
- EDF International (202 millions d'euros en 2014 et 394 millions d'euros en 2013) ;
- IC3, holding détenant EDF Investissements Groupe (129 millions d'euros en 2014 et 514 millions d'euros en 2013) ;
- EDEV (58 millions d'euros en 2014 et 146 millions d'euros en 2013)

(2) En 2014, ce poste intègre un produit de 87 millions d'euros (83 millions d'euros en 2013) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE

(3) La variation provient pour l'essentiel de l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change et de la charge d'intérêts relative aux titres subordonnés à durée indéterminée

(4) Une reprise sur dépréciation des actifs dédiés pour 176 millions d'euros et sur dépréciation des titres Veolia Environnement pour 327 millions d'euros, suite à la cession de la totalité des titres, avait été enregistrée en 2013.

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers coeurs ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. Elles correspondent aussi à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée.

➤ Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2014, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 442 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 934 millions d'euros concernant les cessions de TIAP relatives aux actifs dédiés ;
- une plus-value nette de 454 millions d'euros suite aux cessions de Dalkia International et Dalkia Holding

Au 31 décembre 2013, le résultat exceptionnel représente un produit net de 164 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values de 622 millions d'euros sur les cessions de TIAP actifs dédiés, notamment celles réalisées suite à l'affectation de la créance financière CSPE à ces actifs ;
- une moins-value de 266 millions d'euros sur la cession des titres Veolia Environnement compensée par une reprise de dépréciation de 327 millions d'euros en résultat financier ;
- l'amortissement dérogatoire de 222 millions d'euros d'un nouveau système d'information dans le domaine nucléaire mis en service en 2013

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 15 Impôts 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 2014 comprend 83 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et le sous-groupe EDF Energies Nouvelles.

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, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 10,7 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

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 déficitaires 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 577 millions d'euros au titre de l'exercice 2014. Cette charge se décompose comme suit :

- 217 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2014 ;
- 376 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (16) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(12 403)	(10 316)	(2 087)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(5 151)	(3 780)	(1 371)
■ Autres	(324)	(337)	13
Total actif d'impôt – taux normal	(17 878)	(14 433)	(3 445)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	4 657	2 883	1 774
■ Autres	1 014	727	287
Total passif d'impôt – taux normal	5 671	3 610	2 061
■ Plus-value en sursis d'imposition	79	79	–
Total passif d'impôt – taux réduit	79	79	–
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 128)	(10 744)	(1 384)
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(4 203)	(3 726)	(477)
Dette future d'impôt au taux réduit	3	1	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

15.3 Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE)

Les sommes perçues en 2014 au titre du CICE 2013 ont été destinées au financement des efforts de la société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 Situation fiscale différée ou 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 constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- 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.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

Bilan

➤ Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles
et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
Logiciels	942	210	16	1 136
Autres	243	9	1	251
Immobilisations incorporelles	1 185	219	17	1 387
Terrains	117	8	3	122
Constructions et agencements de terrains	9 374	358	61	9 671
Tranches de production nucléaire	49 522	2 665	948	51 239
Matériel et outillage industriel hors réseau	11 286	509	241	11 554
Réseau du domaine propre	886	34	1	919
Autres immobilisations corporelles	1 313	138	86	1 365
Immobilisations corporelles du domaine propre	72 498	3 712	1 340	74 870
Terrains	39	–	–	39
Constructions et agencements de terrains	9 359	154	5	9 508
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 379	40	9	1 410
Réseau du domaine concédé	2 292	138	12	2 418
Autres immobilisations corporelles	11	–	1	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé⁽¹⁾	13 080	332	27	13 385
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	9 220	5 163	3 912	10 471
Immobilisations incorporelles	1 199	335	222	1 312
Avances et acomptes versés sur commandes	2 355	397	–	2 752
Immobilisations en cours	12 774	5 895	4 134	14 535
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	99 537	10 158	5 518	104 177

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR à Ramanville.


**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

↗ Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2014
Logiciels	395	126	15	506
Autres	77	27	-	104
Immobilisations incorporelles	472	153	15	610
Terrains et constructions	6 265	277	58	6 484
Tranches de production nucléaire	33 427	2 073	883	34 617
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 338	396	236	7 498
Réseau du domaine propre	364	27	-	391
Autres immobilisations corporelles	781	110	82	809
Immobilisations corporelles du domaine propre	48 175	2 883	1 259	49 799
Terrains et constructions	5 855	135	5	5 985
Matériel et outillage industriel hors réseau	980	24	7	997
Réseau du domaine concédé	909	66	8	967
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 754	225	20	7 959
Immobilisations corporelles en cours	71	31	2	100
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	56 472	3 292	1 296	58 468

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Valeurs brutes au 31/12/2014
Participations ⁽¹⁾	59 848	56 577
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	12 150	12 591
Autres titres immobilisés	349	208
Créance CSPE ⁽³⁾	5 053	5 140
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	2 615	3 089
Total valeur brute des immobilisations financières	80 065	77 655
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽¹⁾	(357)	(171)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(41)	(55)
Total dépréciations	(398)	(226)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	79 667	77 429

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- l'acquisition de titres Dalkia pour 967 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la cession des sociétés Dalkia Holding et Dalkia International pour une valeur nette de 1 322 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C3 (société détenant les titres d'EDF Investissement Groupe) pour 1 300 millions d'euros ;
- la cession de la société TdE SpA à EDF International, avec une reprise de provision pour dépréciation de 220 millions d'euros (voir note 2.2)

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2014 (voir note 14). La dotation aux actifs dédiés au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (voir note 38.2.4)

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés. La CSPE est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire. L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros, et des coûts de portage supportés par EDF à hauteur de 0,6 milliard d'euros. À la suite de cet accord, EDF a transféré, dans ses comptes clos le 31 décembre 2012, la créance du poste « Autres créances d'exploitation » au poste « Prêts et autres immobilisations financières ». La créance est rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2014 est de 3 002 millions d'euros, dont 1 175 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, 670 millions d'euros pour RTE, 661 millions d'euros pour Dalkia et 450 millions d'euros pour EDF International.



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014	Chiffres d'affaires 2013
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 354	62	58	1 199
EDF International	25 930	–	100	23 959	213	202	–
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	–	100	664	10	–	174
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 260	231	219	–
Société C3	11 196	–	100	10 071	136	129	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 383	46	–	–
Autres	394	2	100	–	–	–	–
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	–	50	10	n. s.	–	7
Dalkia Investissement	200	62	100	263	38	–	n. s.
Dalkia	967	–	100	1 317	3	–	–
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	–	100	5 861	417	250	4 652
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	–	100	4 324	781	427	13 811
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	114	n. s.	–	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	–	50	117	3	–	17
Forces Motrices du Châtelôt	n. s.	–	50	7	n. s.	n. s.	4
* Autres (GIE Eifer)	94	93	–	–	–	–	–
TOTAL I	56 444	171				1 285	

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros)

(1) 50 % des titres sont affectés aux actifs dédiés

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014
I. Filiales						
Total I Report des filiales	56 444	171				1 285
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	—	35	243	n.s.	—
Total II.1	130	—				—
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	1	—	—	—	—	—
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	—	10	97	4	n.s.
Total II.2	2	—				—
Total II	133	—				—
Total brut des filiales et participations	56 577	171				1 285
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	56 406					

n.s. : 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	12 150	12 118	14 005	12 591	12 536	14 769

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2014, pour 12 468 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 45 millions d'euros.

18.5 Variations des actions propres

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).

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
ACTIONS PROPRES	44	443	(449)	38

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2014 s'élève à 1 631 587 actions pour une valeur de 38 millions d'euros.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	–	48	50	50
Créance CSPE	638	4 502	–	5 140	5 053
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	792	717	1 580	3 089	2 615
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	1 432	5 219	1 628	8 279	7 718

Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 457	(14)	8 443	8 327	(14)	8 313
Autres matières premières	334	–	334	487	–	487
Autres approvisionnements	1 144	(186)	958	1 038	(197)	841
En-cours de production et autres stocks	18	–	18	19	–	19
TOTAL STOCKS	9 953	(200)	9 753	9 871	(211)	9 660

Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	590	187	359	1 136	1 056
■ Créances clients et comptes rattachés					
– Factures établies	2 039	–	–	2 039	2 519
– Factures à établir ⁽¹⁾	12 060	243	–	12 303	11 102
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	4 923	56	81	5 060	4 170
Créances d'exploitation	19 022	299	81	19 402	17 791
Instruments de trésorerie⁽³⁾	1 618	1 041	1 254	3 913	1 627
Charges constatées d'avance	481	169	644	1 294	1 295
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	21 711	1 696	2 338	25 745	21 769

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée et intègrent le produit à recevoir comptabilisé en 2014 au titre du rattrapage tarifaire (voir note 3.1).

(2) Elles comprennent 2 460 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 2 056 millions d'euros de créance au titre de la Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE) (1 357 millions d'euros en 2013). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

D

➤ Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	1 637	2 844	(1 207)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	-	10	(10)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	1 914	2 599	(685)
Obligations	5 211	4 847	364
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	54	13	41
Total valeur brute	8 819	10 316	(1 497)
Dépréciations	(4)	(4)	-
TOTAL VALEUR NETTE	8 815	10 312	(1 497)

En 2013, la cession d'actifs dédiés pour un montant de 2,4 milliards d'euros, suite à l'affectation de la créance CSPE à ces actifs, explique que le montant des valeurs mobilières de placement au 31 décembre 2013 soit supérieur à celui du 31 décembre 2014.

➤ Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation
Valeurs mobilières de placement	8 819	10 316	(1 497)
Disponibilités	6 583	5 066	1 517
Sous-total à l'actif du bilan	15 402	15 382	20
OPCVM en euros	(1 637)	(2 844)	1 207
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 914)	(1 595)	(319)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(1 004)	1 004
Obligations	(5 211)	(4 847)	(364)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(54)	(13)	(41)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 819)	(10 306)	1 487
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	12	4	8
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(5 369)	(8 390)	3 021
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *	1 226	(3 310)	4 536
Élimination de l'incidence des variations de change			(57)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			43
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			4 550

* Voir tableau de flux de trésorerie

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 23 Écarts de conversion-Actif

Les écarts de conversion-Actif présentent au 31 décembre 2014 une perte latente de change de 1 146 millions d'euros liée aux effets défavorables concernant la livre sterling et le dollar américain.

➤ 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 2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465
Affectation du résultat 2012	—	—	2 309	(2 309)	—	—	—
Distribution de dividendes	—	—	1	(1 257)	—	—	(1 256)
Augmentation de capital au 29 juillet 2013	6	165	—	—	—	—	171
Résultat 2013	—	—	—	2 938	—	—	2 938
Acompte sur dividendes	—	—	(1 059)	—	—	—	(1 059)
Autres variations	—	—	18	—	(12)	78	84
Situation au 31 décembre 2013	930	10 967	3 929	2 938	178	6 401	25 343
Affectation du résultat 2013	—	1	1 667	(1 668)	—	—	—
Résultat 2014	—	—	—	1 649	—	—	1 649
Distribution de dividendes	—	—	2	(1 270)	—	—	(1 268)
Acompte sur dividendes	—	—	(1 059)	—	—	—	(1 059)
Autres variations	—	(1)	—	—	(4)	(77)	(82)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2014	930	10 967	4 539	1 649	174	6 324	24 583

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social s'élève à 930 004 234 euros, composé de 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,5 % par l'État, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

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.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, 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 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2013, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2013 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 25 Autres fonds propres

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 10 688 millions d'euros à fin décembre 2014.

