【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】	2021年６月29日
【事業年度】	自　2020年１月１日　至　2020年12月31日
【会社名】	エネル・エスピーエー （ENEL S.p.A.）
【代表者の役職氏名】	フランチェスコ・ストラーチェ （Francesco Starace） 最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー （Chief Executive Officer and General Manager）
【本店の所在の場所】	イタリア共和国　ローマ市 ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137 （Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy）
【代理人の氏名又は名称】	弁護士　田　中　　収
【代理人の住所又は所在地】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士　加　納　さやか 同　　野　村　直　弘 同　　山　田　智　希 同　　前　田　圭一朗 同　　北　村　健　一 同　　髙　橋　将　希
【連絡場所】	東京都千代田区大手町一丁目１番１号 大手町パークビルディング アンダーソン・毛利・友常法律事務所外国法共同事業
【電話番号】	03-6775-1264/03-6775-1330/03-6775-1550/03-6775-1612/03-6775-1683/03-6775-1659
【縦覧に供する場所】	該当なし

(注) 1．(イ)本書において記載されているユーロから日本円への換算は、１ユーロ＝133.78円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2021年６月１日の対顧客電信直物売買相場の仲値）の換算率により行われ、１円単位まで四捨五入されている。ユーロの計数の表示単位（百万ユーロ又は千ユーロ）が異なる場合、同じユーロの数値でも円換算額が異なる場合がある。

(ロ)本書におけるユーロの計数には、計数の合計値が総合計に合致するように、切上げ又は切捨てを行うことによる一定の調整をした上で、１ユーロ単位にしているものがある。しかしながら、日本円及び他の数値への換算に関してはかかる調整は行われてはいない。総合計が計数の算術的合計と必ずしも一致するとは限らない。

2．本書は将来的な記述を含んでいる。本文書中の「追求する」、「意図する」、「見積もる」、「計画する」、「企画する」、「目標とする」、「予想する」、「予定である」、「可能性がある」、「確信する」、「見込まれている」、「企図されている」等の用語及び類似の表現は、将来的な記述を示すことを意図している。
本書中の将来的な記述は、当グループに関するリスク、不確実性及び仮定を前提としている。当グループの実際の業務成績は、とりわけ「第一部－第３－２ 事業等のリスク」に記載したリスク要因の結果として、将来的記述とかなり異なる可能性がある。当グループは、本文書の日付け以後に発生する新情報の結果であるか、将来の事実の結果であるか又はその他であるかを問わず、いかなる将来的な記述をも更新又は改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性及び仮定に照らし、本書において記載されている将来的な出来事は発生しないことがありうる。
当社は、将来的な記述において開示された計画、意図又は予想を実際に達成又は実現しない可能性があり、今後投資する者は、過度にそれに依存すべきでない。当社の活動及び業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部－第３－２ 事業等のリスク」に記載の事項が含まれるが、これに限らない。

- エネルが多額の債務を負っているという事実
- エネルが受諾可能な条件で金融債券市場にアクセスする能力は、債務レベルを理由に見直しを受けるに至った信用格付けに一部依存しているという事実
- 最近買収した複数の実質規模の企業を統合する必要性から、エネルがリスク及び支出に迫られているという事実
- エネルが、自身が事業を行う複数の国において異なる規則制度に従うという事実、及びこれらの規則制度がエネルの不利に改定され得るという事実
- エネルが現在の世界的不況の継続又は進行による電力需要低下の影響を受けやすいという事実
- エネルが燃料費の増加のリスク又は燃料供給の崩壊のリスクにさらされているという事実
- エネルは、他の株主に移転されない特別な権限を有しかつ他の株主の利益と異なる利益を享受することができる、イタリア経済財務省（MEF）により支配されているという事実

上記は、かかる将来的な記述中の予想と著しく異なる実際の成績をもたらし得る要素の完全なリストではなく、「第一部－第３－２ 事業等のリスク」に記載の事項をはじめ、本書中の他の注意記述と合わせて読まれるべきものである。

3．当社の事業年度は暦年と一致する。

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】

当社を支配する法制度はイタリアの法令で構成されており、当社はイタリアにおける株式会社である「ソシエタ・ペル・アジオニ」又は「エスピーエー」として設立されている。イタリアのエスピーエーはイタリアの法律に基づき組織される法的主体であり、当該エスピーエーの所有者である株式の保有者から分離された１つの法人として行為する。エスピーエーの最低株式資本金は50,000ユーロである。エスピーエーは１又は複数の種類の株式を発行することができ、それらは普通株式、優先株式及び貯蓄株式からなる。イタリア法に従い、無額面株式、連動株式又は損失負担がある場合に支払が延期される株式といった新たな種類の株式を発行することも認められている。普通株式の保有者はエスピーエーの株主総会で議決権を行使することができ、１株につき１議決権を有する。優先株式の保有者は株主総会で議決権を行使することができる。貯蓄株式は上場会社のみが発行することのできる特別な型の優先株式であり、議決権がない。議決権のない、議決権の制限された、又は一定の条件に従って議決権のある株式は、エスピーエーの資本金総額の２分の１を超えてはならない。非上場会社は、保有者に複数議決権を永久付与する複数議決権付株式を発行することができる。かかる株式は、規制市場にその後上場する場合、維持されることができるが、反対に、現在上場している会社はそれらを発行することはできない。上場会社はまた、長期保有者が議決権を増やせるロイヤルティ株式を発行することができる（１株式につき２議決権を上限とする。）。通常、エスピーエーの株主は、そのエスピーエーの資本金に拠出した額を超えて当該エスピーエーの債務について個人的責任を負わない。

エスピーエーの経営については、専ら取締役が責任を負い、会社の目的を達成するために必要な全ての行為を取締役が行う。イタリア民法（法令第6/2003号及び法令第37/2004号により改正）によれば、エスピーエーは、３つの選択的な経営及び監査のシステムを採用することができる。定款に別途定めない場合には、エスピーエーは、取締役会又は単独取締役（経営を担当）及び法定監査役会（監査を担当）という伝統的なシステムを採用することとなり、これらは全て株主総会で選任される。代替システム（いわゆる「一元型」又は「ワン・ティアー」システム及びいわゆる「二元型」又は「ツー・ティアー」システム）は、会社の定款に明示的に規定されなければならない。かかる場合、会社の経営及び監査は、（イ）二元型システムの場合には、業務執行取締役会（監査取締役会により選任される。）及び監査取締役会（株主総会により選任される。）によりそれぞれ担当され、（ロ）一元型システムの場合には、取締役会（株主総会により選任される。）及び経営監査のための委員会（取締役会により選任され、品格、専門性及び独立性といった固有の要件を満たす取締役により構成される。）により、それぞれ担当される。当社は伝統的なシステムを採用している。

取締役の員数及び任期は定款により定められる。定款により、取締役の員数又は任期が定められていない場合、株主総会により決定される。イタリアの法律においては、エスピーエーの取締役の最低数は１名であり、最長任期は３年間である。取締役はイタリア国民である必要はなく、またそのエスピーエーの株主である必要も必ずしもない。株主により取締役会会長が選任されない限り、取締役会によりその構成員のうち１名が会長に選任される。定款でより大きな数を規定しない限り、取締役会の定足数は現任取締役の過半数である。定款で別途定めない限り、取締役会決議は出席取締役の絶対過半数により採択される。取締役は代理人により投票することはできない。

一般に、伝統的制度を採用しているエスピーエーにおいては、取締役会はエスピーエーの経営の責任を負っており、非常に広汎な権限と裁量を有する。定時株主総会の権能は以下のものに限定されている。

（a）エスピーエーの年次財務書類の承認。

（b）取締役の選任及び解任、法定監査役の選任並びに外部監査役を設置している場合には、法定監査役会による理由を記載した提案の上での外部監査役の選任。

(c) 定款で別途定めのない場合における取締役及び法定監査役の報酬の決定。取締役会の提案の上、上場会社の定時株主総会はまた、報酬方針及び支払報酬の報告書についての決議を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれており、（ｉ）第１セクションでは、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。（ii）第２セクションでは、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）の報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

(d) 取締役及び法定監査役の責任に関する事項。

(e) 配当の分配。

(f) 法律により株主の承認を要するとされるその他の事項に関する決議、及び定款の規定により取締役の行為について授権を要するとされている場合には、当該授権に関する決議。

(g) 株主総会に関する規則が設けられている場合にはその承認。

エスピーエーの定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため、定款に定められた期間内で、かつ、いかなる場合においても少なくとも事業年度終了後120日以内に開催されなければならない。かかる期間は、エスピーエーの定款に規定を設けた場合、当該会社が連結財務書類を作成することが法律により義務付けられている場合又は当該会社の構造若しくは目的に関する特定の状況により必要となった場合、事業年度終了後180日間まで延長することができる。COVID-19のパンデミックによる医療に関わる緊急事態を考慮して、2020年３月17日付け法令第18号第106条（2020年４月24日付け法律第27号により改正）（その後2021年４月１日付け法令第44号により改正）に従い、2021年7月31日までに招集される株主総会に関して、2020年度についての財務諸表の承認に基づいて決議するために招集される定時株主総会は、会計年度終了後180日以内に招集することができ、また、通常の法の規定の適用を除外及び/又は定款の規定を無効とすることができる。2020年３月17日付け法令第18号第106条はまた、2021年7月31日までに招集される株主総会は、株主の物理的な出席がなくても（例えば、会社の選択により、電子参加、電子投票、郵便による投票又は会社が任命した代表者に代理権を付与することによって）開催することができることを規定している。臨時株主総会は、定款変更、清算人の選任、交替及び権能並びに法により臨時株主総会の機能とされているその他の全ての事項に関する決議の検討のため要求される。

上場されているエスピーエーは３名以上の正規の構成員及び２名以上の補欠の構成員からなる法定監査役会を設置することを要し、かかる構成員は株主総会により選任される。かかる法定監査役の任期は３事業年度である。法定監査役は、当社が（ｉ）適用ある法律及びその定款を遵守していること、（ii）正しい管理運営の原則を尊重していること、（iii）適切な組織構成、内部統制並びに管理運営及び会計制度を維持し、かかる仕組みが会社の業務事項を正確に表すために信頼できるものであること、（iv）会社の開示義務に関連する情報を会社に伝達するよう子会社に適切な指示を出していること、並びに（ｖ）企業がその遵守を公表している規制市場の管理会社又は事業者団体が立案した行動規範によって定められたコーポレート・ガバナンス規則を正しく実施していることを証明する義務がある。さらに、法定監査役会は次の内容を監査する。すなわち、（ｉ）財務報告の過程、（ii）内部統制システム、内部監査及び会社リスク管理の有効性、（iii）年次及び連結会計の監査、並びに（iv）社外監査役の独立性（とりわけ監査証明業務以外の業務）、につきそれぞれ監督するものとする。加えて、エスピーエーの会計監査は、外部監査役により行われ、株式を上場しておらず、かつ、連結財務書類を作成する義務がない会社も、法定監査役に会計を確認してもらうことを選択できる。しかしながら、法令第39/2010号第16条第２項に従い、上場会社、銀行及び保険会社等の公益法人、公益法人の子会社、公益法人を支配する会社並びに公益法人との共同支配の対象となる会社においては、法定監査役会による法定監査を実施することができない。

エスピーエーは、実際に取得し、かつ当該エスピーエーの正式に承認された財務書類に計上された利益からのみ、配当を支払うことができる。

(2)【提出会社の定款等に規定する制度】

当社の会社制度は、その定款及び株主総会規則に規定されている。その要約及びこれに関連する事項を以下に記載する。ここでは、主に上記「第一部－第１－１ 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」に記載した一般的に適用される法律の規定に追加すべき事項及び一般的に適用される規定の適用を修正する事項を述べる。株主の権利に関する事項についても以下に記載する。

(a) 株主総会

定時及び臨時株主総会は、通常、当社の本店が所在する市町村にて開催されるものとする。開催地がイタリア国内であれば、取締役会は別途決定することができる。

定時株主総会は、最低毎年１回、財務書類を承認するため事業年度終了後120日以内若しくはエネルは連結財務書類の作成を義務付けられているので180日以内に、又はいかなる場合においてもエネルの構造及び目的に関し特別な要求があるときに招集されなければならない。

株主総会に出席し、議決権を行使する資格は、議決権を有する者のために通知により証明され、権限を有する仲介機関によりエネルに送付され、株主総会開催日の７取引日前の日（基準日という。）までに直近の会計記録に基づき発行されなければならない。総会において議決権を有する者は、法律の規定に従い、書面による委任状により、その者のために行為する代理人を指名することができる。また、株主は、議題における全て又は一定の事項において、エネルにより任命された代理人に、議決権の代理行使を委任する権限を有する。かかる委任は、議決権の代理行使権限が付与された議事についてのみ有効であり、株主総会の開催日の２取引日前の日までにエネルにより任命された代表者に送付されなければならない。当社及び当社の子会社の従業員並びに効力ある規定に定める要件を満たす株主協会の会員である株主からの委任状の回収を円滑に進めるため、法定代理人とのその都度の合意に基づく条件及び手続によって、株主協会が通信及び委任状回収をするための仕組みが設けられている。

株主は、株主総会前に議題における項目について質問することができ、総会招集通知には、株主総会前の質問が当社に到達しなければならない期限が明記されている。

当社の定款において別段の定めがなされている場合を除き、総会は法律により認められる全ての議題について決議するものとする。

株主総会の招集は１日のみ、又は取締役会が適切であると判断しかつ招集通知に当該理由が明記された場合は複数日で開催され、定時及び臨時株主総会の定足数及び議決権の過半数（いずれの場合も法律により規定され、当社の付属定款の第20.3条に特に規定されている過半数に影響を与えない。）を要する。

(b) 取締役及び取締役会

A. 定　員

当社は、３名以上９名以下の構成員からなる取締役会により運営される。株主総会は、上記の制限の範囲内で取締役の員数を決定する。取締役会の任期中であっても、株主総会は上記に記載の制限の範囲内で取締役会の員数を変更し、選任手続を進めることができる。このようにして選任された取締役の任期は、現任取締役の任期の終了と同時に終了する。

B. 選任及び任期

取締役会の任期は最長３事業年度までであるが、取締役は再任されうる。

取締役は、株主及び任期満了となる取締役会が提示する候補者名簿の中から株主総会によって選任される。各名簿において、候補者は順位をつけられて記載される。

各候補者名簿には、法律の規定する独立性要件を満たす候補者が２名以上含まれ、名簿においてはそのような候補者であることが明示して記述され、かつ、そのうち１名については最初に記載されていなければならない。

候補者名簿は、株主総会の日の25日以上前に本店に提出され、かつ、株主総会の日の21日以上前に当社の本店、当社ウェブサイト（www.enel.com）及び「eマーケット・ストレージ」(www.emarketstorage.com)と呼ばれる、正式に認可された、規制対象の情報を一元的に保存する仕組みにおいてエネルにより公開される。

いずれの株主も２つ以上の候補者名簿を提示することはできない。また、いずれの候補者も２つ以上の候補者名簿に記載されることはできず、これに違反した場合被選任資格を失う。

単独又は他の株主と共同して、適用ある法規により規定された株式資本の最低保有割合（エネルの現在の時価総額を考慮して、少なくとも株式資本の0.5%に相当する割合。）以上を表章する株主のみが候補者名簿を提出することができる。

エネルの定款の関係する規定に従って、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守することを確保するために、株主総会の通知に記載されたとおり、異なる性別の候補者を含むものとする。

候補者名簿の提出に必要とされる株式の保有は、候補者名簿が当社に提出される日において、株主の名義で登録されている株式に従って数えられる。権限ある仲介機関により振り出される当該証明書はまた、候補者名簿提出後に準備される。ただし、どのような場合であっても株主総会の日の21日前までに提供されうる。

各名簿とともに、立候補を受け入れ、自己の責任において、不適格性又は兼職禁止の原因がない旨及び当該役職に関して適用ある法律及び定款に定められた要件を満たしている旨を宣言する各候補者の宣誓書が提出されなければならない。

選任された取締役は、不適格性又は兼職禁止事由が発生した場合、及び前段落末尾に記載の要件を喪失した場合、遅滞なく取締役会に通知しなければならない。

議決権を有する者は、１つの名簿に対してのみ投票することができる。

取締役の選任手続は、以下のとおりである。

a)　選任される取締役の10分の７（端数は切り捨てる。）は、株主からの得票数が最も多い候補者名簿（以下「多数派名簿」という。）の中から、名簿に記載されている順に選任される。

b)　残りの取締役は、他の候補者名簿（以下「少数派名簿」という。）の中から選出される。このために、候補者名簿の得票数は、選任される取締役の数に従って、１、２、３その他と、整数で順次除される。こうして得られた数が、当該名簿に記載されている順に候補者に与えられる。複数の候補者名簿中の候補者に与えられた数は、１つの表で大きい順に並べられ、最も大きい数を得た候補者が取締役となる。

　複数の取締役が同じ数を得た場合、未だ取締役が選任されていない候補者名簿又は選任された取締役の数が最も少ない候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。

　いずれの候補者名簿も未だ取締役が選任されていない場合又は各名簿から同数の取締役が選任された場合、最も得票数の多い候補者名簿中の候補者が取締役に選任される。当該候補者名簿から既に選任されている数も候補者名簿の得票数もどちらも同じ場合、株主総会において再度投票が行われ、単純過半数の票を得た候補者が取締役に選任される。

b-2) 多数派名簿に、上記a)に従って選任されるべき取締役の人数を達成するために十分な人数の候補者が記載されていない場合には、全ての候補者は、記載された累積的な順に候補者名簿から選任される。上記b)に従って少数派名簿からその他の取締役を選任した後で、かかる候補者名簿に用意された枠の数（合計の10分の３に等しい。）に従い、候補者名簿の容量との関係で少数派名簿の中でも最も多くの票数を得た少数派名簿（以下「第一少数派名簿」という。）から、多数派名簿によってカバーされなかった枠について、残りの取締役が選任される。候補者名簿の容量が不十分であるならば、残りの取締役は、同じ手順で次点の候補者名簿から選任され、得票数や候補者名簿の容量によって、もし必要であれば、さらに次点の候補者名簿から選任される。最後に、多数派名簿と少数派名簿を合わせて、提出された候補者名簿の中の全ての候補者の人数が、選任されるべき取締役の人数を下回る場合には、残りの取締役は、下記d)に従って株主総会決議によって任命される。

c)　選任の対象となる取締役を認定する目的において、候補者名簿において指名されている候補者で、獲得した投票数の割合が当該候補者名簿を提出するために必要な割合の半分に満たなかった者は、考慮に入れないものとする。

c-2) 決議及び上記の手続後、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されていない場合、様々な候補者名簿において選任されるはずであった候補者は、上記b)に示された票数システムを遵守して形成された、単一の減少順位表において処理される。かかる順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者のうち、票数が最も少なかった者は、したがって、本来選任されないはずであった、同じ候補者名簿における代表の少ないジェンダーに属する最初の候補者に取って代わられる。かかる候補者名簿において、ほかの候補者がいない場合、以下のd)に基づき規定されたとおり、取締役会における少数株主の比例代表の原則を遵守して、上記の交代は、法律に定められた株主総会の過半数をもって実行される。票数が同じである場合、交代は、最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された候補者に有利なように行われる。当該順位表における、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する最も票数の少なかった候補者の交代によっても、いずれにせよ、ジェンダー・バランスに関して適用ある法律が規定する最低基準に到達しない場合、上記の交代手続が、より多くの代表を送り出しているジェンダーに属する候補者であって票数が２番目に少ない者について等、上記順位表の末尾から開始して、実行される。

c-3) 株主総会の議長は、上記手続の末に、選任された者を宣言する。

d)　理由の如何を問わず、上記の手続によって選任されない取締役の任命は、法に基づいた過半数の賛成により株主総会が決定するものとし、いずれの場合も株主総会は、法律の規定する独立性要件を満たす取締役が必要な人数存在し、またジェンダー・バランスに関して適用ある法律が遵守されることを確保しなければならない。候補者名簿制度は取締役全体が選任される場合にのみ適用される。

イタリア法の適用ある規定に従って、少なくとも取締役１名は、株主からの得票数が最も多い、少数株主からの名簿から選任されるものとし、得票数により第１位となった候補者名簿を提出し又はかかる名簿に投票した株主との関係を持たないものとする。

C. 取締役会

取締役会は、会長又は（会長が職務を遂行できない際には）副会長が必要と認めたときに、招集通知で指定された場所において随時開催される。また、取締役会は、法定監査役会又はその構成員それぞれにより招集されることがある。

取締役会は、２名以上の取締役（取締役が３名の場合は１名の取締役）が、当該取締役が特に重要であると考える当社の経営に関する特定の事項について決議することを書面により要請した場合にも招集されなければならない。

D. 定足数

取締役会の定足数は、現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

決議は、出席取締役の絶対多数決により採択される。賛否同数の場合は、議長が決定投票権を有する。

F. 取締役会の権限

当社の経営は、取締役の排他的な責任である。取締役は、会社の目的達成のために必要な行為を行うものとする。

法律により与えられた権限の行使に加え、取締役会は下記の事項に関する決議を採択する権限を有する。

a）法律に規定される場合における、吸収合併及び会社分割
b）支店の設立及び閉鎖
c）当社の代表権を有する取締役の選任
d）１人又は複数の株主が減少した場合の資本の減少
e）法律の条項と調和させるための定款の改正
f）イタリア国内における本店の移転

取締役会は、イタリア民法の制限の範囲内で、その構成員のうち１名に対して、委任の内容、制限及び行使の手続を定めて権限を委任することができる。取締役会は、会長の提案と最高経営責任者の同意を得た上で、他の構成員に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任することができる。

最高経営責任者は、与えられた権限の範囲内で、当社の従業員又は第三者に特定の行為又は一連の行為をなす権限を委任し、再委任する権限を与えることができる。

G. 当社を代表する法的権限

当社を代表し又は当社を代理して文書に署名する法的権限は、取締役会会長と最高経営責任者の双方に付与されている。取締役会会長が職務を遂行できないときは、副会長（選任されていれば）がこの権限を行使する。副会長の署名は、第三者に対して会長が欠けていることを証明するものとする。

上記法的代表者は裁判所における権限も含め、会社を代表する権限を第三者に委任することができ、かかる第三者はさらに他の者へ委任する権限を有する。

H. 報　酬

取締役会の構成員は、株主総会により決定される額の報酬を受け取る権利を有する。一旦採択された決議は、別途株主総会が他の決議を行わない限りその後の事業年度中も有効である。

定款により特定の業務を受託した取締役の報酬は、取締役会により、法定監査役会の意見を受けた後、決定される。

取締役会は、取締役会自体の内部において設置された指名・報酬委員会の提案のもと、報酬方針及び支払報酬の報告書の承認を行う。当該報告書は２つの異なるセクションに分かれており、以下を記載している。

- 第１セクションでは、取締役会の構成員、ジェネラル・マネージャー、戦略的責任を有する役員及び法定監査役会の構成員の報酬に関する当社の方針の説明並びにかかる方針の適用及び実施に使用される手続が記載されている。定時株主総会は、拘束力のある決議により当該セクションを決議する。
- 第２セクションでは、取締役会及び法定監査役会の構成員、ジェネラル・マネージャー並びに戦略的責任を有する役員（後者については集合形式）に支払われる報酬の説明が記載されている。定時株主総会は、拘束力のない決議により当該セクションを決議する。

(c) 法定監査役

株主総会は、３名の正規の監査役から構成される法定監査役会を選任し、その報酬を決定する。補欠の監査役３名もまた、株主総会により選任される。

法定監査役会の正規監査役及び補欠監査役は、株主により提示され、候補者が順位をつけられて記載された名簿をもとに株主総会で選出される。正規監査役の少なくとも１名は、少数株主（より多くの投票を得た候補者名簿を提出又はそれに投票した株主と直接的又は間接的な関係を持たない。）により提示された候補者名簿から選任されなければならず、法定監査役会の議長は、少数株主により提示された候補者名簿から選任された正規監査役であるものとする。候補者名簿の提出、提示及び掲載についての手続は、取締役選任に適用されるものと同じであり、かつ適用ある法律の規定及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に適合している。

ジェンダー・バランスに関して適用ある法律を遵守して、両方のセクションを考慮して、３名以上の候補者を含む候補者名簿は、正規監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席及び補欠監査役に関する候補者名簿のセクションの最初の２席の双方において、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとする。２名の正規監査役及び２名の補欠監査役は、最多の票数を獲得した名簿から、各セクションにおいて付けられた順番により選任される。残りの正規監査役及び残りの補欠監査役は、上記に記載された手続に従って選任される。

最多の票数を獲得した候補者名簿から選任された監査役のうち１名が代替される場合、かかる職務には、同じ候補者名簿から選任された補欠監査役のうち筆頭の者が就く。上記の手順を通じてかかる交代が実行されると、ジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守した法定監査役会を形成しえない場合、かかる交代は、同じ候補者名簿の２番目の補欠監査役を対象としてなされる。その後、最多の票数を獲得した候補者名簿の他方の正規監査役について交代が必要となる場合、当該正規監査役の職務は同じ候補者名簿の補欠監査役によって交代される。選任された人数が監査役会の員数に満たない場合、株主総会は、上記の手続によらず、法律により規定された多数に従って決議するものとするが、いかなる場合であっても、法定監査役の構成が2000年３月30日付け法務省令第162号の第１章第１項の規定並びに少数株主の代表の原則及びジェンダー・バランスに関して適用ある法律に従うことを確保する方法で行うものとする。

任期満了となった法定監査役は、再任することができる。

(d) 会社財務及び株式に関する事項

本書提出日現在における当社の資本金額は10,166,679,946ユーロに相当し、１株当たりの額面金額１ユーロの普通株式10,166,679,946株からなる（「第一部－第５－１ 株式等の状況－(3) 発行済株式総数及び資本金の推移」を参照のこと。）。株式は記名式とし、１株につき１議決権が保有者に付与される。

当社の事業年度は、毎年12月31日に終了する。各事業年度の終了時に、取締役会は、法律の定めるところにより、当社の財務書類を作成する。

当社の株主は、中間配当又は年次配当を受ける資格を有する。普通株式１株を保有する株主の配当受領権はそれぞれ同順位である。

２【外国為替管理制度】

一般に、現行のイタリアの為替管理規制の下では、当社による日本の居住者に対する金員の支払に関する制限はない。

３【課税上の取扱い】

所得に対する租税に関する二重課税の回避のための日本国とイタリア共和国との間の条約(以下「本租税条約」という。)の規定は、当社株式に関して日本国居住者に対して支払われる配当金に対する源泉徴収税及びかかる株式の日本国居住者による譲渡によって実現した利益に対する源泉徴収税に関して効力を有する。以下は、イタリアにおいて恒久的施設を有さない日本の居住者に対して適用される税について簡潔に述べたものである。この項は株主に関係するイタリアの税に関する事項の全てを網羅的に記載することを意図したものではない。潜在的投資家は当社株式の取得、保有及び処分又は無償譲渡による税効果に関して税務顧問に相談することを勧める。この項において「日本国居住者」及び「恒久的施設」とは、本租税条約において定義される意味を有するものとする。

(1) イタリアにおける課税上の取扱い

(a) イタリアにおける配当金に係る源泉徴収税

イタリアの会社によってイタリアの居住者でない株主に対して支払われる配当金に対して、イタリアの法律は26%の源泉所得税を課している。

イタリアの法律によれば、普通株式を保有する非居住者は、イタリアの課税当局に対して、少なくとも返還を請求している額と同額の税金を、当該非居住者が居住している国において配当金に係る所得税として全額支払済みであるという証拠を提示することによって、配当金に対して源泉徴収された額の26分の11を上限として返還を受けることができる。イタリアの課税当局からのかかる支払を求める非居住保有者は、長期の遅延及び費用負担を経験している。

代替として、26%の源泉徴収税は、イタリアと非居住者が居住する国との間の所得税に関する条約に従って減額される可能性がある。日本とイタリアの間の条約では、適用ある源泉徴収税率は15%に低減されている（又は、配当受領者が条約に規定される参加資格を有する場合には、10%に低減される。）。

かかる規定は、日本国居住者である配当受領者が、イタリア国内に、配当された株式の保有と実質的関連を有する恒久的施設を有している場合には、適用されない。その場合には、配当金はイタリアにおいて、なお課税対象となる。

現行のイタリアの法律によれば、イタリアにおける上場会社の全株式（普通株式を含む。）は、CONSOBによって認可された集中決裁制度により保有されなければならない。適用される税規定によれば、モンテ・ティトーリ・エスピーエーが運営する集中決済制度（イタリアにおいて現在認可されている唯一の制度である）を通じて普通株式が保有される場合、配当金に対する当社による源泉徴収税は適用されない。源泉徴収税の代わりに、代用税（インポスタ・ソスティトゥティーバ)が普通株式の非居住保有者に対する配当金分配に対して、源泉所得税と同率で適用される。代用税は、普通株式の預託を受け、かつ（直接に、又はモンテ・ティトーリの制度に参加する外国の集中決済制度を通じて）モンテ・ティトーリの制度に参加している居住又は非居住の仲介機関により適用される。普通株式が預託されている仲介機関が適用ある所得税条約に従って低減された税率を適用するために、非居住者保有者が従うべき手続は、次のとおりである。仲介機関は次の書類を受領しなければならない。(ⅰ)当該非居住保有者を確認する資料及び当該所得税条約の適用を受けるために必要な全ての条件が存在すること及び適用ある源泉徴収に関する約定率の決定について示す資料を含んだ申告書、並びに(ⅱ)非居住保有者の居住国の税務当局による、当該保有者が所得税条約の目的上その国の居住者であり、かかる当局が知る限り、当該保有者はイタリアにおいて恒久的施設を有さないとする証明書（かかる証明書は提出の翌年の３月31日まで効力を有する）。普通株式が非居住仲介機関に預託されている場合、かかる仲介機関はイタリアにおいて、次の者を財務代理人として任命しなければならない。すなわち、イタリアの居住者たる銀行若しくは投資サービス会社、非居住者たる銀行若しくは投資サービス会社のイタリアにおける恒久的施設、又は代用税の適用及び管理に関する全ての義務を実行する、集中預託及び決済制度の運営のためのライセンスを有する会社。

(b) イタリアにおける当社株式の売却に係る所得税

本租税条約によれば、日本における居住者である当社株式の実質的保有者は、かかる株式の売却によって実現された利益に関して、通常イタリアの所得税に服さない。ただし日本の企業がイタリアにおいて有する恒久的施設の事業用資産の一部を形成するために行った株式譲渡によって得た利益を除く。

(2) 日本における課税上の取扱い

日本の個人又は法人の所得が上記(1)の(a)及び(b)に関する記述に述べられたイタリアの租税の対象となる場合、かかる租税は、適用ある租税条約、所得税法、法人税法、相続税法及びその他の現行の関連法令に従い、その制限の範囲内で、当該個人又は法人が日本において支払うこととなる租税の計算上税額控除の対象となる場合がある。

４【法律意見】

当社のイタリアにおける法律顧問であるチオメンティ・ストゥディオ・リガーレより、大要下記の趣旨の法律意見書が関東財務局長宛てに提出されている。

（ⅰ）当社は、イタリア法に基づく株式会社（ソシエタ・ペル・アジオニ）として適法に設立されかつ有効に存続している会社である。

（ⅱ）本書の「第一部－第１ 本国における法制等の概要」、「第一部－第２－３ 事業の内容－規制及び料金問題」（イタリアの規制に関するものについて）及び「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等－(1) コーポレート・ガバナンスの概要」の記載は、イタリア共和国の法令の要約である部分につき、あらゆる重要な点において、適正にその内容を表示し、適正にかかる法令を要約している。

第２【企業の概況】

１【主要な経営指標等の推移】

部門開示における修正及び変更

a）修正

2019年12月31日現在における比較数値の修正再表示

連結財務書類の注記における記述及び表の中で表示されている情報は、統一性があり、比較可能である。この点で、現物決済を伴う非金融項目の売買契約のうち、自己使用の例外に適格しないものであり、そのため損益を通じて公正価値で測定される（IFRS第９号の範囲に属する）ものに関して、当グループは、損益計算書の２科目間の費用の単純な組替により2020年にかかる項目の認識を若干修正した。その結果、費用と収益の相関の近接性とより適切な情報を可能とした。かかる組替により当年度の利益又は株式資に対する影響は生じなかった。

より具体的には、非金融項目の取引の以前の会計処理は2019年に以下の認識が記載されていた。

・売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識
・購入契約の公正価値の変動の「その他の営業費用」における認識に加えて、決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原材料」における認識

非金融項目の取引の現在の会計処理は、代わって以下の認識が記載されている。

・売却契約の公正価値の変動に加えて決済日時点の関連する収益並びにデリバティブ資産及び負債の認識中止による損益への影響の「その他の収益」における認識
・購入契約の公正価値の変動の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識
・決済日時点の関連する費用並びにデリバティブ資産及び負債の認識の中止による損益への影響の「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原料」における認識

その結果、2019年の組替に関する比較対象である２年度間の唯一の差異は、までの、非金融項目の購入契約の公正価値の変動が「その他の営業費用」から「電力、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他原材料」における認識となったことである。

加えて、当年度において、ラテンアメリカにおいて発電会社により管理された大口顧客に起因する部分がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたという2020年３月31日から有効となった事象を考慮して、いくつかの調整が2019年の損益計算書の数値にもなされた。

かかる変更は、報告セグメントに影響を生じさせたが、組替が様々な事業ラインにおいてなされたものの、当グループの全体的な数値には変更を生じさせなかった。

2018年12月31日現在における比較数値の修正再表示

財務書類に対する注記の記載及び表に含まれる数値は、2018年及び2019年の間で一貫性があり、比較可能である。

なおIFRS第９号に従い、損益を通じて公正価値で計算され、現物引渡しにより決済される非金融項目の売買契約の認識するための新たな会計方針が導入されたことを踏まえ、数値の一貫性及び比較可能性を確保するため、2018年の比較残高についても同様の組替を行っている。これらの組替は、利益及び株主持分に影響を及ぼさなかった。詳細については2019年度の連結財務書類注記4.3を参照のこと。

事業セグメントの開示については、2019年９月30日の決算を始まりに、エネル・グループはIFRS第８号の規定に基づき、第一及び第二の報告区分を変更している。具体的には、2019年に、セグメントへ分配される資源に関する意思決定を行い、その結果の測定及び評価を行うことを目的とした事業上の最高意思決定レベルだと理解されている経営陣が、事業分野別の業績の報告を開始したことを踏まえ、当グループは以下の報告区分を採用している。

第一区分：事業分野
第二区分：地理的地域

したがって事業分野は、エネル・グループの経営陣によって行われる分析及び決定において主要な判別式であり、結果は最初に事業分野毎に測定及び評価され、その後初めて国毎に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致する。

新しい事業構造は、火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びに親会社／その他で構成される。

最後に、2019年９月から有効で、エネル・グリーン・パワー事業分野に関連するラテンアメリカ地域には、以前は北米及び中米の地理的地域（現在は北米と改名され、米国、カナダ及びメキシコで構成される。）で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアも含まれることに注意すべきである。

IFRS第８号の開示目的のための第一及び二次報告区分の新たな内訳並びにエネル・グリーン・パワー部門に属する国の再配分を踏まえて、ここで記載されている数値の完全な比較可能性を確保するため、2018年の比較数値は適切に調整されている。

2017年12月31日現在における比較数値の修正再表示

財務書類に対する注記の記載及び表に含まれる数値は、2017年及び2018年の間で一貫性があり、比較可能である。IFRS第15号及びIFRS第９号で検討された新基準は主に「累積的遡及修正」を用いた単純化された遡及的適用をもって導入されたこと、また、先渡要素と先渡契約に関する外貨ベーシス・スプレッドとの分離の遡及的適用において、その影響は全体を通してあまり重要でなくかつ資本剰余金内の単純な再分類をほぼ伴わないため連結財務書類を修正しなかったことから、比較開示の修正再表示はなされなかった。

2016年12月31日現在における比較数値の修正再表示

2016年９月30日の期間の終了時から、エネル・グループの新たな組織モデルは完全に機能しているとみなすことができる。かかるモデルの導入については、新たな組織構造の発表時である2016年第２四半期に最初に発表された。

構造モデルの主要な変更は、地理的地域による種々の部門毎の、エネル・グリーン・パワー・グループに属する様々な企業の統合を含み、機能的には、火力発電会社が現在も形式上運営する大規模水力発電活動を含み、また、地理的地域（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ並びにアジア、中央／親会社）の新たな定義を含む。また、新たな経営構造は、火力発電及び取引、インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー、小売、サービス並びに親会社に分類される。したがって、新たな基盤構造は事業部門（国際火力発電、国際インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー並びに国際取引）並びに地域及び国（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア）に組織され、かかる構造は、本年度から、主要経営陣により内部的にも、また金融界との関係においても、当グループの財務成績の計画、報告及び評価の基礎を示している。

これらの展開を考慮して、連結財務書類注記６記載のとおり、「IFRS第８号 事業セグメント」に基づく開示を検討することも必要となっており、それはまた、完全な比較可能性を確保するために修正された比較数値により補足されている。

また、全体的な価値を維持してきたキャッシュ・フローの連結財務書類中の「営業活動によるキャッシュ・フロー」の構造は、事象のプレゼンテーションを改善するために構造的な修正を行い、かかる修正には、比較可能性を改善するための2015年における項目の変更が含まれている。

b）部門開示における変更

2020年12月31日現在のセグメント表示における変更

2020年、本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり当グループが採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業分野別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１次セグメント：事業ライン
・第２次セグメント：地理的セグメント

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は各事業ラインに関して最優先で測定及び評価されて、その後に国別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

組織モデルは、引き続き区分の基盤に基づくものであるが、形式的には火力発電会社に帰属する大規模な水力発電事業の機能的な割当てを含めて、地理的セグメントによる様々な区分への、エネル・グリーン・パワー事業ラインの様々な企業の統合、及び地理的セグメントの定義（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／持株会社）を規定する。加えて、事業構造は以下のとおり整理される。火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びに持株会社／その他。

様々な事業ラインの業績の表示を改善するために、2020年３月31日から、南米及びメキシコにおける発電会社により管理されている大口顧客に関するデータは、エンドユーザー市場事業ラインに再分配された。その結果、検討対象の２年間について数値の十分な比較可能性を確保するために、2019年の比較数値は適切に調整された。

2019年12月31日現在のセグメント表示における変更

2019年、本書で記載された事業分野別の業績の報告は、上記の当グループにより採用された事業モデルを考慮して、検討されている２事業年度についての当グループの業績管理において経営陣によって用いられたアプローチに基づいている。

事業セグメントの開示については、2019年９月30日の決算を始まりに、エネル・グループはIFRS第８号の規定に基づき、第一及び第二の報告区分を変更している。具体的には、2019年に、経営陣が事業分野別の業績の報告を開始したことを踏まえ、当グループは以下の報告区分を採用している。

第一区分：事業分野

第二区分：地理的地域

したがって事業分野は、エネル・グループの経営陣によって行われる分析及び決定において主要な判別式であり、結果は最初に事業分野毎に測定及び評価され、その後初めて国毎に分類されるため、これらの目的のために作成された内部報告書と完全に一致する。

特に、新たな組織は、引続き、事業ライン（火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びに親会社／その他）及び地理的地域（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／親会社）の基盤に基づいている。

最後に、2019年９月から有効で、エネル・グリーン・パワー事業ラインに関連するラテンアメリカ地域には、以前は北米及び中米の地理的地域（現在は北米と改名され、米国、カナダ及びメキシコで構成される。）で報告されていたパナマ、コスタリカ、グアテマラ、エルサルバドル及びニカラグアも含まれることに注意すべきである。

IFRS第８号の開示目的のための第一及び第二の報告区分の新たな内訳並びにエネル・グリーン・パワー部門に属する国の再配分を踏まえて、ここで記載されている数値の完全な比較可能性を確保するため、2018年の比較数値は適切に調整されている。

2018年12月31日現在のセグメント表示における変更

2018年、本書で記載された事業分野別の業績の報告は、上記の当グループにより採用された事業モデルを考慮して、検討されている２事業年度についての当グループの業績管理において経営陣によって用いられたアプローチに基づいている。

経営アプローチについてのIFRS第８号の規定を考慮して、2018年３月31日から、新たな「エネルX」という事業部門は、当グループの業績及び財務状態の報告及び分析だけでなく、報告体制も修正した。

より具体的には、本書で報告された事業分野別の業績は、第一の報告区分として地域及び国を指定することにより決定される。加えて、同様にIFRS第８号のもとで規定された重要性の判断基準と関連して開示の単純化が考慮に入れられたため、

・「火力発電」並びに「取引及びアップストリーム」は、それらの間における相当な相互作用及び相互依存とともに表示された。
・「その他、消去及び調整」の項目は、セグメント間取引の消去からの影響だけでなく、親会社であるエネル・エスピーエーについての統計も含む。

新たな組織は、引き続き事業部門の土台を基盤としているが、現在、地理的地域別の多様な事業部門（機能的に、大規模水力発電事業（形式的には今なお火力発電会社の下で営業されている。）を含む。）におけるエネル・グリーン・パワー・グループの様々な会社の統合並びに地理的地域の配置（すなわち、イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ及び欧州地中海業務、南米、北米及び中米、アフリカ、アジア及びオセアニア、中央／親会社）を要求している。加えて、新たな事業構造は、火力発電及び取引、インフラストラクチャー及びネットワーク、エネル・グリーン・パワー、エネルX、リテール、サービス、並びにホールディングに分けられる。

財務書類に対する注記の記載及び表に含まれる数値は、2017年及び2018年の間で一貫性があり、比較可能である。比較開示の修正再表示はなされなかった。

「第一部－第６－４ 日本と国際財務報告基準における会計原則及び会計慣行の相違」を参照のこと。

	12月31日に終了した事業年度			
	2019年		2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書	（ただし、１株当たりの金額を除く。）			
営業収益	80,327	10,746	64,985	8,694
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	10,826	1,448	8,448	1,130
その他	61,890	8,280	47,957	6,416
営業費用合計	72,716	9,728	56,405	7,546
商品リスク管理からの収益(費用)純額	(733)	(98)	(212)	(28)
営業利益	6,878	920	8,368	1,119
財務利益	3,953	529	4,607	616
財務費用	6,397	856	7,213	965
持分法による投資利益(費用)	(122)	(16)	(299)	(40)
税控除前利益	4,312	577	5,463	731
法人税	836	112	1,841	246
継続事業からの利益	3,476	465	3,622	485
非継続事業からの利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	3,476	465	3,622	485
１株当たり利益(1)（ユーロ／円）	0.21	28	0.26	35
発行済株式数(百万株)	10,167		10,167	

	12月31日現在			
	2019年		2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
有形固定資産(純額)	79,809	10,677	78,718	10,531
流動資産	36,703	4,910	33,137	4,433
資産合計	171,426	22,933	163,453	21,867
流動負債(2)	33,162	4,436	31,466	4,210
短期債務(3)	7,326	980	9,513	1,273
長期債務(4)	54,174	7,247	49,519	6,625
株主持分	30,377	4,064	28,325	3,789

	12月31日に終了した事業年度			
	2019年		2020年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書				
営業活動によるキャッシュ・フロー	11,251	1,505	11,508	1,540
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(9,115)	(1,219)	(10,117)	(1,353)
財務活動によるキャッシュ・フロー	306	41	(3,972)	(531)

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度			
	2017年		2018年*	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
	(ただし、１株当たりの金額を除く。)			
営業収益	74,639	9,985	75,575	10,110
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費、償却費及び減損損失	5,861	784	6,451	863
その他	59,564	7,968	59,756	7,994
営業費用合計	65,425	8,753	66,207	8,857
商品リスク管理からの収益(費用)純額	578	77	532	71
営業利益	9,792	1,310	9,900	1,324
財務利益	3,982	533	4,361	583
財務費用	6,674	893	6,409	857
持分法による投資利益(費用)	111	15	349	47
税控除前利益	7,211	965	8,201	1,097
法人税	1,882	252	1,851	248
継続事業からの利益	5,329	713	6,350	850
非継続事業からの利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	5,329	713	6,350	850
１株当たり利益[1] (ユーロ／円)	0.37	49	0.47	63
発行済株式数(百万株)	10,167		10,167	

*2018年の数値は、2019年３月のアジェンダ決定に含まれる国際財務報告基準解釈指針委員会（IFRIC）の解釈を考慮して表示されており、利益への影響はない、損益を通じて公正価値で計算される商業売買契約の影響による組替の変更に関連している。

連結貸借対照表	12月31日現在			
	2017年		2018年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
有形固定資産(純額)	74,937	10,025	76,631	10,252
流動資産	34,467	4,611	35,887	4,801
資産合計	155,641	20,822	165,424	22,130
流動負債[2]	29,841	3,992	33,365	4,464
短期債務[3]	8,894	1,190	6,983	934
長期債務[4]	42,439	5,677	48,983	6,553
株主持分	34,795	4,655	31,720	4,244

連結キャッシュ・フロー計算書	12月31日に終了した事業年度			
	2017年		2018年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
営業活動によるキャッシュ・フロー	10,125	1,355	11,075	1,482
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(9,294)	(1,243)	(9,661)	(1,292)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,646)	(220)	(1,636)	(219)

	12月31日に終了した事業年度	
	2016年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書		
営業収益	70,592	9,444
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費、償却費及び減損損失	6,355	850
その他	55,183	7,382
営業費用合計	61,538	8,233
商品リスク管理からの収益(費用)純額	(133)	(18)
営業利益	8,921	1,193
財務利益	4,173	558
財務費用	7,160	958
持分法による投資利益(費用)	(154)	(21)
税控除前利益	5,780	773
法人税	1,993	267
継続事業からの利益	3,787	507
非継続事業からの利益	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	3,787	507
１株当たり利益[(1)] (ユーロ／円)	0.26	35
発行済株式数(百万株)	10,167	

	12月31日現在	
	2016年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
有形固定資産(純額)	76,265	10,203
流動資産	35,281	4,720
資産合計	155,596	20,816
流動負債[(2)]	31,207	4,175
短期債務[(3)]	9,756	1,305
長期債務[(4)]	41,336	5,530
株主持分	34,803	4,656

	12月31日に終了した事業年度	
	2016年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動によるキャッシュ・フロー	9,847	1,317
投資／清算活動によるキャッシュ・フロー	(8,087)	(1,082)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,474)	(599)

	12月31日現在				
	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	82.61	84.92	85.62	84.3	84.0
純発電量(TWh)	261.8	249.9	250.3	229.1	207.1
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh)(5)	263.0	284.8	295.4	322.0	298.2
電力供給量総計(TWh)(6)	426.7	460.7	484.4	507.7	484.6
エンドユーザーに対する天然ガス販売量(十億立方メートル)(5)	10.6	11.7	11.2	10.8	9.7
従業員数	62,080	62,900	69,272	68,253	66,717

(1)未行使ストック・オプションの希薄効果を調整し、またIAS第33.64号を遵守して、その年度の普通株式の平均数に基づき計算された。2020年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約23.585%を保有していた。2020年12月31日現在、当グループの株式資本の総額は10,166,679,946ユーロであり、額面金額を１ユーロとして10,166,679,946株に分割されている。
(2)短期債務を除く。
(3)１年内返済予定長期債務を含む。
(4)１年内返済予定長期債務を除く。
(5)2020年は、ラテンアメリカの発電会社による大口顧客への販売を含む。2019年の数値は、比較可能性を確保するために修正されている。
(6)2019年のデータは、送量のより正確な測定を反映している。

２【沿革】

当社は、イタリアの約1,250社の民間電力会社の国有化の一環として、国営企業のエンテ・ナツィオナーレ・ペル・レネルギア・エレットリカとして1962年12月に設立された。1992年、当社は、イタリアの法律に基づいて、株式会社としてエネル・エスピーエーとなり、その株式は、イタリア政府がイタリア経済財務省を通して所有した。

現行の法令又は当社の定款に基づき、エネルは、2100年12月31日まで存続し、株主総会の決議により１又は複数回存続期間を延長することができる。当社は、主にイタリアで事業を展開しているが、その他にスペイン、スロバキア、ルーマニア、ブルガリア、ラテンアメリカ、北米、ロシア、フランス及びギリシャでも事業を行っている。当社の登記上の本店の所在地は、イタリア共和国　ローマ市　ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137である。

当社事業の発展における重要な事柄

a）自由化及びその後の発展

1999年４月１日にベルサーニ法令が施行されるまでは、イタリアの電力市場は厳しく規制されていた。ベルサーニ法令によって、イタリアの電力市場は電力事業者が課すエネルギー価格が自由に決定される自由化された市場へと変革し始めた。ベルサーニ法令及びその他自由化は、以下を含む当グループの事業における大幅な変化を要求した。

・当グループの主要事業を分離し、別個の関連子会社に割り当てた（1999年10月開始）。
・イタリアの国有送電網の経営及び管理並びに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN（現ジェストーレ・デイ・セルヴィッツイ・エレットリシ（GSE））に譲渡した。続いて、イタリアの送電網の90%超を保有する当社の旧完全子会社テルナの株式の94.88%を売却した。その結果、テルナは2005年９月15日付けで連結対象外となった。
・３つの発電会社（当グループの発電容量のうち約15,000MWを供給）及びいくつかの地方配電会社を売却した。

民営化

MEFもまた、自由化政策によって当社に対する持分を減少させねばならなくなった。1999年11月、MEFは当社の新規株式公開において当社の株式資本の32%を売却した。かかる新規株式公開の一環として、当社の米国預託株式（ADS）は、ニューヨーク証券取引所に上場され、当社の株式は、イタリア証券取引所によって運営されるイタリアの電子取引市場であるメルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオに上場された。MEFは、かかる初回公募の後にも2003年、2004年及び2005年に、海外の機関投資家及び／又はイタリア国内における一般投資家に対して数多くの当社株式の募集を行った。MEFの直接保有は、これら公募及び売却によって21.1%にまで減少した。2003年、MEFは、現在MEFが70%の持分を保有しているカッサ・デポジーティ・エ・プレスティーティ（以下「CDP」という。）に対して当社株式資本の10.35%を売却し、現在はCDPを通じてさらに当社株式資本を間接的に保有している。2009年５月６日及び５月28日の決議に基づく当社の増資の全額引受け後、MEFの直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、CDPの所有は当社の株式資本の17.36%となった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%のエネル・エスピーエーの株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。2015年２月に、MEFにより保有されたエネル株式は、イタリアの適格機関投資家（CONSOB第11971/1999号の34-ter．comma 1，let．Bに定義される。）及び国際的機関投資家に対する短期間で行うブックビルディングによりMEFからの売却後、31.24%から25.50%に減少した。

2007年12月、当社は、ニューヨーク証券取引所における上場を廃止し、2008年３月に証券取引委員会（SEC）への登録及び関連する1934年証券取引法に基づく報告義務を終了した。当社の普通株式はテレマティコに上場を継続する。このイタリア証券取引所は当社の普通株式の主な取引市場である。

当グループの再編及び事業の多角化

エネルギー市場の自由化及び当社の主要事業の必然的な縮小の結果、当グループは事業の多様化を図る戦略並びに新規事業（電気通信事業部門を含む。）の展開に注力する。とりわけ以下に注力する。

・当社は事業持株会社となり、その部門は特定の事業部門に注力する電力会社に転換された。かかる枠組みにおいて、その他の会社としてエネル・プロデュツィオーネ及びエネル・ディストリブッツィオーネが設立された。生産、送電及び配電活動の経営目的上、分離化を追求するとともに、エネルギー取引、発電所の建設及び環境サービスの供給等の新たな事業分野が設定された。

・ドイツ・テレコムによるウィンド（1997年に当社、フランス・テレコム及びドイツ・テレコムにより設立された電気通信会社）の株式の処分並びに当社及びフランス・テレコムによる当該株式の買収を受けて、2000年に当グループは、ウィンドの株式を増加させた。

・2002年、当社はイタリアで主要な電気通信会社の１つを設立するためにウィンドと統合されたインフォストラーダの100%買収に関して、ボーダフォンと契約を締結した。ただし、当グループはその後この事業から脱退した。

国際化及びエネルギー事業への注力

上記のベルサーニ法令に従って行われた事業の多角化及び組織再編の過程の後、当社は方針を変え、再度当グループの中核のエネルギー事業（電力及びガス）に注力する新たな戦略に着手した。

b）過年度における重要な事象

・当グループは、2002年のスペインの発電及び電力供給会社ヴィエスゴ（現在はエーオンに売却された）の買収並びに2003年にはブルガリアの発電会社エネル・マリッツァ・イースト・スリーの買収を通じて、2002年以降海外における電力事業の拡大に乗り出した。かかる買収に続き、北米及び中南米において再生可能資源に特化している発電会社の買収も行い、また、スペインの合弁企業であるエネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを設立した。その後数年間にわたり、数多くの追加の買収を完了させた。

・2005年２月、当社は2006年より有効となる、スロバキアで最大規模を誇る電力会社であるスロベンスケ・エレクトラーネの株式66%を取得する契約に署名した。取引価格は約840百万ユーロであった。2010年12月31日現在、スロベンスケ・エレクトラーネは5,401MW純設備容量の発電所ポートフォリオ（火力発電、水力発電、原子力発電）を有している。

・2005年４月、当社は総額対価約112百万ユーロで、エレクトリカ・バナト・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティ・バナト・エスエー（以下「ディストリビューティ・バナト」という。））及びエレクトリカ・ドブロジャ・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー（以下「ディストリビューティ・ドブロジャ」という。））の株式51%を取得した。2010年12月31日現在、これら２社は、79,109キロメートルの送電網を有している。

・2006年12月、中核のエネルギー事業に注力する目的に従い、当社はウィンドの持株会社であるウェザーに株式26.1%（その時までの）の譲渡をしたため、電気通信事業部門でのプレゼンスがなくなった。2008年６月４日、当社は、ウェザー・インベストメンツⅡエスエーアールエルから、ウィンドの残存する持分の売却価格1,962百万ユーロからの最終的な分割分として1,025百万ユーロを受領した。

・2007年４月、当社及びスペインのパートナーであるアクシオーナは、スペインの一流電力会社エンデサの株式資本100%に対し、共同株式公開買付けを行った。公開買付けの順調な締結及び合意の後、当社はエンデサ株式の67.05%を保有した。2009年６月、当社及びアクシオーナは、アクシオーナが直接的又は間接的に所有するエンデサ株式の25.01%のエネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）に対する移転について2009年２月に締結した新たな契約を実施した。かかる取引の後、当社は、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）を通じて、現在エンデサの92.06%の持分を所有し、同社の完全な支配権を有することとなった。

・2007年６月、当社及びルーマニアの民営化機関であるAVASの完全子会社エレクトリカは、ブカレストの配電網を所有し運営しているエレクトリカ・ムンテニアの過半数株式をもっての民営化契約に署名した。取引価格は820百万ユーロであった。

・2007年６月21日より開始され、2007年10月26日に終了したいくつかの株式買付けにおいて、当社は、ロシアの発電会社であるOGK-5の37.15%を取得した。OGK-5はロシアの６大火力発電会社の１つであり、国内の様々な地域に４つの火力発電所を有する。これら４つの発電所で約8,700MW総設備容量を有する。2008年、当社はOGK-5の株式資本全体の公開買付けを行い、かかる会社の支配持分の58.80%を取得し、ロシアの電力市場では初の垂直統合をした外国会社となった。当社がその子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング（EIH）を通じて行った公開買付けにより、EIHのOGK-5に対する持分は59.80%となった。その後の処分及び会社経営陣からの少数株式の購入により、2010年12月31日現在のEIHのOGK-5に対する持分は、約56.43%相当であった。

・2008年４月25日、当社は、エレクトリカ・ムンテニアに対する50%の持分を395百万ユーロの対価でエレクトリカから取得した。同時に、エレクトリカ・ムンテニアの株主により、425百万ユーロで当社により引き受けられた増資が承認された。これらの取引により、当社の持分割合は64.4%に上昇した。かかる買収に関連して、当社は、３年間有効なプット・オプションをエレクトリカに付与した。当該オプションは、エレクトリカに対して、同社が引き続き保有している株式の13.6%以上、及び民営化に際してエレクトリカ・ムンテニアの株式資本の10%までの引受権をエレクトリカ・ムンテニアの従業員に与える仕組みの対象株式のうち従業員に対して売却されなかった分を売却する権利を与えるものである。その結果、オプションの対象となりうる株式は、株式資本の最低約13.6%、最大23.6%（株式引受権を行使する従業員がないと仮定した場合）の間で変動しうる。エレクトリカ・ムンテニアは、エネル・エネルジー・ムンテニアとエネル・ディストリビューティ・ムンテニアの２社に分割された。当社又はエレクトリカが保有していない各社の12%の持分は、フォンダル・プロプリエタテ・エスエーが保有している。

・2008年10月30日、エニ、当社及びガスプロムは、既存の協力関係を一層推し進めていくことで合意した。セヴェレネルジア及びその子会社の開発に関する契約、並びに2007年の契約で想定されていたガスプロムへのセヴェレネルジアに対する持分の付与に関する契約をすることに全当事者が署名した。当該付与は2009年５月15日を効力発生日として実行された。当社及びエニは同日、セヴェレネルジアの株式資本に対する51%の持分をガスプロムに売却する旨の契約をガスプロムと締結した。セヴェレネルジアは、アルクティック・ガス、ウレンゴル及びネフテガステクノロギアの全株主資本を保有している。本取引は2009年９月に完了し、セヴェレネルジアに対する当社の持分は40%から19.6%に減少し、エニの持分は60%から29.4%に減少した。

・2009年４月29日の当社臨時株主総会において、最大で合計８十億ユーロ（資本剰余金を含む。）の可分の増資を行う権限が取締役会に与えられた。かかる権限は、2009年１月１日から配当請求権が生じる１株当たりの額面価額１ユーロの普通株式の発行を通じて、遅くとも2009年12月31日までに、１回又は複数回に分けて行使される。この普通株式は、当社の株主へは先買で付与される。かかる権限の下、取締役会は増資の手続及び条件を策定する権限、特に次の事項を決定する権限を有する。すなわち、（ⅰ）株式資本の実際の増資額、（ⅱ）プレミアムを含む株式の引受価格（同様の取引における新株発行及び市場慣行に先立って、当社の株価及び市況が上昇することが考慮される。）及び（ⅲ）発行すべき新株の数及びそれに係る先買率である。増資の決定において、2009年７月９日、CDPは、直接付与された権利及び経済財務省に付与された権利（同省からCDPへの権利の移転に従う。）の両方を行使し、当社の発行株式の約31.24%及び当社の新株式資本の約10.69%に等しい1,005,095,936株の新しく発行される当社の普通株式を引き受け、その総額は2,492,637,921.28ユーロとなった。それゆえ、当社の増資の完全な引受け及び取引の完了に伴い、CDPは、現在当社の株式資本の約17.36%を保有している。一方で、同省は約13.88%に等しい株式を直接保有している。結果的に、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーであるバンカIMI、JPモルガン及びメディオバンカにより調整及び管理される引受分については、株式の引受けを行う必要がなかった。2010年11月中に、MEFは、その子会社であるCDPから、17.36%の当社の株式資本を取得し、その直接保有は13.88%から31.24%に増加した。

・2010年３月16日、エンデサは、エンデサ・ヘラスの売却について、パートナーのミティリネオス・ホールディングとの間で合意に達した。かかる取引は、いくつかの許可を取得することを条件としており、2010年７月１日付けで完了した。具体的には、ミティリネオスは、エンデサが有するエンデサ・ヘラスの持分50.01%を140百万ユーロで取得することについて合意した。そして、当社は、合計15MWの発電容量の水力発電所及び風力発電所（一部は既に稼働しており、一部は建設中である。）を20百万ユーロでミティリネオスから取得する予定である。

・2010年６月18日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）は、イタリア証券取引所に、電子証券取引所（メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ－MTA）において株式を取引できるよう認可を求める申請を提出し、公募のための目論見書の公開及び株式上場の承認をCONSOBに求めた。2010年10月30日、当社は、ジョイント・グローバル・コーディネーター及びジョイント・ブックランナーらと協議の上、１株当たり1.60ユーロの最終募集価格を設定した。この最終価格は、公募及び機関投資家向け私募とも同じ設定で、とりわけ、イタリア及びイタリア国外の金融市場の状況、機関投資家からの関心度の量と質、並びに公募において受け取るアプリケーションの量を考慮して設定された。

・2010年７月１日、エンデサは、レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（REE）と、エンデサの完全子会社であるエンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカが所有していた送電ネットワークを、REEの子会社に売却することにつき合意に達した。かかる売却は、REEを送電業務を実施する唯一の企業として指定する法律第17/2007号の規定に従って、実施されるものである。かかる契約は、稼働中の資産及び現在建設中の資産両方について言及している。約1.4百万ユーロの支払を要求するかかる契約は、必要な行政上の許可を取得することを条件として、効力が発生する。2010年12月13日、かかる売却は完了し、エンデサ・ディストリビュシオン・エレクトリカは、売却された電力供給網の維持管理についての支払として66百万ユーロを追加で受領した。

・2011年６月28日に、オランダの子会社であるエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ（EIH）は、コンターグローバル・エルピー（以下「コンターグローバル」という。）と、2011年３月14日に合意した契約を履行し、オランダで登録された会社であるマリッツァ・イースト・スリー・パワー・ホールディング及びマリッツァ・オーアンドエム・ホールディング・ネザーランドの全株式資本のコンターグローバルへの売却についての取引を終了した。これらの会社はそれぞれ、発電容量908MWの褐炭燃料発電所の所有者であるブルガリアの会社のエネル・マリッツァ・イースト・スリー（以下「マリッツァ」という。）の73%、及びマリッツァの発電所の稼働及び維持管理について責任を有するブルガリアの会社であるエネル・オペレーションズ・ブルガリアの73%を所有している。株式保有についてコンターグローバルにより支払われた合計価格は、230百万ユーロであった。

・2013年３月28日に、当社のチリにある子会社であるエネルシス・エスエーの増資が成功して完了し、発行された新たな普通株式16,441,606,297株全てが引き受けられ、その合計は約６十億米ドルに相当するところ、そのうち約2.4十億米ドルは現金で支払われた。かかる取引の完了の結果、子会社のエンデサは、直接的に及び完全子会社であるエンデサ・ラティノアメリカ・エスエーを通じて、エネルシス・エスエーの株式資本の約60.6%を引き続き保有する。エネルシス・エスエーは、電力の生成、配送及び販売のための南米における当グループの唯一の投資ビークルとなった（エネル・グリーン・パワーにより保有される資産及びかかる地理的地域における再生可能エネルギー分野においてエネル・グリーン・パワーが将来において展開する資産を除く。）。

・2014年７月30日に、エネル・エスピーエーの取締役会は、イベリア半島及びラテンアメリカにおける当グループの運営を再編成するための計画を承認した。かかるプロジェクトの主な目的は以下のとおりである。

－当グループの会社体系を新たな組織体系に合わせること、ラテンアメリカで運営を行っている会社の支配チェーンを簡素化すること及び当グループのキャッシュ・フローを最適化するための条件を設定すること。

－現在の事業基盤の展開並びにスペイン及びポルトガルにおける事業競争力の活用に焦点を当てた新たな事業計画の手法により、イベリア半島におけるエネルギー市場の主導的な会社としてのエンデサの運営に注力すること。

・2014年11月25日付けで、機関投資家向け公募を取り扱う銀行コンソーシアムを代表して安定操作エージェントとして活動するクレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、エンデサ株式合計30,270,000株につき１株当たり13.50ユーロの募集価格でグリーンシューオプションを全て行使した。そのため、グリーンシューオプションが行使されると、エネル・エナジー・ヨーロッパ、現在のエネル・イベロアメリカが開始したグローバル・オファリングにより、合計3,132,945,000ユーロの対価でエンデサ株式232,070,000株（株式資本の21.92%に相当する。）の売出しが行われた。グリーンシューオプションの行使をもって、安定操作期間（当初は2014年12月15日に終了する予定であった。）は終了した。クレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッドは、エンデサ株式の安定操作取引を実行しなかった。

・2016年３月上旬、2015年12月31日から「売却目的保有」に分類されていたコムポスティーリャ・アールイーの処分が完了した。売却価格は101百万ユーロ（同社は約111百万ユーロの流動資産を所有していた。）であり、約19百万ユーロの利益が発生した。
・2016年５月１日に、米国において風力発電セクターに従事している企業であるドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの65%を処分。売却価格は72百万ユーロであり、売却益約２百万ユーロと残りの35%の公正価値による再評価による約４百万ユーロの利益が発生した。
・2016年７月13日、アップストリーム・ガス・セクターにおけるイタリアの資産（21の海上及び陸上ガス田の権益の申請及び探査の認可）を保有していたエネル・ロンガネージの処分が完了した。この売却の対価は最大で30百万ユーロであり、このうち約７百万ユーロは直ちに回収され、残額の受取権利（分割払い）については、2019年に見込まれるエミリア＝ロマーニャ州にあるロンガネージ・ガス田での生産開始及びガス市場における価格開発といった多くの条件に左右される。かかる価値は既に見積実現可能価額に調整されているので、損益を通じた資本損失は認識されなかった。
・2016年７月28日、スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）の66%を保有しているスロヴァク・パワー・ホールディング（以下「SPH」という。）の50%の処分が完了した。より具体的には、エネル・プロデュツィオーネ及びEPスロバキアの間で2015年12月18日に調印された契約の締結により、エネル・プロデュツィオーネは、エネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ（以下「EPH」という。）の子会社であるEPスロバキアに対するSPHの50%の売却を完了した。２つのフェーズで支払われる対価の総額は750百万ユーロ相当（このうち150百万ユーロは直ちに現金で支払われた。）であるが、金額については一定の調整方法が適用され、かかる金額は外部の専門家が計算し、SEの財務状態の純変動の動向、スロバキア市場でのエネルギー価格の動向、契約に規定されたベンチマークとの比較において見たSEの業務の効率性のレベル並びにモホフチェ第３号基及び第４号基の企業価値を含む一連のパラメーターに基づいて、第２フェーズの完了時に適用される。したがって、かかる処分によって発生した債権は、損益を通じた公正価値で測定される。上記と同様のパラメーターが、SPHジョイント・ベンチャーの利益の回収可能価額の決定に使用される。
・2016年10月１日、従前持分法を使用していたディストリビュイドラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカ（以下「DEC」という。）の支配権の取得が、DECをコデンサ（既に株式の49%を保有していた。）に合併させることを通じて完了した。
・2016年11月21日に、政府の合意に従い、１%の利益の売却が12百万ユーロであった、米国における再生可能エネルギー発電プロジェクトのディベロッパーであるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（EGPNA REP）の支配権を喪失。かかる日付けから、EGPNA REPは、持分法を使用することになった。かかる取引は、２百万ユーロの利益の認識及びEGPNAが現在も保有している95百万ユーロの50%の公正価値を用いた再測定による収益の認識を含む。
・2016年11月30日に、フランスの火力発電会社である、価値がほぼゼロで、４百万ユーロの損失となったエネル・フランスの100%の処分。
・2016年12月20日に、エネル及びCDPエクイティ（以下「CDPE」という。）の資本増資による、エネル・オープン・ファイバー（現在の名称はオープン・ファイバー（OF））の支配権の喪失（その後はエネル及びCDPEがOFの同等の出資金を保有している。）。これによってかかる喪失が、かかる日付けから持分法を使用することになった。
・2016年12月28日に、シマロン及びリンダール風力発電所のEGPNA REPジョイント・ベンチャーに対する売却。資本集約を抑える「建設、売却及び運営」のアプローチに基づく新たな産業成長戦略のスタート地点は、国際レベルでのプロジェクト・パイプラインの開発加速を意図している。支配権の喪失により、37百万ユーロの利益が生み出された。
・2016年12月30日に、総額36.5百万ユーロで、全て支払済みである、ベルギーにおける火力発電会社であるマルシネル・エネルジーの100%の処分。2016年度中、マルシネルの純資産価値は、51百万ユーロの現存損失の認識に伴う推定実現可能価値に調整された。売却価格は、アーンアウト条項を含む顧客価格の調整により決定される。

上記の連結範囲の変更に加えて、当期間に以下の取引があり、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、被投資会社における当グループが保有する利益を引き上げた。