➤ Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	103	103
Écarts de réévaluation	945	971
Amortissement de caducité	108	88
Concessions des Forces Hydrauliques	1 156	1 162
Contre-valeur des biens	1 517	1 441
Financement du concessionnaire non amorti	(915)	(860)
Amortissement du financement du concédant	279	264
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	8	9
Concessions de Distribution Publique⁽¹⁾	889	854
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 045	2 016

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

➤ Note 27 Provisions pour risques

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations		Reprises			31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	262	–	922	–	–	(37)	1 147
Provisions pour contrats déficitaires	97	444	4	(56)	–	–	489
Autres provisions pour risques	177	164	–	(37)	(7)	–	297
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	536	608	926	(93)	(7)	(37)	1 933

(1) La dotation est principalement liée à des contrats d'approvisionnement.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

➤ 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 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 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue 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 tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- 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) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres (1)	31/12/2014
		Exploitation	Financières (1)	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	9 779	457	462	(648)	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	29	346	(240)	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 321	486	808	(888)	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	2 313	–	111	–	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	15 337	423	736	(164)	(53)	16 279
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	32 658	909	1 544	(1 052)	1	34 060

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie de ces montants est comptabilisée à l'actif du bilan : pour les provisions aval du cycle, variation du stock du combustible nucléaire (voir note 1.8.1) et pour les provisions déconstruction et derniers cœurs, variation des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1).

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 et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées – soit environ 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, cette rubrique comprend les prestations 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 et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision 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 en cours conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de fermeture, 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 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.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaing, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation 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 stockage existants.

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, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants, 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 subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

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.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles sont 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, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a 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).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques constructifs qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de 1 milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, EDF en traduirait les effets dans ses comptes.

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte trois niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits...),
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets,
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est une déconstruction immédiate après l'arrêt, sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

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.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience

disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres ⁽²⁾	31/12/2014
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	522		(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	103	(164)		2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie est en immobilisations corporelles (voir note 1.15).

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1 300 MW 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 PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 309 euros₂₀₁₃ par kilowatt installé.

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. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi 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'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres consommations externes ».

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent 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 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. 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.

28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité**28.5.1 Taux d'actualisation****Calcul du taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;

- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé à EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

28.5.2 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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 298	11 422	19 558	10 907
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 310	2 444	2 890	2 117
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, 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 31/12/2014	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
		+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
Aval du cycle nucléaire							
■ gestion du combustible usé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs							
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
■ derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	-	-	-
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

↗ Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Ces provisions 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.

↗ Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785
Avantages à long terme	897	171	30	(88)	-	1 010
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 691	733	834	(1 127)	(336)	10 795

(1) Dont 382 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 340 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 17 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 1 061 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 25 millions d'euros au titre des gains actuariels et 41 millions d'euros concernant les indemnités Complémentaires de Retraite (ICR).

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

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 31/12/2013	24 020	(8 253)	15 767	(107)	(4 969)	10 691
Charge nette de l'exercice 2014	1 174	(336)	838	(30)	357	1 165
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	5 538	(1 601)	3 937	42	(3 979)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(337)	(337)	-	-	(337)
Prestations versées	(1 063)	339	(724)	-	-	(724)
SOLDE AU 31/12/2014	29 669	(10 188)	19 481	(95)	(8 591)	10 795

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 s'élèvent à (5 538) millions d'euros dont (5 707) millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie) et 169 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)	31/12/2014	31/12/2013
Coût des services rendus de l'exercice	382	514
Charges d'intérêts (actualisation)	834	851
Rendement escompté des actifs de couverture	(336)	(314)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	151	188
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	164	71
Coût des services passés droits acquis	-	(393)
Coût des services passés droits non acquis	(30)	11
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 165	928
dont		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	667	391
Résultat financier	498	537

(1) En 2014, le montant correspond aux dotations d'exploitation (733 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (25 millions d'euros) et au titre des Indemnités Complémentaires de Retraite (ICR) de 41 millions d'euros.

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)	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	7 838	364	645	(828)	(320)	7 699
Charges CNIEG	421	7	15	(14)	-	429
Avantages en nature énergie	1 029	131	103	(81)	-	1 182
Indemnités de fin de carrière	(5)	36	20	(50)	(15)	(14)
Autres avantages	511	24	21	(66)	(1)	489
TOTAL	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014					
Retraites	22 385	(9 683)	–	(5 003)	7 699
Charges CNIÉG	511	–	–	(82)	429
Avantages en nature énergie	4 355	–	–	(3 173)	1 182
Indemnités de fin de carrière	620	(491)	(50)	(93)	(14)
Autres avantages	788	(14)	(45)	(240)	489
TOTAL	28 659	(10 188)	(95)	(8 591)	9 785

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013					
Retraites	18 540	(7 810)	–	(2 892)	7 838
Charges CNIÉG	424	–	–	(3)	421
Avantages en nature énergie	2 929	–	–	(1 900)	1 029
Indemnités de fin de carrière	575	(429)	(57)	(94)	(5)
Autres avantages	655	(14)	(50)	(80)	511
TOTAL	23 123	(8 253)	(107)	(4 969)	9 794

L'augmentation des engagements observée entre 2013 et 2014 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 3,5 % au 31 décembre 2013 et de 2,2 % au 31 décembre 2014).

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 :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	31/12/2014
(en millions d'euros)		Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	777	152	26	(76)	879
Médailles du travail	95	15	3	(8)	105
Autres	25	4	1	(4)	26
TOTAL	897	171	30	(88)	1 010

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 188 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 253 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces actifs de couverture sont affectés principalement à la couverture des droits spécifiques passés pour 9 683 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière pour 491 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	9 683	7 810
dont en % :		
Actions	29 %	31 %
Obligations et monétaires	71 %	69 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	491	429
dont en % :		
Actions	31 %	32 %
Obligations et monétaires	69 %	68 %
Actifs de couverture – autres avantages	14	14
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	10 188	8 253

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 2,2 % au 31 décembre 2014 (3,5 % au 31 décembre 2013) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,7 % au 31 décembre 2014 (1,9 % au 31 décembre 2013) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 1^{er} janvier 2014 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,93 % ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 2,43 %.

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.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant pour une carrière complète, à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,4 % y compris inflation).

Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations	Reprises		Autres	31/12/2014
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	108	90	(85)	(4)	–	109
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	254	13	–	(1)	(5)	261
■ aux autres charges	562	150	(78)	(22)	–	612
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	924	253	(163)	(27)	(5)	982



COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2014	Montant brut au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Emprunts obligataires	1 477	8 085	31 431	40 993	39 341
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	–	–	500	500	500
Autres emprunts	3 054	956	4	4 014	3 738
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	14	19	35	42
■ autres dettes	1 509	1	1	1 511	1 659
Dettes financières (voir note 33)	6 042	9 056	31 955	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	6 433	–	–	6 433	6 279
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 368	5	1	6 374	7 306
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	6 760	–	–	6 760	7 235
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 133	–	–	2 133	2 067
Comptes créditeurs ⁽³⁾	13 554	–	–	13 554	16 767
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	28 815	5	1	28 821	33 375
Instruments de trésorerie⁽⁴⁾	2 365	422	550	3 337	1 973
Produits constatés d'avance⁽⁵⁾	756	1 204	2 105	4 065	4 273
TOTAL DETTES	44 411	10 687	34 611	89 709	91 180

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2014, ce poste inclut un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales (11,3 milliards d'euros au 31 décembre 2014 et 14,8 milliards d'euros au 31 décembre 2013).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2014, 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 1 989 millions d'euros (2 112 millions d'euros en 2013). 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 Ereltium. Les clauses de l'accord signé le 27 octobre 2014 (voir note 2.4) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ni de remboursement relatif à cette avance.

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2013	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2014
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	6 477	3 464	1 281	1 038	–	9 698
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	24 107	–	3 640	–	–	20 467
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	7 744	1 639	178	610	–	9 815
Emprunts obligataires	39 341	5 103	5 099	1 648	–	40 993
Emprunts long terme en euros	500	–	–	–	–	500
Emprunts auprès des établissements de crédit	500	–	–	–	–	500
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	269	381	–	–	–	650
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	3 463	–	644	538	–	3 357
Emprunts contractuels à caractère financier	6	2	1	–	–	7
Autres emprunts	3 738	383	645	538	–	4 014
Total emprunts	43 579	5 486	5 744	2 186	–	45 507
Avances sur consommation	42	–	7	–	–	35
Avances diverses	74	–	–	–	3	77
Comptes bancaires créditeurs	355	–	–	–	(234)	121
Débits bancaires différés	34	–	–	–	5	39
Intérêts à payer	1 196	–	–	–	78	1 274
Total autres dettes financières diverses	1 659	–	–	–	(148)	1 511
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	45 280	5 486	5 751	2 186	(148)	47 053

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 5 099 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en dollars américains arrivés à échéance.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

33.1 Ventilation des emprunts par devises
avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couverture			
	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
<i>(en millions d'euros)</i>										
TOTAL I – EUROS		22 637		50		17 240		39 877		88
CHF	730	607	2,7	1	(730)	(607)	–	–	–	–
GBP	7 385	9 481	41,5	21	(3 000)	(3 851)	4 385	5 630	100	12
HKD	1 216	129	0,7	0,2	(1 216)	(129)	–	–	–	–
JPY	54 100	373	1,6	1	(54 100)	(373)	–	–	–	–
NOK	1 000	111	0,5	0,2	(1 000)	(111)	–	–	–	–
USD	14 775	12 169	53,2	27	(14 775)	(12 169)	–	–	–	–
TOTAL II – AUTRES DEVICES		22 870	100	50		(17 240)		5 630	100	12
TOTAL I + II		45 507		100		–		45 507		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt
avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couverture		
	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	Montants	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Emprunts long terme et EMTN	40 304			(17 573)	22 731			
Emprunts court terme	4 006			–	4 006			
Dette à taux fixe	44 310	97	99	(17 573)	26 737	59	79	
Emprunts long terme et EMTN	1 197			17 573	18 770			
Emprunts court terme	–			–	–			
Dette à taux variable	1 197	3	1	17 573	18 770	41	21	
TOTAL	45 507	100	100	–	45 507	100	100	

Note 34 Écarts de conversion - Passif

Les écarts de conversion-Passif présentent au 31 décembre 2014 un gain latent de change de 191 millions d'euros, dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

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.

	31/12/2014		31/12/2013	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	14 348	14 348	1 988	1 988
Swaps de taux long terme				
EUR	7 916	7 916	7 215	7 215
USD	1 112	1 112	979	979
GBP	4 276	4 276	2 070	2 070
JPY	96	96	325	325
Sous-total	27 748	27 748	12 577	12 577
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	16 736	18 774	18 532	21 640
CAD	1 354	1 354	1 026	1 026
USD	11 704	9 065	9 970	6 698
GBP	8 005	8 363	11 338	11 466
CHF	36	36	–	–
HUF	350	385	419	410
PLN	865	864	968	1 050
JPY	25	32	21	122
MXN	79	79	254	254
Autres	117	117	308	311
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 572	28 807	7 226	23 565
JPY	372	–	837	–
USD	12 149	3 336	6 566	1 273
GBP	17 107	5 370	14 913	5 721
CHF	607	–	619	–
HUF	5	5	14	14
CAD	47	47	131	131
ILS	126	126	132	132
PLN	337	337	–	53
NOK	111	–	120	–
HKD	129	–	114	–
Sous-total	78 833	77 097	73 508	73 866
3 – Swaps de titrisation	591	591	734	734
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	107 172	105 436	86 819	87 177
4 – Swaps sur matières premières				
Charbon <i>(en millions de tonnes)</i>	2	2	4	4
Produits pétroliers <i>(en milliers de barils)</i>	5 475	5 475	5 776	5 776

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2014 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2014	2013
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	(55)	142
Gains ou pertes latents	320	(100)
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA, option</i>) ⁽¹⁾	(3)	78
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA</i>)	253	134
Instruments de change réalisés (<i>currency swap</i>)	276	67

(1) 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 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 et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2014 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme	116	2 012
Swaps court terme	(3)	(5)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	185	197
Swaps de capitaux long terme	1 660	1 228
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
Charbon	-	(37)
Produits pétroliers	-	(165)
TOTAL	1 958	3 230

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2014, 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				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	11 716	18 781	12 201	11 029	53 727	53 604
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 355	12 702	11 645	11 008	40 710	38 701
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 562	2 325	1 716	324	6 927	7 057
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 301	6 057	285	9	9 652	8 949
Engagements liés aux opérations de financement	3 060	22	271	12	3 365	5 954
Engagements hors bilan reçus	1 041	10 391	248	211	11 891	11 934
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 036	646	248	211	2 141	2 354
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	-	-	-	5	-
Engagements liés aux opérations de financement	-	9 745	-	-	9 745	9 580

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

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.

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, 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.

Au 31 décembre 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 034	3 369	4 483	6 936	15 822	14 015
Achats de combustible nucléaire	1 759	7 008	5 446	3 748	17 961	17 629
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644

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 des filiales 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 (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque :).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour 2013), dont 5 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

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.

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 simple 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.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La hausse de ces engagements s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'Edison pour 799 millions d'euros et d'EDF Énergies Nouvelles pour 730 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur ;
- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles.

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.

D

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

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 s'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 100 TWh ;

- EDF reste engagé à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh jusqu'en mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites VPP ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

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. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats à long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanière de Dunkerque dont la mise en service est prévue fin 2015.

➤ Note 37 Passifs éventuels**Droits Individuels à la Formation (DIF)**

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2014, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 753 661 heures dont 6 682 138 n'ayant pas donné lieu à demande.

**Réseau d'Alimentation Général –
Rejet du pourvoi de la Commission
européenne**

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

Contrôles fiscaux

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP »). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. EDF conteste la position de l'Administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 150 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES****D**

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 38 Actifs dédiés

38.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses 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 (combustible usé et provenant du démantèlement). 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.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a reçu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles dans certaines conditions les titres non cotés.

38.2 Composition et évaluation 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.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

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 un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation d'EDF dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé du groupe EDF ;
- la participation d'EDF dans TIGF ;
- et depuis octobre 2014, la participation dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook).

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

**COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES**

Annexe aux comptes sociaux

La composition du portefeuille au 31 décembre 2014 est la suivante

	31/12/2014		31/12/2013	
	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations – RTE	2 015	2 555	2 015	2 567
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 458	14 691	11 994	13 842
Autres titres immobilisés	553	657	273	265
Total actifs dédiés – immobilisations financières	15 026	17 903	14 282	16 674
Créance CSPE	5 140	5 144	5 053	5 051
Total actifs dédiés avant couverture	20 166	23 047	19 335	21 725
Instruments de couverture et autres éléments	(10)	(14)	1	12
TOTAL ACTIFS DEDIES APRES COUVERTURE	20 156	23 033	19 336	21 737

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence.

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne).

- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont créé un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permet d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct, et a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers coûts – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

COMPTES SOCIAUX D'EDF ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	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		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sociétés						
C3						29
C3I						12
EDF Energy		194		74		2
EDF Énergies Nouvelles	1 175					11
EDF International	450					2
EDF Trading		490		538		5
Edison Nouveau						3
ERDF		91		1 629		1
EDF Polska						3
Dalkia	661					7
Groupe PEI				59		-
RTE	670	160		146		37
Compte courant ERDF				90	(0)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales			5 369		(7)	
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾				1 282		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 924		(28)	

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) Dont EDF International : 866 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 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA. Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrications des assemblages combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

D

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Annexe aux comptes sociaux

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante), en cours de signature.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première

déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020 dont la signature devrait intervenir début 2015.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2014.

↗ Note 40 Environnement**40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre**

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis pour une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France. Ainsi, EDF ne s'est plus vu attribuer, en 2013, de droits d'émission.

En 2014, EDF a restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, EDF avait restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 8 millions de tonnes (17 millions de tonnes au 31 décembre 2013).

40.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux premières périodes ont contribué à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif des CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

COMPTES SOCIAUX D'EDF
ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

D

Annexe aux comptes sociaux

➤ Note 41 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 et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2014	2013
Président-Directeur Général	415 818 ⁽¹⁾	743 946 ⁽¹⁾
Administrateurs	174 444	200 000

(1) Ce montant inclut part fixe, avantages en nature, et solde de la part variable relative à l'exercice 2012 versé courant 2013 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014.

(2) Rémunération et avantages en nature de M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014. M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucune rémunération depuis sa nomination comme Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général.

➤ Note 42 Événements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

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 7 (7) ①後発事象」および「第3 7 (9) 後発事象」ならびに2014年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記50および個別財務諸表の注記42を参照。

(2) 訴訟および仲裁手続

通常業務のなかで、当グループはいくつかの訴訟、仲裁、行政手続に係わっている。これらの手続に起因する費用は、発生する可能性が高く金額の見積りが可能であるかまたは合理的な範囲内で評価できる場合に限り、引き当てられる。後者の場合、引当額は、事例ごとの最善の見積りに基づいて決定される。引当金は、いずれも事例ごとのリスクの程度を評価して計上され、手続の進捗状況を重視して決まることはない。しかしながら、手続の進展によりリスクが再評価されることがある。

以下に記載された手続以外に、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悪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（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。

① EDFに関する法的手続

フランス当局ネットワーク (Réseau d'alimentation général (RAG))

2002年10月に、欧州委員会は、1997年1月1日にEDFの貸借対照表が再構築された際にフランス政府がEDFに補助金を与えたと主張して、フランスに対する手続を開始した。2003年12月16日付の決定により、欧州委員会は返済すべき補助金の金額を889百万ユーロ（元本）と設定した。2004年2月11日に、フランス政府は、返済すべき元本と利息からなる1,224百万ユーロの取立手形を発行した。EDFは、この金額を支払った。2004年4月27日に、EDFは、欧州委員会の決定の取消しを求めて欧州連合一般裁判所（当時の第一審裁判所）に訴訟を提起した。欧州連合一般裁判所は、欧州委員会は決定を下す際に当該行為が政府補助の性質を有するものであったか否かについて、十分に情報を与えられた市場経済投資家による検証を適用するべきであったとして、2009年12月15日付で、2003年12月16日付の欧州委員会の決定を退ける判決を下した。かかる判決は当事者を拘束するものであったため、フランス政府は、2009年12月30日付で1,224百万ユーロをEDFに返済した。2010年2月26日に、欧州委員会は、欧州連合一般裁判所の決定を不服として欧州連合司法裁判所に上訴した。2012年6月5日付の決定により、司法裁判所は欧州委員会の上訴を却下し、2009年12月15日付の欧州連合一般裁判所の決定を支持した。

2013年5月2日に、欧州委員会は調査の再開を決定し、当該行為が政府補助の性質を有するものであったか否かについて、欧州裁判所により設定されたテストに基づいて再度検証を行う予定である。この決定は、フランス政府と欧州委員会との間における新たな敵対的行為である。この決定が、欧州委員会の最終的な決定に影響を与えることはない。

アスベスト

EDFは、過去に、アスベストを含む製品を使用していた。そのため、一部の従業員（具体的には、火力発電所の保守を行う従業員）は、主に1970年代終わり以降かかるアスベストの交換または保護対策がEDFによって実施される前に、アスベストに晒されていた可能性がある。

EDFおよびERDFは、1997年から2014年12月半ばまでの間に、職場における従業員のアスベストへの接触が主張されたことにつき、フランスにおいて、627件に及ぶ厳格責任訴訟 (*faute inexcusable*) の当事者となった。かかる訴訟において責任が認められると、使用者による被害者またはその法定相続人への補償金の支払いが追加で必要になる可能性がある。

訴訟手続の数は2010年から一定している（各年の新規訴訟は約20件）。したがって、電気ガス産業国家基金 (CNIEG) への財政負担に大きな変化は無い見込みである。財務リスクに対し、2008年のEDFの財務書類上に30百万ユーロの引当金が計上された。

2014年12月末現在、使用者の「弁解の余地のない過失 (*faute inexcusable*) 」に関する訴訟における、EDFの最終的な判決の累計額は、およそ26.2百万ユーロに達した。

Solaire Direct

2013年12月17日、競争当局（ADLC）は、太陽光発電分野の事業を行うEDFグループの子会社に有利に働き他の市場参加者に損害をもたらすような、支配的地位の濫用にあたる行為を行ったとして、EDFグループに13.5百万ユーロの罰金を科した。ADLCは、EDFが、競争者には再現不可能な様々な物質的および非物質的な資源（特にBleu Ciel®ブランド、商標およびロゴマークならびに顧客データ）をその子会社に提供し、規制料金の対象である電力供給業者としてのEDFの役割と、太陽光発電分野の事業を行う子会社の役割について顧客に混乱をもたらした事実を批判した。EDFは、この決定についてパリの控訴裁判所に上訴した。かかる控訴裁判所の判決は2015年4月に言い渡される見込みである。

補償を求める太陽光発電分野の事業者による訴訟

2013年7月26日、節電分野の事業を行う会社であるEvasolの清算人は、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続を、フランスで太陽光発電分野の事業を行うこれらの会社が競争法に違反したと主張してリヨンの商事裁判所に提起し、かかる違反がEvasolの清算の直接的原因になったと主張して33百万ユーロの損害賠償を請求している。

Solaire Directは2014年5月13日、ADLCが2013年12月17日付の決定において非難した行為の結果として損害を被ったとし、その損害に対し8.7百万ユーロ（Solaire Directによる査定額）の損害賠償を求め、EDF、EDF EN、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対する訴訟手続をパリ商業裁判所に提起した。

2014年12月11日、Apem Énergie、Arkeos、Biosystem-AD、Cap Eco Énergie、Cap Sud、Isowatt、PCI-m、PhotenおよびSol'Air Confortは、EDF、EDF ENRおよびEDF ENR Solaireに対し、上記訴訟手続と同内容の訴訟手続をパリ商業裁判所に提起した。これらの会社は、損害額を埋め合わせるため、各会社につき暫定的に100,000ユーロの損害賠償を請求し、最終的な損害額を査定するために裁判所の専門家が任命されることを要求した。

SUN'R

2012年6月21日、SUN'Rは、フランスのADLCに不服申立てを行い、保全措置（*mesures conservatoires*）の適用を申請した。かかる申立てにおいて、SUN'Rは、太陽光発電施設の接続に関連する手続の遅滞についてERDFを訴え、購入義務契約の履行および関連する請求書の支払いの遅滞についてEDFを訴えている。加えて、SUN'Rによると、EDF ENRは、ERDFによる太陽光発電施設の接続およびEDFによる請求書の支払いに関する特別な取扱いにより利益を得たという。2012年11月16日に、当事者間の手続が開始された。2013年1月23日に、当該行為の許容性および保全措置の付与の可能性について、ADLCと協議が行われた。

2013年2月14日付の決定において、ADLCはSUN'Rによる保全措置に関するすべての申請を退ける決定を発表したが、本案の手続は未だ継続中である。かかる決定は、手続の結果には影響しない。ADLCによる調査の結果、EDFの行為が競争を阻害するものであるとの決断が下された場合、ADLCは、フランス商法第L.464-2条に従い、EDFに対し金融制裁を科す可能性がある。科される可能性のある罰金の額は、罪状の重大性、経済に与えた損害の重要性およびその企業の状態に比例して決定され、当該企業の全世界における税引前の売上高の10%を上限とする。

同時期の2012年8月29日に、SUN'Rは、パリ行政裁判所の専門家による査定および規定に関する急速審理において訴えを提出した。かかる訴えには、EDFに対して1百万ユーロおよびERDFに対して2.5百万ユーロの暫定的な補償金の請求も含まれていた。2012年11月27日付の決定において、パリ行政裁判所の急速審理裁判官（*juge des référés*）は、かかる訴えを棄却した。