・2016年２月29日、イタリアにおける水力発電セクターを運営している企業であるハイドロ・ドロミティ・エネルの残りの利益の処分。売却価格は、当初335百万ユーロと見積もられていた。その後、最新の財務書類からの数値で更新した契約上の価格決定算式を適用し、売却価格調整額（マイナス22百万ユーロ）が決定されたことを受けて、売却益は124百万ユーロと算定された。
・2016年３月31日、エネル・グリーン・パワーの非按分型会社分割が行われた。この会社分割はその一環としてエネル・エスピーエーによる増資を伴うものであったが、会社分割を受けて当グループの同社における持分は68.29%から100%へと増加し、その結果として非支配持分が減少した。
・2016年５月３日、イタリアにおいて風力発電セクターに従事している企業であるマイコール・ウィンドの残りの40%を獲得し、単独株主となった。
・2016年７月27日、エネルの完全子会社であるエネル・グリーン・パワー・インターナショナルが、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（以下「EGPE」という。）の60%を、既に残りの40%を所有しているエンデサの子会社であるエンデサ・ジェネラシオンに売却し、エンデサ・ジェネラシオンはEGPEの単独株主となった。かかる取引は、EGPEの活動が行われた時点から、連結財務書類において、当グループの利益を減少（88.04%から70.10%）させた。
・2016年12月１日に、エネルシス、エンデサ・チリ及びチレクトラの会社分割によって設立された、エンデサ・アメリカス及びチレクトラ・アメリカスのエネル・アメリカスへの合併。株式の交換比率及びかかる会社の株主による脱退権の行使という、かかる取引の複合的な影響を含み、エネル・アメリカスが直接的又は間接的に保有するかかる会社の権益の割合は変動した。
・2017年１月10日に、米国に本部を置き、ソフトウェア・ソリューション及びスマート電力貯蔵システムを専門に扱うディマンド・エナジー・ネットワークスの100%を取得。
・2017年２月10日に、再生可能エネルギー部門で事業展開するメキシコ企業であるマス・エネルジアの100%を取得。
・2017年２月14日及び2017年５月４日に、ブラジルのゴイアス州で事業展開する送配電企業のエネル・ディストリビューソォン・ゴイアス（旧CELG-D）の94.84%及び5.04%（合計99.88%）をそれぞれ取得。
・2017年５月16日に、電力貯蔵部門で事業展開する英国企業であるタインマウス・エナジー・ストレージの100%を取得。
・2017年６月４日に、アベリノ地方に風力発電所を２基所有するアメック・フォスター・ウィーラー・パワー（現エネル・グリーン・パワー・サンニオ）の100%を取得。
・2017年８月７日に、前株主に対するEGPNAの提案の承諾に従いエナノック・グループの100%を取得。
・2017年10月25日に、電気モビリティ管理システムで事業展開する米国企業であるイーモーターワークスの100%を取得。
・2017年12月に、現物株契約に従うエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカによる子会社EGPNA・ロッキー・キャニー・ウィンドのクラスA証券80%の処分。取引の合計金額は233百万ドルであり、４百万ユーロの資本利得を生んだ。

上記の連結範囲の変更に加えて、当期間に以下の取引があり、かかる取引は支配権の獲得又は喪失を含むものではないが、被投資会社における当グループが保有する利益を引き上げた。

・2017年10月５日に、株式市場取引において、エネル・ディストリビュシオン・ペルーの7.7%を80百万ドルで取得。
・2018年３月12日に、ドイツに本社を置く地熱発電所を開発する会社であるエルドワルム・オベルランド・ゲーエムベーハーの86.4%を処分。取引の合計金額は、0.9百万ユーロ（実現資本利得１百万ユーロ）であった。
・2018年４月２日に、エネル・ジェネラシオン・チリの少数株主持分の33.6%を取得し、エネル・チリが有するエネル・ジェネラシオン・チリの持分を93.55%に増加させた。加えて、同日に、再生可能エネルギーの会社であるエネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの合併が実施された。
・2018年４月３日に、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャを通じて、パルケス・エオリコス・ヘスティンベー・エスエルユー及びパルケス・エオリコス・ヘスティンベー・ジェスティオン・エスエルユーの100%を57百万ユーロ（うち15百万ユーロは既存債務引受け）で取得することが完了した。

・2018年６月７日に、株主の最初の参加後、エネル・スデステによりブラジルの配電会社であるエネル・ディストリビューソォン・サンパウロ（旧名称エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー）の支配権を取得。株式100%を目指した公開買付けは、2018年７月４日に終了した。2018年９月30日に、当該会社は、当グループにより95.88%保有されていることに基づき連結された。
・2018年７月25日に、子会社であるエンデサ・レッドを通じて、北アフリカのセウタ自治都市内で配電及び電力販売を行っている会社である、エンプレサ・デ・アルンブラド・エレクトリカ・デ・セウタ・エスエーの94.6%を取得。
・2018年９月28日に、長期にわたる機関投資家であるケース・ドゥ・デポ・エ・プラスメント・ドゥ・ケベック（以下「CDPQ」という。）及び主要なメキシコの年金基金の投資ビークルであるシーケーディー・インフラストラクチュラ・メキシコ・エスエー・デ・シーヴイ（以下「CKD IM」という。）に対する、メキシコで稼働中又は建設中の８つの発電所を所有する８つの特別目的事業体の80%の売却。取引終了後、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーはその株式資本の20%を保有している（それらの会社は現在持分法を用いて計算されている。）。
・2018年10月18日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーがフィナーレ・エミリアのバイオマス発電所を処分。
・2018年12月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーが、その完全所有子会社であるエネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエーを処分（代わりに、エストレラダ・エスエーのビークルであるセロラルゴの50MWのメロウィンド風力発電所を所有。）。
・上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、買収又は管理能力の欠如にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。
・エネル・チリを通じて93.55%の直接保有（以前の持分は59.98%であった。）を達成するためのエネル・ジェネラシオン・チリの非支配持分の取得に関するチリでの「エルキ」による企業の再編成、エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエーのエネル・チリへの合併を受けたエネル・グリーン・パワー・チリが保有する持分の減少（グループレベルで100%から61.93%へ）、及び当グループのエネル・チリの保有割合の60.62%から61.93%への増加。当該取引については、後の項でより詳細に記載される。
・2018年７月３日に、エネルは、エネルＸ・インターナショナルを通じて、ユフィネット・インターナショナルの100%が譲渡されたビークルカンパニー、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの約21%に当たる150百万ユーロを投資して、シックス・シンヴェン・ファンド（国際的なプライベート・エクイティ会社シンヴェンにより管理されているファンド）によって管理されている持株会社から買収した。ユフィネットは、南米での主要な光ファイバーネットワーク運営事業者である。シックスス・シンヴェン・ファンドはまた、ザカパ・トプコ・エスエーアールエルの79%を保有している。
・2018年12月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、エネル・グリーン・パワーの完全所有子会社であるマルテ・エスアールエルを通して保有している、ジョイント・ベンチャーであるEFソラーレ・イタリア・エスピーエー（以下「EFSI」という。）の50%の持分を、ジョイント・ベンチャーの他のパートナーであるF2i SGRエスピーエーに214百万ユーロで売却した。販売契約書の条項に基づき、イタリアで稼働中の太陽熱発電所の購入及び運営を行っているEFSIは、約1.3十億ユーロ（うち約430百万ユーロは資本、うち約900百万ユーロは負債）の企業価値を譲渡された。当該売却は、65百万ユーロのキャピタルゲインをもたらした。
・2018年12月、エネル・エスピーエーは、エネル・アメリカスの持分を最大５%を上限として増加させるために金融機関と締結した２つの株式交換契約の条項に基づき、持分を2.43%増やした。
・2019年３月１日に、過去にメルキューレ・バイオマス発電所及び関連する法的関係で構成される事業部門を移転した先の会社である、メルキューレ・エスアールエルの100%を処分。かかる取引価格は168百万ユーロであった。

・2019年３月14日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、米国の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」といい、現在は「エネル・ノース・アメリカ」に改名。）を通じて、EGPNAが50%、ジェネラル・エレクトリック・キャピタルズ・エナジー・ファイナンシャル・サービシズが50%を所有する合弁会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（以下「EGPNA REP」という。）から、稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有する13の会社の100%を買収。
・2019年３月27日に、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）は、米国の再生可能エネルギー子会社であるEGPNA（現在は「エネル・ノース・アメリカ」）を通じて、カンザス州のレネックサに拠点を置く再生可能エネルギープロジェクト開発会社であるトレードウィンド・エナジーを買収。EGPは、トレードウィンドの開発プラットフォーム全体を合併し、これには米国にある13GWの風力、太陽光及び貯蔵プロジェクトが含まれている。この契約は、６月に行われたトレードウィンドの完全所有子会社であるサルヴォンの売却を規定している。
・2019年４月30日、エネルＸ・イタリアは、エネルギーサービス部門で事業を行い、大規模電力消費者に支援を提供するイタリアの会社のユーセイブ・エスピーエーの100%を買収した。
・2019年５月31日、再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエーを通じて、ブラジルの３つの再生可能エネルギー発電所の100%の処分を完了。かかる取引価格は約2.7十億レアル（約603百万ユーロ相当）であった。
・2019年11月14日に、エネルＸ・エスアールエルは、顧客に日常生活を円滑にする金融サービスを提供する認可された支払機関であるペイティッパーの55%を買収。かかる契約には、残りの45%のプット・オプションが付随している。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。
・2019年中にエネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２つの株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.74%増加させ、また子会社の非比例増資により、当グループの持分は59.97%となった。
・2019年３月25日、エネルＸ・インターナショナルは、エナノック・ジャパン・ケーケーの40%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年９月５日、エネル・グリーン・パワー・ディベロップメントはイージーピー・インディアの23.44%を取得し、これにより持分は100%となった。
・2019年11月21日、エネル・ブラジルは、エレトロパウロ・メトロポリターナ・エレトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエーの4.1%を約93百万ユーロで取得した。
・2019年12月５日、エネル・エスピーエーは、エネル・チリ・エスエーの持分を最大３%を上限として増加させるために金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリにおけるその持分を0.11%増加させた。

c）2020年における重要な事象
・2020年１月に、トレードウィンドにより100%保有されていたワイルド・プレインズ・プロジェクト・カンパニーが売却された。かかる売却は、損益に影響を及ぼさなかった。
・2020年５月11日に、エンデサ・エネルジアは、エンデサ・ソリュションズの80%を21百万ユーロで売却した。かかる持分は、以前は比例連結であったが、現在は持分法を用いて会計処理されている。
・2020年７月７日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、パルケ・エオリコ・ティコ・エスエルユー、ティコ・ソーラー・１・エスエルユー及びティコ・ソーラー・２・エスエルユーの100%を合計40百万ユーロで取得した。
・９月14日に、エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガルは、サジェスション・パワー（ユニペッソール）エルディーエーの100%を合計６百万ユーロで取得した。
・2020年９月17日に、エネルＸ・インターナショナルは、ヴィヴァ・ラボズ・エーエスの60%を合計３百万ユーロで取得した。
・エネル・グリーン・パワー・パナマは、2020年にハグイト・ソーラー及びプログレソ・ソーラーの100%を合計２百万ユーロで取得した。

上記の連結の範囲の変更に加えて、以下の取引は、支配権の獲得又は喪失にかかわる取引ではないが、当グループが保有する投資先会社の持分の変更を生じさせた。

・エネル・ノース・アメリカの水力発電事業ポートフォリオに含まれていた複数の50%所有ジョイント・ベンチャーが2020年に売却された。2019年12月に、ポートフォリオ全体が、IFRS第５号に従って売却目的として分類された。損益に認識された利益は２百万ユーロであった。
・2020年に、エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した株式交換契約の条項に基づき、エネル・アメリカスの持分を5.03%に増加させた。その結果当グループの合計持分は現在65%である。
・エネル・エスピーエーは、金融機関と締結した２件の株式交換契約の条項に基づき、エネル・チリの持分を2.89%増加させた。その結果当グループの合計持分は現在64.93%である。

d）グループの再編成

2016年４月８日、エネル・グループは、エネル・グリーン・パワーの統合に関し部分的に、新たな組織構造を承認した。より具体的な主たる組織変更は以下を含む。

（ｉ）当グループの地理的プレゼンスの革新は、世界各国で新たなビジネス機会を示す国々に重点を置くものであり、当グループの位置づけは、エネル・グリーン・パワーによって確立された。当グループは、そのため４つの地理的地域の基盤から６つの地理的地域の基盤へと移行した。この構造は国としての「イタリア」並びに「イベリア半島」及び「ラテンアメリカ」地域を保持しており、一方東欧地域は「ヨーロッパ及び北アフリカ」地域に拡大している。「北米及び中米」及び「サブサハラ・アフリカ及びアジア」の２つの新たな地理的地域もまた開発された。これらの６つの地域は、位置づけを保持し続け、また、地方レベルで事業を統合し、バリューチェーンにおける全てのセグメントの発展を促進する予定である。地理的レベルで、当グループが伝統的及び再生可能な発電事業の双方を行っている国々では、カントリー・マネージャーの地位は統一される予定である。
（ⅱ）再生可能エネルギー事業分野における水力発電事業全体の収束。
（ⅲ）全ての再生可能エネルギー発電所及び火力発電所の配電の統合的管理は、国際取引部門が定めるガイドラインに従って、エネルギー・マネジメントにより国レベルでなされる。

より具体的には、エネル・グループの構造は前回同様に組織され、以下の基盤からなる。

（ｉ）*事業部門*（国際火力発電、取引、国際インフラストラクチャー及びネットワーク、再生可能エネルギー）：当グループが事業を行う様々な地理的地域において、資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化並びに投下資本利益率について責任を負う。かかる部門は、管理するプロセスの効率を改善すること及び国際レベルで最善のプラクティスを共有することについても責任を負う。当グループは、様々な事業分野におけるプロジェクトの集中化した産業的ビジョンから利益を上げることができる。各プロジェクトは、その財務リターンのみでなく当グループレベルで利用可能な最善の技術に基づき評価される。2016年９月12日、イタリアにおけるエネル・オープン・ファイバーの有益な事象に続いて、エネルは、国際インフラストラクチャー及びネットワーク事業ラインについての、イタリア及び世界全体の事業の新たな戦略的ラインを運営する責任を負う、新たな国際事業ユニットを設立した。新たな事業ユニットである、グローバル・光ファイバー・インフラストラクチャーは、当グループによる光ファイバーのインフラの世界規模の発展のための戦略及び事業モデルの開発を目的としている。
（ⅱ）*地域及び国*（イタリア、イベリア半島、ラテンアメリカ、ヨーロッパ及び北アフリカ、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア）：当グループが関わる各国々における、公的機関及び規制当局との関係の管理並びに電力及びガスの販売、また一方、事業部門へのスタッフ及びその他サービスサポートの提供にも責任を負う。

以下の機能がエネルの事業運営をサポートしている。

（ｉ）*国際サービス機能*（プロキュアメント及びICT）：当グループレベルで情報及び通信技術業務の管理及びプロキュアメントについて責任を負う。

（ii）*持株会社機能*（事務管理、財務及び統制、人事及び組織、通信、法務及び会社業務、監査、欧州連合外務、革新及び持続可能性）：当グループレベルで統制手続の管理について責任を負う。

新たな組織構造によって、報告の構造並びに当グループの業績及び財務状態の分析が変更され、2016年９月30日以降の連結業績の表示は修正された。その結果、本連結財務報告において、事業セグメントの業績は、新たな組織的な取決めに基づき記載され、また「管理アプローチ」に関するIFRS第８号の規定が考慮される。

その後の数年間において、組織モデルは、引き続き区分の基盤に基づくものであるが、地理的セグメントによる様々な区分への、エネル・グリーン・パワー事業ラインの様々な企業の統合を規定する。

当グループの事業部門及びその活動に関する追加情報については、「第一部－第２－３ 事業の内容」を参照のこと。当グループの経営成績及び業績の詳細については、「第一部－第３－３ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

3【事業の内容】

エネルの組織モデル

エネル・グループの構造は、以下から構成される基盤により組織されている。

・国際事業ライン：

国際事業ラインは、当グループが事業を行う様々な地理的地域において、資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化並びに投下資本利益率について責任を負う。かかる事業ラインはまた、管理するプロセスの効率を改善すること及び国際レベルで最善のプラクティスを共有することについても責任を負う。当グループは、投資委員会(注)の取組みにも描かれているように、様々な事業ラインのプロジェクトの集中化した産業的ビジョンから利益を上げる。各プロジェクトは、その財務リターンのみでなく当グループレベルで利用可能な最善の技術に基づき評価され、それは、採用された新たな戦略的ライン、具体的には当グループの財務戦略内にSDGを統合すること及び低炭素ビジネスモデルを促進することを反映している。さらに、各事業ラインは、エネルギー移行及び気候変動問題におけるエネルのリーダーシップを導くことに貢献し、その適性分野において関連するリスク及び機会を管理する。2019年に、国際発電は、エネルギー移行におけるエネル・グループの主導的な役割を確かにするため、エネル・グリーン・パワーと国際火力発電との統合により設置され、統合された脱炭素化プロセス及び再生可能エネルギー容量の持続可能な発展を追求していく。それに加えて、グリッド・ブルー・スカイ計画が開始された。その目的は、エネルがプラットフォームをベースとしたグループへの革新的な変換を遂げたことを受けて、インフラ及びネットワークを地球温暖化防止活動目標を達成するための実現要素となるよう革新し、デジタル化することである。

(注)当グループの投資委員会は、事務管理、財務及び統制、イノバビリティ、法務及び会社業務、グローバル・プロキュアメントの各責任者並びに地域及び事業ラインの各責任者により構成されている。

・地域及び国：

地域及び国は、当グループが在中するそれぞれの国において、公的機関及び規制当局との関係を管理し、また、電力及びガスを販売すること、その一方で、事業ラインへのスタッフ及びその他サービスサポートを提供することにも責任を負う。地域及び国はまた、それぞれ責任を有するエリアにおける脱炭素化の促進及び低炭素ビジネスモデルへのエネルギー移行の推進についても進めている。2020年に、当グループの北米及び中南米における地域組織は、メキシコを含む北米地区の創設並びにコスタリカ、グアテマラ及びパナマのラテンアメリカ地区への統合により修正された。

以下の機能がエネルの事業活動を支えている。

・国際サービス機能：

国際サービス機能は、当グループレベルで情報及び通信技術業務並びにプロキュアメントの管理について責任を負う。国際サービス機能はまた、エネルギー移行及び気候変動問題のための実現技術の開発をサポートするサプライチェーンの管理及びデジタルソリューションの展開において、持続可能性基準の採用（気候変動問題を含む。）にも責任を負っている。

・持株会社機能：

持株会社機能は、当グループレベルで統制手続の管理について責任を負う。事務管理、財務及び統制機能はまた、気候変動問題において重要な取組みであるエネルギー構成の脱炭素化の促進及びエネルギー需要の電気化を目指した、シナリオ分析の集約並びに戦略及び財務計画プロセスの管理についても責任っている。

マクロ経済情勢

2020年第１四半期に初めて発生した世界的なCOVID-19のパンデミックと、それに伴う各国政府による規制は、近年では前例のない景気後退を引き起こし、2020年の世界のGDPを年率で約3.7%縮小させた。

これに関連して先進国経済で実施された景気後退対策には、様々な生産部門、労働市場及び内需に対する幅広い支援プログラム並びに超拡張的金融財政政策が含まれていた。

	経済政策
中国	・パンデミックの初期において厳格な制限措置を行い、力強い経済の回復力を主に高いインフラ支出により支える。
米国	・家計及び企業を支援する拡張的財政政策 ・主要金利の0-0.25%への引き下げ及びFRBによる債券買入プログラム
ユーロ圏	・巨額の政府補助金及びその他の労働市場支援政策 ・欧州中央銀行（ECB）の主要金利は据え置きで、目標インフレ率２%を達成するまで調整なし(主要リファイナンス・オペレーションの金利は０%、ECBの預金ファシリティ金利はマイナス0.5%) ・1.85兆ユーロの規模のパンデミック緊急購入プログラム（PEPP) ・750十億ユーロの復興計画（次世代EU）を貸付金（360十億ユーロ）及び交付金（約390十億ユーロ）に分割
英国	・労働市場への補助金、コロナウイルス雇用維持スキーム及び超拡張的金融財政政策

世界で最も深刻な影響を受けた地域の１つであるラテンアメリカでは、マクロ経済の推移がパンデミック及び各国政府の多様な対応によって強く影響を受けた。

- アルゼンチンでは、パンデミックが、成長と財政の安定性に関する既存の構造的問題をさらに悪化させ（GDPは10%減）、公的債務の再構築をめぐる国際通貨基金との進行中の交渉の結果に対する疑念も相まって、これが回復の重荷となっている。
- チリ経済は、その経済の開放性の高さのおかげで中国の景気回復による輸出品の恩恵を受け、ラテンアメリカで最も回復力が高い。しかしながら、国内の政治的不確実性が高いため、成長見通しには疑問が残る。
- ブラジルでは、大規模な家計支援プログラムによって深刻な不況を防ぐことができたが、経済及び財政の健全性が損なわれ、GDPの15%以上の赤字が推定されている。2021年については、同国の外貨準備高が大きく、対外債務の支払に対するエクスポージャーが低いことから、明るい見通しを維持している。
- コロンビアでは、パンデミックの影響が深刻であるにもかかわらず（GDPが7.5%縮小）、石油部門の回復及び中期的な政情不安がないことを前提として、2021年の見通しは改善している。
- ペルーは、最も大きな打撃を受けた国の１つ（GDPが12%減少）だが、良好な財政及び財務状況と鉱物価格の上昇により、４月に予定されている選挙に関連した政情不安が経済見通しを悪化させる可能性はあるものの、近隣諸国の中で最も短期的な力強い経済回復をする国である。

総じて、ワクチン開発の進展及びワクチン流通の開始により、2021年のパンデミックからの脱却の見通しは改善されたものの、新たな感染者の拡大及び新たな規制の可能性につながる不確実性は依然として残っており、その解消は世界規模でのワクチン接種の進展に大きく依存している。

GDP成長率及びインフレ率[(1)] (%)

	GDP		インフレ		
	2020年	2019年	**2020年**	2019年	**増減**
イタリア	**-9.0**	**0.3**	**-0.1**	**0.6**	**-0.7**
スペイン	-11.1	2.0	-0.3	0.7	-1.0
ポルトガル	-8.3	2.2	-	-	-
ギリシャ	-9.6	1.6	-	-	-
アルゼンチン	-10.5	-2.1	42.0	53.5	-11.5
ルーマニア	-5.3	4.2	2.6	3.8	-1.2
ロシア	-3.8	1.3	3.4	4.5	-1.1
ブラジル	-4.4	1.4	3.3	3.7	-0.4
チリ	-6.1	1.0	3.0	2.3	0.7
コロンビア	-7.5	3.3	2.5	3.5	-1.0
メキシコ	-8.7	-	3.4	3.6	-0.2
ペルー	-11.3	2.2	1.8	2.1	-0.3
カナダ	-5.5	1.9	0.8	2.0	-1.2
米国	-3.5	2.2	1.2	1.8	-0.6
南アフリカ	-7.3	0.2	3.3	4.1	-0.8
インド	-	-	6.8	3.7	3.1

(1)GDP及びインフレ率の数値は、発表日時点で入手可能な最善の推定値であり、今後数ヶ月の間に国家統計局によって修正される可能性がある。

出典：国家統計局、並びにイタリア国立統計研究所、INE、欧州連合統計局、国際通貨基金、経済協力開発機構及びグローバル・インサイトのデータに基づく当社資料

為替相場

	2020年	2019年	**増減**
ユーロ／米ドル	1.14	1.12	1.79%
ユーロ／英ポンド	0.89	0.88	1.14%
ユーロ／スイスフラン	1.07	1.11	-3.60%
米ドル／日本円	107	109	-1.83%
米ドル／カナダドル	1.34	1.33	0.75%
米ドル／豪ドル	1.45	1.44	0.69%
米ドル／ロシアルーブル	72.29	62.99	14.76%
米ドル／アルゼンチンペソ	70.68	48.17	46.73%
米ドル／ブラジルレアル	5.16	3.94	30.96%
米ドル／チリペソ	791.61	702.85	12.63%
米ドル／コロンビアペソ	3,693	3,280	12.59%
米ドル／ペルーソル	3.50	3.34	4.79%
米ドル／メキシコペソ	21.48	19.25	11.58%
米ドル／トルコリラ	7.02	5.68	23.59%
米ドル／インドルピー	74.08	70.42	5.20%
米ドル／南アフリカランド	16.46	14.45	13.91%

IBOR改革

IBOR改革とは、金利を決定するために用いられるベンチマークについて、その計算のためにデータを提供する銀行により様々な金利操作が行われたことを受けて、規制当局が行う抜本的な改革である。この改革には、Euribor及びLIBORを含む特定のベンチマーク指標を、代替となる無リスクのベンチマークレートに置き換えることが含まれる。

IBORの改革及び当社グループが実施した分析結果の詳細については、連結財務諸表の注記47.1を参照のこと。

エネルギー業界

エネルギー－商品の状況

2020年中に石油市場は大きな変動を経験し、第１四半期には主にパンデミックの影響により価格が暴落したが、世界の主要経済が徐々に回復し、OPEC諸国が大幅な減産を実施したことにより、下半期には下落分の一部を取り戻した。12月初旬には、ブレント及びWTIの価格は、とりわけワクチンの完成による需要回復への期待や、前回のOPEC総会で、2019年の水準と比べて原油価格を約33%安価に抑えながら、2021年１月からの増産が合意されたことで、３月以来の高値を記録した。

2020年のガス市場も大きな変動に見舞われ、上半期は全ての主要な欧州のハブで価格が2019年に比べて約50%下落したことが特徴的であった。記録的な水準の在庫、弾力的な供給、穏やかな天候が重なり、これらが価格を圧迫した。パンデミック対応のために課された移動制限や、既に明らかな供給過剰に陥っている市場からの圧力もまた、欧州のガス需要を５%減少させた。

下半期は、欧州における石炭及び原子力発電の減少、ロシアからのガス流量の減少、LNG輸入量の減少並びにアジア需要の回復によりガス需要が回復し、暖房用ガスの需要も増加したことから、価格は2017年及び2018年に記録された年間平均レベルを大きく下回ったものの、2019年の平均値と一致する水準に戻った。

		2020年	2019年	増減
ブレント	$／bbl	43	64	-32.8%
API2	$／ton	50	61	-18.0%
TTF	€／MWh	9	14	-35.7%
CO2	€／ton	25	25	-

ETSにおけるCO2価格は非常に優れた回復力を示し、１トン当たりおよそ25ユーロで安定し、COVID-19の第一波が１トン当たりおよそ15～20ユーロとなった一時的な価格下落を引き起こした３月及び５月の最初の衝撃を急速に吸収した。

脱炭素化と気候中立性の目標を達成するうえでETSが中心的な役割を果たすという欧州委員会の最近の宣言により、市場は支えられ、価格は長期的な均衡に向けて徐々に上昇している。

電力市場及び天然ガス市場

電力需要

電力需要の推移(1) (2) （単位：TWh）

	2020年	2019年	増減
イタリア	**303**	**320**	**-5.3%**
スペイン	236	249	-5.2%
ルーマニア	59	62	-4.8%
ロシア(3)	779	802	-2.9%
アルゼンチン	132	133	-0.8%
ブラジル	587	594	-1.2%
チリ	78	77	1.3%
コロンビア	70	72	-2.8%
ペルー	49	53	-7.5%
米国	3,651	3,750	-2.6%

(1)グリッド損失総額
(2)数値は発表日時点で入手可能な最善の推定値であり、今後数ヶ月の間にTSOによって修正される可能性がある。
(3)ヨーロッパ／ウラル地方
出典：TSOの数値に基づく当社資料

昨年は、３月にCOVID-19のパンデミックが発生したことにより、電力消費量が特に悪化し、ベルギー、英国、イタリア、スペイン及びフランスが最も深刻な影響を受けた国で、緊急事態により、2019年と比較して５%～６%需要が減少した。

イタリアは5.3%、スペインは5.2%の電力需要の減少となった。部門別に見ると、スペインでは、エネルギー需要の減少は、産業部門ではCOVID-19以前の水準に戻ったが、サービス部門ではまだ低いままである。

ラテンアメリカでは、ペルーの電力需要は、採掘活動が長期にわたって閉鎖されたため大幅に減少（7.5%減）し、コロンビアの電力需要は、主に大企業や中堅企業の閉鎖により減少（2.8%減）した。ブラジルでは、制限措置が国レベルまでに拡大せず地域レベルであったおかげで、電力消費量の落ち込みが少なく約1.2%減、アルゼンチンの電力消費量の落ち込みは約0.8%減となった。チリの電力需要はより回復力があり、小幅ながら1.3%の増加を記録した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2020)(ユーロ／MWh)	ベース負荷価格の変動 2020年-2019年	平均ピーク負荷価格 (2020)(ユーロ／MWh)	ピーク負荷価格の変動 2020年-2019年
イタリア	**38.9**	-25.6%	**51.4**	-11.8%
スペイン	31.9	-32.8%	43.7	-14.5%

主要な市場における価格の推移(1)（ユーロセント／kWh）

	2020年	2019年	増減
最終市場（居住顧客）(2)			
イタリア	0.1382	0.1430	-3.4%
ルーマニア	0.1045	0.1004	4.1%
スペイン	0.1178	0.1324	-11.0%
最終市場（産業用顧客）(3)			
イタリア	0.0609	0.0785	-22.4%
ルーマニア	0.0757	0.0715	5.9%
スペイン	0.0519	0.0651	-20.3%

(1)数値は発表日時点で入手可能な最善の推定値であり、今後数ヶ月の間にTSOによって修正される可能性がある。
(2)年間の税抜価格－年間消費量2,500kWhから5,000kWh
(3)年間の税抜価格－年間消費量70,000MWhから150,000MWh
出典：ユーロスタット

天然ガス市場

天然ガス需要（単位：十億立方メートル）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	**70**	**73**	**(3)**	**-4.1%**
スペイン	31	34	(3)	-8.8%

COVID-19の危機と北半球の例外的な暖冬により、世界のガス需要は前年比で史上最大の減少となった（IEAの最新推計では４%減）。

欧州では、ガス需要が2020年には平均５%減少し、その減少のほとんどが第２四半期に発生した。最も影響を受けた国は、主に火力発電用（20%減）及び家庭用（12%減）部門の減少が寄与したスペイン（8.8%減）、フランス、英国及びドイツであった。

国内天然ガス需要（単位：十億立方メートル）

	2020年	2019年	増減	
配電網	31	32	(1)	-3.1%
産業用	13	14	(1)	-7.1%
火力発電用	25	26	(1)	-3.8%
その他(1)	1	1	-	-
合計	70	73	(3)	-4.1%

(1)その他の消費及び損失を含む。
出典：経済開発省及びスナム・レーテ・ガスのデータに基づく当社資料

イタリアでは、需要が2019年に比べて4.1%縮小し、特に火力発電用（3.8%減）と産業用（7.1%減）の落ち込みが激しく、配電網部門での減少（3.1%減）は、暖房需要による第４四半期の消費増（前年同期比14%増）のおかげで著しいものではなかった。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

復興計画

パンデミック後の欧州経済の再生に貢献するため、欧州委員会、欧州議会及び欧州首脳陣は、欧州連合が危機から脱し、よりグリーンでデジタル化した回復力のあるCOVID-19後の欧州を築くことを支援する復興計画に合意した。かかる計画は、総額1,824十億ユーロ超であり、最も必要とするところ（単一市場の強化、グリーン化及びデジタル化の推進並びに健康及び危機管理等の分野への協力の強化）への迅速な直接投資を行うために2021-2027年の多年次財政枠組みを1,074十億ユーロで強化することを規定し、また、EU予算内の利用可能な資金を一時的（2021-2024年）に増加させ、持続可能で回復力の早い成長を通じて欧州経済に弾みをつけることにより、危機への迅速な対応を支援するため、総額750十億ユーロに相当する新たな手段である「次世代EU（Next Generation EU）」を設定した。

特に次世代EUに関しては、最も重要な資金は復興及び回復ファシリティに集中し、672.5十億ユーロの配分（助成金に312.5十億ユーロ、融資に360十億ユーロ）を規定し、（グリーン化及びデジタル化に関連した投資に重点を置いて）持続的な復興のための投資及び重要な改革を支援している。

これに関連して、加盟国は国家復興及び回復計画（NRRP）を作成することが求められており、2020年９月に欧州委員会により公表されたガイドラインに示された７つの旗艦分野(注)に従って、経済的・社会的一体性及び回復力の全体目標を追求し、危機による影響を緩和し、グリーン化及びデジタル化を支援しなければならない。NRRPは2021年４月30日までに提出されるべきであるが、多くの加盟国は既に、計画案について委員会との協議を開始している（これは2020年10月15日から可能であった。）。

(注)(ⅰ)パワーアップ（Power Up）、(ⅱ)改修（Renovate）、(iii)充電及び燃料補給（Recharge and Refuel）、(iv)接続（Connect）、(ⅴ)近代化（Modernize）、(vi)スケールアップ（Scale-up）並びに(vii)スキル習得及び向上（Reskill and Upskill）。

欧州グリーン・ディール

2019年末に発表された欧州グリーン・ディール通信に続いて、2020年上半期に欧州委員会は、下記のとおり、かかる通達に記載された原則を実施することを目的とした一連の立法的及び非立法的イニシアチブを発表した。

欧州気候法

2020年３月４日の通達により提出され、現在、欧州委員会、欧州議会及び理事会の三者間で審議中の欧州規制案は、法的拘束力をもって2050年までに欧州経済及び社会を気候中立にするという欧州グリーン・ディールの目標を達成させるものである。これは、主に排出削減、グリーン技術への投資及び自然環境の保護によって、EU諸国全体の温室効果ガスの排出量（排出と吸収のバランス）の正味ゼロを達成することを示している。かかる法案が承認されれば、2050年の気候中立の目標が初めてEUの法律に組み込まれることとなる。

かかる欧州委員会の提案には、2020年９月の欧州委員会の通達（及び影響評価）によって後押しされ、2020年12月に欧州理事会が承認した、2030年までに温室効果ガスの排出量を50%から55%削減するという目標も含まれている。60%というさらに意欲的な削減目標が現在、欧州議会により提案されている。

この目標を達成するために、EU規制案はまた、欧州経済の全てのセクターがその役割を果たせるように、欧州全ての政策を気候中立及び2030年のより意欲的な中間目標の達成に寄与できるように改定すべきであると規定している。欧州委員会は2021年までに、2030年に予定されている追加削減を達成するために必要な全ての政策手段の見直しを提案する予定である。