CSPEの上限額についての調査

2014年3月27日、欧州委員会は国庫補助に基づくエネルギーの大量消費者および自励発電事業者に提供される公共電力サービス拠出金（CSPE）に対する拠出金の削減に対する徹底的な調査を開始した。利害関係を有する第三者として、EDFは、2014年10月3日付の欧州連合官報において公布された決定を受けて、かかる決定に対し意見を提出した。

労働訴訟

EDFは、とりわけ労働時間について、従業員との間で多数の労働訴訟の当事者になっている。EDFは、これらの訴訟を単体で見した場合に、それがEDFの業績および財務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、フランスの多数のEDF従業員を巻き込む可能性が高い状況にあるため、それらが合わさった場合、当グループの財務実績に重要な悪影響を与える可能性がある。

環境訴訟

工業事業に起因して、当グループは、特に土壤汚染除去に関連する様々な環境訴訟の当事者となっている。2015年4月14日現在、当グループは、これらの訴訟につき当グループに不利益な判決がなされても、個別的には当グループの財務実績に重要な悪影響を与える可能性は低いと考えている。

租税訴訟

前年度に関する会計監査を受け、当局は労働災害および職業病（*accident du travail et maladies professionnelles*（AT/MP））に対する給付引当金の税額控除の可能性について異議を唱えており、これは、電力産業およびガス産業の会社の存在自体に関係しているため、RTE、ERDFおよびElectricite de Strasbourgにも関わる問題である。当グループは、税務当局の見解に異議を申し立てた。2014年末、フランス国家委員会は、直接税および売上高税に関してRTEおよびEDFに有利な複数の判断を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、RTEおよびElectricité de Strasbourgの子会社に有利な複数の判決が下された。これらの紛争につき、当グループに不利益な結果となった場合、法人税の支払いに関する当グループの金融リスクは、約250百万ユーロに達する。

2011年末、EDFは2008事業年度に向けた、主に長期債務の控除の可能性に関する修正案を受領した。2013年、EDFは当局より、その異議の一部を受容し、リスクを600百万ユーロに減少させる内容の書簡を受領した。当社は、かかる申立てに対する引当金をこれまで計上しておらず、かかる訴訟に勝訴するチャンスがあると考えている。

さらに、British Energyを買収することに関連して、EDFによって自身の間接的な子会社であるLake Acquisitions Limitedに供与された無報酬の前払金に関連する調整が、当局によって提案された。EDFはこの調整の申立てに異議を唱えている。

グリーンピース

当グループ外企業のコンピューターの専門家により、EDFの従業員からの要請によりグリーンピースの2006年の元スポークスマンであるヤニック・ジャド氏が使用していたコンピューターをハッキングしたとの陳述が行われた後、2009年2月、ナンテール刑事裁判所において、「自動データ処理システムの侵害の隠匿」（*complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données*）に関する予備調査が開始された。当該従業員とその上司は、それぞれ2009年3月24日および同年6月10日に正式な取調べを受け（*mis en examen*）、懲戒処分による異動が行われた。EDFは、2009年8月26日に取調べを受けた。2011年11月10日に言い渡された判決により、EDFおよび2名の従業員は、ナンテール裁判所で判決を受けた。

2013年2月6日に言い渡された決定により、ヴェルサイユ控訴裁判所はEDFおよび上司に対する申立てを退けた。他の従業員について、控訴裁判所は有罪判決を支持し、6か月間の服役を言い渡した。当該従業員、グリーンピースおよびヤニック・ジャド氏は、破毀院に上訴した。ジャド氏だけが上訴を保持し続けている唯一の当事者であり、これは民事問題（潜在的損害）にのみ関連している。かかる上訴は2015年内に審判が下される可能性がある。

フェッセンハイム

2008年7月25日、1つの団体および数人の個人が、フェッセンハイムの原子力発電所を永久的に閉鎖し取り壊すよう、フランスの原子力安全担当大臣（エネルギーおよびエコロジー担当大臣）に申し立てた。申立人は、原子力の透明性および安全性に関する法律である2006年6月13日付法律第34条（TSN法）をかかるとの要請の根拠とした。かかる法律は、国務院が採択した命令を発行させ、原子力安全当局（*Autorité de Sécurité Nucléaire* - ASN）との協議の後に、深刻なリスクを与える基礎原子力発電所について、他に可能な措置がない場合、正式な閉鎖および取壊しを命じるものであった。

大臣によるかかる要請の棄却後、申立人は2008年12月10日に、ストラスブール行政裁判所に控訴し、これは2011年3月9日付の判決で棄却された。申立人は、2011年5月4日に上訴を行ったが、2013年5月16日付のナンシーの行政控訴裁判所による判決で棄却された。

同じ申立人が見直しを求める申請を、2011年4月18日に提出し、原子力安全担当大臣およびASNに対しフェッセンハイムの原子力発電所の操業の一時中断を要求した。かかる申立人は、基礎原子力施設および放射性物質の運搬に際する原子力の安全性の監視に関する2007年11月2日付の命令第34条および第35条にかかる申請の根拠としており、同条に基づき、大臣またはASNは、深刻なリスクがあった場合、基礎原子力施設の操業を一時停止することができる。大臣およびASNがかかる要求を支持することを拒否したため、当該申立人は、大臣の拒否に対してストラスブール行政裁判所において、またASNの拒否に対して国務院において、それぞれ訴えを申し立てた。

2012年3月9日付の決定により、ストラスブール行政裁判所の裁判長は、大臣の拒否に関する申請を国務院に付託した。2013年6月28日付の決定において、国務院は、当該原子力発電所の操業の一時中断を正当化するに十分な、安全性、健康および公衆衛生、自然ならびに環境の保護に対する深刻で差し迫ったリスクの存在が確認されていないと判断し、申請を棄却した。

最後に、2013年3月23日付の暫定措置の適用に関する申請によって、Réseau Sortir du Nucléaireを含めたいくつかの団体が、安全審査に関連する作業およびスラブの強化作業も含め、作業の停止を申請した。かかる申請は、国務院の2013年4月10日付の決定において棄却された。続いて、国務院は再度この件を分析し、2014年11月28日付の判決においてかかる申請を再度棄却した。これによりかかる紛争は終了した。

Vent de colère

Vent de colèreと称する団体による、2008年11月17日付の風力発電電力の購入価格を固定する決定に対する上訴を受けて、国務院は判断を保留し、CSPE (*Contribution au Service Public de l'Électricité* (公共電力サービス拠出金)) を拘束する電力購入義務への資金提供のメカニズムが、政府補助に関するEU条約の規制との関係で、またその適用において、国家による介入または国家資源を通じた介入とみなされるかどうかについての予備決定を欧州連合司法裁判所に付託した。

2013年7月11日、欧州連合司法裁判所の法務官は、上記資金提供のメカニズムは、国家による介入または国家資源を通じた介入にあたるとする意見を公表した。

2013年12月19日、欧州連合司法裁判所は上記の件に関する決定をし、「すべての最終電力消費者によって資金提供される、市場価格より高い価格での風力発電電力の購入義務に関する取り決めに課される追加費用のすべてを相殺する新制度は(中略)国家資源を通じた介入を構成する」ことを確認した。

2014年5月28日付の判決において国務院は、2008年11月17日付の決定を、当該決定が固定する価格は施行前に欧州委員会に対して通知しなかった政府補助金に当たる、として取り消した。その代替として、2014年6月17日、エコロジー・持続可能開発・エネルギー担当大臣は、陸上風力発電電力の購入条件を定める命令を行った。かかる新たな命令は、2008年の決定による風力発電の購入条件を言い直したもので、CSPEへの影響には変更はない。

太陽光発電事業者訴訟

2009年秋に公的機関が、太陽光発電による電力の購入価格の引下げが近く実施されることを発表したことにより、購入契約の要求が増大し、CSPEにより補償されるコストが大幅に増加する可能性がある。続いて、一連の省令が公表され、購入価格を引き下げた。

かかるこれらの価格引き下げは、この契約要求の流れを止めるために充分では無かったため、政府は、2010年12月9日付の命令により、3か月間にわたって一時的に太陽光発電による電力の購入義務を停止した。

これに関連して、一定数の発電事業者が、最も有利な購入価格による利益を享受するか、またはかかる停止からの免除を目的として、EDFに対して訴訟手続を提起した。

加えて、コルシカ島およびフランス海外県においてもEDFは電力網事業者として運営を行っているが、これらの地域において、一部の発電事業者がEDFに対して補償を求めて提訴した。

太陽光発電施設を処理するために財源が導入されたにもかかわらず、太陽光発電施設の接続要求が急増したことにより、EDFは時々かかる接続手続に設けられた締め切りに間に合うことが出来なかった。よって、かかる事業者は、かかる遅滞により購入義務停止の影響を受けたために発生した収益の損失分に対する補償金を得ることを求めている。

第一審で下された一定の判決はかかる事業者の要求をすべて棄却したが、他の判決においてはかかる事業者に対して補償金請求を認める判決が行われた。

EDFは、EDFの法的責任に異議を唱え、定期的に第一審で下されたEDFに不利となる判決に対して上訴を行っている。

放射性廃棄物のパッケージングおよび中間貯蔵施設 (ICEDA)

2010年4月23日付命令により、EDFは、アン県（*département*）のサンヴルバ市に規制原子力施設（「放射性廃棄物処理および中間貯蔵施設」として知られている。）を設置する権限を与えられた。第三者により提出された様々な訴えを受け、かかる命令の合法性は国務院により2度の機会支持された（2013年3月1日付判決および2014年3月24日付判決）。

さらに、2011年12月13日付の判決で、リヨン行政裁判所が、都市の地域区画計画の侵害にあたるとして、ICEDAの第1の建築許可を取り消したことを受け、2012年6月19日に、リヨン行政控訴裁判所によってかかる決定が支持された後、EDFは国務院に上訴した。

2014年3月24日付の決定において、国務院はEDFの上訴を支持し、上訴された判決を取り消し、リヨン行政控訴裁判所に差し戻した。リヨン行政控訴裁判所は、2014年12月8日付の判決において、上述のリヨン行政裁判所の判決を取り消し、建築許可の合法性を支持した。これは工事の再開が可能であることを意味する。工事は2015年4月に再開する予定である。

第1の建築許可に関する上訴における国務院の決定を待たずに、EDFはアン県による2013年8月21日付の第2の建築許可を申請した。かかる新たな許可に対して、第三者がリヨン行政裁判所に控訴し、2014年7月2日に、建設許可の申請に更新された断面図が含まれていなかったとして建築許可は取り消されるべきであると結論付けた。また、行政裁判所は、「建設許可の申請に影響を及ぼしている不備が、改訂された許可を申請することによって解決される可能性がある」とする判断も示している。2014年9月9日および17日に、関係するすべての第三者がかかる決定に対してリヨン行政控訴裁判所に上訴した。しかしながら、上述のリヨン行政控訴裁判所による2014年12月8日付の決定を考慮すると、EDFに対する判決は第1の建築許可の合法性および中断される前までの工事の再開に影響を与えるものではないと思われる。

フラマンビル

2006年11月15日、EDFは、フラマンビル（マンシュ）の原子力発電所から排出される、液体およびガスを含む流出物の保持および廃棄の権限を与えるようASNに申請した。かかる申請には、既存の2つの原子炉（フラマンビル1およびフラマンビル2）、ならびに建設中のEPR原子炉（フラマンビル3）の保持および廃棄も含まれていた。

ASNは2010年7月7日、3つの原子炉につき、EDFの、液体およびガスを含む流出物の環境への廃棄を限定する旨の決定を下した。かかる決定は、原子力安全担当大臣の2010年9月15日付命令によって正当性が立証された。