産業戦略

2020年３月10日、新たな産業戦略が発表された。かかる戦略は、欧州産業の国際競争力を維持し、2050年までに欧州の気候を中立にし、欧州のデジタル未来を形成することを目的としている。かかる戦略では、大企業から中小企業、研究センター及び新規事業に至るまで、欧州産業のあらゆるプレイヤーを支援する一連の（立法的及び非立法的）イニシアチブを提案している。活動には、エネルギー集約型産業の近代化及び脱炭素化、持続可能なインテリジェント・モビリティ産業の支援、エネルギー効率の向上並びに競争力のある価格での低炭素エネルギーの十分かつ確実な供給の確保のための包括的手段が含まれている。かかる産業戦略ではまた、産業の脱炭素化を加速させ、産業のリーダーシップを維持するために、欧州クリーン水素連合、続いて低炭素産業の同盟、産業クラウド及びプラットフォームの同盟並びに原料の同盟等の一連の新たな同盟を立ち上げることを想定している。同業種間のかつ特定の技術に有利となる一連の完全な活動に加えて、欧州委員会は様々な産業のエコシステムのリスク及び需要を体系的に分析する予定である。この分析を実施するに当たり、欧州委員会は、2020年９月までに設立されるオープンかつ包括的な産業フォーラムと緊密に協力して取り組む予定である。

「欧州のデジタル未来の形成」に係る通達

2020年２月19日、欧州委員会はデータ及び人工知能（AI）に関する戦略を発表した。かかる通達は、市民サービスにおいてテクノロジーを発展させ、公正かつ競争力のあるデジタル経済を創造することを目的とした、一連の立法的及び非立法的イニシアチブを導入している。これらのイニシアチブに関連する分野は多岐にわたる。すなわち、デジタル技能の創造、（デジタル・サービス法案を通じた）競争及びプラットフォームの規制並びに2050年までの気候中立がある。

より具体的には、データ戦略は、データによってより自律的になった企業に対してEUがモデル及びガイドの役割を担うことを確実にすることを目的としている。かかる戦略は基本的に、これまで未使用であったデータを開放して欧州連合内のあらゆるセクターでの移動を自由にし、企業、研究者及び政府に利益をもたらせるようにするために、真の欧州データ・スペース及び単一データ市場を創設することを目指している。欧州委員会は、企業間、企業と政府間及び政府内におけるデータ管理、データへのアクセス及びデータの再利用に関する規制の枠組みを確立することを提案している。欧州委員会は、技術システム及び次世代インフラの開発を支援することで、EU及び全ての事業者がデータ・エコノミーによってもたらされる機会を活用できるようにすることを目指している。

人工知能に関するホワイトペーパーにおいて、欧州委員会は、卓越性と信頼に基づく信頼性の高い枠組みを求めた。官民パートナーシップの目標は、バリューチェーン全体に資源を動員し、AIに基づくソリューションの採択を加速させる適切なインセンティブを生み出すことである。かかる文書は、リスクの低いAIシステムに過度の負担を強いることなく、リスクの高いAIシステムを管理するための明確な規則を求めるものである。かかるホワイトペーパーはまた、消費者を保護し、不公正な商慣行に対処し、個人データ及びプライバシーを保護するために、EUの厳格な規則を引き続き適用しなければならないという事実を強調している。

持続可能なスマート・モビリティ戦略

2020年12月９日、持続可能なスマート・モビリティ戦略が、82のイニシアチブで構成される行動計画とともに、欧州委員会により発表された。かかる戦略は、EUの運輸システムがグリーンかつデジタルな変革を達成し、将来の危機に対してより抵抗力のあるものになるために必要な基礎を築くものである。欧州グリーン・ディールに示されているように、目標は、インテリジェントで、競争力があり、安全で、利用しやすく、手頃な価格の運輸システムにより、2050年までに90%の排出削減を達成することである。全ての運輸方法は、広く利用可能なグリーンな代替手段により、さらに持続可能なものになる必要があり、かかる戦略が特定のマイルストーンを設定する理由である。

2030年までに、最低30百万台のゼロエミッション車が欧州の道路を走行し、100の欧州都市が気候中立となり、ゼロエミッション船舶が市場に普及することとされている。2035年までに、ゼロエミッション大型航空機が市場に普及することとされている。最後に2050年までに、ほぼ全ての自動車、トラック、バス及び新たな大型車両がゼロエミッションとなり、鉄道貨物輸送量が倍増し、高速接続による持続可能でスマートな運輸により、マルチモーダル欧州横断運輸ネットワークが完全に機能するようになることとされている。

水素戦略

2020年７月８日、EU水素戦略が発表された。かかる戦略は、欧州全体の産業、運輸、建設及び発電の脱炭素化において水素が役割を果たす統合エネルギー・システムを発展させることを追求している。かかる戦略の優先事項は、投資、適切な規制枠組みの創設、市場の創設並びに研究及び革新を支援する方策を通じて、主に風力及び太陽エネルギーを利用して生産される再生可能な水素を開発することである。短期的には、かかる戦略には、排出量を急速に削減し、市場の創設を支援するために、その他の低炭素型水素を使用することも含まれている。かかる戦略は、2020年から2024年の間に欧州連合において最低６GWの再生可能水素電気分解装置の設置し、最大１百万メートルトンの再生可能水素の生産すること、2025年から2030年の間に40GWの再生可能水素電気分解装置を設置し、最大10百万メートルトンの再生可能水素の生産すること、並びに2030年から全ての脱炭素化が困難な部門における水素ベースのソリューションの大規模な展開を行うことを支援することを目的としている。

EUエネルギー・システム統合戦略

2020年７月８日に、EUエネルギー・システム統合戦略が水素戦略とともに発表された。かかる戦略は、2050年までに気候中立を最も費用対効果の高い方法で達成するために、新たな部門間接続を創出し、技術の進歩を活用することにより、今日の各部門（運輸、産業、ガス、建設）が独立したサイロを構成するエネルギー・システムを変革することを目的としている。かかる戦略は、より統合されたエネルギー・システムを達成するための38の行動を挙げており、３つの柱に基づいている。すなわち、エネルギー効率を核心とする、より循環型なエネルギー・システム、エンドユーザー部門の直接電化の促進、並びに電化が困難な部門における再生可能水素、バイオ燃料及び持続可能なバイオガスを含むクリーン燃料の促進である。

公正な移行ファンド

公正な移行ファンド（JTF）は、公正な移行メカニズム（JTM）に含まれる資金調達手段であり、加盟国が気候中立経済への移行による経済的及び社会的影響を軽減させることの支援を目的としている。コミュニティ・レベルでJTFに割り当てられた資金総額（2021-2027年）は17.5十億ユーロであり、そのうち7.5十億ユーロはEUの2021-2027年の多年次財政枠組みによるものであり、10十億ユーロは次世代EUによるものであった。

かかる資金は欧州委員会によって加盟国間に分配され、イタリアに約900百万ユーロ、スペイン及びギリシャに800百万ユーロ弱、ルーマニアに約２十億ユーロが割り当てられる（2018年の価格）。JTFは、グリーン化へと移行する労働者、企業及び地域当局を支援し、利用されなくなった産業設備の修復及び除染、再生可能エネルギー及びエネルギー効率への投資、スキル向上及び習得並びに持続可能なモビリティを含む、多くのイニシアチブに資金を提供していく。加盟国は、グリーン経済への移行によって最も大きな影響を受ける国内の１つ又は複数の地域を対象とする国内移行計画を提出するように求められている。

持続可能な資金調達

2020年３月、タクソノミー専門家グループは、タクソノミーに関する最終報告書及び欧州のグリーンボンド基準の推奨に関するガイドを発表した。タクソノミーに関しては、６月に欧州議会はEUタクソノミーに関する規制を承認した。かかる欧州議会による承認に続き、2020年６月10日、欧州理事会は文書に採択した。欧州委員会は現在欧州のタクソノミーに関する委任法を採択しなければならず、これにより特定の経済活動がEUの環境目標のうち１つ以上を達成するために実質的に貢献しているか否かを判断するための技術的審査基準が設定される。当初2020年末に予定されていた委任法の採択は、2021年初めに延期された。グリーンボンドについては、ガイドライン発行後、欧州委員会がグリーンボンド基準に関する特定の重要事項を評価するのを支援するため、６月から10月に公の協議が行われた。12月10日及び11日の欧州理事会の結論において、加盟国の首脳陣は、グリーン・ファイナンスのための共通の世界的な規則の策定を促進するようEUに求めた。これに関連して、理事会は欧州委員会に対し、遅くとも2021年６月までにEUグリーンボンド基準に関する法案を提出するよう求めた。

国家補助に関する決定

欧州委員会は、2020年３月19日、COVID-19のパンデミックによる影響に対処するための一時的な枠組みを採択し、続いて2020年４月３日、2020年５月８日及び2020年６月29日にこれを改定した。これは加盟国が国家補助の利用に関連して、中小企業を含む経済システムに必要な流動性を提供し、危機の影響を受けたあらゆるセクター及び業種へのその適用を容易にし（2019年末時点で既に困難な状況にあった金融部門及び企業を除く。）、単一市場を維持しつつ欧州経済の安定化を助けることを支援するためである。

2020年５月28日、欧州委員会は、一般的経済的利益に関するサービス（SGEI）提供のための国家補助の枠組み内において、カナリア諸島、バレアレス諸島、セウタ及びメリリャにおける発電支援計画を承認した。

欧州委員会は、カナリア諸島、セウタ及びメリリャに関しては2029年末まで、バレアレス諸島に関しては2025年までで、かかる計画を承認した。長期的供給の保証を確保するため、スペインは、2025年までに本土とマヨルカ島との間に第２の海底送電線を建設することを約束した。かかるメカニズムは、公共サービス義務を履行する発電事業者に対してこれらのサービスの提供にかかる追加費用を補償し、新たな発電所及び／又は脱炭素ソリューションの開発のための競争手続の確立を確保する。

９月22日、欧州委員会副委員長兼競争政策担当委員であるマルグレーテ・ベステアーは、欧州グリーン・ディールの目標を支援する上での競争政策の役割について「貢献要請」を発表した。2020年11月20日に欧州委員会に送付されたこの文書は、国家補助、独占禁止及び合併規制の管理並びに脱炭素化を支援する措置のための「グリーン・ボーナス」の導入の可能性に関するものである。

2020年11月12日、欧州委員会は、環境保護及びエネルギーのための国家補助に関するガイドライン（エネルギー及び環境に関する国家補助ガイドライン（EEAG））の改訂に関する影響評価を公表した。

11月23日、欧州委員会は、水素産業チェーン及び欧州のギガファクトリーを発展させるため、欧州共通利益重要プロジェクト（IPCEI）に係る通達の改定のためのさらなるロードマップを公表した。

12月21日、欧州委員会は、復興及び回復ファシリティの７つの旗艦分野に対する国家補助を規定する規則に関連する11のテンプレートを公表した。

事業分野別の規制枠組み

火力発電及び取引

イタリア

発電及び卸売市場

2021年について、ブリンディジ・スド、スルチス、ポルトフェッラーイオ及びアセミニの発電所は、費用補償制度の対象であると公表された。これらの発電所は、2020年についても費用補償の対象であると公表されていた。

ポルト・エンペードクレの発電所は、2025年まで長期費用補償の対象であり、より小さな諸島に所在する発電所は、重要であると公表された全ての年（2020年及び2021年を含む。）について自動的に費用補償の対象となる。費用補償制度への参加により、投下資本利益率の一部を含む発電所の運営費用の補償範囲が保証される。

2020年及び2021年については、残りの重要な発電容量は代替契約に基づいて契約が行われ、かかる代替契約は、付属サービス市場（ASM）が、固定割増料金についてエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）が定める手法を使用して特定した価格よりも上回らない/下回らない価格まで上値/下値を提示する義務を規定した。

2019年６月28日、経済開発大臣は、容量報酬メカニズム（容量市場）に関する最終的な規則を承認する法令を公表した。2019年11月６日及び2019年11月28日に、2022年及び2023年それぞれの供給について、２つのオークションが行われた。エネルは、両方の年の容量について落札された。多くの事業者及びセクター別の事業者団体は、ミラノの地方行政裁判所において、かかる法令及び２つのオークション結果に異議を唱えた。２つの事業者はまた、EU裁判所においてイタリアのメカニズムを承認した欧州委員会の決定に対する異議を申し立てた。EU裁判所における裁判は、現在係争中である。ミラノの地方行政裁判所における裁判は、2021年４月２日付け命令第868号、第869号 、第870号及び 第871号により、EU裁判所で係争中の裁判の結果が出るまで延期された。

ARERAは、2020年及び2021年について、新たな容量市場の継続を確保するため暫定的容量支払メカニズムを確定し、これにより2022年から財務的影響が生じる。

2020年、ARERAは、テルナの提案を受けて、新しい超高速周波数調整サービス（「瞬動予備力」）を事前に調達するためパイロット・プロジェクトを承認した。2023-2027年の供給契約は、入札により落札された。エネルはこのサービスを提供する契約を落札した。

2020年２月、法律第8/2020号（「ミレプロローゲ」オムニバス拡張法令である勅令法第162/2019号を批准）が公布された。かかる法律には、EU指令第2018/2001号を置き換えるまでの間、再生可能資源による共同自家消費の実験配置、すなわち再生可能エネルギー・コミュニティの実施を有効にする規定が含まれる。

この措置に続いて、2020年８月、ARERAは、決議第318/2020/R/eel号を発表した。この決議は、共同自家消費の対象となる又は再生可能エネルギー・コミュニティの範囲内で共有する電力に関する経済項目の規制に関する規定を含んでいた。

したがって、経済開発省は、2020年９月16日付け省令により、これらの実験配置に含まれる再生可能エネルギー発電所の報酬に対するインセンティブ率を定めた。

イベリア半島

スペイン

再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物による発電に対する報酬パラメーター

2020年２月24日付け措置第TED/171/2020号は、第２規制期間についての標準的な発電所並びに特定の再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物による発電所に適用される報酬パラメーターを改定し、ともに2020年１月１日から適用された。

スペインの半島外地域（NPT）における発電に関する欧州委員会決議第C(2020)3401号

2020年５月28日、欧州委員会は、半島外地域（NPT）における発電を規制する2015年７月31日付け勅令法第738/2015号に定められた規制制度を承認し、かかる制度は一般的経済的利益に関するサービスの基準を満たしており、内部市場に適合していると結論づけた。かかる制度は当初、バレアレス諸島については2025年12月31日まで、カナリア諸島、セウタ及びメリリャについては2029年12月31日まで適用されるが、延長を求める可能性がある。

半島外地域（NPT）における燃料価格の改定命令

2019年12月26日付け命令第TEC/1260/2019号は、第２規制期間（2020-2025年）についての半島外地域（NPT）の電力システムにおける発電ユニットの報酬に関する技術及び財務パラメーターを改定した。燃料価格に関して、かかる命令は３ヶ月以内にエネルギー製品及びロジシティクスの価格を省令より見直すことを規定しており、2020年１月１日から実施される。2020年８月７日、８月４日付け法令第TED/776/2020号がスペインの官報において公表され、これらの価格を改定した。

カタルーニャ自治州の2020年４月29日付け法律第５号

2020年６月２日、公共部門における財政的、金融的及び行政的措置並びに環境への影響を伴う発電所への税の導入に関するカタルーニャ自治州の2020年４月29日付け法律第５号がスペインの官報において公表された。とりわけこの法律には、カタルーニャ自治州内の環境に影響を及ぼす構造物に対する税の創設及び規制が含まれる。特に、この新しい税は、電力の生産、貯蔵、転換及び輸送に課される。発電には、一般率で５ユーロ/MWh、複合サイクル発電所に対しては専用率で１ユーロ/MWhが課税され、水力発電所並びに再生可能エネルギー、バイオマス、バイオガス、高効率コジェネレーション及び下水による発電は対象外となる。電力の輸送については、電圧レベルに基づいて割当てが設定され、30kV未満の電圧の輸送構造物及び再生可能エネルギー排出のための輸送インフラは対象外となる。

ヨーロッパ

ルーマニア

発電

規制第943/2019/EU号の施行及び指令第2019/944/EU号の置換え予定に伴い、2012年以降のルーマニア法に基づく長期双務交渉契約（PPA）の禁止は、政府緊急命令第74/2020号の採択により緩和され、これにより新規発電施設が建設のための資金調達を確保するために、長期PPA（１年超）を締結することが許可された。

電力管理

2020年に、調整市場改革に伴い、調整市場の終値と電力スポット市場の終値を関連付ける料金上限規制が廃止された。さらに、二重価格制は単一価格制に変更され、決済期間は毎時から15分毎に変更される。

ロシア

電力及び容量市場

2020年１月、連邦独禁庁は、規制契約に基づき規定された容量及び電力の料金を設定した。エネル・ロシアについては、ネヴィンノミッスカヤ・グレス発電所の料金は2020年の予算内で予定されていたものよりも低い。

2020年３月、エネル・ロシアは、北コーカサスの保証提供者との間で、中央銀行が設定した参照金利で利払いを行うことを条件に、2020年１月１日以前に累積された、卸売市場契約に基づく電力及び容量の支払義務の履行期限を変更する和解合意書を締結した。

ラテンアメリカ

チリ

料金改定-暫定的電力価格安定化メカニズムの導入

2019年11月２日、エネルギー省の法律第21.185号が公表された。かかる法律は、規制市場の顧客に対して暫定的電力価格安定化メカニズムを導入した。その結果、2019年下半期において規制顧客に請求される価格は、2019年上半期に適用された価格の水準に設定され（法令第20T/2018号）、「規制顧客向け安定価格」（PEC）と定義された。

2021年１月１日からこのメカニズムが終了するまでの間、請求価格は、電力法第158条に基づき６ヶ月毎に設定され、消費者物価指数で調整されるPECを超えてはならない。

安定化メカニズムの適用による請求額と、様々な配電会社との契約条件の下で適用されたであろう価格を考慮した上で決定された理論上の請求額との差額は、発電会社によって発行予定の請求書の売掛金として認識され、2023年までは1,350百万ドルを上限とする。これらの差額は米ドルで認識され、2025年末まで利息は発生しない。発電会社に有利な不均衡は、遅くとも2027年12月31日までに回収されなければならない。

エネル・グリーン・パワー

イタリア

2019年７月４日付け省令は、太陽光発電システムを含む設備容量及び技術グループに応じて、オークション及び登記に基づく競争手続を規定した。特に、2021年９月までに７つの手続が行われる予定である。

・容量が１MW超の発電所に係るオークション。

・容量が１MW未満の発電所に係る登記。

これまでの法令と異なり、2019年７月４日付け省令は、落札者がゾーン価格とオークション価格との間のプラスの差異を還元するという差異についての双方向契約を通じて再生可能資源を支援するための新しい方法を規定している。

2020年12月31日現在、インセンティブ・メカニズムが終了となる上限が5.8十億ユーロであるのに対して、表示累計年間費用は約5.04十億ユーロであった。

イベリア半島

スペイン

勅令法第23/2020号は、スペインにおける再生可能エネルギーの開発を加速させる重要な推進力となった。かかる勅令法は、長期的な電力価格に基づき、再生可能資源による電力のオークションについての法的基準を定めた。また、かかる勅令法は、管理を改善し、再生可能エネルギー・プロジェクトのグリッドへのアクセス及び接続を管理する際の投機を減らすために、様々な側面を規制した。特に、かかる勅令法は、石炭火力発電所や熱原子力発電所が閉鎖されている場所では、グリッドへのアクセス容量を割り当てる際に、技術的基準だけでなく、環境的・社会的基準も考慮に入れるように定めた。最後に、かかる勅令法は、再生可能エネルギー・プロジェクトの迅速な事務処理のため様々な改善を提案した。

2020年、スペイン政府は、水素及び貯蔵戦略のためのロードマップの策定に取り組んだ。

年末の数ヶ月には、再生可能エネルギーのオークションに関する勅令法（勅令法第960/2020号）及びオークション手続を管理し、暫定的な日程を定める省令（省令第TED 1161/2020号）を含む、オークションを管理する様々な規制も承認され、最終的に3,000MWのオークションが2021年１月に発表された。

かかる年には、再生可能資源による発電へのグリッドへのアクセス及び接続に関する規制案が提出された。12月、アクセス及び接続に関する新しい勅令法（勅令法第1183/2020号）が公布された。この規制は、国立競争市場委員会による通達の承認を得て、2021年１月に完了する。アクセス及び接続に関する規制案全体は、技術的基準の詳細仕様の承認を得て、2021年第１四半期に完了する。かかる規制は、再生可能エネルギー発電のためのグリッドへのアクセス容量を拡大し、システム管理を改善する規則を定める。

ヨーロッパ

ギリシャ

欧州委員会の承認を受けて、エネルギー大臣は、電気遮断サービスに対する報酬制度を2021年９月30日まで延長した。電気遮断とは、オークションにより定められた料金と引換えに、必要に応じて産業消費者がその消費を遮断することを望むディマンドリスポンス・サービスである。この制度は、EGPHを含む本土で運営している全ての発電会社がその収益の一定割合を移転することで資金調達されている。適用される割合は、風力は1.8%（以前は２%）、小規模水力=0.8%（以前は１%）、太陽光=3.6%（変更なし）等、利用する発電技術によって異なる。

2020年12月に公布された法律第4759/2020号は、生産者へのインセンティブに資金を提供する再生可能エネルギー報酬基金の赤字を削減する措置を導入した。これらの措置には、再生可能エネルギー発電会社の2020年の年間売上高の６%を遡及的に拠出することが含まれており、これは2015年にサービスを開始した再生可能エネルギー発電所にのみ適用される。電力販売会社は、2021年に購入した電力に対して２ユーロ/MWhの課徴金を支払う必要がある。

2020年12月に公布されたエネルギー規制当局（RAE）決議第1538/2020号は、UOCCの2021年の拠出額を0.325ユーロ/MWhに設定したが、これは前年をわずかに下回るものであった（2020年は0.326ユーロ/MWhであった。）。この料金は、稼働中の全ての再生可能及びコージェネレーションユニットの発電による月間収益に適用され、再生可能エネルギー発電へのインセンティブの管理及び原産地保証の発行を担当するギリシャの事業者であるDAPEEPの運営費用及び投資費用をまかなう。

北米

米国

2020年５月、米国財務省は、風力発電所への投資の生産税控除（PTC）第45項に関する行政ガイドラインを改訂し、対象となるプロジェクトがサービスを開始し、「継続要件」の適格性を維持するためにさらに２年を与えることにした。かかるガイドは、COVID-19の緊急事態によって引き起こされた建設及びサプライチェーンの遅れを考慮して公表された。2016年に建設が開始された対象となる風力発電プロジェクトは2021年までにサービスを開始することができ、運営開始から最初の10年間、100%のPTC（例：年間インフレ調整後、25ドル/MW）を受けることができる。2017年に建設が開始されたプロジェクトは2022年までにサービスを開始することができ、運営開始から最初の10年間、80%のPTC（例：年間インフレ調整後、20ドル/MW）を受けることができる。

2020年12月、米国議会は第48項の太陽光システムへの投資に対する投資税控除（ITC）の２年の延長及び風力発電所への投資に対するPTC第45項の１年の延長を承認し、トランプ大統領はこれに署名した。

対象となる太陽光発電プロジェクトは、2023年１月１日までに建設を開始し、2026年１月１日までにサービスを開始した場合、プロジェクトの資本費用の26%の投資税控除を受けることができる。2024年１月１日までに建設を開始し、2026年１月１日までにサービスを開始した対象となるプロジェクトは、プロジェクトの資本費用の22%のITCを受けることができる。

対象となる風力プロジェクトは、2022年１月１日までに建設が開始された場合、運営開始から最初の10年間、60%のPTC（年間インフレ調整後）（例:15ドル/MWh）を受け取ることができる。風力発電所にはサービスを開始する法定期限はないが、上記のとおり、米国財務省のガイドラインでは通常、プロジェクトは建設開始から４年以内に事業を開始しなければならないと規定されている。したがって、2020年に建設を開始したプロジェクトは2025年１月１日までにサービスを開始する予定であり、2021年に建設を開始したプロジェクトは2026年１月１日までにサービスを開始する予定である。

アフリカ、アジア及びオセアニア

南アフリカ

2020年８月、リスク軽減独立発電事業者調達プログラム（RMIPPPP）が開始され、2,000MWの容量の開発のためのオークションが開始された。これは、2022年６月までにサービスが開始される予定である。エネル・グリーン・パワーが落札した場合、発電、容量及び付属サービスに対する支払は、エネル・グリーン・パワーの業績にプラスの影響を与える。

長期エネルギー開発計画（統合資源計画-IRP 2019）に基づく11,813MW（そのうち6,800MWは再生可能資源）の更なる調達オークションが、2020年９月に規制当局NERSAにより承認され、2021年に行われる予定である。

2020年10月から、（エスコムとともに南アフリカの配電業者である）地方自治体は、電力を再生可能エネルギー発電会社から直接購入できるようになり、エスコムだけから電力を購入することはなくなった。この規則の変更により、エネル・グリーン・パワーの収益見通しは改善される。

インド

政府は、2020年にCOVID-19の悪影響から再生可能エネルギー部門を守るために多くの措置を講じた。パンデミックは不可抗力の原因であると宣言され、これにより事業者は罰則を受けることなく義務を停止することができた。再生可能エネルギー発電プロジェクトを保護するため、サービス開始期限を５ヶ月延長することが認められ、これはイージーピー・インディアの285MWのコーラル・プロジェクトにも適用される。

さらに政府は、電力需要が極めて低迷している状況下で、配電公社による恣意的な削減決定から民間の発電会社を守るとともに、配電公社が購入した電力に対する支払が適時行われるよう厳しい指示を出した。

2019年、エネルギー省は、配電公社に、それぞれの電力購入契約（PPA）の条件に基づき、民間の発電会社に信用状を発行するよう命じた。グジャラート州配電会社は、2020年３月に信用状の開設及び維持を強制された。これにより、エネル・グリーン・パワー・プロジェクトが直面するリスクが軽減された。

オーストラリア

2020年９月、規制機関であるAERは、新しい接続に関するAEMOシステムオペレーターによるアプローチの変更に同意し、新しい接続の並列評価から順次的アプローチ（発電会社が行列に並んでいる状態）に移行した。各接続要請は、それぞれがグリッドに与える影響に基づいて評価される。AEMOは、以前の申請においてグリッドのセキュリティに影響がないと評価された場合（又は影響を取り除くための措置が講じられている場合）のみ、申請の評価を開始することができる。この変更によりコフナ及びガーガーにおけるエネル・グリーン・パワー発電所の接続に大幅な遅れが生じ（これらの接続は2020年に予定されていた。）、エネル・グリーン・パワーの財務成績に大きな影響を与えた。

インフラストラクチャー及びネットワーク

イタリア

第５規制期間（2016-2023年）の料金は、ARERA決議第654/2015/R/eel号により規定される。同期間は８年間で、４年ずつの２つのサブ期間に分けられている（2016-2019年をNPR1、2020-2023年をNPR2）。

NPR2期間については、ARERAは決議第568/2019/R/eel号を公表し、これによりARERAは2020-2023年の期間に実施される配電及び計測サービスの料金を更新し、新たな統合文書（TIT2020-2023及びTIME2020-2023）を公表した。

決議第639/2018/R/com号により、ARERAは2019-2021年の期間に有効な配電及び計測活動のWACCの価値を5.9%で設定した。決議第380/2020/R/com号により、ARERAは、2022年１月１日からのWACCの決定及び改定の基準の適用手続を開始した。

配電及び計測料金については、ARERAは、2019年の貸借対照表の実際のデータを考慮して計算される2020年の確定参照料金（決議第131/2021/R/eel号）及び2020年の貸借対照表の暫定データに基づく2021年の暫定的参照料金（決議第159/2021/R/eel号）の両方を承認した。

決議第449/2020/R/eel号により、ARERAは、2019-2021年の期間のグリッド損失規制を調整し、低電圧出力に適用される従来の損失率を修正し、いくつかの年間平均量の計算方法を変更した。

サービスの質に関して、ARERAは、決議第646/2015/R/eel号（改定後）により、電力の配電及び計測サービスについて出力ベースの規制（2016-2023年の規制の原則（TIQE2016-2023）を含む。）を定めた。決議第566/2019/R/eel号により、ARERAは2020-2023年の半期についてのTIQEの更新を完了し、気候変動の影響と同様にグリッドへの介入を実施するのに必要な時間を考慮した、国内の様々な地域間に存在するサービスの質の格差を埋めるための手法を提案した。

決議第534/2019/R/eel号により、ARERAは、決議第668/2019/R/eel号の規定の下で想定されている報奨処罰メカニズムに適格なイー・ディストリブッツィオーネの2019-2021年耐性化計画の介入リストを公表し、これにより極端な気象事象に由来する負荷への抵抗に関して配電網の耐性を高めるための投資のインセンティブ・メカニズムを導入した。

最後に2020年、ARERAは、イー・ディストリブッツィオーネの第２世代メーターのサービスの質、耐性及び設置計画に関するCOVID-19の緊急事態の影響による不胎化への臨時措置を含む４つの措置（決議第431/2020/R/eel号、第432/2020/R/com号、第436/2020/R/eel号及び第213/2020/R/eel号）を採択した。

エネルギー効率化－ホワイト証書

決議第270/2020/R/efr号により、ARERAは、2019年11月28日に公表されたロンバルディの地方行政裁判所の判決第2538/2019号に準拠したエネルギー効率化証書メカニズムに基づいて、配電会社に支払われる料金補助を定める規則を改定した。この規定には、料金補助の上限を１つの証明書当たり250ユーロに設定することの確定及び利用可能な証明書の不足に直接関連する追加ユニット料金の導入が含まれていた。イー・ディストリブッツィオーネはこの決議に不服申立てを行い（共和国大統領に訴え）、追加拠出を2018年まで延長しなかったこと及び仮想ホワイト証書の購入費用の払戻しのためのメカニズムを提供しなかったことに異議を唱えた。

イベリア半島

スペイン

発電所及びガスプラントの費用の算定方法

2020年７月７日、環境移行・人口問題省は、発電所及びガスプラントの費用の算定方法に関する２つの法令案について協議を開始し、これによりアクセス料金の算定方法を補う。これらの法令は、国立競争市場委員会によって承認されなければならない。2020年末の時点では、ガスシステムに関する法令のみが承認されており、電力システムに関する法令はまだ承認待ちである。

電力システムの持続可能性のための国家基金設立法案

2020年12月16日、環境移行・人口問題省は、電力システムの持続可能性のための国家基金設立法案について公開協議を開始した。かかる基金は、現在は配電網のアクセス料金に含まれている再生可能エネルギー、コジェネレーション及び廃棄物による発電に対する特定の報酬制度に関連する費用の全部又は一部に資金を提供する。かかる基金は、異なるエネルギー部門の事業者からの拠出金、法律第15/2012号に基づいて想定されている税、二酸化炭素の排出権のオークションによる収益及び基金の年間評価額の最大10%にあたる一般国家予算又はEU基金から資金調達される。暫定法案は、再生可能エネルギー目標の達成に関連する費用を全てのエネルギー部門に国レベルで再配分するメカニズムを想定しており、５年間の段階的導入を規定している。

ヨーロッパ

ルーマニア

規制収益率（RAB）は、規制当局ANREにより再検討された。2019年、命令は5.66%に設定し、2020年には6.39%に設定され、新規投資に対しては１%のボーナスが付与された。

法律第155/2020号により、議会は、配電網から2,500メートル未満に位置する新規の非居住顧客のネットワークへの接続について配電システム運営会社（DSO）が融資する義務を導入した。

法律第290/2020号により、議会は、新規の居住顧客の全ての新規接続についてDSOが融資する義務を導入した。

ラテンアメリカ

チリ

法律第21.194号

2019年12月21日、エネルギー省は法律第21.194号を公布し、これにより配電会社の報酬を引き下げ、配電料金の設定するプロセスを強化した。かかる法律は、年間投資費用の計算の割引率を、10%から税引後６%から８%の範囲に変更した。かかる配電会社の税引後報酬料金は、CNE（国家エネルギー委員会）によって設定された報酬料金から２ポイントより上回る又は３ポイントより下回ってはならない。最後に、2021年１月からは、配電会社は配電分野のみで運営しなければならなくなる。

CNE決議第176/2020号－専属活動

2020年６月９日、CNE決議第176号が公布され、法律第21.194号の規定に基づく公共配電サービスの提供における専属活動の義務及び区分経理の要旨が明記された。

かかる決議の規定に基づき、チリ国内の電力システムで運営している公共配電サービスの利権を有する会社は、専属的に配電活動に従事する会社として設立されなければならず、適用される法律に従って公共配電サービスの提供に関連する経済活動のみを行うことができる。決議において定められた規則は、2021年１月１日から適用されるものとする。会社が正当な理由により当該日までに従うことができない場合、CNEへの通知を条件として、決議の適用は延期することができるが、いかなる場合においても2022年１月１日までとする。

法律第21.249号－エンドユーザーの健康、電力及びガスサービスを支援する特例措置

８月８日、法律第21.249号が承認され、最も脆弱な顧客を支援する特例措置が導入された。かかる措置の大部分は、既にエネル・ディストリブッツィオーネ・チリが自主的に実施していたものである。かかる措置は、延滞による電力供給の中断を禁止することを含んでおり、脆弱であると判断された顧客については延滞している電力料金を分割して支払うことが可能となる。これらの措置は、法律第21.301号によって拡大及び強化された。

平均最低価格

2019年10月５日、エネルギー省は法令第7T/2019号を官報に公表した。同法令は、電力供給の「最低価格」を設定し、住宅用料金公平メカニズムを適用するための調整及び負荷を設定するものであり、2019年７月１日から遡って効力が生じる。2019年11月２日、エネルギー省は、法律第21.185号を公布し、規制料金の対象となる顧客の電力価格を安定させるための暫定的メカニズムを導入した。

2020年11月２日、エネルギー省は、2020年１月１日から適用される平均最低価格を公表した。法律第21.185号に基づく価格安定化メカニズムを考慮して、この法令の公表はエンドユーザー料金に影響を及ぼさない。

短期最低価格

2019年10月23日、エネルギー省は法令第9T/2019号を公布し、2019年10月１日から効力が生じる電力供給の最低価格を設定した。

2020年４月７日、エネルギー省は法令第2T/2020号を公布し、2020年４月１日から効力が生じる電力供給の最低価格を設定した。

2020年12月３日、エネルギー省は法令第12T/2020号を公布し、2020年10月1日から効力が生じる電力供給の最低価格を設定した。

2020-2024年の配電料金の決定

2020年１月21日付け決議第24号により、CNEは、2020-2024年の期間の総配電量の構成要素の計算及び電力供給に関連するサービス費用の研究のための暫定的な技術的基準を公表し、配電料金を決定するプロセスを開始した。