地域の組合であるCRILANは2011年3月23日、カーン行政裁判所において、かかる命令の取消しを求める手続を開始した。

2012年7月20日付の命令により、カーン行政裁判所の裁判長は本案件を国務院に付託した。裁判所は、CRILANの要請は大臣の承認命令には関連せず、むしろASNの2010年7月7日付の決定に関連するとみなした。しかし、フランス行政裁判法第R.351-2条の下では、ASNの決定に対する異議は国務院の管轄に属している。2014年10月17日付で言い渡された判決において、国務院は、同組合により提出された訴えを棄却した。これによりかかる紛争は終了した。

ガス供給契約の終了後の仲裁

2012年8月2日に、EDFは、ガス供給業者のうちの1つにより国際商業会議所に提出された仲裁に関する要求を受領した。当該供給業者は、1年間の契約期間が残っていたのにもかかわらず、天然ガス供給に関する4年契約を終了させたとしてEDFに対して異議を唱えており、100百万米ドルの補償金を要求している。EDFは、契約を終了するために必要な条件は満たしていたと考えており、したがって、原告によるかかる金額の要求は根拠のないものとみなしている。2013年1月に招集された仲裁裁判所は、紛争を終わらせるために包括的な商業上の解決へ向けたEDFとの交渉を供給業者が提案したため、両当事者の要請により2014年3月に手続を停止した。2014年12月、仲裁裁判所は両当事者の要請によりかかる停止を延長したが、両当事者は仲裁の随時再開を決定する権利を保有しており、その場合仲裁は2016年1月に再開されることとなる。

スーパーフェニックス

フランス政府がスーパーフェニックスの原子炉建設中止を決定したことに伴い、AREVA NCは、EDFが炉心3建設のための準備業務に関する費用および余剰プルトニウムを回収するための炉心1および2の製造に伴う廃棄物の処理費用の責任を負うべきであると考えた。両企業が和解に合意することができなかったため、AREVA NCは、2013年6月19日、EDFに対し、148百万ユーロ（費用支出時の経済状況に基づく。調整の対象。）の支払の決定を求める訴訟手続を提起した。かかる申し立ての期日を決定するために、2015年1月にパリ商事裁判所で審理が行われる予定であった。しかしながら両企業の合意が成立したため、紛争は終了し、2015年2月23日に両企業はパリ商事裁判所に取下の申立てをし、パリ商事裁判所は正式にかかる取下の申立てを受理した。

ビュジョイ2および4

ビュジョイの原子炉2および原子炉4について、さらに10年間の継続した稼動を認めるための3度目の点検の後、ASNは追加の技術的要件を設定する決定を、2012年（原子炉2）および2013年（原子炉4）に採択した。これらの要件は、福島における

事故を契機として行われた追加的な安全性評価に従い2012年6月26日にASNにより採用された原子炉2および原子炉4に適用されるその他の技術的要件に追加して適用される。

2013年12月、ジュネーヴ州は、これらの決定の取消しを求める2件の訴えを国務院に提出した。EDFは、2014年6月23日に抗弁の陳述を提出した。

② EDFの子会社および持分に関する法的手続

RTE

SNCFによる高圧送電の売却

公共電力およびガス供給ならびに電力およびガス会社に関する2004年8月9日付フランス法は、SNCFに属する高圧送電網施設は、RTEに売却されるべきであると規定した。2009年7月9日、特別に設けられた委員会は、送電網の譲渡価額を140百万ユーロとする決定を下した。SNCFは、施設の譲渡価額を、それよりもはるかに高いとみなし、2009年8月20日に国務院に対して異議申立てを行った。国務院が、かかる申立てを裁定するまで、SNCFはその電力施設をRTEに譲渡し、2010年5月26日に140百万ユーロで売却が合意されている。このうち80百万ユーロのみがRTEにより頭金として支払われている。国務院は、かかる資産を見積もるために2014年2月に専門家を任命した。かかる専門家は2014年12月末に、129百万ユーロの価格で資産を見積もった報告書を提出した。国務院はかかる見積もりに基づき、直ちにかかる紛争に判決を下す予定である。

租税訴訟

RTEは、2005事業年度から2011事業年度に関する会計監査を受けた。当該調整の主要な理由の1つは、労働災害および職業病 (*accident du travail et maladies professionnelles* (AT/MP)) に対する給付引当金の税額控除の可能性について言及しており、当グループにおいて議論中である。2013年末、直接税および売上高税に関するフランス国家委員会は、労働災害および職業病に対する給付引当金の税額控除の可能性について、RTEに有利な複数の決定を下した。さらにモントルイユ行政裁判所により、この点に関してRTEに有利な判決が下された。2014年に関係当局はかかる判決に対して上訴を提起した。

ERDF

租税訴訟

EDFは2009年末に、連結以来の配当に関連する株式を含む2004事業年度、2005事業年度および2006事業年度の会計監査に関して修正の提案を受けた。労働災害および職業病に対する給付引当金の税金控除の可能性に関連する当該調整の申立てについては、当グループにおいて議論中である。

太陽光発電事業者訴訟

2010年に、太陽光発電電力の規制および購入価格に対する迅速かつ連続的な告知および変更が行われたことにより、ERDFへの接続の申請が急増した。ERDFの最大限の努力にもかかわらず、接続の締切りは必ずしも守られなかったため、結果的に複数の太陽光発電事業者との間でいくつかの紛争が生じた。

控訴裁判所により第一審で矛盾した複数の決定が下された。原告の要求をすべて棄却する決定も複数あれば、その一方で原告の補償金請求を認めた決定も複数ある（しかし、その決定の大半において保証金は請求額を下回っている。）。

EDFは、責任を問われることはできないと考え、2011年から、第一審で下されたEDFに対するいくつかの不利な判決については控訴している。

破毀院は、2015年内に初めて本件に対し判断を下す予定である。

TURPE 3 および 4 の金額決定に対する異議

国務院は2012年11月28日付の決定により、2010年から2013年の配電網の使用について料金を定めている、2009年5月5日付および同年6月5日付のTURPE 3 の金額に関する決定の取消しを発表した。

「平均加重資本コスト」(AWCC)を定めるために使用する手法が、かかる取消しの理由となった。国務院は、当該手法が、「長期資産の更新に関する規定に加えて、委託者が、契約終了の際に委託に属する資産を無料で回収する権利に相当する、委託に関する特定の勘定(略)」を考慮していないことを理由に当該手法を「法的に不適當」とであるとみなした。

国務院の決定を考慮に入れるため、政府は、2009年8月1日から2013年7月31日の期間に遡及的に適用される、CREによる提案に基づくTURPE 3 の2を承認した。TURPE 4 の効力発生日は2014年1月1日に延期され、2013年7月31日から2013年12月31日の期間に適用されるTURPE 3 の3が設定された。最終的に、2013年12月12日、CREはTURPE 4 決定を採択した。2014年2月17日、Direct Énergieは本決定に対し、とりわけ、CREが用いた方法は一部経済的なものに当たるため、適用あるフランスおよび欧州の規定ならびに2012年12月21日付のTURPE 3 に関する国務院の判決にそぐわないという根拠で、CREによる決定の取り消しを要求し国務院に控訴した。

UFC Que ChoisirによるCoRDISに対する申請

2014年6月25日、一団体であるUFC Que Choisirは、紛争解決および紛争制裁に関する委員会であるCoRDIS (Comité de règlement de différends et des sanctions) に、ERDFがEDFからの独立性を確保する義務を違反しているとしてその解散を求め、申請書を提出した。かかる手続は審理中である。

EDF International

租税紛争

EDF Internationalの2008事業年度および2011事業年度に関する税務調査の結果、2011年後半および2013年後半に修正提案がなされた。2つの主な調整の申立ては、合計約265百万ユーロに達しており、かかる申立ての1つ目は、2009年末に計上されていた価値の損失および自身の米国子会社であるEDF Inc.にCEG株式を寄与後、EDF Internationalの収益から差し引かれた価値の損失に関するものであり、2つ目は、British Energyの買収の借換えのために作成された転換社債の評価に関するものである。EDF Internationalは、かかる訴訟に勝訴する十分な可能性があると考え、2012年にこれらの調整の申立てに対して異議を唱えた。2012年後半に、EDF Internationalは、フランスおよび米国の両国における二重課税を防ぐ課税協定に基づき、寄与時に計上されたCEG株式の評価について、フランスおよび米国の両国において示談に達しようと努めた。

ICCにおける仲裁－SOROOF対EDFI

EDFは、サウジアラビアにおける市場進出ならびに送電および火力発電の分野でのサービス事業拡大のため、SOROOF International (SOROOF) とのパートナーシップを構築した。EDF Internationalが85%を保有しSOROOFが15%を保有するEDF Saudi Arabia (EDF KSA) は、2011年3月8日にサウジアラビアの法律に基づいて設立された。これまでEDFは非常に競争の激しいサウジアラビアの市場において事業を展開することができなかった。SOROOFはかかるパートナーシップにより収益を得ることを想定しており、現在逸失利益に対する損害賠償を申し立てている。2013年9月30日、SOROOFは、逸失利益に対する損害賠償を求めパリ国際商業会議所 (ICC) に仲裁を要請した。2013年11月5日、EDF Internationalは、仲裁要請への回答を送付した。EDFIは、かかる回答において、SOROOFの賠償請求に異議を申し立て、SOROOFの契約不履行に基づき、当該パートナーシップのためにEDF Internationalが負担した費用総額およびEDFのイメージ毀損への損害賠償をカバーする15百万米ドルの損害賠償金の支払を求めて反訴した。

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

Silpro (Silicium de Provence) は2009年8月4日に裁判所の決定による清算を開始した。EDF ENRグループは、ドイツ企業である主要株主のSol Holdingとともに、Silproの30%の少数株式を保有していた。2011年5月30日に、清算人はSilproの株主および役職員に対して、総額101百万ユーロをSilproの清算に起因する資産の不足分として連帯責任で補償するよう訴えを起こした。

マノスクの商事裁判所は2013年12月17日付の判決にて、連帯責任ではなく、Silproの資産の不足分への120,000ユーロの支払をEDF ENRグループに命じた。エクサンプロヴァンスの控訴裁判所による2015年3月19日付の判決はかかる判決を棄却し、特にEDF ENRグループに対し、すべての請求において任命された清算人の請求を棄却した。裁判所は、事実上の管理者では無く、不適切な管理も無かったとして、本質的には、2008年の経営危機および主要株主の過失ならびに予測不可能な事象が、本プロジェクトの遂行における主要株主に対する信頼できるパートナーの代理人の不在とあわせて、本プロジェクトの失敗に対して責任があるとの判決を下した。

SOCODEI

EDFの完全子会社であるSOCODEIによって運営されている、低レベル廃棄物処理および収納施設 (セントラコ) は、弱放射性廃棄物を溶融または焼却処理するために使用されている。2011年9月12日に、廃棄物溶融炉が爆発したことにより火災が発生し、1名が死亡し、4名が負傷した。この事故において、化学物質または放射性物質の漏出は発生しなかった。ASNは、この事故をINESレベル1と格付け、2011年9月27日に、事故の直後に停止された溶融炉および焼却炉についてのみ事前承認のうえ、再稼動を許可することを決定した。ASNは、2012年6月29日に、焼却炉の安全を確保するために必要な施設の遵守に係る動作確認に関するASNへの詳細な報告書の事前提出を条件として、焼却炉の再稼動をSOCODEIに許可した。事故が起きた溶融炉は未だに閉鎖されている。

事故後、いくつかの調査が開始された。2011年9月16日にニームの検察局は、被疑者に対して殺人および過失傷害罪の疑いで取調べを開始し、取調べは継続中である。労働監督局およびASNによる調査の結果は、検察局に送付され裁判所の専門家が任

命された。裁判所の決定による専門家の評価作業が完了した後、予審判事は溶融炉の封を取り除くことを許可した。これは、修理開始の許可を意味するものであった。2014年1月14日付で採択された決定2014-DC-0391に基づき、ASNは新たな技術的要件を導入した。かかる決定に従って、また溶融炉の再稼働の承認を得るため、SOCODEIは、新たな要件を遵守するために導入した技術的、社会的、組織的および人的な方針を詳細に示した書類を、ASNに提供する必要がある。