適用法に規定されたプロセスの段階を経て、企業は意見を提出し、2020年６月11日にCNEは決議第195号により最終的な技術的基準を公表した。

2020年７月17日、CNE決議第256号により、一般電気事業法第183条２項に定める費用に関する検討委員会が設置された。INECONがかかる検討を行うよう選出され、2021年４月までに最終報告書を提出するものとしている。

2020-2023年の送電料金の決定

2020-2023年の送電料金を決定するプロセスの一環として、以下のプロセスが展開された。

・送電所及び送電システムの認定
・送電所の耐用年数の決定
・送電料金を決定するための技術的及び行政的基準の定義

これに関連して、2018年６月５日、CNEは送電システムの耐用年数を決定する最終的な技術文書を承認した（決議第412号）。

設備の価値を決定する検討を考慮して、2020年10月に国家送電システムに関する最終的な報告書が公表され、これに関連する公聴会が2020年11月13日に開催された。2020年11月、地域送電システムに関する最終的な報告書が公表され、これに関連する公聴会が2020年12月２日に開催された。

アルゼンチン

COVID-19のパンデミックに対する対策措置

COVID-19のパンデミックに対する対策の一環として、アルゼンチン政府は以下の措置を導入した。

・2020年３月17日、法令DNU第287/2020号を公布－2020年３月12日から１年間の健康緊急事態宣言
・2020年３月20日、法令DNU第297/2020号を公布－強制予防社会隔離及びその後の延長
・2020年３月20日、法令DNU第298/2020号を公布－ロックダウン期間中の行政手続の行政的期限の延期
・2020年３月25日、法令DNU第311/2020号を公布－サービス中断手続が開始されたユーザーを含む、基礎的サービスの停止に対する制限。しかしながら、この優遇は、割引料金及び補助料金のユーザーのみに適用される。

COVID-19による支払猶予

2020年５月15日、COVID-19のパンデミックによる経済・金融・産業活動の困難に対する対策として、規制当局ENREは決議第35号を公布し、電力使用要件の50%以上の削減を受けた全てのユーザーに対し、需要量が70%に回復するまで契約電力供給に対する支払を停止又は一部支払うことを認めた。追加料金及び税金を支払う義務については影響を受けない。

かかる措置はまた、均等額の30回の連続分割払いを規定する返済計画の恩恵を受けることができる債務不履行に陥ったユーザーを定義する。これらの返済計画は、電力購入について同様の措置を受けるためにエデスールよりENRE及びCAMMESAに通知されなければならない。

料金改定の延期

2020年６月19日、官報に緊急法令第543号が発表された。かかる法令は法律第27541号第５条によって規定された特別料金改定の満了日からの180日間の延長を規定した（社会連帯・生産性回復法）。料金改定を実施する新たな期限は2020年12月17日となった。第２に、かかる措置は、2020年３月１日以降に支払期限が到来する連続又は代替の請求書６件を上限として顧客による支払遅延又は不払が発生した場合に、DNU第311/2020号（電力供給停止に対する制限）に基づき設定された優遇を拡大する。

料金改定の追加延期

2020年12月17日、アルゼンチン政府はDNU第1020/2020号を公布し、さらに料金凍結を90日間延長した。政府はまた、全額料金再交渉手続を開始し、２年未満のうちに最終再交渉契約の設定により完了するはずである。政府はまた、規制機関が暫定料金を設定することを許可し、ユーザー・カテゴリー毎に料金を区分できるようにする。

ブラジル

エネル・ディストリビューソォン・セアラの料金改定

2020年４月14日、規制当局であるANEELは、エネル・ディストリビューソォン・セアラの料金改定を承認し、COVID-19の経済への影響を考慮して料金を凍結した。

また、料金改定の不適用に起因する収益の減少は、2020年５月、６月及び７月のCDE（エネルギー開発勘定）の引当金の遅滞支払により相殺されることに留意されたい。これらの支払は、2020年８月から開始される５回の均等分割払で行われる。料金改定の適用の遅れにより発生した差額は、その後の料金改定により回収される。

エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの特別料金改定（2020年）

2020年６月30日、ANEELは、エネル・ディストリビューソォン・サンパウロの料金改定を承認し、平均で4.23%増加した。

かかる料金改定は、COVID-19によりエネル・ディストリビューソォン・サンパウロが受け取った前払金を考慮に入れており、したがって、かかる増加がエンドユーザーに与える影響は軽減されている。かかる前払金がなかった場合は、平均料金は12.22%増加していたであろう。

ANEEL決議第878/2020号

ANEELは、COVID-19の緊急事態の中での配電を確保するため、2020年３月24日から90日間効力が生じる、以下を含む措置を講じた。

・都市及び地方の居住顧客に対するサービスの中断の禁止
・消費者に対する請求書の送付の停止の許可並びに電子請求書及びバーコードの発行によるそれらの請求書の代替
・ソーシャルディスタンス措置に貢献する緊急かつ必要不可欠なサービスの優先化及び継続的かつ確実な電力供給の確保

連邦政府の暫定措置第950/2020号

連邦政府によって導入された暫定措置第950/2020号は、支援を必要としている220kWh/月までの請求金額の顧客に全額割引し、かかる措置にCDEの資金の一部を割り当て、CDEがCOVID-19のパンデミックが電力部門に与える影響に対処するための財源を引き出せるようにした。

送電に対する付属料金及び税の削減

COVID-19に対応して電力産業に流動性を提供するため、2020年４月20日、ANEELは、配電会社及びエンドユーザーによる送電料金の支払を促進する措置を承認した。

主な措置は、2020年４月、５月及び６月の調整制度の財務上の影響を前倒しすることであった。即時の影響は、配電会社（90%）及びエンドユーザー（10%）による送電システムの使用に対して請求された料金に対する144百万レアルの割引であり、５月及び６月も同様に割引された。

法令第10.350/2020号

2020年５月18日、政府はCOVID-19のパンデミックに対応するため、配電会社への産業救済融資であるCOVID-19勘定を規制する法令を公布した。

COVID-19勘定は、官民の銀行グループからの融資により構成されており、かかる部門の企業の流動性を守るのと同時に、消費者への危機の影響を軽減することを目的としている。

連邦政府の暫定措置第988/2020号

2020年９月１日、連邦政府は、パンデミック期間及び中長期的に料金を引き下げるための特別規定を伴う暫定措置を公布した。かかる措置は120日間有効である。その際、同規定を伴う法律が制定されることが予想される。

ANEEL指令第2177/2020号、第2353/2020号、第2640/2020号

これらの指令は、７月、８月及び９月に分配権保有者に移転されるCOVID-19勘定の資金の価値を設定するものである。

コロンビア

エネルギー及びガス規制委員会（CREG）は配電網に関する報酬手法を決定する。配電料金は５年毎に設定され、生産者物価指数に基づき毎月更新される。

COVID-19のパンデミックの国内及び世界的影響を受けて、コロンビア政府は2020年３月、国全体に対し経済的、社会的及び環境的緊急事態を宣言し、全国民に強制予防的隔離を命じた。これらの措置により、国内公共サービスの提供の継続性を確保し、電力及び天然ガス部門における財政的及び社会的影響を軽減するために、電力供給を含む公共サービスを管理するコロンビア当局は様々な暫定的な規則及び規制の公布することとなった。かかる措置は2021年５月31日まで延長された。

2020年６月24日、委員会はCREG決議第122号を公布し、これによりエネル・コデンサの配電料金を承認した。簡潔に述べると、CREGは最終承認において、資産基盤を修正し、品質指標の計算にいくつかの追加事象を組み込み、サービス品質に対するインセンティブの遡及的適用を設定した。

ペルー

ペルーでは、配電料金を決定するプロセスは４年毎に行われており、「配電付加価値合計（VAD）の設定」と呼ばれている。例外的に、最後の料金期間は、2015年にペルー法令第1221号で承認された改革を実施するために追加の年が必要であることを考慮して、５年間と設定された。そのため、2018年のVADを決定するプロセスは、2018-2022年に完了した。この料金プロセスの終了時に、一般的には、以前の規制期間（2013-2017年）について設定された料金は変更されなかった。

2020年３月15日に公布された法令第044-2020-PCM号により、15日間の国家緊急事態宣言がなされた。これ以降、COVID-19のパンデミックにより、かかる期間は何度も延長され、現在のところ、少なくとも2021年３月31日まで設定されている。かかる期間中、COVID-19の拡大を防止するため、いくつかのソーシャルディスタンス措置がとられた。特に法令第044-2020-PCM号は、政府が公共サービス並びに必要な物品及びサービスを制限なく利用できるように保証することを規定している。

2020年３月19日に公布された次官級決議第001-2020-MINEM/VME号は、発電会社、送電会社及び配電会社が以下を行うことを規定した。

・従業員、委託業者、第三者を保護するための安全手順を作動する。
・電力サービスの継続を確保するために必要な全ての措置を講じる。
・緊急計画書をエネルギー鉱業投資監督庁（OSINERGMIN）及びエネルギー鉱山省に送付する。

2020年３月20日に公布された緊急法令第029-2020号は、法律及び特別規定により規制されているものを含む、期限が定められている行政手続及びあらゆる種類の手続の開始期限の計算について30日間の停止を導入した。

2020年４月３日に公布された緊急法令第035-2020号は、配電会社が、2020年３月に発行された請求書又は「脆弱な」利用者が国家緊急事態中に消費した金額（消費電力が100kWh／月以下）を含む請求書を持つ顧客については、最大24ヶ月間にわたり分割払いすることを認めるように規定した。政府はかかる分割払いの補償利子を支払う予定であり、社会エネルギー包括基金（*Fondo de Inclusión Social Energético*）を利用して電力会社に支払われることとなる。かかる措置はまた、電気会社が電力サービスの技術的品質基準を遵守しなかったことに対する賠償又は罰則の責任を負わないことも規定している。また、メーターの読取義務の停止、紙面による請求書の送付の停止（デジタル配信が導入された。）及びカスタマーケアセンターにおける顧客への物理的な支援義務の停止等の様々な商業的措置も導入され、顧客は実際にメーターを読み取ることができるようになるまで、過去６ヶ月間の平均消費量を使用して請求される。

2020年５月28日に公布された緊急法令第062-2020号は、電気料金を分割して支払うことができる顧客のカテゴリーを月に300kWhまで消費する顧客を含むように拡大した。この場合、当該措置は、５月分の請求書又は国家緊急事態中に消費した金額を含む請求書が分割払制度の対象となることを規定している。電力会社へ支払われる補償利子は、政府及び顧客が一部負担する。最後に、かかる措置は、電力会社が緊急事態期間後から60暦日までの間、技術的品質基準の違反に対する賠償又は罰則の責任を負わないことも規定している。

2020年６月27日に公布された緊急法令第074-2020号は、国家緊急事態の状況下で公表された措置の一環として、2020年３月から2020年12月までの期間の月に125kWh以下の未払消費を対象（条件付き）とした補助金である「*ボノ・エレクトリシダ（Bono Electricidad）*」が導入された。この補助金は160ペルーソルまでの債務をまかない、資金は直接配電会社に送られる。2020年７月９日に公布されたOSINERGMIN理事会決議第080-2020-OS/CD号により、「*ボノ・エレクトリシダ*」の適用手続が承認された。

2020年９月10日に公布された緊急法令第105-2020号は、緊急法令第074-2020号を改定し、「*ボノ・エレクトリシダ*」の対象者を、前払供給を受ける顧客及び共同供給契約に関連する顧客に拡大した。

2020年12月24日に公布されたOSINERGMIN理事会決議第218-2020-OS/CD号において、「配電会社に適用される活動の基本費用マニュアル」が承認された。

エンドユーザー市場

イタリア

2020年２月28日付け法律第８号により批准された2019年12月30日付け勅令法第162号（「ミレプロローゲ」オムニバス拡張法）は、競争法（法律第124/2017号）を改定し、電力部門における価格保護の廃止を、中小企業については2021年１月１日まで、国内顧客及び零細企業については2022年１月１日まで、それぞれ時間差で延期することを規定した。国内ユーザーに対するガス保護制度の終了も2022年１月１日に予定された。かかる競争法は、その後2020年12月31日付け勅令法第183号（「2021年ミレプロローゲ」オムニバス拡張法）（その後2021年２月26日付け法律第21号により改定）により改定され、これにより国内顧客及び零細企業について2022年１月１日までの期間を2023年１月１日までの期間で置き換えられた。

2021年１月１日の期限に関しては、経済開発省の施行令が近々官報（*Gazzetta Ufficiale*）に公表される予定である。同省は、一定の基準とガイドラインに基づいて、自由市場への移行を管理する方法を定めることをARERAに委任している。決議第491/2020/R/eel号により、ARERAは、2021年１月１日に供給業者のいない中小企業向けのラストリゾートサービス（「段階的保護サービス」）を設定した。決議第28/2021/R/eel号により、ARERAは、中小企業に有利なラストリゾートサービスの割当ての規制の調整及び上記決議第491/2020/R/eel号の改定を規定した。

電力

決議第576/2019/R/eel号により、ARERAは、2020年の保護強化サービス（RCV）の事業者のマーケティング費用をまかなう料金構成及び自由市場の販売業者の参照価格となるPCV費用のレベルを更新した。

決議第604/2020/R/eel号は、2021年のRCV及びPCVの構成要素のレベルを更新した。

ミラノの地方行政裁判所は、2020年３月27日付け判決第565号により、ARERAが保護強化サービスの事業者が電力の不正使用に関して徴収できなかった金額に対する補償の仕組みの変更を導入した、決議第119/2019/R/eel号を一部無効とした。特にかかる地方行政裁判所は、決議の効力発生（2019年４月２日）前の期間に請求された金額の返還の対象となる金額を減額すると定めた決議の一部を無効とした。決議第240/2020/R/eel号により、ARERAは、かかる地域行政裁判所の規定に従って規則を改定した。決議第127/2021/R/eel号により、ARERAは、保護強化サービスの範囲内における電力販売サービスの経済的条件の規則を改定した（2021年４月２日から2021年６月30日）。

ガス

決議第32/2019/R/gas号により、ARERAは、国務院決定第4825/2016号に準拠して、2010年から2012年までの期間のセーフガード・サービスのためのガスに関する販売業者とエンドユーザーとの間の金融商品を設定するための規則を定めた。2020年１月７日付け判決第38号により、ミラノの地方行政裁判所は、損失の社会化から年間消費量が一定の基準値以上の顧客を除外する、決議第32/2019/R/gas号の一部を無効とした。決議第247/2020/R/gas号及び第603/2020/R/gas号により、ARERAはこの判決に従い、2021年１月１日から、配電網に接続している全てのエンドユーザーに適用される金額を再計算した。

決議第577/2019/R/gas号及び第603/2020/R/gas号はそれぞれ、保護サービスを利用する顧客への天然ガス販売サービスのマーケティング費用をまかなう2020年及び2021年のQVD構成要素を更新した。

イベリア半島

スペイン

エネルギー効率

成長、競争及び効率のための緊急措置を含む10月15日付け法律第18/2014号は、エネルギー効率目標を達成する一助として、国家エネルギー効率基金を創設した。３月23日付け措置第TED/28/2020号は、エンデサが国家エネルギー効率基金に対して2020年は27百万ユーロ拠出するように設定した。

2020年12月、環境移行・人口問題省は、2021年の国家エネルギー効率基金への拠出額を確定する命令案の作成を開始し、エンデサに対して提案した額は26.6百万ユーロであった。

社会料金

2020年８月13日、７月24日付け命令第TED/788/2020号がスペインの官報において公表され、2020年の社会料金に対する資金調達義務の分配が設定され、エンデサに対して提案された比率は35.57%に設定された。

エネルギー集約型電力のユーザー

雇用を回復し、自営業及び産業部門の競争力を保護するための社会的措置に関する６月26日付け勅令法第24/2020号が、2020年６月27日に官報において公表された。かかる制定は、中長期的な電力売買取引から生じるリスクに対応するために、エネルギー集約型企業の保証のためのスペイン積立金（FERGEI）を創設した。かかる積立金の予算は年間200百万ユーロであり、３年間の投資総額は600百万ユーロであった。

エネルギー集約型ユーザーの特許を規制し、かかるユーザーの状況及び債務並びにかかるユーザーが享受できる補償の仕組みを規定する12月15日付け勅令法第1106/2020号が、2020年12月17日に官報において公表された。

ヨーロッパ

ルーマニア

政府緊急命令第114/2019号を公布後、エネルギー規制当局であるANREは卸売市場における規制された双務契約を再導入し、ユニバーサル・サービスの規制された供給に対する小売価格を、近年のラストリゾート供給業者（ユニバーサル・サービス供給業者）によって登録された損失の大部分の回復を保証するレベルに設定した。

４【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社及び関連会社

2020年12月31日におけるエネルグループの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資

2006年７月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号及び1999年５月14日のCONSOB決議第11971号126条に従い、イタリア民法典第2359条に準じた、2020年12月31日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社及びその他重要な株式投資の一覧表が以下に記載されている。エネルは全ての投資について完全な権原を有する。

各会社毎にその名称、本社、資本金、資本金が表示されている通貨、事業セグメント、その会社の株を所有する会社、その所有率及び当グループの所有率が記載されている。

会社名称	本社	国	資本金	通貨	セグメント	所有する会社	所有率 %	グループ所有率 %
親会社:								
エネル・エスピーエー(Enel SpA)	ローマ	イタリア	10,166,679,946.00	ユーロ	グループ・ホールディング・カンパニー			100.00%
子会社:								
400・マンレイ・ソーラー・エルエルシー(400 Manley Solar LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
4814・インベストメンツ・エルエルシー(4814 Investments LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エービーシー・ソーラー・11・エスピーエー(ABC Solar 11 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エービーシー・ソーラー・３・エスピーエー(ABC Solar 3 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エイスト・リニューアブルズ・ヒドゥン・ヴァレー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Aced Renewables Hidden Valley (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・２(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
エースファット・エーアイイー(ACEFAT AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエル(単独株主会社)	14.29%	10.02%
アダムズ・ソーラー・ピーヴイ・プロジェクト・トゥー(アールエフ)ピーティーワイ・エルティーディー(Adams Solar PV Project Two (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
アドリア・リンク・エスアールエル(Adria Link Srl)	ゴリツィア	イタリア	300,297.00	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アエロータンナ・エスアールエル(Aero-Tanna Srl)	ローマ	イタリア	15,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー(Agassiz Beach LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
アガトス・グリーン・パワー・トリノ・エスアールエル(Agatos Green Power Trino Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル	80.00%	80.00%
アグイロン・20・エスエー(Aguilón20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%

アルバ・エネルジア・エルティーディーエー(Alba Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	16,045,169.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー(Albany Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
アリアンス・エスエー(Alliance SA)	マナグア	ニカラグア	6,180,150.00	ニカラグアコルドバ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	49.90%	10.28%
アルメイダ・ソーラー・エスピーエー(Almeyda Solar SpA.)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	61,655,088.43	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
アルペ・アドリア・エネルジア・エスアールエル(Alpe Adria Energia Srl)	ウディネ	イタリア	900,000.00	ユーロ	取引	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
アルタ・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Alta Farms Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アルヴォラーダ・エネルジア・エスエー(Alvorada Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	22,317,415.92	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
アンプラ・エネルジア・エ・セルヴィソス・エスエー(Ampla Energia e Serviços SA)	ニテロイ	ブラジル	2,498,230,386.65	ブラジルレアル	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	99.73%	64.83%
アナンデール・ソーラー・エルエルシー(Annandale Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
アピアカス・エネルジア・エスエー(Apiacás Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	14,216,846.33	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
アキーリャ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aquilla Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アラゴネサ・デ・アクティヴィダデス・エネルジェティカス・エスエー(Aragonesa de Actividades Energéticas SA)	テルエル	スペイン	60,100.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
アラノート・デザロロス・エスエル(Aranort Desarrollos SL)	マドリード	スペイン	3,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
アラバリ・スルヤ(プロジェクト1)・プライベート・リミテッド(Aravalli Surya (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・II・エーアイイー(Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE)	タラゴナ	スペイン	19,232,400.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	85.41%	59.88%
アソネット・フランス・エスエーエスユー(Athonet France SASU)	パリ	フランス	50,000.00	ユーロ	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
アソネット・エスアールエル(Athonet Srl)	トリエステ	イタリア	68,927.57	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	16.00%	16.00%
アソネット・ユーケー・エルティーディー(Athonet UK Ltd)	バトル、イースト・サセックス	英国	1.00	英国ポンド	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
アソネット・ユーエスエー・インク(Athonet USA Inc.)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネルX	アソネット・エスアールエル	100.00%	16.00%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー(Atwater Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Aurora Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	74.13%	74.13%

オーロラ・ランド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Land Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オーロラ・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・インク	100.00%	100.00%
オーロラ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Aurora Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オーロラ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Aurora Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
オータム・ヒルズ・エルエルシー(Autumn Hills LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
アヴィキラン・エナジー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Energy India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
アヴィキラン・ソーラー・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Solar India Private Limited)	ニューデリー	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Surya India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
アヴィキラン・ヴァユ・インディア・プライベート・リミテッド(Avikiran Vayu India Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Solar Project LLC))	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Azure Sky Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Azure Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アズーレ・スカイ・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Azure Sky Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
バイカル・エンタープライズ・エスエル(Baikal Enterprise SL)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
バレアレス・エナジー・エスエル(Baleares Energy SL)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	4,509.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
バーンウェル・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Barnwell County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ベイリオ・ソーラー・エスエルユー(Baylio Solar SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ビーヴァー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー(Beaver Falls Water Power Company)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー	67.50%	67.50%
ビーヴァー・ヴァレー・ホールディングス・エルエルシー(Beaver Valley Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ベロメチェツカヤ・ダブリューピーエス(Belomechetskaya WPS)	モスクワ	ロシア連邦	3,010,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
ビージュー・ヒルズ・ウィンド・エルエルシー(Bijou Hills Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

バイオエナジー・キャセイ・ジェローラ・エスアールエル(Bioenergy Casei Gerola Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
バイソン・メドウズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Bison Meadows Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブルー・スター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Blue Star Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブルーレ・エムエー(BluRe M.A.)	サン・ホセ	ルクセンブルク	7,092,970.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	5.00%	1.65%
ボガリス・PV1・エスエルユー(Bogaris PV1 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ボゴタ・ゼットイー・エスエーエ(Bogotá ZE SAS)	ボゴタ	コロンビア	1,000,000.00	コロンビアペソ	エネルX	エネルX・コロンビア・エスエーエス	100.00%	31.40%
ボイロ・エネルジア・エスエー(Boiro Energia SA)	ボイロ	スペイン	601,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー(Bondia Energia Ltda)	ニテロイ	ブラジル	2,950,888.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
ボサ・デル・エブロ・エスエル(Bosa del Ebro SL)	サラゴサ	スペイン	3,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
ボトム・グラス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Bottom Grass Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブーダー・ウィンド・ファーム(Boujdour Wind Farm)	カサブランカ	モロッコ	300,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	90.00%	45.00%
ビーピー・ハイドロ・ファイナンス・パートナーシップ(Bp Hydro Finance Partnership)	ソルトレークシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.92% 24.08%	100.00%
ブラボー・ドーム・プロジェクト・エルエルシー(Bravo Dome Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾリア・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾリア・ウェスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazoria West Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ブラゾス・フラット・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Brazos Flat Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ブロードバンド・コミュニカシオーネス・エスエー(Broadband Comunicaciones SA)	キト	エクアドル	436,425.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・エクアドル・ユフィエク・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00% 0.00%	20.60%
ブラッシュ・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー (Brush County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Dunes Wind Project LLC)	トピカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー	75.00%	75.00%
バッファロー・ジャンプ・エルピー(Buffalo Jump Lp)	アルバータ	カナダ	10.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
バッファロー・スプリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Buffalo Spirit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

ブンガラ・ワン・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・トラスト(Bungala One Operation Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・トラスト(Bungala One Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala One Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala One Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala One Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・トラスト(Bungala One Property Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・フィンコ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala Two Finco (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・トラスト (Bungala Two Operations Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala Two Operations (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・トラスト(Bungala Two Operations Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・トラスト(Bungala Two Property Holding Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ(ピーティーワイ)エルティーディー (Bungala Two Property (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・トラスト (Bungala Two Property Trust)	シドニー	オーストラリア	1.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	51.00%
ビジネス・ベンチャー・インベストメンツ 1468(ピーティーワイ)エルティーディー(Business Venture Investments 1468 ((Pty)) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%

バタフライ・メドウズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Butterfly Meadows Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シーアンドシー・カステルヴェーテーレ・エスアールエル(C&C Castelvetere Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
シーアンドシー・ウノ・エナジー・エスアールエル(C&C Uno Energy Srl)	ローマ	イタリア	118,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Canastota Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
キャニー・リヴァー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Caney River Wind Project LLC)	オーヴァーランド・パーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	20.00%
カーボペゴ・アバステシメントス・デ・コンビュスチヴェイス・エスエー(Carbopego - Abastecimento de Combustiveis SA)	リスボン	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	取引	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	0.01% 49.99%	35.05%
カスティブランコ・ソーラー・エスエル(Castiblanco Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
キャッスル・ロック・リッジ・リミテッド・パートナーシップ(Castle Rock Ridge Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
カタラナ・ディンシアチブ・エスシーアール・エスエー(Catalana d'Iniciatives SCR SA)	バルセロナ	スペイン	30,862,800.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	0.94%	0.66%
シーシーピー・アールオー・ブカレスト・エスエー(Ccp.Ro Bucharest SA)	ブカレスト	ルーマニア	79,800,000.00	ルーマニアレイ	ファイナンス	エネル・ルーマニア・エスエー	9.52%	9.52%
シーデック―シック・エルティーディーエー(Cdec - Sic Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	709,783,206.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	アルメイダ・ソーラー・エスピーエー	6.00%	3.90%
セダー・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cedar Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
セルグ・ディストリビューソォン・エスエー―セルグ・ディー(Celg Distribuição SA – Celg D.)	ゴイアス	ブラジル	5,075,679,362.52	ブラジルレアル	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	99.96%	64.97%
セントラル・ドック・スード・エスエー(Central Dock Sud SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	1,231,270,567.54	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・アルジェンティーナ・エスエー インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー	0.24% 71.78%	26.81%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・ボム・ノム・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,979,739.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
セントラル・ジェラドラ・フォトヴォルタイカ・サンフランシスコ・エルティーディーエー(Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda)	ニテロイ	ブラジル	74,549,250.00	ブラジルレアル	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー エネルX・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	65.00%
セントラル・ジェラドラ・テルムエレトリカ・フォルタレザ・エスエー(Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA)	フォルタレザ	ブラジル	151,935,779.00	ブラジルレアル	火力発電	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
セントラル・ハイドラウリカ・グエハル・シエラ・エスエル(Central Hidráulica Güejar-Sierra SL)	セビリア	スペイン	364,213.34	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.30%	23.35%

セントラル・テルミカ・デ・アンリャレス・エーアイイー(Central Térmica de Anllares Aie)	マドリード	スペイン	595,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	33.33%	23.37%
セントラル・ブエルタ・デ・オブリガド・エスエー(Central Vuelta de Obligado SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	500,000.00	アルゼンチンペソ	火力発電	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	6.40% 1.30% 33.20%	16.54%
セントラレス・ヌクレアレス・アルマラズ－トリロ・エーアイイー(Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE)	マドリード	スペイン	-	ユーロ	火力発電 取引	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	24.18%	16.95%
セントラム・プレ・ヴェドゥ・ア・ヴィスクム・エスアールオー(Centrum Pre Vedu A Vyskum SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	6,639.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
シーイーエスアイ－チェントロ・エレットロテクニコ・スペリメンターレ・イタリアーノ・ジャチント・モッタ・エスピーエー(CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA)	ミラノ	イタリア	8,550,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
シャンパーニュ・ストレージ・エルエルシー(Champagne Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
チェリーウッド・ソーラー・II・エルエルシー(Cherrywood Solar II LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
シャイアン・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cheyenne Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ブラック・リヴァー・エルエルシー(Chi Black River LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー(Chi Minnesota Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・オペレーションズ・インク(Chi Operations Inc.)	アンドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・パワー・インク(Chi Power Inc.)	ネイプルズ	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・パワー・マーケティング・インク(Chi Power Marketing Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー(Chi West LLC)	サンフランシスコ	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
チナンゴ・エスエーシー(Chinango SAC)	サンミゲル	ペルー	295,249,298.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	80.00%	43.47%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー(Chisago Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー(Chisholm View II Holding LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Chisholm View Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	チショルム・ビュー・II・ホールディング・エルエルシー	62.79%	62.79%
チショルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Chisholm View Wind Project LLC)	ニューヨーク	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	20.00%

シマロン・ベンド・アセッツ・エルエルシー(Cimarron Bend Assets LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅰ・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅲ・エルエルシー エネル・カンザス・エルエルシー	49.00% 49.00% 1.00% 1.00%	100.00%
シマロン・ベンド・Ⅲ・ホールドコ・エルエルシー(Cimarron Bend III HoldCo LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings I LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・Ⅱ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holding II LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅰ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project I LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅱ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー	100.00%	100.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・プロジェクト・Ⅲ・エルエルシー(Cimarron Bend Wind Project III LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー	100.00%	100.00%
サイファ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Cipher Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シブドロン(CivDrone)	ハイファ	イスラエル	1,093,350.00	イスラエル シェケル	サービス	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	4.27%	4.27%
クリア・スカイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clear Sky Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クリントン・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Clinton Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クラウドウォーカー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cloudwalker Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
コデンサ・エスエー・イーエスピー(Codensa SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	13,487,545,000.00	コロンビア ペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場 エネルX	エネル・アメリカス・エスエー	48.30%	31.40%
コジェイン・サンニオ・エスアールエル(Cogein Sannio Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
コジェネラシオン・エル・サルト・エスエル(Cogeneracion El Salto SL)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	20.00%	14.02%
コジェニオ・エスアールエル(Cogenio Srl)	ローマ	イタリア	2,310,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・エスアイ・エスアールエル	20.00%	20.00%

コフナ・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Cohuna Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
コフナ・ソーラー・ファーム・トラスト(Cohuna Solar Farm Trust)	シドニー	オーストラリア	1.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス・トラスト	100.00%	100.00%
コマンチェ・クレスト・ランチ・エルエルシー(Comanche Crest Ranch LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
コメルシアリザドラ・エレクトリカ・ディ・カディス・エスエー(Comercializadora Electrica de Cadiz SA)	カディス	スペイン	600,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	33.50%	23.49%
コンパニア・ポルト・ディ・チヴィタベッキア・エスピーエー(清算中)(Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidation)	ローマ	イタリア	14,730,800.00	ユーロ	火力発電	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	25.00%	25.00%
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラーコエルチェ(Companhia Energetica do Ceara - Coelce)	フォルタレザ	ブラジル	892,246,885.77	ブラジルレアル	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	48.13%
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスス・エスエーシーティーエム(Compania de Transmision del Mercosur SA - CTM)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,025,191,313.00	アルゼンチンペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー エネル・エスピーエー	74.15% 25.85% 0.00%	65.00%
コンパニア・エネルジェティカ・ヴェラクルス・エスエーシー(Compania Energetica Veracruz SAC)	サンミゲル	ペルー	2,886,000.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	65.00%
コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー(Compania Eolica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	コンパニア・エオリカ・ティエラス・アルタス・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	5.00% 35.63%	26.30%
コンチェルト・エスアールエル(Concert Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	火力発電	エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	100.00%	100.00%
コンチョ・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Concho Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
CONSEL－コンソルツィオ・エリス・ペル・ラ・フォルマツィオーネ・プロフェッシオナレ・スペリオレ(CONSEL - Consorzio ELIS per la formazione professionale superiore)	ローマ	イタリア	51,000.00	ユーロ	サービス	OpEn・ファイバー・エスピーエー	1.00%	0.50%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ニュー・ハンプシャー・エルエルシー(Consolidated Hydro New Hampshire LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
コンソリデイティッド・ハイドロ・サウスイースト・エルエルシー(Consolidated Hydro Southeast LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
コンソリデイティッド・パンプト・ストレージ・インク(Consolidated Pumped Storage Inc.)	ウィルミントン	米国	550,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	81.83%	81.83%
コンソルツィオ・チヴィタ(清算中)(Consorzio Civita in liquidation)	ローマ	イタリア	156,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	33.30%	33.30%
コンザ・グリーン・エナジー・エスアールエル(Conza Green Energy Srl)	ローマ	イタリア	73,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
コッパー・ランディング・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Copper Landing Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

コーポラシオン・エンプレサリアル・デ・エクストレマデュラ・エスエー(Corporación Empresarial de Extremadura SA)	バダホス	スペイン	44,538,000.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	1.01%	0.71%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル(Corporación Eólica de Zaragoza SL)	ラ・プエブラ・デ・アルフィンデン	スペイン	271,652.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	25.00%	17.53%
カウ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Cow Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クロケット・ソーラー・Ｉ・エルエルシー(Crockett Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ダナックス・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Danax Energy (Pty) Ltd)	サンドトン	南アフリカ	100.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
デ・ロック・イントゥル・エスアールエル(De Rock Int'l Srl)	ブカレスト	ルーマニア	5,629,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
デヘサ・デ・ロス・グアダルーペ・ソーラー・エスエルユー(Dehesa de los Guadalupes Solar SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・03・エスエルユー(Dehesa PV Farm 03 SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
デヘサ・ピーヴイ・ファーム・04・エスエルユー(Dehesa PV Farm 04 SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
デピュラシオン・デスティラシオン・レシクラヘ・エスエル(Depuración Destilación Reciclaje SL)	ボイロ	スペイン	600,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
デリヴェックス・エスエー(Derivex SA)	ボゴタ	コロンビア	715,292,000.00	コロンビアペソ	ファイナンス	エムゲサ・エスエー・イーエスピー	5.00%	1.58%
デサリョーリョ・デ・フエルザス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	33,101,350.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99% 0.01%	100.00%
DiTNE―ディストレット・テクノロジコ・ナツィオナーレ・スル・エネルジアーソシエタ・コンソルティレ・ア・レスポンサビリタ・リミタータ(Di.T.N.E. -Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata)	ローマ	イタリア	405,850.51	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.89%	1.89%
ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー(Diamond Vista Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ディストリビュイドラ・デ・エネルジア・エレクトリカ・デル・バジェス・エスエー(Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA)	バルセロナ	スペイン	108,240.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社) ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	55.00% 45.00%	70.11%
ディストリビィドラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルス・エスエー(Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	12,621,210.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
ディストリレック・インベルソラ・エスエー(Distrilec Inversora SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	497,612,021.00	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	51.50%	33.48%
ディーエムディー・ホールディング・エーエス(清算中)(Dmd Holding AS (in liquidation))	トレンチーン・ズラトペチェ	スロバキア	199,543,284.87	ユーロ	火力発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	2.94%	0.97%

ドッジ・センター・ディストリビューディッド・ソーラー・エルエルシー(Dodge Center Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴイ(Dolores Wind SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	200.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
ドミニカ・エネルジア・リンピア・エスエー・デ・シーヴイ(Dominica Energia Limpia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,070,600,646.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ドルセット・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Dorset Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドーヴァー・ソーラー・Ⅰ・エルエルシー(Dover Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドラゴンフライ・フィールズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Dragonfly Fields Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Drift Sand Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Drift Sand Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ドワルカ・ヴァユ・１・プライベート・リミテッド(Dwarka Vayu 1 Private Limited)	グルガオン	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・ヴァユ・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
イーエスシーオー・コミュニ・エスアールエル(E.S.CO. Comuni Srl)	ベルガモ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネルX	ユーセイブ・エスピーエー	60.00%	60.00%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー(Eastwood Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエル(単独株主会社)(Edistribución Redes Digitales SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	1,204,540,060.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー(E-Distribuție Banat SA)	ティミショアラ	ルーマニア	382,158,580.00	ルーマニアレイ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
イー・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー(E-Distribuție Dobrogea SA)	コンスタンツァ	ルーマニア	280,285,560.00	ルーマニアレイ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%
イー・ディストリビューティ・ムンテニア・エスエー(E-distribuție Muntenia SA)	ブカレスト	ルーマニア	271,635,250.00	ルーマニアレイ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	78.00%	78.00%
イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー(e-distribuzione SpA)	ローマ	イタリア	2,600,000,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
イーエフ・ディベスチャー・エルエルシー(EF Divesture LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
イフィチエンチャ・エスアールエル(Efficientya Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	ユーセイブ・エスピーエー	50.00%	50.00%
イージーピー・アメリカス・エスピーエー(EGP Américas SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	12,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
イージーピー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(EGP Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	10,000.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%

次へ

イージーピー・バイオエナジー・エスアールエル(EGP Bioenergy Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イージーピー・フォトヴォルタイカ・ラ・ロマ・エスエーエス(清算中)(EGP fotovoltaica La Loma SAS in liquidation)	ボゴタ	コロンビア	8,000,000.00	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー	100.00%	100.00%
イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク(Egp Geronimo Holding Company Inc)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・1・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 1 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・10・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 10 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・11・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 11 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・12・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 12 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・13・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 13 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・14・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 14 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・15・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 15 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・16・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 16 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・17・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 17 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・18・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 18 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・2・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 2 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・3・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 3 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・4・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 4 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・5・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 5 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・6・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 6 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・7・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 7 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・8・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 8 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ホールドコ・9・エル アンドーヴァーエルシー(EGP HoldCo 9 LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(Egp Magdalena Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	691,771,740.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
イージーピー・ネバダ・パワー・エルエルシー(Egp Nevada Power LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

イージーピー・ソルトウェルズ・ソー ウィルミントン ラー・エルエルシー(EGP SaltWells Solar LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・サン・レアンドロ・マ ウィルミントン イクログリッド・Ｉ・エルエルシー (Egp San Leandro Microgrid I LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

イージーピー・ソーラー・１・エルエ アンドーヴァー ルシー(Egp Solar 1 LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ソーラー・サービシ アンドーヴァー ズ・エルエルシー(EGP Solar Services LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
イージーピー・スティルウォーター・ ウィルミントン ソーラー・エルエルシー(EGP Stillwater Solar LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・スティルウォーター・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・スティルウォーター・ ウィルミントン ソーラー・ピーヴイ・II・エルエル シー(Egp Stillwater Solar PV II LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピー・ティンバー・ヒルズ・ ロサンゼルス プロジェクト・エルエルシー(Egp Timber Hills Project LLC)	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・１・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・10・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・11・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・12・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・13・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・14・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・15・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・16・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・17・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・18・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・19・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・２・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・20・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・21・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・22・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・23・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC)	米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・24・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・25・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・26・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・27・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・28・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・29・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・３・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・30・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・４・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・５・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・６・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・７・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・８・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・2020・ホール アンドーヴァー ドコ・９・エルエルシー(EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC)		米国	1.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Development Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・ハイドロ・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Hydro Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・II・エルエルシー(EGPNA Preferred Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA Preferred Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	- 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 1 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・２・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 2 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00 米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・３・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 3 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・４・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 4 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・５・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 5 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・６・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 6 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・７・エルエルシー(EGPNA Project Holdco 7 LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー(EGPNA Renewable Energy Partners LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	20.00%	20.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Solar Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(EGPNA REP Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー	100.00%	20.00%
イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・１・エルエルシー(EGPNA Wind Holdings 1 LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	20.00%
エルコガス・エスエー(清算中)(Elcogas SA in liquidation)	プエルトリャノ	スペイン	809,690.40	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー エネル・エスピーエー	40.99% 4.32%	33.06%
エルコメックス・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Elcomex Solar Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	4,590,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エレクガス・エスエー(Elecgas SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	50.00%	35.05%
エレクトラ・キャピタル(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Electra Capital (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エスエー(Eléctrica de Jafre SA)	バルセロナ	スペイン	165,876.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社) ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	52.54% 47.46%	70.11%
エレクトリカ・デ・リハー・エスエル(Eléctrica de Lijar SL)	カディス	スペイン	1,081,821.79	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
エレクトリカ・デル・エブロ・エスエー(単独株主会社)(Eléctrica del Ebro SA(Sosiedad Unipersonal))	バルセロナ	スペイン	500,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
エレクトリシダッド・デ・プエルト・レアル・エスエー(Electricidad de Puerto Real SA)	カディス	スペイン	4,960,246.40	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
エレクトロメタルジカ・デル・エブロ・エスエル(Electrometalúrgica del Ebro SL)	バルセロナ	スペイン	2,906,862.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	0.18%	0.12%

エレクトロパウロ・メトロポリターナ・エレクトリシダッド・デ・サンパウロ・エスエー(Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA)	バルエリ	ブラジル	3,079,524,934.33	ブラジルレアル	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エリニ(Elini)	アントワープ	ベルギー	76,273,810.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	4.00%	1.32%
エマージング・ネットワークス・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Emerging Networks El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサルバドル	2,000.00	米ドル	エネルX	リヴィスター・グアテマラ・エスエー リヴィスター・ラタム・エスエルユー	1.00% 99.00%	20.60%
エマージング・ネットワークス・ラタム・インク(Emerging Networks Latam Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%
エマージング・ネットワークス・パナマ・エスエー(Emerging Networks Panama SA)	パナマシティ	パナマ	300.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス／エニ―エスピーシー・パナマ・インク	100.00%	20.60%
エムゲサ・エスエー・イーエスピー(Emgesa SA ESP)	ボゴタ	コロンビア	655,222,312,800.00	コロンビアペソ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・アメリカス・エスエー	48.48%	31.51%
エミンテグラル・サイクル・エスエルユー(Emintegral Cycle SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エンプレサ・カルボニフェラ・デル・スール・エスエー(Empresa Carbonífera del Sur SA)	マドリード	スペイン	18,030,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.11%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・ディストリビュシオン・エスエー(単独株主会社)(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SA(Sosiedad Unipersonal))	セウタ	スペイン	9,335,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー	100.00%	67.56%
エンプレサ・デ・アルムブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー(Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta SA)	セウタ	スペイン	16,562,250.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエー（単独株主会社)	96.37%	67.56%
エンプレサ・デ・ジェネラシオン・エレクトリカ・ロス・ピノス・エスエー(Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos SA)	サンミゲル	ペルー	7,928,044.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー	100.00% 0.00%	100.00%
エンプレサ・デ・ジェネラシオン・エレクトリカ・マルコナ・エスエーシー(Empresa de Generación Eléctrica Marcona SAC)	サンミゲル	ペルー	3,368,424.00	ペルーソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー	100.00% 0.00%	100.00%
エンプレサ・デ・トランスミシオン・シエナ・エスエー(Empresa de Transmisión Chena SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	250,428,941.00	チリペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・コリナ・エスエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0.10% 99.90%	64.34%
エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスル(Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	898,585,028.00	アルゼンチンペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場 エネルX	ディストリレク・インヴェルソラ・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	56.36% 43.10%	46.88%
エンプレサ・エレクトリカ・ペフエンチェ・エスエー(Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	175,774,920,733.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	92.65%	56.27%
エンプレサ・ナシオナル・デ・ジェオテルミア・エスエー(清算中)(Empresa Nacional de Geotermia SA in liquidation)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	12,647,789,439.24	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	51.00%	33.11%

エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー(Empresa Propietaria de la Red SA)	パナマシティ	パナマ共和国	58,500,000.00	米ドル	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
エンデサ・キャピタル・エスエー(Endesa Capital SA)	マドリード	スペイン	60,200.00	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・コメルシアライゼーソォン・デ・エネルジア・エスエー(Endesa Comercialização de Energia SA)	ポルト	ポルトガル	250,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・エネルジア・レノバブル・エスエル(単独株主会社)(Endesa Energía Renovable SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	100,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・エネルジア・エスエー(Endesa Energía SA)	マドリード	スペイン	14,445,575.90	ユーロ	エンドユーザー市場 エネルX	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・フィナンシアシオン・フィリアレス・エスエー(Endesa Financiación Filiales SA)	マドリード	スペイン	4,621,003,006.00	ユーロ	ファイナンス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエー(Endesa Generación II SA)	セビリア	スペイン	63,107.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・ジェネラシオン・ニュークリア・エスエー(Endesa Generación Nuclear SA)	セビリア	スペイン	60,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー(Endesa Generación Portugal SA)	リスボン	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・エネルジア・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	0.20% 99.20% 0.60%	70.11%
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー(Endesa Generación SA)	セビリア	スペイン	1,940,379,735.35	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー(Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	965,305.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエル(単独株主会社)(Endesa Medios y Sistemas SL(Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	89,999,790.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・オペラシオネズ・イ・セルヴィシオス・コメルシアレス・エスエル(Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL)	マドリード	スペイン	10,138,580.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・パワー・トレーディング・エルティーディー(Endesa Power Trading Ltd)	ロンドン	英国	2.00	英国ポンド	サービス	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)(Endesa Red SA(Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	719,901,723.26	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エンデサ・エスエー(Endesa SA)	マドリード	スペイン	1,270,502,540.40	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エンデサ・エスエー エネル・イベリア・エスアールエル	0.01% 70.10%	70.11%
エンデサ・ソリュションズ・エスエル(Endesa Soluciones SL)	マドリード	スペイン	2,874,621.80	ユーロ	エネルX	エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー	20.00%	14.02%
エンデサX・セルヴィシオス・エスエルユー(Endesa X Servicios SLU)	マドリード	スペイン	60,000.00	ユーロ	エネルX	エンデサ・エスエー	100.00%	70.11%
エネル・アルバータ・ウィンド・インク(Enel Alberta Wind Inc)	アルバータ	カナダ	16,251,021.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%

エネル・アメリカス・エスエー(Enel Américas SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	9,783,875,314.43	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	65.00%	65.00%
エネル・アンド・シクン&ビヌイ・イノベーション・インフララブ・エルティーディー(Enel and Shikun&binui Innovation Infralab Ltd)	エアポートシティ	イスラエル	38,000.00	イスラエルシェケル	サービス	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	50.00%	50.00%
エネル・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,297,711,908.00	アルゼンチンペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	99.92% 0.08%	65.00%
エネル・ベラ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Enel Bella Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
エネル・ブラジル・セントラル・エスエー(Enel Brasil Central SA)	ニテロイ	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	サービス	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・ブラジル・エスエー(Enel Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	18,978,311,482.06	ブラジルレアル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	99.25% 0.75%	65.00%
エネル・チリ・エスエー(Enel Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,882,103,470,184.00	チリペソ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	64.93%	64.93%
エネル・シーアイイーエヌ・エスエー(Enel CIEN SA)	ニテロイ	ブラジル	285,044,682.00	ブラジルレアル	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・コリナ・エスエー(Enel Colina SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	82,222,000.00	チリペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・チリ・エスエー エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー	0.00% 100.00%	64.34%
エネル・コーヴ・フォート・II・エルエルシー(Enel Cove Fort II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・コーヴ・フォート・エルエルシー(Enel Cove Fort LLC)	ビーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ディストリビュシオン・チリ・エスエー(Enel Distribución Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	230,137,979,938.00	チリペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場 エネルX	エネル・チリ・エスエー	99.09%	64.34%
エネル・ディストリビュシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Distribución Perú SAA)	サンミゲル	ペルー	638,563,900.00	ペルーソル	インフラストラクチャー及びネットワーク エンドユーザー市場 エネルX	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	54.05%
エネル・エネルジア・エスピーエー(Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	302,039.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エネルジア・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Energia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	25,000,100.00	メキシコペソ	取引	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・エネルジー・ムンテニア・エスエー (Enel Energie Muntenia SA)	ブカレスト	ルーマニア	37,004,350.00	ルーマニアレイ	エンドユーザー市場 エネルX	エネル・エスピーエー	78.00%	78.00%
エネル・エネルジー・エスエー(Enel Energie SA)	ブカレスト	ルーマニア	140,000,000.00	ルーマニアレイ	エンドユーザー市場 エネルX	エネル・エスピーエー	51.00%	51.00%

エネル・エナジー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Energy Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・サウスアフリカ(Enel Energy South Africa)	ウィルミントン	南アフリカ	100.00	南アフリカランド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)(Enel Energy Storage Holdings LLC (formerly Egp Energy Storage Holdings LLC))	アンドーヴァー	米国	100.00	米ドル	火力発電 エネルX	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー(Enel Finance America LLC)	ウィルミントン	米国	200,000,000.00	米ドル	ファイナンス	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイ(Enel Finance International NV)	アムステルダム	オランダ	1,478,810,371.00	ユーロ	ファイナンス	エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル エネル・エスピーエー	75.00% 25.00%	100.00%
エネル・フォーチュナ・エスエー(Enel Fortuna SA)	パナマシティ	パナマ共和国	100,000,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	50.06%	50.06%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#1・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #1 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#10・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #10 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#11・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #11 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#12・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #12 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#13・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #13 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#14・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #14 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#15・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #15 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#16・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #16 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#17・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #17 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#18・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #18 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#19・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #19 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#2・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #2 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#20・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #20 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#3・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #3 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#4・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #4 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#5・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #5 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#6・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #6 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#7・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #7 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#8・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #8 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・フューチャ・プロジェクト・2020・#9・エルエルシー(Enel Future Project 2020 #9 LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー(Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	552,777,320,871.00	チリペソ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・チリ・エスエー	93.55%	60.74%
エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー(Enel Generación Costanera SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	701,988,378.00	アルゼンチンペソ	火力発電	エネル・アルジェンティーナ・エスエー	75.68%	49.19%
エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー(Enel Generación El Chocón SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	298,584,050.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルジェンティーナ・エスエー ハイドロインベスト・エスエー	8.67% 59.00%	42.72%
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー(Enel Generación Perú Saa)	サンミゲル	ペルー	2,498,101,267.20	ペルーソル	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー エンドユーザー市場	エネル・ペルー・エスエーシー	83.60%	54.34%
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー(Enel Generación Piura SA)	サンミゲル	ペルー	73,982,594.00	ペルーソル	火力発電 取引	エネル・ペルー・エスエーシー	96.50%	62.72%
エネル・ジェネラシオン・エスエーデ・シーヴイ(Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,100,100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ・エスアールエル・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・ジオサーマル・エルエルシー(Enel Geothermal LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル(Enel Global Infrastructure And Networks Srl)	ローマ	イタリア	10,100,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル(Enel Global Services Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル(Enel Global Thermal Generation Srl)	ローマ	イタリア	11,000,000.00	ユーロ	火力発電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー(Enel Global Trading SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000.00	ユーロ	取引	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ・エスエー(Enel Green Power Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	82,534,295.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・リノヴァビル・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	0.00% 99.24% 0.76%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・01・エスエー(Enel Green Power Aroeira 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・02・エスエー(Enel Green Power Aroeira 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・03・エスエー(Enel Green Power Aroeira 03 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・04・エスエー(Enel Green Power Aroeira 04 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・05・エスエー(Enel Green Power Aroeira 05 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・06・エスエー(Enel Green Power Aroeira 06 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・07・エスエー(Enel Green Power Aroeira 07 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・08・エスエー(Enel Green Power Aroeira 08 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アロエイラ・09・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・パルティチパソエス・エスエー)(Enel Green Power Aroeira 09 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo Participações SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Australia (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト(Enel Green Power Australia Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・01・エルティーディーエー(Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda)	サルバドル	ブラジル	1,946,507.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ボア・ヴィスタ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	ニテロイ	ブラジル	104,890,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%

次へ

エネル・グリーン・パワー・ボウルダコウム・ホールディング(ピーティーワイ)・エルティーディー(Enel Green Power Boulder combe Holding (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー(Enel Green Power Brasil Participações Ltda)	ニテロイ	ブラジル	8,411,724,678.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー 取引	エネル・リノヴァビル・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブレジョランディア・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Brejolândia Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエ エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー(Enel Green Power Bulgaria EAD)	ソフィア	ブルガリア	35,231,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブンガラ(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・トラスト(Enel Green Power Bungala Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・カベカ・デ・ボイ・エスエー(Enel Green Power Cabeça de Boi SA)	ニテロイ	ブラジル	270,114,539.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー(Enel Green Power Cachoeira Dourada SA)	カショエイラ・ドゥラダ	ブラジル	64,339,835.85	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー 取引 エンドユーザー市場	エネル・ブラジル・エスエー エネル・グリーン・パワー・カショエイラ・ドゥラダ・エスエー	99.61% 0.15%	64.84%
エネル・グリーン・パワー・カラブリア・エスアールエル(Enel Green Power Calabria Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク(Enel Green Power Canada Inc.)	モントリオール	カナダ	85,681,857.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・セラド・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Cerrado Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエ エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー(Enel Green Power Chile Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,197,691,313.37	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー エネル・エスピーエー	72.46% 27.54% 0.01%	64.93%
エネル・グリーン・パワー・シマロン・ベンド・ウィンド・ホールディングス・Ⅲ・エルエルシー(Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Cohuna Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	3,419,700.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コフナ・トラスト(Enel Green Power Cohuna Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア・トラスト	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス・イーエスピー(Enel Green Power Colombia Sas Esp)	ボゴタ	コロンビア	6,263,213,000.00	コロンビアペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー(Enel Green Power Costa Rica SA)	サン・ホセ	コスタリカ	27,500,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コヴ・フォート・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power Cove Fort Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・カルムッツォフ・ゲーエムベーハー・アンド・コー・ケージー(Enel Green Power Cremzow GmbH & Co. Kg)	シェンケンベルク	ドイツ	1,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	90.00%	90.00%
エネル・グリーン・パワー・カルムッツォフ・フェアヴァルトゥング・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Cremzow Verwaltungs GmbH)	シェンケンベルク	ドイツ	25,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー	90.00%	90.00%
エネル・グリーン・パワー・クリスタル・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Cristal Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	144,784,899.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・クリスタル・エオリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.17% 0.00% 0.83%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・03・エスエー(Enel Green Power Cumaru 03 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・04・エスエー(Enel Green Power Cumaru 04 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・05・エスエー(Enel Green Power Cumaru 05 SA)	ニテロイ	ブラジル	100,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Cumaru Participações SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・01・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・クマル・ソーラー・02・エスエー(Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Damascena Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	83,709,003.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.16% 0.84%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・エー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	549,062,483.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ビー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	93,068,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・シー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	31,105,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・ディー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	105,864,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デルフィーナ・イー・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	105,936,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー(Enel Green Power Desenvolvimento Ltda)	ニテロイ	ブラジル	43,342,090.38	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル(Enel Green Power Development Srl)	ローマ	イタリア	20,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ダイアモンド・ヴィスタ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ダイアモンド・ヴィスタ・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ドイス・リアチョス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	130,354,009.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルディーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー(Enel Green Power Egypt SAE)	カイロ	エジプト	250,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	エルサルバドル	エルサルバドル	22,860.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.96% 0.04%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルクウォーター・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership)	アルバータ	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エルムスソープ・ウィンド・エルピー (Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Emiliana Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	135,191,530.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・エミリアーナ・エオリカ・エスエー	98.81% 1.19% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル(Enel Green Power España SL)	セビリア	スペイン	11,152.74	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.11%
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Esperança Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	129,418,174.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.14%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.86%	
エネル・グリーン・パワー・エスペランサ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Esperança Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
エネル・グリーン・パワー・ファゼンダ・エスエー(Enel Green Power Fazenda SA)	ニテロイ	ブラジル	264,141,174.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・２・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA)	ニテロイ	ブラジル	121,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ドス・ヴェントス・３・エスエー(Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA)	ニテロイ	ブラジル	121,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・Ⅱ・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Fontes II Participações SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
エネル・グリーン・パワー・フォンテス・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Fontes Solar SA)	リオデジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.90%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.10%	
エネル・グリーン・パワー・フランス・エスエーエス(Enel Green Power France SAS)	パリ	フランス	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーハー(Enel Green Power Germany GmbH)	ベルリン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ジルガール・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Girgarre Holdings (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ(Enel Green Power Global Investment BV)	アムステルダム	オランダ	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー(Enel Green Power Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	67,208,000.00	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル	100.00%	100.00%
						エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	0.00%	
エネル・グリーン・パワー・ハドロス・ウィンド・リミテッド・パートナーシップ(Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership)	-	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク	1.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	99.00%	
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー(Enel Green Power Hellas SA)	マルーシ	ギリシャ	8,180,350.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Supply Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	600,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー(Enel Green Power Hellas Wind Parks South Evia Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	106,609,641.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヒルトッパー・ウィンド・エルエルシー(旧名称：ヒルトッパー・ウィンド・パワー・エルエルシー)(Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (formerly Hilltopper Wind Power LLC))	ドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ホリゾンテ・エムピー・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Horizonte Mp Solar SA)	ニテロイ	ブラジル	451,566,053.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)(Enel Green Power India Private Limited (formerly BLP Energy Private Limited))	ニューデリー	インド	100,000,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル(Enel Green Power Italia Srl)	ローマ	イタリア	272,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー 取引	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルテ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA)	ニテロイ	ブラジル	204,706,645.67	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.09% 99.91%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Solar SA)	ニテロイ	ブラジル	219,235,933.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・スル・ソーラー・エスエー(Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA)	ニテロイ	ブラジル	407,279,143.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	ボンディア・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ジョアナ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Joana Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	135,459,530.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.89% 1.11%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ケニア・リミテッド(Enel Green Power Kenya Limited)	ナイロビ	ケニア	100,000.00	ケニアシリング	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・コレア・エルエルシー(Enel Green Power Korea LLC)	ソウル	大韓民国	1,040,000,000.00	ウォン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・01・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・02・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・03・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・04・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・05・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・06・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・07・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・08・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・ド・ソル・09・エスエー(Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・II・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa II Participações SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・III・パルティチパソエス・エスエー(Enel Green Power Lagoa III Participações SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラゴア・パルティチパソエス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・45・エスエー)(Enel Green Power Lagoa Participações SA (formerly Enel Green Power Projetos 45 SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・マニソバ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Maniçoba Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	90,722,530.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.20% 0.80%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・メテハラ・ソーラー・プライベート・リミテッド・カンパニー(Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company)	-	エチオピア	5,600,000.00	エチオピアブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー	80.00%	80.00%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Enel Green Power México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	662,949,966.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・Ⅰ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo I Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	132,642,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モデロ・Ⅱ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Modelo II Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	117,142,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエルエーユー(Enel Green Power Morocco SARLAU)	カサブランカ	モロッコ	340,000,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅰ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	248,138,287.11	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・Ⅱ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	206,050,114.05	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャペウ・ソーラー・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・Ⅲ・パルティチパソエス・エスエー)(Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo III Participações SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モウラン・エスエー(Enel Green Power Mourão SA)	ニテロイ	ブラジル	25,600,100.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ナミビア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd)	ウィントフック	ナミビア	10,000.00	ナミビアドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・ディベロップメント・エルエルシー(Enel Green Power North America Development LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク(Enel Green Power North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・オー&エム・ソーラー・エルエルシー(Enel Green Power O&M Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル(Enel Green Power Panamá Srl)	パナマシティ	パナマ共和国	3,001.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.97% 0.03%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ・エスエー(Enel Green Power Paranapanema SA)	ニテロイ	ブラジル	123,350,100.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル(Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	127,424,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・パウ・フェッロ・エオリカ・エスエー	98.79% 1.21% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ペドラ・ド・ジェロニモ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	189,519,527.57	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.90% 1.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエーシー(Enel Green Power Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	973,213,507.00	ヌエボソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・プリマヴェラ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Primavera Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	143,674,900.01	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・プーリア・エスアールエル(Enel Green Power Puglia Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アールエー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power RA SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(旧名称：ラットルスネイク・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー)(Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (formerly Rattlesnake Creek Wind Project LLC))	デラウェア	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・II・エルエルシー(Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル(Enel Green Power Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,430,631,000.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル	100.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel Green Power RSA 2(RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	120.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー(Enel Green Power Rus Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア連邦	60,500,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー(Enel Green Power SpA)	ローマ	イタリア	272,000,000,000	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サルト・アピアカス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ダマスセナ・エオリカ・エスエー)(Enel Green Power Salto Apiacás SA(formerly Enel Green Power Damascena Eólica SA))	ニテロイ	ブラジル	274,420,832.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サンニオ(Enel Green Power Sannio)	ローマ	イタリア	750,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・アブラオ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	91,300,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・07・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・42・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 07 SA (formerly Enel Green Power Projetos 42 SA))	テレジーナ	ブラジル	121,600,480.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・08・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・43・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 43 SA))	テレジーナ	ブラジル	113,710,396.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・1・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・10)(Enel Green Power São Gonçalo 1 SA (formerly Enel Green Power Projetos 10))	テレジーナ	ブラジル	101,671,353.82	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・10・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・15)(Enel Green Power São Gonçalo 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 15))	テレジーナ	ブラジル	122,883,216.25	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・44・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 44 SA))	テレジーナ	ブラジル	129,375,630.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・12・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・22・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 12 SA (formerly Enel Green Power Projetos 22 SA))	テレジーナ	ブラジル	100,619,590.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・14(Enel Green Power São Gonçalo 14)	テレジーナ	ブラジル	110,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・15(Enel Green Power São Gonçalo 15)	テレジーナ	ブラジル	110,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・17・エスエー(Enel Green Power Sao Goncalo 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	110,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・18・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・13・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 18 SA(formerly Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 13 SA))	テレジーナ	ブラジル	110,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・19・エスエー(Enel Green Power São Gonçalo 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	110,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・２・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・11)(Enel Green Power São Gonçalo 2 SA(formerly Enel Green Power Projetos 11))	テレジーナ	ブラジル	129,213,750.53	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・16)(Enel Green Power São Gonçalo 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 16))	テレジーナ	ブラジル	139,939,932.22	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・22・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・30)(Enel Green Power São Gonçalo 22 SA(formerly Enel Green Power Projetos 30))	テレジーナ	ブラジル	138,733,692.21	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・３・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・12)(Enel Green Power São Gonçalo 3 SA(formerly Enel Green Power Projetos 12))	テレジーナ	ブラジル	216,299,843.02	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・４・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・13)(Enel Green Power São Gonçalo 4 SA(formerly Enel Green Power Projetos 13))	テレジーナ	ブラジル	123,720,789.57	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・５・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・14)(Enel Green Power São Gonçalo 5 SA(formerly Enel Green Power Projetos 14))	テレジーナ	ブラジル	197,176,257.11	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・６・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・19・エスエー)(Enel Green Power São Gonçalo 6 SA(formerly Enel Green Power Projetos 19 SA))	テレジーナ	ブラジル	199,271,048.28	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ジュダス・エオリカ・エスエー(Enel Green Power São Judas Eólica SA)	ニテロイ	ブラジル	143,674,900.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%

前へ　次へ

エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・01・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・９・エスエー)(Enel Green Power São Micael 01 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 9 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・02・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・13・エスエー)(Enel Green Power São Micael 02 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 13 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・03・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・16・エスエー)(Enel Green Power São Micael 03 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 16 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	アルバ・エネルジア・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・04・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・サン・ゴンサロ・20・エスエー)(Enel Green Power São Micael 04 SA (formerly Enel Green Power São Gonçalo 20 SA))	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サン・ミカエル・05・エスエー(Enel Green Power São Micael 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・サービシズ・エルエルシー(Enel Green Power Services LLC)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エスエイチユー・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Shu SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・シンガポール・ピーティーイー・エルティーディー(Enel Green Power Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	1,975,000.00	シンガポールドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジー・エスアールエル(Enel Green Power Solar Energy Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・メテハラ・エスピーエー(Enel Green Power Solar Metehara SpA)	ローマ	イタリア	50,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)(Enel Green Power Solar Ngonye SpA (formerly Enel Green Power Africa Srl))	ローマ	イタリア	50,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・スウィフト・ウィンド・エルピー(Enel Green Power Swift Wind LP)	カルガリー	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・タカイコ・エオリカ・エスエー(Enel Green Power Tacaico Eolica SA)	ニテロイ	ブラジル	86,034,360.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	98.76% 1.24%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・テフヌト・エスエーイー(清算中)(Enel Green Power Tefnut SAE (in liquidation))	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプトポンド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エジプト・エスエーイー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ(Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	65,654,658.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 1 SA)	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・10・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・21)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 10 SA (formerly Enel Green Power Projetos 21))	テレジーナ	ブラジル	171,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・11・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・23)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 11 SA (formerly Enel Green Power Projetos 23))	テレジーナ	ブラジル	185,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・14・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・24)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 14 SA (formerly Enel Green Power Projetos 24))	テレジーナ	ブラジル	231,402,551.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・15・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・25)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 15 SA (formerly Enel Green Power Projetos 25))	テレジーナ	ブラジル	182,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・17・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・26)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 17 SA (formerly Enel Green Power Projetos 26))	テレジーナ	ブラジル	198,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・19・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・27)(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 19 SA (formerly Enel Green Power Projetos 27))	テレジーナ	ブラジル	126,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・2・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Angela 2 SA)	テレジーナ	ブラジル	249,650,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・20・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・28)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA (formerly Enel Green Power Projetos 28))	テレジーナ	ブラジル	126,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・29)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA (formerly Enel Green Power Projetos 29))	テレジーナ	ブラジル	113,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・3・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・4)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA (formerly Enel Green Power Projetos 4))	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・4・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・6)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA (formerly Enel Green Power Projetos 6))	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・5・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・7)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA (formerly Enel Green Power Projetos 7))	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・6・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・8)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA (formerly Enel Green Power Projetos 8))	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・7・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・9)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA (formerly Enel Green Power Projetos 9))	テレジーナ	ブラジル	106,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・8・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・18)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA (formerly Enel Green Power Projetos 18))	テレジーナ	ブラジル	132,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・9・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・20)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA (formerly Enel Green Power Projetos 20))	テレジーナ	ブラジル	185,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・12(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・36・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 (formerly Enel Green Power Projetos 36 SA))	テレジーナ	ブラジル	105,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・13・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・17・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA (formerly Enel Green Power Projetos 17 SA))	テレジーナ	ブラジル	105,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・16・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・38・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 38 SA))	テレジーナ	ブラジル	105,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エーシーエル・18・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・47・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA (formerly Enel Green Power Projetos 47 SA))	テレジーナ	ブラジル	105,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・アンジェラ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA)	ニテロイ	ブラジル	7,315,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・08・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・34・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA (formerly Enel Green Power Projetos 34 SA))	ニテロイ	ブラジル	110,200,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・1・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・フォンテ・ドス・ヴェントス・1・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA (formerly Enel Green Power Fonte dos Ventos 1 SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・13(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・33・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 (formerly Enel Green Power Projetos 33 SA))	ニテロイ	ブラジル	147,000,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・15・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA)	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・16・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・35・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA (formerly Enel Green Power Projetos 35 SA))	ニテロイ	ブラジル	183,700,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00 0.00%	100.00
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・17・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・31・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 (formerly Enel Green Power Projetos 31 SA))	ニテロイ	ブラジル	183,700,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・21・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・37・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA(formerly Enel Green Power Projetos 37 SA))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・22・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・39・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA (formerly Enel Green Power Projetos 39 SA))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・25・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・40・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA (formerly Enel Green Power Projetos 40 SA))	サルバドル	ブラジル	110,200,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・41・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA (formerly Enel Green Power Projetos 41 SA))	ニテロイ	ブラジル	202,100,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・26・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェトス・41・エスエー)	100.00% 0.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・3・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・7・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・ラジェド・アルト・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA (formerly Enel Green Power Lagedo Alto SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA))	ニテロイ	ブラジル	4,727,414.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サンタ・エスペランサ・パルティチパソエス・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・クマル・06・エスエー)(Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA (formerly Enel Green Power Cumaru 06 SA))	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・1・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サント・オレステス・2・エスエー(Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・01・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・02・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・03・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・04・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・05・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・06・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・07・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・08・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・11・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・13・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・16・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・17・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・18・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA)	テレジーナ	ブラジル	138,001,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%

エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・19・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・22・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・26・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴェントス・デ・サン・ロック・29・エスエー(Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA)	テレジーナ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴィロレシ・エスアールエル(Enel Green Power Villoresi Srl)	ローマ	イタリア	1,200,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	51.00%	51.00%
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランデ・エスエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・プロジェクト・１・エスエー)(Enel Green Power Volta Grande SA (formerly Enel Green Power Projetos 1 SA))	ニテロイ	ブラジル	565,756,528.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・グリーン・パワー・ザンビア・リミテッド(Enel Green Power Zambia Limited)	ルサカ	ザンビア	15,000.00	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ディベロップメント・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	1.00% 99.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・Ⅱ－デルフィーナ・８・エスエー(Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA)	ニテロイ	ブラジル	129,639,980.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・１・エルティーディーエー(Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda)	サルバドル	ブラジル	6,986,993.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ゼウス・エスユーエル・２・エスエー(Enel Green Power Zeus Sul 2 SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.90% 0.10%	100.00%
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル(Enel Holding Finance Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	ファイナンス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イベリア・エスアールエル(Enel Iberia Srl)	マドリード	スペイン	336,142,500.00	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル(Enel Innovation Hubs Srl)	ローマ	イタリア	1,100,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インシュランス・エヌヴイ(Enel Insurance NV)	アムステルダム	オランダ	60,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ(Enel Investment Holding BV)	アムステルダム	オランダ	1,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%