Edison

EdipowerにおけるEdisonの株式保有に関してACEA SpAが提起した訴訟

2006年5月、ローマ市の公共事業会社であるACEA SpA (ACEA) は、イタリア政府、イタリアの規制当局 (AEEG) および競争当局 (AGCM) に対して異議を申し立て、EDFおよびA2A SA (IHAEM SpA) によるEdisonの共同買収が国営会社により保有されるEdipowerの株式資本の上限である30%を超えたと主張した (かかる上限は、当時Enel SpAによって所有されていた企業 (Gencos) の民営化に適用される規則を定めた、イタリア閣議の議長が発令した2000年11月8日付命令により規定された。)。

2006年7月7日に、AGCMは、ACEAの見解を支持する意見 (segnalazione) を提出し、イタリア政府および議会に対して、2000年11月8日付命令の規定に適合するための措置を講じるよう正式に要求した。

2006年8月、ACEAは、ローマ民事裁判所に、EDF、IEBおよびWGRMH Holding 4 (Edison、A2A SA、DeImi、Edipower、AEM Turin、AtelおよびTdEを含む。) に対する訴訟を提起した。

ACEAによると、株式保有が上限を超えることは適用法令の違反であり、かつ不正競争行為となり、エネルギー市場における競争および消費者の利益に悪影響を与える可能性があるという。

よって、ACEAは、EDFおよびA2A SAの不正行為を認め、EDFおよびA2A SAに対して、30%の上限を維持するべく持分を売却させ、30%を超える量のエネルギーの取得および使用を禁止すること、そして、最後に現時点では正確に評価することができなかったACEAの損害額 (かかる額の評価は別の手続の対象となっている。) を補償することを裁判所に要求した。

ACEAはまた、裁判所の判決が下るまでの間、自らの利益を守るため、保全措置を講じるよう裁判所に要求することも示唆した。

2007年1月、Endesa Italiaも、ACEAの訴訟の当事者に加わった。

裁判官は、ACEAが被ったであろう損害の金額を800百万ユーロと評価したACEAからの覚書 (新証拠) の追加提出を却下した。

2010年12月、Endesa Italia (現E.ON Italia) およびEDFは、E.ON Italiaが、EDFのEdipowerへの間接投資に関するEDFに対する訴えおよびすべての請求を取り下げることを約束する内容の和解契約を締結した。裁判官は、かかる契約を2011年5月19日付の決定によって承認した。

2013年9月19日、ローマの民事裁判所は、ACEAのすべての訴えを棄却しEDFに有利な判決を下した。裁判所は、EDFのすべての行為は関連する規制機関により事前に承認されており、いかなる規則にも違反していないとして、競争法および不法行為法におけるすべてのEDFの法的責任を排除した。ACEAは2014年9月23日にかかる判決に控訴した。2015年6月3日にローマの控訴裁判所で審理が行われる予定である。

Ausimontの売却に関する手続 (ブッシ)

ペスカーラ (アブルッツォ地方) の検察官は、ブッシ・スル・ティリーノのアテルノ川流域に水質汚染および生態学的災害の疑いがあるとして、予備調査を開始した。かかる流域は、1世紀以上もの間、Ausimont SpAが所有する工業団地 (2002年にSolvay Solexis SpAに売却された。) であった敷地であり、ペスカーラの検察官は、Solvay SolexisおよびEdisonの前取締役ならびに管理者に対して、この事例は当該敷地の購入者であるSolvay Solexisの損害となる水質汚染、環境被害および不正行為の罪で提訴される旨を通知した。

2009年12月15日、MontEdison (現Edison) に対する不正行為による起訴は中止されたが、環境被害ならびに水質および食料汚染に関する手続は継続した。2013年4月18日、管轄権を有する裁判官は、MontEdisonの前役員に対する訴訟をキエーティの重罪院に提起することを決定した。2014年2月7日付の重罪院の決定により、Edisonに対する訴訟は棄却されたため、Edisonはもはやかかる刑事訴訟の当事者ではない。2014年12月19日付の決定において、重罪院はすべての被告人に無罪判決を言い渡した。

このような状況において、発電所に隣接しEdisonが所有する敷地の一部においては、大量の産業廃棄物が発見されたため、かかる土地に差押命令が発令され、2007年10月4日、イタリア閣議の議長は緊急措置 (すなわち、かかる土地の識別、安全および復興対策) を実行する権限を与えられた特別委員補佐を任命した。かかる特別委員は、Edisonに対し、当該地域の調査に備え、安全性を高めるための緊急対策を行い、その土地および地下水の汚染除去に関する提案を提示するよう指示した。Edisonはこの敷地をまだ事業に使用したことがないため、2008年6月に地域行政裁判所に異議を申し立てた。地域行政裁判所は2011年3月にかかる訴えを棄却し、Edisonはかかる決定に対し、国務院において控訴を申し立てた。かかる審理は2015年1月15日に行われる予定である。国務院の決定は2015年度上半期に下される見込みである。

アレッサンドリアの検察官による手続

2009年、アレッサンドリア（イタリア）の検察官は、Ausimont Spa（現Solvay Solexis SpA。2002年にMontEdisonからSolvayグループに対して売却された。）の管理者および前取締役に対し、Spinetta Marengoの工業用地およびその周辺の敷地における泉からの水質汚染疑惑および敷地再生措置の欠如に関連する調査の終結に関する通知を送付した。調査は2012年1月16日に終了した。

法域を検討する裁判官は、2012年1月16日に、数名のMontEdisonの前役職員に対し、環境上の安全および公安に反したおそれのある行為に関して、アレッサンドリアの重罪院において起訴することを決定した。

アレッサンドリアの重罪院における裁判は、2012年10月17日に開始され、最終審理が2015年4月13日に行われる予定である。また、Solvay Solexisは、行政上の決定により、Spinetta Marengo用地を復興するよう命じられた。Edisonは、かかる決定の取消しを求めてSolvay Solexisにより提出された申立てについて、その利益を守るために訴訟手続に自発的に介入した。その理由として、かかる行政上の決定は、Edisonに対して当該用地を復興する義務を負わせるものではないからである（かかる義務はSolvay Solexisだけに課されるものである。）。現在まで、ピエモンテの国務院にて行われる予定の審理は無い。

Carlo Tassara

Edisonの主な少数株主であるCarlo Tassaraは、2012年7月12日、EDFの子会社であるTransalpina di Energia (TdE) が、2012年5月24日のEdison買収後に開始した強制的株式公開買付けの価格の引上げを求め、ラツィオ（ローマ）地域行政裁判所に本案について訴訟を提起した。原告は、これらの訴えをイタリア金融市場当局であるCONSOB、EDFならびにそのイタリアにおける子会社（MNTC、WGRM4およびTdE）、Edison、DelmiならびにA2Aを相手方として提起している。裁判所における審問の日取りはまだ決定していない。いかなる決定もイタリアの国務院において不服申立てをすることができる。

同時に、原告は2012年5月に、行政裁判所に申し立てられた本案に関する訴訟と実質的に同一の根拠に基づき、強制的株式公開買付けの価格の引上げをCONSOBに要請をした。CONSOBは、かかる要請を2012年7月25日に棄却した。原告はかかる決定に対して上訴しなかった。

2015年3月、原告は、行政手続との関連で発展した事実に基づく議論と類似した議論に基づいて、EDF、A2AおよびEdisonに対して損害賠償を求めてミランの裁判所に民事裁判を起こした。2015年3月27日に、EDFに対し令状が送達された。本訴訟において原告は、EdisonおよびEdipowerの買収につながったEDFおよびA2A間の交渉は、健全経営の原理に従って行われず、少数株主の利益に反していたと主張した。原告は、Edisonの株式資本の約10%に相当する流動性株式を失いたくなければ、Edisonの買収に続いた強制買収の一部として株式を売却するよう強制されたと主張している。公募価格は1株当たり0.89セントであった。原告は、2011年12月31日現在の貸借対照表にEdisonの証券を約294百万ユーロと記載した評価切下げの結果として被った損害に対する損害賠償を請求した。しかしながら、原告はかかる損害賠償請求を数値で表していないため、原告の損害を評価するために専門家を任命する必要がある。第1回目の審理は早くても2015年10月以降に行われる見込みである。

アスベストまたはその他の有害化学物質への暴露に関して従業員が提起した請求

この数年間に、Edisonは、MontEdisonが所有していた工場における複数の形態のアスベストへの暴露によると主張される従業員の死亡もしくは疾病に起因する損害賠償請求件数、または企業買収の結果、Edisonが引き継いだその他の訴訟件数の大幅な増加に直面してきた。

さらに、Edisonは、Edisonグループに所属する会社の元従業員またはその法定相続人によって提起された（Enimont（ENIの子会社である現Enichem）へ譲渡された後に）MontEdisonの設備において排出された有害化学物質への暴露に起因する複数の刑事訴訟手続にも関与している。

環境訴訟

Edisonは、Enimontへ売却される前のMontEdisonの化学工場（ポルト・マルゲラ、クロトーン、マントヴァおよびチェザーノ・マデルノの石油化学工場施設）の操業により生じた損害に関して、現在係争中の複数の刑事訴訟手続に関与している。これらの刑事訴訟手続には、環境被害の疑いに関係する身体傷害に関して第三者が提起した訴訟も含まれている。

BE Zrt

政府援助金に関する欧州規則に基づく公式調査に続き、欧州委員会は2008年6月4日、ハンガリー政府に、2008年末までに既存の長期電力エネルギー購入契約（PPA）を終了させること、およびハンガリーが欧州連合に加盟した2004年5月1日以降に発電事業者が受領した政府援助金を2009年4月までに全額払い戻すことを要求する決定を言い渡した。BE Zrtは、2009年5月4日、かかる決定に対して欧州連合一般裁判所（EGC）に異議を申し立てた。

ハンガリー政府は、欧州委員会の決定に対して不服申立ては行っておらず、ハンガリー議会は、すべてのPPAを2008年12月31日に無償で終了させる法律を2008年11月10日に制定した。2010年4月下旬に、ハンガリー政府および欧州委員会は、回収不能コストを支払われる政府援助金で相殺決済する原則を受け入れた。その結果、BE Zrtには、返済しなければならない不法な政府援助金は存在しなかった。

BE Zrtはかかる決定の取消しを求める訴えを提出したが、EGCはこれを2012年2月13日付決定により棄却した。しかし、BE Zrtにかかる政府援助金を返済する義務が及ばない限り、また継続中の仲裁（後述を参照。）に対して直接の影響がないことから、BE Zrtはかかる決定に対して上訴しなかった。

BE Zrtは、PPAが終了した後に事業を続けるため、MVM（ハンガリー唯一の国営電力購入会社）との間で、2013年までの期間につき発電高の半分を対象とした電力販売に関する8年契約を締結した。また、残りの半分の発電高の販売については、「コーゲン1 命令」（2008年11月28日に、ハンガリー政府が採択した再生可能エネルギーおよびコジェネレーションの価格を含めた諸条件について定めている命令。「コーゲン」命令として知られている。）による恩恵を受けた。しかしながら、ハンガリーは、2011年3月16日に、2011年7月以降のハンガリーにおけるコジェネレーションの支援を終了させる電気に関する法律の改正を採択した。

そのBE Zrtへの投資が、当該企業の民営化後に行われ、その特定の条件が現在問題となっているEDF Internationalは、ハンガリー政府に対して、2009年5月12日に、UNCITRALの規則に従いECTに基づく仲裁通知を送付した。これに続く一連の契約締結によって仲裁手続は2011年10月1日まで一時中断されたが、現在は再開している。EDF Internationalは、PPAの終了による損失の補償を得るため、2011年12月30日、ハーグ常設仲裁裁判所に陳述書を提出した。2011年における電力価格の変動に関する損害は、かかる文書の中で紹介された。ハンガリーは、本案および裁判所の管轄の両方について異議を唱えるために、2012年11月2日に答弁書を提出した。

2013年5月、法廷助言者の欧州委員会は、主に裁判所の管轄に異議を唱える旨の陳述書を提出した。2013年7月1日付の陳述書にてEDF Internationalは、現在BE Zrtの収益合計を制限している「暖房」令を考慮して、損害を再評価（約290百万ユーロ）した。さらに、EDF Internationalにより回収不能コスト（評価額は約300百万ユーロ）の払戻しを求める別の訴えがなされた。ハンガリーは2013年10月25日の再答弁にて回答を行った。

2013年12月3日から6日にハーグにて審理が行われた。仲裁裁判所は2014年12月3日付で仲裁裁定書を発行し、EDF Internationalの訴えを支持し、ハンガリー政府に対し107百万ユーロ（それに利子を加えた額）の支払いを命じた。仲裁裁判所は、ハンガリーがETCを2つの点で違反したと評決を下した（第1に電力購入契約の終了後の補償金が欠如していたこと、第2に、「暖房」令の採用がETCの個別の違反を構成すること。）。

法の仲裁地として適用されるスイスの法律の定めるところにより、かかる仲裁裁定書は、通知され次第法的効力を有するので、2014年12月4日をもって有効となる。2014年12月16日にEDF Internationalは、ハンガリーに対しかかる仲裁裁定書の施行を告げる文書を送付した。

2015年1月20日、ハンガリーはスイスの連邦裁判所に、かかる仲裁裁定書に異議を申し立て、申請書を提出した（EDF Internationalは2015年3月19日に返答を提出した。）。これらの訴訟手続は最長で12か月続くと予想される。

スイスの連邦裁判所に提起された訴訟手続は、かかる仲裁裁定書を停止していない。

EnBW

2010年12月6日に調印され、2011年2月17日に最終となったEDFグループによるEnBWの株式譲渡に際し、バーデン＝ヴェルテンベルク州における取得元となったドイツ企業Neckarpri GmbHは、2012年2月にEDF Internationalに対し、国際商業会議所において仲裁を申し立てた。

Neckarpriは、EnBWのEDFグループ保有株式を取得するために支払った金額の水準は過剰であり、そのために違法な政府補助金を使用したと訴えた。これを根拠に、Neckarpriは主に、過払いであったとされる金額の払戻しを主張している。当初、かかる金額は仲裁の要求として20億ユーロと見積もられていたが、2012年7月にバーデン＝ヴェルテンベルク州が命じた専門家報告書の中で、834百万ユーロに再度見積もられた。Neckarpriは、2012年9月に自身の主な主張にかかる金額まで引き下げることを認めた。その代わりに、NeckarpriはEnBWのEDFグループ保有株式の販売取消しを求めた。

仲裁手続は継続中である。EDFが根拠がなく不当であるとみなす、仲裁によって生じた損失について損害賠償を請求する訴えを含む陳述書がNeckarpri（要請）およびEDF（回答）によって交わされた。さらに当事者間で陳述書が交わされた後、2015年末までに仲裁判断が下される見込みである。

- ③ 2014事業年度終了後に開始された訴訟
なし

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. 日本とIFRSとの会計原則の相違

EDFグループの2014年12月31日終了年度の連結財務諸表は、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、2014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原則は、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の会計処理は、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では、新基準であるIFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第12号「他の企業への関与の開示」が、2011年5月に公表され、2012年12月29日に欧州連合の承認を受けた。

これらの基準はまた、以下によって補足された。

- ・ 既存の基準であるIAS第27号（2011年）「連結および個別財務諸表」およびIAS第28号（2011年）「関連会社および共同支配企業に対する投資」の改訂
- ・ IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号に関する「経過措置ガイダンス」
- ・ 「投資企業」の連結の例外に関するIFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第27号の改訂

IFRS第10号「連結財務諸表」は、IAS第27号「連結および個別財務諸表」および解釈指針SIC第12号「連結—特別目的事業体」における連結財務諸表に関する規定を置き換えるものである。

IFRS第10号は、新たな単一の支配モデルを導入するものであり、当該モデルは「投資者は、投資先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又は権利を有し、かつ、投資先に対するパワーにより当該リターンに影響を及ぼす能力を有している場合に投資先を支配している。」の規準を基礎としている。

IFRS第11号「共同支配の取決め」は、IAS第31号「ジョイント・ベンチャーに対する持分」および解釈指針SIC第13号「共同支配企業—共同支配投資企業による非貨幣性資産の拠出」を置き換えるものである。この新基準は、複数の当事者が共同支配を行使する共同支配の取決めに関する取扱いを定めている。

IFRS第11号の下では、共同支配の取決めには共同支配企業と共同支配事業の2種類の取決めしか存在しない。

共同支配企業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（共同支配投資者）が、当該取決めの純資産に対する権利を有している共同支配の取決めである。

共同支配事業は、取決めに対する共同支配を有する当事者（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決めである。

IFRS第11号の適用に当たり、共同支配企業に分類された共同支配の取決めは、持分法により会計処理しなければならない（比例連結は今後認められない）。共同支配事業への各参加者は、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の会計処理を勘定科目ごとに行わなければならない。

IAS第28号「関連会社に対する投資」に基づき、投資先に対して重要な影響力を有する企業は、関連会社に対する投資を持分法で会計処理しなければならない。IAS第28号では、重要な影響力とは、投資先の財務および営業の方針決定に参加するパワーであるが、当該方針に対する支配または共同支配ではないものと定めている。

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、少数株主持分は連結貸借対照表および連結株主資本等変動計算書上、株主資本と区別して純資産の一項目として表示される。連結損益計算書上では、少数株主損益は純利益の前に損失または利益の個別項目として表示され、純利益には親会社に帰属する純利益のみが含まれる。

ただし、2013年9月13日に企業会計基準委員会は企業会計基準第22号「連結財務諸表に関する会計基準」を改正しており、同改正会計基準に基づき、少数株主持分は非支配株主持分に変更され、当期純利益には非支配株主に帰属する当期純利益が含まれることになる。なお、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、引き続き株主資本とは区別される。同改正会計基準は、2015年4月1日以後開始する連結会計年度の期首から適用される。

(2) 企業結合

(a) 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－親会社持分と被支配持分の両方に対応するのれんを計上する）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－親会社持分に対応するのれんのみを計上する）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。

(b) 支配に影響しない企業結合後の投資の取得または処分

支配に影響しない企業結合後の投資の取得または処分はすべて資本取引とみなされ、改訂後IAS第27号を適用して直接自己資本に計上しなければならない。

日本の会計原則では、企業結合後に子会社株式の追加取得が行われた場合には、追加取得により増加した親会社の持分と追加投資額との間に生じた差額はのれん（または負ののれん）として処理する。また、支配の喪失を伴わない子会社株式の一部売却が行われた場合には、子会社に対する親会社の持分の減少額と投資の減少額との間に生じた差額は損益として処理する。

ただし、上述の2013年9月13日に改正された企業会計基準第22号が適用されると、子会社株式の一部売却が行われた場合で支配関係が継続している場合には、親会社の持分の減少額と売却価額との間に生じた差額は資本剰余金に計上される。

(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IAS第39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。

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。

日本の会計原則では、取得に直接要した支出額のうち、取得の対価性が認められる外部のアドバイザー等に支払った特定の報酬・手数料等は取得原価に含め、それ以外の支出額は発生時の事業年度の費用として処理する。ただし、2013年9月に企業会計基準第21号「企業結合に関する会計基準」が改正され、2015年4月1日以後開始する事業年度からは、日本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ことになる。

(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、のれんが20年以内に定額法その他合理的な方法で定期的に償却されることを要求している。

(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) 供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに係る売上高

IFRSでは、以下の条件が充足された時点で売上高を計上する。

- 立証された契約関係が存在し、
- 引渡しが実行されており（またはサービス提供が完了しており）、
- 定量化可能な価格が決定されたか、決定可能であり、
- 債権の回収可能性が高い。

引渡しは、所有権に付随するリスクおよび便益が買主に移転された時に行われたものとする。供給済であるが未計測かつ未請求のエネルギーは、消費統計および販売価格の見積りを基に計算される。

日本の会計原則では、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。ただし、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。

(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。プロジェクト開発費は当グループが以下の事項を立証できる場合には無形資産として資産計上され、予測可能な有効期間にわたり定額法で償却される。

- ・ 当該無形資産を委託または販売に供するための技術的実現可能性。
- ・ 当該無形資産を完成させ、使用または販売する意図。
- ・ 当該無形資産を使用または販売する能力。
- ・ 当該無形資産が将来の経済的便益を発生させる方法。
- ・ 当該無形資産の開発を完了し、使用または販売するための適切な資源（技術的、財務的等）の入手可能性。
- ・ 開発中の当該無形資産に帰属すべき費用についての信頼できる見積りを提供する能力。

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、2010年4月1日以後実施される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) IFRIC第4号「契約にリースが含まれているか否かの判定」

本解釈指針は、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権を購入者に与える契約の識別に関連する。こうした契約においては、契約上の購入者は資産からの産出物による大部分の便益を享受し、支払は産出物や市場価格に左右されない。

こうした契約は、IAS第17号に基づき、オペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとして分類されなければならない。

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。

(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、資産の帳簿価額が当該資産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

IFRIC第12号「サービス委譲契約」は、2010年1月1日に開始する事業年度から強制適用されている。

同解釈指針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。

日本の会計原則においては委譲契約に関する論点を特に取り扱っていない。

(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) 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。EDFグループはIFRS第13号を2013年1月1日から初度適用している。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、すべての金融資産・負債並びに非金融資産・負債を対象とする公正価値測定を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る。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る。また、公正価値の階層に関する会計基準は、現時点では基準化されていない。

(b) ヘッジ

IFRSでは、IAS第39号にデリバティブをヘッジとして分類するための規程が以下のように規定されている。

- その金融商品が、ヘッジされるリスクに起因する公正価値もしくはキャッシュ・フローの変動をヘッジするものであり、かつ、ヘッジの有効性（すなわち、ヘッジ手段の変動額がヘッジ対象もしくは予定取引の価額の変動額を相殺する程度）が80%から125%の範囲に入らねばならない。
- 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の可能性が高くなければならない。
- ヘッジの有効性が信頼性をもって測定できなければならない。
- ヘッジは、その開始時点から、適切に文書化されていなければならない。

IFRSでは、ヘッジ会計に適切な場合には、ヘッジ手段はヘッジ対象項目とともに公正価値で計上される。

日本の会計原則では、ヘッジ会計は、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、ヘッジ対象である資産または負債に係る相場変動等を損益に反映させることができる場合には、当該資産または負債に係る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）によることもできる。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。

(c) 売却可能金融資産の減損

IFRSでは、売却可能資産の公正価値の多額または長期的な下落がある場合には、未実現損失は、自己資本から当期の損益に振替えられる。負債商品については、相手先に関連する減損の兆候がある場合にのみ損益に減損が計上される。その後の期間において売却可能金融資産の公正価値が増加した場合には、その価値増加額は、資本性金融商品については自己資本に含められ、負債商品については過去に計上された減損が戻入される。

適用される減損の基準は、売却可能金融資産の種類に応じて異なっている。

被支配企業が保有する売却可能金融資産（専用資産を除く）については、当グループは、通常、長期的な価値の喪失の評価基準として3年間、重要な価値の喪失の兆候として取得原価からの50%の下落を採用している。

EDFの専用資産の一部として保有される売却可能金融資産については、当グループは長期的な価値の喪失の評価基準として5年間、重要な価値の喪失の兆候としてポートフォリオの取得価額からの40%の下落を採用している。専用資産の減損の評価に当たり、当グループは、専用資産の特殊な性質である当該資金に関連する法規制上の義務、当該資金からの支払時期および長期的な資金管理を考慮している。