エネル・イタリア・エスピーエー(Enel Italia SpA)	ローマ	イタリア	100,000,000.00	ユーロ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー(Enel Kansas Development Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・カンザス・エルエルシー(Enel Kansas LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ロジスティクス・エスアールエル(Enel Logistics Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ミネソタ・ホールディングス・エルエルシー(Enel Minnesota Holdings LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク	100.00%	100.00%
エネル・ネヴカン・インク(Enel Nevkan Inc.)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ノース・アメリカ・インク(Enel North America Inc.)	アンドーヴァー	米国	50.00	米ドル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・オペレーションズ・カナダ・エルティーディー(Enel Operations Canada Ltd)	アルバータ	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ペルー・エスエーシー(Enel Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	5,361,789,105.00	ヌエボソル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー(Enel Produzione SpA)	ローマ	イタリア	1,800,000,000.00	ユーロ	火力発電 取引 エネル・グリーン・パワー	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ(Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴイ ハイドロエレクトリシダド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・リノヴァビリ・エスアールエル(Enel Rinnovabili Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・II・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー(Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ルーマニア・エスエー(Enel Romania SA)	ブフテア	ルーマニア	200,000.00	ルーマニアレイ	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ルス・ウィンド・アゾブ・エルエルシー(Enel Rus Wind Azov LLC)	モスクワ	ロシア連邦	200,000,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ルス・ウィンド・コラ・エルエルシー(Enel Rus Wind Kola LLC)	ムルマンスクシティ	ロシア連邦	10,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ルス・ウィンド・スタヴロポリエ・エルエルシー(Enel Rus Wind Stavropolye LLC)	スタヴロポリ地方	ロシア連邦	350,000,00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
エネル・ロシア・ピージェイエスシー(Enel Russia PJSC)	エカテリンブルグ	ロシア連邦	35,371,898,370.00	ロシアルーブル	カントリー・ホールディング・カンパニー	エネル・エスピーエー	56.43%	56.43%

エネル・ソルト・ウェルズ・エルエルシー(Enel Salt Wells LLC)	ファロン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サウジアラビア・リミテッド(Enel Saudi Arabia Limited)	アルコバール	サウジアラビア	1,000,000.00	サウジリヤル	インフラストラクチャー及びネットワーク	イー・ディストリビュツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%
エネル・セルヴィッシ・コミューネ・エスエー(Enel Servicii Comune SA)	ブカレスト	ルーマニア	33,000,000.00	ルーマニアレイ	サービス	イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー	50.00%	51.00%
						イー・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー	50.00%	
エネル・ソーラー・エスアールエル(Enel Solar Srl)	パナマシティ	パナマ共和国	10,100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	99.01%	100.00%
						エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	0.99%	
エネル・ソール・エスアールエル(Enel Sole Srl)	ローマ	イタリア	4,600,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー(Enel Soluçoes Energéticas Ltda)	ニテロイ	ブラジル	42,863,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	0.00%	
						エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー	0.00%	
エネル・スティルウォーター・エルエルシー(Enel Stillwater LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・サプライズ・ヴァレー・エルエルシー(Enel Surprise Valley LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・テクノロジア・デ・レデス・エスエー(Enel Tecnologia de Redes SA)	ニテロイ	ブラジル	10,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・テクスカン・インク(Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・パワー・インク	100.00%	100.00%
エネル・トレード・エナジー・エスアールエル(Enel Trade Energy Srl)	ブカレスト	ルーマニア	2,437,050.00	ルーマニアレイ	取引	エネル・ルーマニア・エスエー	100.00%	100.00%
エネル・トレード・セルビア・ディーオーオー(Enel Trade Serbia doo)	ベオグラード	セルビア	300,000.00	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・トレーディング・アルジェンティーナ・エスアールエル(Enel Trading Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	14,011,100.00	アルゼンチンペソ	取引	エネル・アメリカス・エスエー	55.00%	65.00%
						エネル・アルジェンティーナ・エスエー	45.00%	
エネル・トレーディング・ブラジル・エスエー(Enel Trading Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	1,000,000.00	ブラジルレアル	取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・トレーディング・ノース・アメリカ・エルエルシー(Enel Trading North America LLC)	ウィルミントン	米国	10,000,000.00	米ドル	取引	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネル・ウルグアイ・エスエー(Enel Uruguay SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	20,000.00	ウルグアイペソ	エネルX	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	65.00%
エネル・ヴァユ(プロジェクト２)プライベート・リミテッド(Enel Vayu (Project 2) Private Limited)	グルグラム	インド	45,000,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
エネル・ウィンド・プロジェクト(アンバーイー)プライベート・リミテッド(Enel Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリー	インド	5,000,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
エネルX・エーエムピーシーアイ・イーバス・チリ・エスピーエー(Enel X AMPCI Ebus Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	18,000,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・チリ・エスピーエー	20.00%	12.99%
エネルX・エーエムピーシーアイ・エル１・ホールディングス・エスピーエー(Enel X AMPCI L1 Holdings SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	18,000,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・エーエムピーシーアイ・イーバス・チリ・エスピーエー	100.00%	12.99%

エネルX・エーエムピーシーアイ・エル1・エスピーエー(Enel X AMPCI L1 SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	18,000,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・エーエムピーシーアイ・エル1・ホールディングス・エスピーエー	100.00%	12.99%
エネルX・アルジェンティーナ・エスエーユー(Enel X Argentina SAU)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	127,800,000.00	アルゼンチンペソ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アスプテック・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Asputeck Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia Holding (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	21,224,578.00	豪ドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・オーストラリア(ピーティーワイ)エルティーディー(Enel X Australia (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	9,880.00	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・バッテリー・ストレージ・リミテッド・パートナーシップ(Enel X Battery Storage Limited Partnership)	オークビル	カナダ	10,000.00	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・ホールディング・インク エネルX・カナダ・エルティーディー	0.01% 99.99%	100.00%
エネルX・ブラジル・ジェレンチアメント・デ・エネルジア・エルティーディーエー(Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda)	ソロカバ	ブラジル	5,538,403.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド エナノック・ユーケー・II・リミテッド	0.00% 100.00%	100.00%
エネルX・ブラジル・エスエー(Enel X Brasil SA)	ニテロイ	ブラジル	187,725,892.00	ブラジルレアル	エネルX	セントラル・ジェラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー	0.00% 100.00%	65.00%
エネルX・カナダ・ホールディング・インク(Enel X Canada Holding Inc.)	オークビル	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・カナダ・エルティーディー(Enel X Canada Ltd)	ミシサガ	カナダ	1,000.00	カナダドル	エネルX	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・チリ・エスピーエー(Enel X Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,800,000,000.00	チリペソ	エネルX	エネル・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
エネルX・カレージ・アベニュー・プロジェクト・エルエルシー(Enel X College Ave. Project LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・コロンビア・エスエーエス(Enel X Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	5,000,000,000.00	コロンビアペソ	エネルX	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	31.40%
エネルX・エナジー(シャンハイ)シーオー・エルティーディー(Enel X Energy (Shanghai) Co. Ltd)	上海	中国	3,500,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・フェデラル・エルエルシー(Enel X Federal LLC)	ボストン	米国	5,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー(Enel X Finance Partner LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ファイナンシャル・サービシズ・エスアールエル(Enel X Financial Services Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・フランス・エスエーエス(Enel X France SAS)	パリ	フランス	2,901,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ヘイデン・ロー・ストリート・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Hayden Rowe St. Project LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・インターナショナル・エスアールエル(Enel X International Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・アイルランド・リミテッド(Enel X Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,841.00	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・イタリア・エスアールエル(Enel X Italia Srl)	ローマ	イタリア	200,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

エネルX・ジャパン・ケーケー(Enel X Japan K.K.)	東京	日本	255,000,000.00	円	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ケーオーエムアイピーオー・リミテッド(Enel X KOMIPO Limited)	ソウル	大韓民国	10,000,000.00	ウォン	エネルX	エネルX・コレア・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・コレア・リミテッド(Enel X Korea Limited)	ソウル	大韓民国	1,200,000,000.00	ウォン	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー(Enel X MA Holdings LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・エムエー・ピーヴイ・ポートフォリオ・1・エルエルシー(Enel X MA PV Portfolio 1 LLC)	ボストン	米国	-	米ドル	エネルX	エネルX・ファイナンス・パートナー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・モビリティ・ルーマニア・エスアールエル(Enel X Mobility Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	6,937,800.00	ルーマニアレイ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・エスアールエル	99.86% 0.14%	100.00%
エネルX・モビリティ・エスアールエル(Enel X Mobility Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・モリッセイ・ブールバード・プロジェクト・エルエルシー(Enel X Morrissey Blvd. Project LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネルX	エネルX・エムエー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネルX・ニュージーランド・リミテッド(Enel X New Zealand Limited)	ウェリントン	ニュージーランド	313,606.00	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルX・ノース・アメリカ・インク(Enel X North America, Inc.)	ボストン	米国	1,000.00	米ドル	エネルX	エネル・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エネルX・ノルウェー・エーエス(Enel X Norway AS)	ポルスグルン	ノルウェー	1,000,000.00	ノルウェークローネ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・ペルー・エスエーシー(Enel X Perú SAC)	サンミゲル	ペルー	12,005,000.00	ヌエボソル	エネルX	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	65.00%
エネルX・ポルスカ・エスピー・ゼットオーオー(Enel X Polska Sp. Zo.o.)	ワルシャワ	ポーランド	10,000,000.00	ポーランドズロチ	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・ルーマニア・エスアールエル(Enel X Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	234,450.00	ルーマニアレイ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・エスアールエル	99.00% 1.00%	100.00%
エネルX・ルス・エルエルシー(Enel X Rus LLC)	モスクワ	ロシア連邦	8,000,000.00	ロシアルーブル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	99.00%	99.00%
エネルX・エスアールエル(Enel X Srl)	ローマ	イタリア	1,050,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルX・サービシズ・インディア・プライベート・リミテッド(Enel X Services India Private Limited)	ムンバイシティ	インド	45,000.00	インドルピー	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00% 0.00%	100.00%
エネルX・シンガポール・ピーティーワイ・エルティーディー(Enel X Singapore Pte Ltd)	シンガポール	シンガポール	1,212,000.00	シンガポールドル	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・スウェーデン・エービー(Enel X Sweden AB)	ストックホルム	スウェーデン	50,000.00	スウェーデンクローナ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルX・タイワン・シーオー・エルティーディー(Enel X Taiwan Co. Ltd)	台北市	台湾	65,000,000.00	台湾ドル	エネルX	エネルX・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エネルX・ユーケー・リミテッド(Enel X UK Limited)	ロンドン	英国	32,626.00	英国ポンド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・エスアイ・エスアールエル(Enel. si Srl)	ローマ	イタリア	5,000,000.00	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルコ・エスエー(Enelco SA)	マルーシ	ギリシャ	60,108.80	ユーロ	サービス	エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴイ	75.00%	75.00%

エネルパワー・コントラクター・アンド・ディベロップメント・サウジアラビア・エルティーディー(Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd)	リヤド	サウジアラビア	5,000,000.00	サウジリヤル	サービス	エネルパワー・エスピーエー	51.00%	51.00%
エネルパワー・ド・ブラジル・エルティーディーエー(Enelpower do Brasil Ltda)	ニテロイ	ブラジル	5,068,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
						エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	0.00%	
エネルパワー・エスピーエー(Enelpower SpA)	ミラノ	イタリア	2,000,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・モンゾン・エスエーシー(Energética Monzón SAC)	サンミゲル	ペルー	6,463,000.00	ヌエボソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ペルー・パエスエーシー	100.00%	100.00%
						エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	0.00%	
エネルジア・セウタ・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエー(Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SA)	セウタ	スペイン	65,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンプレサ・デ・アリュンブラド・エレクトリコ・デ・セウタ・エスエー	100.00%	67.56%
エネルジア・エオリカ・アルト・デル・リャノ・エスエルユー(Energía Eólica Alto del Llano SLU)	マドリード	スペイン	3,300.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エネルジア・エオリカ・エスアールエル―イーエヌ・イーオー・エスアールエル(Energia Eolica Srl - EN.EO. Srl)	ローマ	イタリア	4,840,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルジア・グローバル・デ・メキシコ(エネルメクス)エスエー・デ・シーヴイ(Energía Global de México (Enermex) SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	50,000.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	99.00%	99.00%
エネルジア・グローバル・オペラシオネス・エスアールエル(Energía Global Operaciones Srl)	サンホセ	コスタリカ	10,000.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	100.00%	100.00%
エネルジア・リンピア・デ・アミスタッド・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Amistad SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	33,452,769.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・アルト・エスエー・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	673,583,489.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
エネルジア・リンピア・デ・プエルト・リベルタド・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,953,980.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	0.01%	100.00%
						エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	99.99%	
エネルジア・マリーナ・エスピーエー(Energía Marina SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,404,240,000.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	25.00%	16.23%
エネルジア・ネタ・サ・カセタ・リュグマジョー・エスエル(単独株主会社)(Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SL (Sociedad Unipersonal))	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	9,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグー・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	51,879,307.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.90%	99.91%
						エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	0.01%	
エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	5,339,650.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・ エスエー	0.04%	100.00%
						エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	99.96%	

エネルジア・ＸＸＩ・コメルシアリザドラ・デ・レフェレンシア・エスエル(Energía XXI Comercializadora de Referencia SL)	マドリード	スペイン	2,000,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エネルジア・エスエー	100.00%	70.11%
エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー(Energía y Servicios South America SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	144,290,951.73	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネルジアス・オルターナティヴァス・デル・スール・エスエル(Energías Alternativas del Sur SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	546,919.10	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	54.95%	38.52%
エネルジアス・デ・アラゴン・Ｉ・エスエル(Energías de Aragón I SL)	サラゴサ	スペイン	3,200,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
エネルジアス・デ・グラウス・エスエル(Energías de Graus SL)	バルセロナ	スペイン	1,298,160.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	66.67%	46.74%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・カレオン・エスエー(Energías Especiales de Careón SA)	サンチャゴ・デ・コンポステラ	スペイン	270,450.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	77.00%	53.98%
エネルジアス・エスペシアレス・デ・ペナ・アルマダ・エスエー(Energías Especiales de Peña Armada SA)	マドリード	スペイン	963,300.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00%	56.09%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・アルト・ウリャ・エスエー(Energías Especiales del Alto Ulla SA)	マドリード	スペイン	19,594,860.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エネルジアス・エスペシアレス・デル・ビエルゾ・エスエー(Energías Especiales del Bierzo SA)	トッレ・デル・ビエルゾ	スペイン	1,635,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
エネルジアス・レノバブルズ・ラ・マタ・エスエー・デ・シーヴイ(Energías Renovables La Mata SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	656,615,400.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグー・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト・エスエー(Energie Electrique de Tahaddart SA)	マラケシュ	モロッコ	637,840,000.00	モロッコディルハム	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	32.00%	22.43%
エネルゴテル・エーエス(Energotel AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	2,191,200.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	20.00%	6.60%
エネルギー・ハイドロ・ピアヴェ・エスアールエル(清算中)(Energy Hydro Piave Srl (in liquidation))	ベルーノ	イタリア	800,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	51.00%	51.00%
エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー(Energy Response Holdings (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	630,451.00	豪ドル	エネルＸ	エネルＸ・オーストラリア・ホールディング(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エネルリーヴ・エスアールエル(Enerlive Srl)	ローマ	イタリア	6,520,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	マイコール・ウィンド・エスアールエル	100.00%	100.00%
エナノック・ゲーエムベーハー(EnerNOC GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エナノック・アイルランド・リミテッド(EnerNOC Ireland Limited)	ダブリン	アイルランド	10,535.00	ユーロ	エネルＸ	エネルＸ・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・ユーケー・Ⅱ・リミテッド(EnerNOC UK II Limited)	ロンドン	英国	21,000.00	英国ポンド	エネルＸ	エネルＸ・ユーケー・リミテッド	100.00%	100.00%
エンテック(チャイナ)インフォメーション・テクノロジー・シーオー・エルティーディー(Entech (China) Information Technology Co. Ltd)	深圳	中国	140,000.00	米ドル	エネルＸ	エナノック・ユーケー・Ⅱ・リミテッド	50.00%	50.00%
エンテック・ユティリティ・サービス・ビューロー・インク(Entech Utility Service Bureau Inc.)	ルーザービル	米国	1,500.00	米ドル	エネルＸ	エネルＸ・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅰ・エスエルユー(Envatios Promoción I SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅱ・エスエルユー(Envatios Promoción II SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エンヴァシオス・プロモシオン・Ⅲ・エスエルユー(Envatios Promoción III SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エンヴァシオス・プロモシオン・XX・エスエルユー(Envatios Promoción XX SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エオリカ・デル・シエルツォ・エスエルユー(Eólica del Cierzo SLU)	サラゴサ	スペイン	225,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エオリカ・デル・プリンシパド・エスエーユー (Eólica del Principado SAU)	ヒホン・アストゥリアス	スペイン	60,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エオリカ・ヴァレ・デル・エブロ・エスエー(Eólica Valle del Ebro SA)	サラゴサ	スペイン	3,561,342.50	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.50%	35.40%
エオリカ・ゾピロアパン・エスエー・デ・シーヴイ(Eólica Zopiloapan, SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,877,201.54	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	56.98% 39.50%	96.48%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエル(Eólicas de Agaete SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,400.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00%	56.09%
エオリカス・デ・フェエンカリエンテ・エスエー(Eólicas de Fuencaliente SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	216,360.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	55.00%	38.56%
エオリカス・デ・フェエルテヴェンチュラ・エーアイイー(Eólicas de Fuerteventura AIE)	プエルト・デル・ロザリオ	スペイン	-	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・エスエー(Eólicas de la Patagonia SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	480,930.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
エオリカス・デ・ランサローテ・エスエル(Eólicas de Lanzarote SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,758,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
エオリカス・デ・テネリフェ・エーアイイー(Eólicas de Tenerife AIE)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	420,708.40	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
エオリカス・デ・ティラハナ・エスエル(Eólicas de Tirajana SL)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
エンプレサ・エネルジア・エスエー(Epresa Energía SA)	カディス	スペイン	2,500,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	50.00%	35.05%
ユーロピアン・エナジー・エクスチェンジ・エージー(European Energy Exchange AG)	ライプツィヒ	ドイツ	40,050,000.00	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	2.38%	2.38%
エクスペディション・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Expedition Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エクスプローラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Explorer Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・デ・エスクーチャ・エスエー(Explotaciones Eólicas de Escucha SA)	サラゴサ	スペイン	3,505,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	70.00%	49.07%

エクスプロタシオンズ・エオリカス・エル・プエルト・エスエー(Explotaciones Eólicas El Puerto SA)	テルエル	スペイン	3,230,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	73.60%	51.60%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サント・ドミンゴ・デ・ルナ・エスエー(Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA)	サラゴサ	スペイン	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・サソ・プラノ・エスエー(Explotaciones Eólicas Saso Plano SA)	サラゴサ	スペイン	5,488,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	65.00%	45.57%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・コステラ・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA)	サラゴサ	スペイン	8,046,800.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.10%
エクスプロタシオンズ・エオリカス・シエラ・ラ・ヴィルゲン・エスエー(Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA)	サラゴサ	スペイン	4,200,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.10%
フェンス・ポスト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Fence Post Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フェンナー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Fenner Wind Holdings LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フィンセック・ラブ・エルティーディー(Finsec Lab Ltd)	テルアビブ	イスラエル	100.00	イスラエルシェケル	エネルX	エネルX・エスアールエル	30.00%	30.00%
フラッグペイ・エスアールエル(Flagpay Srl)	ミラノ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネルX	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	55.00%
フラット・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Flat Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
フラット・トップ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flat Top Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フリント・ロック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Flint Rock Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー(Florence Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
フォートンズ・デ・サント・アンキエタ・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA)	ニテロイ	ブラジル	577,000.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
フォトヴォルタイカ・ユンクリジョス・エスエルユー(Fotovoltaica Yunclillos SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
フォーマイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Fourmile Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%
フリーダム・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Freedom Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
フロント・マリティム・デル・ベソス・エスエル(Front Marítim del Besòs SL)	バルセロナ	スペイン	9,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	61.37%	43.02%
フラテナ・ソーラー・1・エスエルユー(Furatena Solar 1 SLU)	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ギャラクシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Galaxy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク.	100.00%	100.00%

ギャロブ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Garob Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ジェネラシオン・エスエーユー(Gas y Electricidad Generación SAU)	パルマ・デ・マヨルカ	スペイン	213,775,700.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.11%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー(Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
ゴーリー・リヴァー・マネジメント・エルエルシー(Gauley River Management LLC)	ウィリソン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ジェナビリティ・インク(Genability Inc.)	サンフランシスコ	米国	6,010,074.72	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	50.00%	50.00%
ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エルティーディーエー(Generadora de Occidente Ltda)	グアテマラシティ	グアテマラ	16,261,697.33	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスアール	1.00% 99.00%	100.00%
ジェネラドラ・エオリカ・アルト・パコラ・エスアールエル(Generadora Eólica Alto Pacora Srl)	パナマシティ	パナマ共和国	10,100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.01% 0.99%	100.00%
ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー(Generadora Montecristo SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,820,000.00	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスアール	0.00% 100.00%	100.00%
ジェネラドラ・ソーラー・オーストラル・エスエー(Generadora Solar Austral SA)	チリキ	パナマ共和国	10,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・ソーラー・トレ・エスアールエル(Generadora Solar Tolé Srl)	パナマシティ	パナマ共和国	10,100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.01% 0.99%	100.00%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エスエー(Geotérmica del Norte SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	326,577,419,702.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	84.59%	54.92%
ギブソン・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Gibson Bay Wind Farm (RF)(Pty)Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ガーガー・ソーラー・ファーム(ピーティーワイ)エルティーディー(Girgarre Solar Farm (Pty) Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ガーガー・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
グローバル・コモディティーズ・ホールディングス・リミテッド(Global Commodities Holdings Limited)	ロンドン	英国	4,042,375.00	英国ポンド	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	4.68%	4.68%
グローバイト・エスエー(Globyte SA)	サンホセ	コスタリカ	891,000.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	9.09%	9.09%
ジーエヌエル・チリ・エスエー(Gnl Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	3,026,160.00	米ドル	取引	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	33.33%	20.25%
グッドウェル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Goodwell Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	20.00%
ゴロナ・デル・ヴィエント・エル・イエロ・エスエー(Gorona del Viento El Hierro SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	30,936,736.00	ユーロ	火力発電	ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	23.21%	16.27%
グランド・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Grand Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ジーアールピーピー・ホールディングス・エルエルシー(GRPP Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	2.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ホールディングス・エルエルシー	50.00%	50.00%
ガダランケ・ソーラー・4・エスエル(Guadarranque Solar 4 SL)	セビリア	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・II・エスエー	100.00%	70.11%

ガスティ・ヒル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Gusty Hill Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ジーヴイ・エネルジー・リジェネラビリ・イタルロ・エスアールエル(GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl)	ブカレスト	ルーマニア	1,145,400.00	ルーマニアレイ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00% 0.00%	100.00%
ハドレー・リッジ・エルエルシー(Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ハミルトン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hamilton County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ハンズブロー・ヴァレー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Hansborough Valley Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハーヴェスト・リッジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Harvest Ridge Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハーヴェスト・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Harvest Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ヘイスティングス・ソーラー・エルエルシー(Hastings Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ハッチ・データ・インク(Hatch Data Inc.)	サンフランシスコ	米国	10,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	5.00%	5.00%
ハートランド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Heartland Farms Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル(Hidroeléctrica de Catalunya SL)	バルセロナ	スペイン	126,210.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	100.00%	70.11%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウロル・エスエル(Hidroeléctrica de Ourol SL)	ルゴ	スペイン	1,608,200.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv)	コリナ	メキシコ	30,890,736.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
ハイドロフラミセル・エスエル(Hidroflamicell SL)	バルセロナ	スペイン	78,120.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	75.00%	52.58%
ハイドロインヴェスト・エスエー(Hidroinvest SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	55,312,093.00	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンティーナ・エスエー	41.94% 54.76%	62.85%
ハイ・シャパラル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Chaparral Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ストレージ・エルエルシー(High Lonesome Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(High Lonesome Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ロンサム・ウィンド・パワー・エルエルシー(High Lonesome Wind Power LLC)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ハイ・ロンサム・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

ハイ・ヌーン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(High Noon Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ハイ・ストリート・コーポレーション(ピーティーワイ)エルティーディー(High Street Corporation (Pty) Ltd)	メルボルン	オーストラリア	2.00	豪ドル	エネルX	エナジー・レスポンス・ホールディングス(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ヒルトッパー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Hilltopper Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルジア・ソーラー・エスエル(Hispano Generación de Energía Solar SL)	ヘレス・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
ホープ・クリーク・エルエルシー(Hope Creek LLC)	クレストビュー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ホープ・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Hope Ridge Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ハブジェクト・ゲーエムベーハー(Hubject GmbH)	ベルリン	ドイツ	65,943.00	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	12.50%	12.50%
ハイドロ・エナジーズ・コーポレーション(Hydro Energies Corporation)	ウィリソン	米国	5,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イダリア・パーク・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Idalia Park Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イドロスシシリア・エスピーエー(Idrosicilia SpA)	ミラノ	イタリア	22,520,000.00	ユーロ	サービス	エネル・エスピーエー	1.00%	1.00%
アイ・イーエム・エスエーティー・エルティーディー(i-EM SAT Ltd)	ジドコット、オックスフォードシャー	英国	100.00	英国ポンド	エネルX	アイ・イーエム・エスアールエル	100.00%	30.00%
アイ・イーエム・エスアールエル(i-EM Srl)	トリノ	イタリア	28,571.43	ユーロ	エネルX	エネル・イタリア・エスピーエー	30.00%	30.00%
アイエフエックス・ネットワークス・アルジェンティーナ・エスアールエル(Ifx Networks Argentina Srl)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,260,551.00	アルゼンチンペソ	エネルX	アイエフエックス／エニ－エスピーシー・V・インク マイノリティ・ストック・ホールディング・コープ	99.85% 0.15%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・チリ・エスエー(Ifx Networks Chile SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	6,235,913,725.00	チリペソ	エネルX	アイエフエックス／エニ－エスピーシー・IV・インク セルヴィシオス・デ・インターネット・エニ・チリ・エルティーディーエー	41.20% 58.80%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・コロンビア・エスエーエス(Ifx Networks Colombia SAS)	ボゴタ	コロンビア	15,734,959,000.00	コロンビアペソ	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・パナマ・エスエー アイエフエックス／エニ－エスピーシー・III・インク	58.33% 41.67%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー(Ifx Networks LLC)	ウィルミントン	米国	80,848,653.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー(Ifx Networks Ltd)	トルトラ	ヴァージン諸島	50,001.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	20.60%
アイエフエックス・ネットワークス・パナマ・エスエー(Ifx Networks Panama SA)	パナマシティ	パナマ共和国	21,000.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス／エニ－エスピーシー・パナマ・インク	100.00%	20.60%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・III・インク(Ifx/eni - Spc III Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・IV・インク(Ifx/eni - Spc IV Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%

アイエフエックス／エニ－エスピーシー・パナマ・インク(Ifx/eni - Spc Panama Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%
アイエフエックス／エニ－エスピーシー・V・インク(Ifx/eni - Spc V Inc.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%
イナーシャ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Inertia Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
イナーシャ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Inertia Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
インコラン・インフォルマシオン・イ・コーディナシオン・デ・オブラス・エーアイイー(Inkolan Información y Coordinación de obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,141.68	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエル(単独株主会社)	14.29%	10.02%
インターナショナル・マルチメディア・ユニバーシティ・エスアールエル(清算中)(International Multimedia University Srl)(in bankruptcy)	-	イタリア	24,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	13.04%	13.04%
インヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス(Inversora Codensa SAS)	ボゴタ	コロンビア	5,000,000.00	コロンビアペソ	サービス	コデンサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	31.40%
インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー(Inversora Dock Sud SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	828,941,660.00	アルゼンチンペソ	サービス	エネル・アメリカス・エスエー	57.14%	37.14%
イサム・イケダ・エネルジア・エスエー(Isamu Ikeda Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	45,474,475.77	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
イタルジェスト・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Italgest Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ジャック・リヴァー・エルエルシー(Jack River LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ジェイド・エネルジア・エルティーディーエー(Jade Energia Ltda)	コンセイサン・ド・ジャクイーペ	ブラジル	4,107,097.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
ハグイト・ソーラー・10・エムダブリュ－・エスエー(Jaguito Solar 10 MW SA)	パナマシティ	パナマ共和国	10,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	100.00%	100.00%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー(Jessica Mills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ジュースネット・ゲーエムベーハー(JuiceNet Gmbh)	ベルリン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
ジュースネット・エルティーディー(JuiceNet Ltd)	ロンドン	英国	1.00	英国ポンド	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	100.00%	100.00%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー(Julia Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ジュナ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Juna Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
ケリーズ・フォールズ・エルエルシー(Kelley's Falls LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
カーバ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Khaba Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
キドラート・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Khidrat Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%

キングス・リヴァー・ハイドロ・カンパニー・インク(Kings River Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
キングストン・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Kingston Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
キノ・コントラクター・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Contractor SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
キノ・ファシリティーズ・マネージャー・エスエー・デ・シーヴイ(Kino Facilities Manager SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
コングル・エネルジー・サナイ・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Kongul Enerjí Sanayí Ve Tícaret Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	125,000,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
コポリー・ダブリューピーエス・エルエルシー(Koporie WPS LLC)	レニングラード州	ロシア連邦	21,000,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
コリア・ライン・コーポレーション(Korea Line Corporation)	ソウル	大韓民国	122,132,520,000.00	ウォン	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	0.25%	0.25%
クロムスクレーダー・エスエー(Kromschroeder SA)	バルセロナ	スペイン	627,126.00	ユーロ	サービス	エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエル(単独株主会社)	29.26%	20.51%
ラ・カバーニャ・エスピーエー(La Cabaña SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	1,481,845,000.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
レイク・エミリー・ソーラー・エルエルシー(Lake Emily Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
レイク・プラスキ・ソーラー・エルエルシー(Lake Pulaski Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ランド・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Land Run Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラヴァ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lava Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー(Lawrence Creek Solar LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
レモネード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Lemonade Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
リバティ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Liberty Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
リビアン・イタリアン・ジョイント・カンパニーアジエンダ・リビコーイタリアーナ(エーエルアイ)(Libian Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I))	トリポリ	リビア	1,350,000.00	ユーロ	サービス	エネルパワー・エスピーエー	0.33%	0.33%
リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー(Lily Solar Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・リリー・ソーラー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リリー・ソーラー・エルエルシー(Lily Solar LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

前へ　次へ

リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Lindahl Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Lindahl Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リンダル・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Little Elk Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・エルク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Little Elk Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	リトル・エルク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトル・ソルト・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Little Salt Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
リトルヴィル・パワー・カンパニー・インク(Littleville Power Company Inc)	ボストン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
リタス・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Litus Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージホールディングス・エルエルシー (旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
リヴィスター・グアテマラ・エスエー(Livister Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	742,000.00	グアテマラケツァル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.01% 99.99%	20.60%
リヴィスター・ホンジュラス・エスエー(Livister Honduras SA)	テグシガルパ	ホンジュラス	25,000.00	ホンジュラスレンピラ	エネルX	リヴィスター・グアテマラ・エスエー リヴィスター・ラタム・エスエルユー	0.40% 99.60%	20.60%
リヴィスター・ラタム・エスエルユー(Livister Latam SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
リャノ・サンチェス・ソーラー・パワー・ワン・エスアールエル(Llano Sánchez Solar Power One Srl)	パナマシティ	パナマ共和国	10,020.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.80% 0.20%	100.00%
ローン・パイン・ウィンド・インク(Lone Pine Wind Inc.)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ローン・パイン・ウィンド・プロジェクト・エルピー(Lone Pine Wind Project LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ローワー・ヴァレー・エルエルシー(Lower Valley LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ルミナリー・ハイランズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Luminary Highlands Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ルズ・デ・アングラ・エネルジア・エスエー(Luz de Angra Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	4,062,085.00	ブラジルレアル	エネルX	エネルX・ブラジル・エスエー	51.00%	33.15%
マイコール・ウィンド・エスアールエル(Maicor Wind Srl)	ローマ	イタリア	20,850,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
マラスピナ・エナジー・エスシーエーアールエル(清算中)(Malaspina Energy Scarl in liquidation)	ペルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	ユーセイブ・エスピーエー	100.00%	100.00%
メイプル・カナダ・ソリューションズ・ホールディングス・エルティーディー(Maple Canada Solutions Holdings Ltd)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・エルティーディー	20.00%	20.00%
メイプル・エナジー・ソリューションズ・エルピー(Maple Energy Solutions LP)	-	カナダ	-	カナダドル	エネルX	エネルX・カナダ・ホールディング・インク	20.00%	20.00%
マレンゴ・ソーラー・エルエルシー(Marengo Solar LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マルテ・エスアールエル(Marte Srl)	ローマ	イタリア	6,100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

マルダール・ウィンド・エナジー・プライベート・リミテッド(Marudhar Wind Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
マス・エネルジア・エス・デ・アール エル・デ・シーヴイ(Más Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	61,872,926.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99% 0.01%	100.00%
メイソン・マウンテン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mason Mountain Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
マトリジェニクス(ピーティーワイ)エルディーディー(Matrigenix (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
エムシー・ソーラー・I・エルエルシー(MC Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
マックブライド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(McBride Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
メディダス・アンビエンタレス・エスエル(Medidas Ambientales SL)	ブルゴス	スペイン	60,100.00	ユーロ	サービス	ヌクレノール・エスエー	50.00%	17.53%
メリット・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Merit Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
メトロ・ウィンド・エルエルシー(Metro Wind LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
メキシカーナ・デ・ハイドロエレクトリシダッド・メキシドロ・エスアールエル・デ・シーヴイ(Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	181,728,901.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリード	スペイン	3,000,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	1.35%	0.95%
ミデル・ウィンド・ファーム・エスエー(Midelt Wind Farm SA)	カサブランカ	モロッコ	145,000,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー	70.00%	35.00%
ミニセントラレス・アセキア・シンコ・ヴィラス・エーアイイー(Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE)	エヘア・デ・ロス・カバジェロス	スペイン	3,346,993.04	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	5.39%	3.78%
ミニセントラレス・デル・カナル・デ・ラス・バルデナス・エーアイイー(Minicentrales del Canal de las Bárdenas AIE)	サラゴサ	スペイン	1,202,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	15.00%	10.52%
ミニセントラレス・デル・カナル・インペリアル・ガリュール・エスエル(Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL)	サラゴサ	スペイン	1,820,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	36.50%	25.59%
マイノリティー・ストック・ホールディング・コープ(Minority Stock Holding Corp.)	トルトラ	ヴァージン諸島	100.00	米ドル	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー	100.00%	20.60%
ミラ・エナジー(ピーティーワイ)エルティーディー(Mira Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	100.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ミランダ・プラタフォルマ・ロジスティカ・エスエー(Miranda Plataforma Logística SA)	ブルゴス	スペイン	1,800,000.00	ユーロ	サービス	ヌクレノール・エスエー	0.22%	0.08%
モントローゼ・ソーラー・エルエルシー(Montrose Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ムーンビーム・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Moonbeam Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