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とは、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。

(d) 公正価値オプション

IFRSでは、以下の3つの要件のいずれかを満たす金融資産および負債については、選択により、公正価値で評価し、公正価値の変動を損益に計上するものとして分類することが認められる。

- ・ 公正価値を使うことで資産および負債の測定上の矛盾（「会計上のミスマッチ」）を除去ないし大幅に削減する場合。
- ・ 文書化された戦略と経営報告システムに準拠して、一連の金融資産ないし金融負債のパフォーマンスが公正価値を基礎に管理されている場合。
- ・ 金融商品が組込デリバティブを含む場合。

日本の会計原則では、このような公正価値オプションは認められていない。

(e) 金融資産の認識中止

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満了する場合
- ・ 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金利または当グループが留保する金利は、別の資産または負債として計上される。

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。

(11) その他の包括利益（OCI）の項目の表示

IFRSでは、純利益および自己資本直入損益計算書において、以下の項目を区別することが求められている。

- ・ 後に損益に振り替えられる自己資本直入損益の構成項目。
- ・ 後に損益に振り替えられない自己資本直入損益の構成項目（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み関係する）。
- ・ これらの自己資本直入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) 負債と資本の区分

IFRSでは、IAS第32号「金融商品：表示」に基づき、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。

(14) 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。

(15) 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。

(16) 従業員給付

(a) 雇用後給付に係る確定給付費用

IFRSでは、2011年6月に改訂されたIAS第19号「従業員給付」に基づき、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。

改訂基準は2013年1月1日から強制適用となったもので、EDFグループの従業員給付引当金の評価および認識に関し、以下の変更を導入している。

- ・ 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2012年に「回廊」方式の使用の中止を決定しており、現在は、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毎期費用処理する。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。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。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。

(17) 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。

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、2014年6月5日にフランスの会計基準当局である会計基準委員会（ANC）が発行した規則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) 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。

(3) 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。

(4) 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、評価差額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。

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。

(5) 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。

(6) 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およびプ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、2005年1月1日付で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た。

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」による改正は、当面の間は個別財務諸表に適用しないこと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。

(7) 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(15)と同様である。

(8) 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。

(9) 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い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、当社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】

(1) 有価証券報告書

事業年度2013年度（自平成25年1月1日 至平成25年12月31日）
有価証券報告書および添付書類 平成26年6月27日関東財務局長に提出

(2) 半期報告書

事業年度2014年度（自平成26年1月1日 至平成26年6月30日）
半期報告書および添付書類 平成26年9月29日関東財務局長に提出

(3) 臨時報告書

1の有価証券報告書提出後、企業内容等の開示に関する内閣府令第19条第2項第9号の規定に基づく臨時報告書を平成27年6月30日に関東財務局長に提出

(4) 訂正発行登録書

訂正発行登録書 平成26年6月27日関東財務局長に提出
訂正発行登録書 平成26年9月29日関東財務局長に提出
訂正発行登録書 平成27年6月30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。

Électricité 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 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et information figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants ;

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.2.1.1 et 2.1, et relatif à l'application au 1er janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.27.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2014.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière de volatilité des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 36.3 et 47.2) ;
- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés et aux pertes de valeur enregistrées (notes 1.3.15 et 13) ;

- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A

Deloitte & Associés

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa

[次へ](#)

フランス電力

本社：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

2014年12月31日終了年度

株主各位：

貴社株主総会における法定監査人としての選任に基づき、私たちは、貴社に対し2014年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「グループ」という。）の連結財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により定められている特定の検証

連結財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの連結財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 連結財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、連結財務諸表上の金額および開示事項の基礎となった証拠をサンプリングによる試査またはその他の抽出方法により検証することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針および行われた重要な見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することを含んでいる。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。

私たちの意見では、連結財務諸表は、欧州連合において採択されたIFRSに準拠して、グループの2014年12月31日現在の資産負債および財政状態、ならびにグループの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。

私たちの意見を限定することなく、私たちは、以下の事項について、注意を喚起する。

- ・ 注記1.2.1.1および2.1に記載されているIFRS第10号「連結財務諸表」、IFRS第11号「共同支配の取決め」およびIFRS第12号「他の企業への関与の開示」の2014年1月1日現在での適用に関する会計方針の変更。
- ・ 原子力発電関連長期引当金の評価額。これは、注記1.3.2.1および29に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定に依るものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、および予測現金支出額に関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 評価の妥当性

フランス商法L.823-9条の求めるところに従い、私たちは、以下の事項に関連して私たち自身の評価を行っている点について、注意を喚起する。

会計方針

グループの会計原則および方法に対する私たちの評価の一環として、私たちは、2014年12月31日現在で欧州連合において採択されているIFRSによって強制されていないか、個別に扱われていない分野である、温室効果ガス排出枠の会計処理に関する注記1.3.27.1に記載されている開示事項の適切性について検証した。

経営者による判断および見積り

連結財務諸表に対する注記1.3.2には、グループの資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が重要な見積りおよび仮定を設定し、判断を行う、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは経済および金融危機ならびに著しい市場ボラティリティという状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

具体的には、当グループは以下に関連する情報を連結財務諸表に対する注記に記載している。

- ・ 2013年1月14日に公表されたフランス政府との間の合意および2013年2月8日における関連する保有債権の長期原子力費用の資金確保のための専用資産への2013年12月31日をもって終了した期間中の配分を受けた、公共電力サービス拠出金 (Contribution au Service Public de l'Électricité)の2012年12月31日現在の填補不足額の会計処理に使用された方法 (注記36.3および47.2)
- ・ のれんおよび長期性資産の減損テストに使用された主要な仮定および兆候ならびに期中に認識された減損 (注記1.3.15および13)
- ・ 従業員給付引当金および偶発債務 (注記31、32および45)

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データおよび仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよびグループが実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続きをレビューし、連結財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

検証手続

フランスのNOME法が定め、2011年7月1日から効力を生じた過去の原子力エネルギーへの規制接続 (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire HistoriqueまたはARENH) の原則に関連する法的枠組みとの関係で私たちが行った手続は、グループから提供された情報または原子力庁 (Commission de Régulation de l'Énergie) が発表した情報および基礎となる取引にアクセスできる独立した第三者が行った合意された手続における発見事項に基づくものである。

これらの評価は、全体としての連結財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の検証

法律の定めるところにより、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、経営報告書に記載されたグループに関する情報についても検証した。

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。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2015年2月11日

法 定 監 査 人

KPMGオーディット
KPMG S.A.の部門

デロイト・エ・アソシエ

Jacques-François Lethu

Patrick E. Suissa

Électricité de France S.A.

Siège social : 22-30, avenue de Wagram – 75008 Paris

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France : ces normes requièrent la mise en oeuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle de la Société, 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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3 et 3.1, la note 1.7 et la note 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité importante des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (note 18.1) ;
- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés 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 sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

[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

2014年12月31日終了年度

株主各位：

貴社年次株主総会によって委託された任務を遂行して、私たちは、貴社に対し2014年12月31日をもって終了する年度に係る以下について、ここに報告する。

- ・ 添付のフランス電力（以下、「会社」という。）の財務諸表の監査
- ・ 私たちの評価の妥当性
- ・ 法律により要求される特定の検証および情報

これらの財務諸表は取締役会の承認を受けている。私たちの責任は、私たちの監査に基づいて、これらの財務諸表に対する意見を表明することにある。

1. 財務諸表に対する意見

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。これらの基準は、私たちに財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査を計画し実施することを求めている。監査は、財務諸表上の金額および開示事項に関する監査証拠を入手するためにサンプリング手法またはその他の抽出方法により手続きを実施することを含んでいる。監査はまた、採用された会計方針の妥当性および行われた重要な会計上の見積りの合理性ならびに全体としての財務諸表の表示を評価することを含んでいる。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。

私たちの意見では、財務諸表は、フランスの会計原則に準拠して、会社の2014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。

私たちの意見を限定することなく、私たちは、原子力発電関連長期引当金の評価額について注意を喚起する。当該事項は、財務諸表に対する注記1.15および28に記載されている通り、経営者の最善の見積りおよび仮定によるものである。この評価額は、技術的なプロセス、費用、インフレ率、長期割引率、および予測キャッシュ・アウトフローに関して行われた仮定に対して敏感に反応する。これらの変数に変更があった場合には、引当金の額が大幅に訂正される可能性がある。

2. 私たちの評価の妥当性

フランス商法（Code de commerce）L.823－9条の求めるところに従い、私たちの評価の妥当性に関連して、私たちは、以下の事項について注意を喚起する。

会計原則および方法

財務諸表に対する注記1.3、3.1、1.7および1.16には、引渡済であるが未計測かつ未請求のエネルギーに関連する収益の会計処理および評価、金融投資の評価および従業員給付引当金の決定に適用された原則および方針について記載されている。

会社の会計原則および方法に対する私たちの評価の一環として、私たちは、会社が適用した会計処理方法および財務諸表の注記に開示された情報の適切性、また、これらの会計処理方法の適用方法の適正性についての検証を行った。

会計上の見積り

連結財務諸表に対する注記1.2には、会社の資産の超長期サイクルに適したマクロ経済に関する仮定に基づき、経営者が重要な見積りおよび仮定を設定し、判断を行う、慎重に取り扱うべき主な会計方針が記載されている。これらの見積りは経済および金融危機ならびに著しい市場ボラティリティという状況において行われたものであり、そのため中期の経済見通しの評価が困難であることから、将来の実績と異なる可能性がある。

会社は財務諸表に対する注記において、特に以下に関連する情報を記載している。

- ・ 2013年1月14日に発表されたフランス政府との間の合意および2013年2月8日における関連する保有債権の長期原子力費用の資金確保のための専用資産への2013年12月31日をもって終了する期間中の配分を受けた、公共電力サービス拠出金 (Contribution au Service Public de l'Électricité)の2012年12月31日現在の填補不足額の会計処理に使用された方法 (注記18.1)
- ・ 投資の評価 (注記1.7.1および18)
- ・ 従業員給付引当金 (注記1.16および30)、その他の引当金および偶発債務 (注記1.15、27および37)

私たちの手続は、これらの基礎となった見積り、データおよび仮定、ならびに該当する場合には法律意見を評価し、技術データおよび会社が実施した計算を試査を基礎としてレビューし、過年度の会計上の見積りを対応する実績値と比較し、これらの見積りに対する経営者の承認手続きをレビューし、最後に財務諸表に対する注記において適切な開示が行われているかを検証することを含んでいる。

検証手続

フランスのNOME法が定め、2011年7月1日から効力を生じた過去の原子力エネルギーへの規制接続 (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire HistoriqueまたはARENH) の原則に関連する法的枠組みとの関係で私たちが行った手続きは、会社から提供された情報または原子力庁 (Commission de Régulation de l'Énergie) が発表した情報および基礎となる取引にアクセスできる独立した第三者が行った合意された手続における発見事項に基づくものである。

これらの評価は、全体としての財務諸表に対する私たちの監査の一環として行われたものであり、従って、本報告書の第一の区分において表明した私たちの監査意見の形成に寄与している。

3. 特定の手続きおよび開示

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、フランスの法律が定める特定の検証を実施した。

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株主宛書類に示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。

フランス商法L.225-102-1条が定めるところに従って示された取締役の報酬および給付ならびに付与された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、および、該当する場合には会社を支配する会社または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。こうした作業に基づき、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。

フランスの法律に従って、私たちは、投資および支配持分の取得ならびに株主および議決権保有者の特定に関して要求され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。

パリ・ラ・デファンスおよびヌイイ・スール・セヌ、2015年2月11日

法 定 監 査 人

KPMGオーディット
KPMG SAの部門

Jacques-François Lethu

デロイト・エ・アソシエ

Patrick E. Suissa