マウントレイル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mountrail Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ムチョ・ヴィエント・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mucho Viento Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスキーゴン・カウンティ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon County Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスキーゴン・グリーン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Muskegon Green Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
マスタング・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Mustang Run Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ナポレオン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Napolean Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ナレヴァ・エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエー(Nareva Enel Green Power Morocco SA)	カサブランカ	モロッコ	98,750,000.00	モロッコディルハム	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・モロッコ・エスエーアールエルエーユー	50.00%	50.00%
ナヴァルヴィラー・ソーラー・エスエル(Navalvillar Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ネテル・テレコミュニカシオネス・エスエー(Netell Telecomunicações SA)	バルエリ	ブラジル	29,800,000.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカシオネス・エルティーディーエー	60.00%	12.36%
ネヴカン・リニューアブルズ・エルエルシー(Nevkan Renewables LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ネヴカン・インク	100.00%	100.00%
ニューバリー・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー(Newbury Hydro Company LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ンゴニェ・パワー・カンパニー・リミテッド(Ngonye Power Company Limited)	ルサカ	ザンビア	10.00	ザンビアクワチャ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・ンゴニェ・エスピーエー(旧名称：エネル・グリーン・パワー・アフリカ・エスアールエル)	80.00%	80.00%
ノジョリ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nojoli Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ノース・キャナル・ウォーターワークス(North Canal Waterworks)	ボストン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ノース・イングリッシュ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(North English Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノース・ロック・ウィンド・エルエルシー(North Rock Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノースランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノーススター・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Northstar Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレード・ウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ノーサンバーランド・ソーラー・プロジェクト・Ｉ・エルエルシー(Northumberland Solar Project I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ノースウェスト・ハイドロ・エルエルシー(Northwest Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ウェスト・エルエルシー	100.00%	100.00%
ノッチ・ブット・ハイドロ・カンパニー・インク(Notch Butte Hydro Company Inc.)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

ヌクレノール・エスエー(Nuclenor SA)	ブルゴス	スペイン	102,000,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	50.00%	35.05%
ヌオヴェ・エネルジー・エスアールエル(Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペドクレ	イタリア	5,204,028.73	ユーロ	取引	エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヌキュバ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Nxuba Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	51.00%	51.00%
エヌワイシー・ストレージ(353チェスター)エスピーイー・エルエルシー(Nyc Storage (353 Chester) Spe LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エスアールオー(Ochrana A Bezpecnost Se SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	33,193.92	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
オリヴム・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Olivum PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
オミップ―オペラドール・ド・メルカド・イベリコ・(ポルトガル)エスジーピーエス・エスエー(Omip - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) Sgps SA)	リスボン	ポルトガル	2,610,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%
オープン・ファイバー・エスピーエー(OpEn Fiber SpA)	ミラノ	イタリア	250,000,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・エスピーエー	50.00%	50.00%
オープン・レンジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Open Range Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
オペラドール・デル・メルカド・イベリコ・デ・エネルジアーボロ・エスパニョール・エスエー(Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA)	マドリード	スペイン	1,999,998.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エンデサ・エスエー	5.00%	3.51%
オーキッド・アクレス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Orchid Acres Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー(Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・ウィンド・ホールディングス・1・エルエルシー	100.00%	20.00%
オリジン・ウィンド・エナジー・エルエルシー(Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	20.00%
オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Osage Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	50.00%
オセージ・ウィンド・エルエルシー(Osage Wind LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オセージ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	50.00%
オットーケチー・ハイドロ・カンパニー・インク(Ottauquechee Hydro Company Inc)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オヴァシック・エオリコ・エネルジー・エレクトリック・ユーレチム・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ(Ovacik Eolíko Enerjí Elektrík Üretím Ve Tícaret Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	11,250,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
オクサゲーサ・エーアイイー(Oxagesa AIE)	アルカニス	スペイン	6,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.37%
オイスター・ベイ・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Oyster Bay Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%

パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー(Padoma Wind Power LLC)	エリダ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
パロ・アルト・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Palo Alto Farms Wind Project LLC)	ダラス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
パンピヌス・ピーヴイ・ファーム・01・エスエルユー(Pampinus PV Farm 01 SLU)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
パラダイス・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Paradise Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
パラヴェント・エスエル(Paravento SL)	ルゴ	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.10%
パルク・エオリク・ラ・トサ―ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル(Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL)	マドリード	スペイン	1,183,100.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
パルク・エオリック・ロス・アリガルス・エスエル(Parc Eòlic Los Aligars SL)	マドリード	スペイン	1,313,100.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
パルコ・エオリコ・モンティ・シカニ・エスアールエル(Parco Eolico Monti Sicani Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
パルケ・アミスタット・II・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad II SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,413,533,480.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
パルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad III SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	931,692,540.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
パルケ・アミスタット・IV・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Amistad IV SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,489,508,400.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.00% 1.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエル(単独株主会社)(Parque Eólico A Capelada SL(Sociedad Unipersonal))	ラ・コルーニャ	スペイン	5,857,704.33	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
パルケ・エオリコ・ビーアール・1・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Parque Eólico BR-1 SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	-	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.50% 25.00%	25.50%
パルケ・エオリコ・カッレテラ・デ・アリナガ・エスエー(Parque Eólico Carretera de Arinaga SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	1,603,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	80.00%	56.09%
パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー(Parque Eólico de Barbanza SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	3,606,072.60	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル パルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスエー	75.00% 0.00%	52.58%
パルケ・エオリコ・デ・ベルモンテ・エスエー(Parque Eólico de Belmonte SA)	マドリード	スペイン	120,400.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.17%	35.17%
パルケ・エオリコ・デ・サン・アンドレス・エスエー(Parque Eólico de San Andrés SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	82.00%	57.49%
パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー(Parque Eólico de Santa Lucía SA)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	901,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル パルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルチア・エスエー	65.67% 1.00%	46.50%

パルケ・エオリコ・フィンカ・デ・モーガン・エスエー(Parque Eólico Finca de Mogán SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	3,810,340.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	90.00%	63.10%
パルケ・エオリコ・モンテス・デ・ラス・ナヴァス・エスエー(Parque Eólico Montes de las Navas SA)	マドリード	スペイン	6,540,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	75.50%	52.93%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エスエル(Parque Eólico Muniesa SL)	マドリード	スペイン	3,006.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
パルケ・エオリコ・パルマス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー(Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda)	サルバドル	ブラジル	4,096,626.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセンヴォルヴィメント・エルティーディーエー	100.00% 0.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー(Parque Eólico Pampa SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	10,637,000.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
パルケ・エオリコ・プンタ・デ・テノ・エスエー(Parque Eólico Punta de Teno SA)	サンタ・クルス・デ・テネリフェ	スペイン	528,880.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	52.00%	36.46%
パルケ・エオリコ・シエラ・デル・マデロ・エスエー(Parque Eólico Sierra del Madero SA)	マドリード	スペイン	7,193,970.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	58.00%	40.66%
パルケ・エオリコ・ティコ・エスエルユー(Parque Eólico Tico SLU)	サラゴサ	スペイン	234,900.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
パルケ・サリトリリョス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Salitrillos SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・ソーラー・カウチャリ・IV・エスエー(Parque Solar Cauchari IV SA)	サンサルバドル・デ・フフイ	アルゼンチン	500,000.00	アルゼンチンペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アルジェンティーナ・エスエー エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	95.00% 5.00%	100.00%
パルケ・ソーラー・ドン・ホセ・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Don José SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・ソーラー・ビジャヌエヴァ・トレス・エスエー・デ・シーヴイ(Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	306,024,631.13	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
パルケ・タリネー・オリエンテ・エスエー(Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	66,092,165,170.93	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	60.91% 34.56%	74.12%
パスティス－セントロ・ナツィオナーレ・ペル・ラ・リセルカ・エ・ロ・スヴィルッポ・デイ・マテリアリ・エスシーピーエー(清算中)(Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA (in liquidation))	ブリンディジ	イタリア	2,065,000.00	ユーロ	サービス	エネル・イタリア・エスピーエー	1.14%	1.14%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー(Paynesville Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューディット・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ペイティッパー・ネットワーク・エスアールエル(Paytipper Network Srl)	カシーナ	イタリア	40,000.00	ユーロ	エネルX	ペイティッパー・エスピーエー	100.00%	55.00%
ペイティッパー・エスピーエー Paytipper SpA)	ミラノ	イタリア	3,000,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・エスアールエル	55.00%	55.00%
ピーディーピー・テクノロジーズ・エルティーディ(PDP Technologies Ltd)	アシュケロン	イスラエル	1,129,252.00	イスラエルシェケル	サービス	エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	5.72%	5.72%
ペゴプーエネルジア・エレクトリカ・エスエー(Pegop - Energia Eléctrica SA)	ペゴ	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	0.02% 49.98%	35.05%

ピーエイチ・チュカス・エスエー(PH Chucás SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー エネルジア・イ・セルヴィオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	40.31% 24.69%	65.00%
ピーエイチ・ドン・ペドロ・エスエー(PH Don Pedro SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	33.44%	33.44%
ピーエイチ・グアシモ・エスエー(PH Guácimo SA)	サンホセ	コスタリカ	50,000.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	65.00%	65.00%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー(PH Río Volcán SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001.00	コスタリカコロン	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	34.32%	34.32%
ピンチャー・クリーク・エルピー Pincher Creek LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	99.00% 1.00%	100.00%
パイン・アイランド・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー(Pine Island Distributed Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
プランタ・エオリカ・ユーロピア・エスエー(Planta Eólica Europea SA)	セビリア	スペイン	1,198,532.32	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	56.12%	39.34%
ポイント・ライダー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Point Rider Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ポメラード・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Pomerado Energy Storage LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
パワークロップ・マチアレッデュ・エスアールエル(PowerCrop Macchiareddu Srl)	ボローニャ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・ルッシ・エスアールエル(PowerCrop Russi Srl)	ボローニャ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)	100.00%	50.00%
パワークロップ・エスピーエー(旧名称：パワークロップ・エスアールエル)(PowerCrop SpA.(formerly PowerCrop Srl))	ボローニャ	イタリア	4,000,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	50.00%	50.00%
プレーリー・ローズ・トランスミッション・エルエルシー(Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	20.00%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー(Prairie Rose Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	20.00%
プリマヴェーラ・エネルジア・エスエー(Primavera Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	36,965,444.64	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
プロドゥクトラ・デ・エネルジアス・エスエー(Productora de Energías SA)	バルセロナ	スペイン	60,101.22	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	30.00%	21.03%
プロドゥクトラ・エレクトリカ・ウルジェレンセ・エスエー (Productora Eléctrica Urgelense SA)	レリダ	スペイン	8,400,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・エスエー	8.43%	5.91%
プログレソ・ソーラー・20・エムダブリュ―・エスエー(Progreso Solar 20 MW SA)	パナマシティ	パナマ共和国	10,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスアールエル	100.00%	100.00%
プロモシオネス・エネルジェティカス・デル・ビエルゾ・エスエル (Promociones Energéticas del Bierzo SL)	マドリード	スペイン	12,020.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%

プロヴェドラ・デ・エレクトリシダッド・デ・オクシデンテ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	89,708,835.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	99.99%	99.99%
プロイェクト・アルメリア・メディテラネオ・エスエー(Proyecto Almería Mediterráneo SA)	マドリード	スペイン	601,000.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスエー	45.00%	31.55%
プロイェクトス・ユニヴェルシタリオス・デ・エネルジアス・レノバブルズ・エスエル(Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	27,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.37%
プロイェクトス・イ・ソリュシオーネス・レノバブルズ・エスエーシー(Proyectos y Soluciones Renovables SAC)	サンミゲル	ペルー	1,000.00	ヌエボソル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル エネルジア・イ・セルヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.90% 0.10%	100.00%
ピーエスジー・エナジー・プライベート・リミテッド(PSG Energy Private Limited)	ハイデラバード	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
ピーティー・エネル・グリーン・パワー・オプティマ・ウェイ・ラタイ(PT Enel Green Power Optima Way Ratai)	ジャカルタ	インドネシア	10,002,250.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90.00%	90.00%
ピュリダ・エナジー(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Pulida Energy (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	52.70%	52.70%
パンプキン・ヴァイン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Pumpkin Vine Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
クアティアラ・エネルジア・エスエー(Quatiara Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	13,766,118.96	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
クイーンズ・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Queens Energy Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
ランチランド・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Ranchland Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Ranchland Wind Project II LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ランチランド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Ranchland Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ランチランド・ウィンド・ストレージ・エルエルシー(Ranchland Wind Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラットルスネイク・クリーク・ホールディングス・エルエルシー(Rattlesnake Creek Holdings LLC)	デラウェア	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ラウシュ・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rausch Creek Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
アールシー・ウィンド・エスアールエル(RC Wind Srl)	ミラノ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	0.50%	0.50%
リークトルテスト・エスアールオー(Reaktortest SRO)	トルナヴァ	スロバキア	66,389.00	ユーロ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	49.00%	16.17%

レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコミュニカシオネス・エスエー(Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマシティ	パナマ共和国	2,700,000.00	米ドル	サービス	エネル・エスピーエー	11.11%	11.11%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Red Dirt Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・ダート・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Dirt Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	レッド・ダート・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レッド・フォックス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Red Fox Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
レデス・イ・テレコミュニカシオーネス・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ(Redes y Telecomunicaciones, S de RL de Cv)	サン・ペドロ・スーラ	ホンジュラス	82,370,000.00	ホンジュラスレンピラ	エネルX	リヴィスター・ホンジュラス・エスエー	80.00%	16.48%
レフティンスカヤ・グレス・エルエルシー(Reftinskaya GRES LLC)	レフチンスキー	ロシア連邦	10,000.00	ロシアルーブル	火力発電	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	100.00%	56.43%
レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスエー(Renovables de Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	1,924,465,600.00	グアテマラゲツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスアールエル	0.00% 100.00%	100.00%
レノバブルズ・ラ・ペドレラ・エスエルユー(Renovables La Pedrera SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
レノバブルズ・メディアヴィラ・エスエルユー(Renovables Mediavilla SLU)	サラゴサ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
リフエ・エスピーエー(Rihue SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	986,821.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
リヴァーベンド・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Riverbend Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
リヴァービュー・エルピー(Riverview LP)	アルバータ	カナダ	-	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	99.00% 1.00%	100.00%
ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Roadrunner Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・ロードランナー・ソーラー・プロジェクト・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロードランナー・ストレージ・エルエルシー(Roadrunner Storage LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネルX	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロシェル・ソーラー・エルエルシー(Rochelle Solar LLC)	コーラルスプリングス	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅰ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings II LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Rock Creek Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プリファード・ウィンド・ホールディングス・Ⅱ・エルエルシー	100.00%	100.00%
ロック・クリーク・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rock Creek Wind Project LLC)	クレイトン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロック・クリーク・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%

ロックヘブン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rockhaven Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ロッキー・キャニー・ホールディングス・エルエルシー(Rocky Caney Holdings LLC)	オクラホマシティ	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	20.00%	20.00%
ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー(Rocky Caney Wind LLC)	アルバニー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	20.00%	20.00%
ロッキー・リッジ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rocky Ridge Wind Project LLC)	オクラホマシティ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ロッキー・キャニー・ウィンド・エルエルシー	100.00%	20.00%
ロドニコヴスカヤ・ダブリューピーエス(Rodnikovskaya WPS)	モスクワ	ロシア共和国	6,010,000.00	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
ローリング・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rolling Farms Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ルスエネルゴスビト・エルエルシー(Rusenergosbyt LLC)	モスクワ	ロシア連邦	18,000,000.00	ロシアルーブル	エンドユーザー市場	エネル・エスピーエー	49.50%	49.50%
ルスエネルゴスビト・シベリア・エルエルシー(Rusenergosbyt Siberia LLC)	クラスノヤルスクシティ	ロシア連邦	4,600,000.00	ロシアルーブル	エンドユーザー市場	ルスエネルゴスビト・エルエルシー	50.00%	24.75%
ラストラー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Rustler Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ルストン・リッジ・エルエルシー(Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
サブロイ・エスエー(Saburoy SA)	モンテヴィデオ	ウルグアイ	100,000.00	ウルグアイペソ	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルエルシー	100.00%	20.60%
サクメ・エスエー(Sacme SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	12,000.00	アルゼンチンペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンプレサ・ディストリビュイドラ・スール・エスエー―エデスル	50.00%	23.44%
サドル・ハウス・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Saddle House Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ソルモン・フォールズ・ハイドロ・エルエルシー(Salmon Falls Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ソルト・スプリングス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Salt Springs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サルト・デ・サン・ラファエル・エスエル(Salto de San Rafael SL)	セビリア	スペイン	462,185.98	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
サマンサ・ソーラー・エスピーエー(Samantha Solar SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	88,334,025.00	チリペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	100.00%	64.93%
サン・フランシスコ・デ・ボルハ・エスエー(San Francisco de Borja SA)	サラゴサ	スペイン	60,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	66.67%	46.74%
サン・フアン・メサ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(San Juan Mesa Wind Project II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	パドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	100.00%
サノサリ・エナジー・プライベート・リミテッド(Sanosari Energy Private LimitedC)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
サント・ロストロ・コジェネラシオン・エスエー(Santo Rostro Cogeneración SA)	セビリア	スペイン	207,340.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%

前へ　次へ

サウグス・リヴァー・エナジー・ストレージ・エルエルシー(Saugus River Energy Storage LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
エスイー・スルズビー・インジニエルスキ・スタヴィエブ・エスアールオー(Se Služby Inžinierskych Stavieb SRO)	カルナ・ナッド・フロノム	スロバキア	200,000.00	ユーロ	火力発電	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエル(単独株主会社)(Seguidores Solares Planta 2 SL (Sociedad Unipersonal))	マドリード	スペイン	3,010.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
セルヴィシオ・デ・オペラシオン・イ・マンテニミエント・パラ・エネルジアス・レノバブルス・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables, S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	3,000.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスエー エネルジア・ヌエヴァ・エネルジア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ	0.01% 99.99%	100.00%
セルヴィシオス・デ・インターネット・エニ・チリ・エルティーディーエー(Servicios de Internet Eni Chile Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	2,768,688,228.00	チリペソ	エネルX	アイエフエックス・ネットワークス・エルティーディー アイエフエックス／エニ―エスピーシー・IV・インク	0.10% 99.90%	20.60%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー(Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	エネル・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
セティル・エスアールエル(Setyl Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	ユーセイブ・エスピーエー	27.50%	27.50%
セブン・カウボーイ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboy Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
セブン・カウボーイズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Seven Cowboys Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シアワッシー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Shiawassee Wind Project LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
シールド・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Shield Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
シカール・スルヤ（ワン）プライベート・リミテッド(Shikhar Surya (One) Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
エスアイイーティー―ソシエタ・インフォルマツィオーニ・エスペリエンツェ・テルモイドラウリケ・エスピーエー(SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA)	ピアチェンツァ	イタリア	697,820.00	ユーロ	サービス	エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	41.55%	41.55%
システマ・エレクトリコ・デ・コネクシオン・ヴァルケール・エスエル(Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリード	スペイン	175,200.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	28.13%	19.72%
システマス・エネルジェティコス・マニョン・オルチゲイラ・エスエー(Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	96.00%	67.30%
スカイビュー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Skyview Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ (Slovak Power Holding BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000.00	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	50.00%	50.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エネルジェティケ・スルズビー・エスアールオー(Slovenské elektrárne-Energetické Služby SRO)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000.00	ユーロ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス(Slovenské electrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	1,269,295,724.66	ユーロ	火力発電 サービス エンドユーザー市場	スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴイ	66.00%	33.00%
スロベンスケ・エレクトラーネ・セスカ・リパブリカ・エスアールオー(Slovenské elektrárne ČeskáRepublika, SRO)	モラフスカー・オストラヴァ	チェコ共和国	295,819.00	チェココルナ	エンドユーザー市場	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	100.00%	33.00%
スモーキー・ヒル・ホールディングス・II・エルエルシー(Smoky Hill Holdings II LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Smoky Hills Wind Farm LLC)	トピカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・プロジェクト・II・エルエルシー(Smoky Hills Wind Project II LLC)	レネックサ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	イージーピーエヌエー・プロジェクト・ホールドコ・１・エルエルシー	100.00%	100.00%
スナイダー・ウィンド・ファーム・エルエルシー(Snyder Wind Farm LLC)	ハームリー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	テクスカン・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
ソシーベ・エネルジア・エスエー (Socibe Energia SA)	ニテロイ	ブラジル	12,969,032.25	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
ソシエダッド・アグリコラ・デ・カメロス・エルティーディーエー (Sociedad Agrícola de Cameros Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	5,738,046,495.00	チリペソ	ファイナンス	エネル・チリ・エスエー	57.50%	37.33%
ソシエダッド・エオリカ・デ・アンダルシア・エスエー(Sociedad Eólica de Andalucía SA)	セビリア	スペイン	4,507,590.78	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	64.75%	45.39%
ソシエダッド・エオリカ・エル・プンタル・エスエル(Sociedad Eólica El Puntal SL)	セビリア	スペイン	1,643,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
ソシエダッド・エオリカ・ロス・ランセス・エスエー(Sociedad Eólica Los Lances SA)	セビリア	スペイン	2,404,048.42	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
ソシエダッド・パラ・エル・デサリョーリョ・デ・シエラ・モレナ・コルドベサ・エスエー(Sociedad para el Desarrollo de Sierra Morena Cordobesa SA)	コルドバ	スペイン	86,063.20	ユーロ	サービス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	1.82%	1.27%
ソシエダッド・ポルチュアリア・セントラル・カルタゲナ・エスエー (Sociedad Portuaria Central Cartagena SA)	ボゴタ	コロンビア	89,714,600.00	コロンビアペソ	火力発電	エムゲサ・エスエー・イーエスピーインヴェルソラ・コデンサ・エスエーエス	94.94% 5.05%	31.50%
ソシエタ・ディ・スヴィルポ・レアリザツィオーネ・エ・ジェスティオーネ・デル・ガスドット・アルジェリアーイタリア・ヴィア・サルデーニャ・エスピーエー(ガルシ・エスピーエー)(清算中)(Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA in liquidation (Galsi SpA in liquidation))	ミラノ	イタリア	37,419,179.00	ユーロ	サービス	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	17.65%	17.65%
ソシエタ・エレットリカ・トリニョ・エスアールエル(Società Elettrica Trigno Srl)	トリヴェント	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%

ソエットウォーター・ウィンド・ファーム(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Soetwater Wind Farm (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー・2(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー(Soliloquoy Ridge LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
サマーズワース・ハイドロ・カンパニー・インク(Somersworth Hydro Company Inc)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ソナ・エネルジー・ユレティム・アノニム・シルケティ (Sona Enerjí Üretím Anoním Şirketí)	イスタンブール	トルコ	50,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルジー・ヤティリムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
ソナック・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sonak Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ソタヴェント・ガリシア・エスエー(Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	601,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	36.00%	25.24%
サウス・ロック・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(South Rock Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
サウスウェスト・トランスミッション・エルエルシー(Southwest Transmission LLC)	シダー・ブラフ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	100.00%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー(Spartan Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
スタンピード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stampede Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティルマン・ヴァレー・ソーラー・エルエルシー(Stillman Valley Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー(Stillwater Woods Hill Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティパ・ナヤア・エスエー・デ・シーヴイ(Stipa Nayaá, SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,811,016,348.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ エネル・グリーン・パワー・パルテシパツィオーニ・スペシャリ・エスアールエル	55.21% 40.16%	95.37%
ストックヤード・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Stockyard Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ストリーンズタウン・ソーラー・I・エルエルシー(Strinestown Solar I LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スアヴェ・エネルジア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Suave Energía S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,000.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイエネル・リノヴァビル・エスエー・デ・シーヴイ	0.10% 99.90%	100.00%
サブリュナリー・トレーディング(アールエフ)(ピーティーワイ)(Sublunary Trading (RF)(Pty))	ブライアンストン	南アフリカ	13,750,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	57.00%	57.00%
サジェスチョン・パワー（ウニペソアル）エルディーエー(Suggestion Power (Unipessoal) Lda)	パソ・デ・アルコス	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	100.00%	70.11%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディス・エスエー(Suministradora Eléctrica de Cádiz SA)	カディス	スペイン	12,020,240.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンデサ・レッド・エスエー(単独株主会社)	33.50%	23.49%

スミニストロ・デ・ルズ・イ・フュエルザ・エスエル(Suministro de Luz y Fuerza SL)	バルセロナ	スペイン	2,800,000.00	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	60.00%	42.06%
サミット・エナジー・ストレージ・インク(Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.00%	75.00%
サン・リヴァー・エルエルシー(Sun River LLC)	ベンド	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
サンダンス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Sundance Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンフラワー・プレーリー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sunflower Prairie Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スウェザー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Swather Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スウィート・アップル・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Sweet Apple Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
タエ・テクノロジーズ・インク(Tae Technologies Inc.)	ポーリング	米国	53,207,936.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1.12%	1.12%
タウステ・エネルジア・ディストリビュイダ・エスエル(Tauste Energía Distribuida SL)	ザラゴザ	スペイン	60,508.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	51.00%	35.75%
テクナトム・エスエー(Tecnatom SA)	マドリード	スペイン	4,025,700.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	45.00%	31.55%
テクノグアット・エスエー(Tecnoguat SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	30,948,000.00	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・リノヴァビル・エスアールエル	75.00%	75.00%
テホ・エネルジア―プロデューソォン・エ・ディストリビューソォン・デ・エネルジア・エレクトリカ・エスエー(Tejo Energia-Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA)	リスボン	ポルトガル	5,025,000.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	43.75%	30.67%
テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ(Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,892,643,576.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	32.89 %	32.90%
テプロプレグレス・ジェイエスシー(Teploprogress JSC)	スレドネウラリスク	ロシア連邦	128,000,000.00	ロシアルーブル	サービス	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	60.00%	33.86%
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マルティン・エスエー(Termoeléctrica José de San Martín SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	7,078,298.00	アルゼンチンペソ	火力発電	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	0.42% 1.68% 5.60%	3.33%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラノ・エスエー(Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	7,078,307.00	アルゼンチンペソ	火力発電	セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネラシオン・コスタネラ・エスエー エネル・ジェネラシオン・エル・チョコン・エスエー	0.47% 1.89% 6.23%	3.72%
テルモテック・エネルジア・エーアイイー(清算中)(Termotec Energía AIE) (in liquidation)	ラ・ポブラ・デ・バルボナ	スペイン	481,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	45.00%	31.55%
テスティング・スタンド・オブ・イワノフスカヤ・グレス・ジェイエスシー(Testing Stand of Ivanovskaya GRES JSC)	コムソモルスク	ロシア連邦	118,213,473.45	ロシアルーブル	サービス	エネル・ロシア・ピージェイエスシー	1.65%	0.93%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー(Texkan Wind LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・テクスカン・インク	100.00%	100.00%

タール・スルヤ・１・プライベート・リミテッド(Thar Surya 1 Private Limited)	グルガオン	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	アヴィキラン・スルヤ・インディア・プライベート・リミテッド	100.00%	100.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・Ｉ・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings I LLC)	ドーヴァー	米国	100.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンダー・ランチ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunder Ranch Wind Project LLC)	ドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
サンダーエッグ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Thunderegg Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ティコ・ソーラー・１・エスエルユー(Tico Solar 1 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ティコ・ソーラー・２・エスエルユー(Tico Solar 2 SLU)	ザラゴザ	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
トビヴォックス(アールエフ)(ピーティーワイ)エルティーディー(Tobivox (RF)(Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	10,000,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	60.00%	60.00%
トレド・ピーヴイ・エーアイイー(Toledo PV AIE)	マドリード	スペイン	26,887.96	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	33.33%	23.37%
トレパルマ・エナジー・1・エスエルユー(Torrepalma Energy 1 SLU)	マドリード	スペイン	3,100.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
トレードウィンド・エナジー・インク(Tradewind Energy Inc.)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
トランスミソラ・デ・エネルジア・レノバブル・エスエー(Transmisora de Energía Renovable SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	233,561,800.00	グアテマラケツァル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーンパワー・グアテマラ・エスエー エネル・リノヴァビル・エスアールエル ジェネラドラ・モンテクリスト・エスエー	0.00% 100.00% 0.00%	100.00%
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ・エルティーディーエー(Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	4,404,446,151.00	チリペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	50.00%	30.37%
トランスポルタドラ・デ・エネルジア・エスエー―ティーイーエスエー(Transportadora de Energía SA - TESA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	2,584,473,416.00	アルゼンチンペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・アルジェンチーナ・エスエー エネル・ブラジル・エスエー エネル・シーアイイーエヌ・エスエー	0.00% 60.15% 39.85%	65.00%
トランスポルテス・イ・ディストリビュシオネス・エレクトリカス・エスエー(清算中)(Transportes y Distribuciones Eléctricas SA in liquidation)	ジローナ	スペイン	72,121.45	ユーロ	インフラストラクチャー及びネットワーク	イー・ディストリビュシオン・レデス・ディジタレス・エスエル(単独株主会社)	73.33%	51.41%
トレヴァゴ・レノバブルズ・エスエル(Trévago Renovables SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	フラテナ・ソーラー・１・エスエルユー セグイドレス・ソラレス・プランタ・２・エスエル(単独株主会社)	17.73% 17.77%	24.89%
ツァー・ニコラス・エルエルシー(Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
トゥーラ・ダブリューピーエス・エルエルシー(Tula WPS LLC)	トゥーラ	ロシア連邦	-	ロシアルーブル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ルス・リミテッド・ライアビリティ・カンパニー	100.00%	100.00%
トゥンガ・リニューアブル・エナジー・プライベート・リミテッド(Tunga Renewable Energy Private Limited)	グルグラム	インド	100,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ピーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%

ティーダブリューイー・フランクリン・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(TWE Franklin Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ティーダブリューイー・ロット・ディーエー・エルエルシー(TWE Rot DA LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエルシー(Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ツイン・サラナック・ホールディングス・エルエルシー (Twin Saranac Holdings LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
タイム・エスアールエル(Tyme Srl)	ベルガモ	イタリア	100,000.00	ユーロ	エネルX	ユーセイブ・エスピーエー	50.00%	50.00%
タインマウス・エナジー・ストレージ・リミテッド(Tynemouth Energy Storage Limited)	ロンドン	英国	2.00	英国ポンド	エネルX	エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	100.00%	100.00%
ユフィネット・アルジェンティーナ・エスエー(Ufinet Argentina SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	9,745,583.00	アルゼンチンペソ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.95% 0.05%	20.60%
ユフィネット・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー(Ufinet Brasil Participações Ltda)	サント・アンドレ	ブラジル	45,784,638.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.00% 100.00%	20.60%
ユフィネット・ブラジル・テレコミュニカシオネス・エルティーディーエー(Ufinet Brasil Telecomunicação Ltda)	サント・アンドレ	ブラジル	45,784,638.00	ブラジルレアル	エネルX	ユフィネット・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00% 0.00%	20.60%
ユフィネット・チリ・エスピーエー(Ufinet Chile SpA)	サンティアゴ・デ・チリ	チリ	233,750,000.00	チリペソ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
ユフィネット・コロンビア・エスエー(Ufinet Colombia SA)	ボゴタ	コロンビア	1,180,000,000.00	コロンビアペソ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ホンジュラス・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	0.00% 0.00% 90.00% 0.00%	18.54%
ユフィネット・コスタリカ・エスエー(Ufinet Costa Rica SA)	サンホセ	コスタリカ	25,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
ユフィネット・エクアドル・ユフィエク・エスエー(Ufinet Ecuador Ufiec SA)	キト	エクアドル	1,507,800.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.00% 100.00%	20.60%
ユフィネット・エルサルバドル・エスエー・デ・シーヴイ(Ufinet El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサルバドル	10,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	0.01% 99.99%	20.60%
ユフィネット・グアテマラ・エスエー(Ufinet Guatemala SA)	グアテマラシティ	グアテマラ	3,000,000.00	グアテマラゲツァル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.99% 0.01%	20.60%
ユフィネット・ホンジュラス・エスエー(Ufinet Honduras SA)	テグシガルパ	ホンジュラス	194,520.00	ホンジュラスレンピア	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	99.99% 0.01%	20.60%
ユフィネット・ラタム・エスエルユー(Ufinet Latam SLU)	マドリード	スペイン	15,906,312.00	ユーロ	エネルX	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
ユフィネット・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Ufinet México S. de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	7,635,430.00	メキシコペソ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー	1.31% 98.69%	20.60%
ユフィネット・ニカラグア・エスエー(Ufinet Nicaragua SA)	マナグア	ニカラグア	2,800,000.00	ニカラグアコルドバ	エネルX	ユフィネット・グアテマラ・エスエー ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	0.50% 99.00% 0.50%	20.60%
ユフィネット・パナマ・エスエー(Ufinet Panama SA)	パナマシティ	パナマ共和国	1,275,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
ユフィネット・パラグアイ・エスエー(Ufinet Paraguay SA)	アスンシオン	パラグアイ	79,488,240,000.00	パラグアイグアラニ	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	75.00%	15.45%
ユフィネット・ペルー・エスエーシー(Ufinet Peru SAC)	リマ	ペルー	2,836,474.00	ヌエボソル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー ユフィネット・パナマ・エスエー	100.00% 0.00%	20.60%

ユフィネット・ユーエス・エルエルシー(Ufinet Us LLC)	ウィルミントン	米国	1,000.00	米ドル	エネルX	ユフィネット・ラタム・エスエルユー	100.00%	20.60%
ウクカラ・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Ukuqala Solar (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ジェネラシオン・エスエーユー(Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	190,171,520.00	ユーロ	火力発電	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	100.00%	70.11%
アッピントン・ソーラー(ピーティーワイ)エルティーディー(Upington Solar (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー(ピーティーワイ)エルティーディー	100.00%	100.00%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズクム・レズ・エーエス(Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS)	レズ	チェコ共和国	524,139,000.00	チェココルナ	サービス	スロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス	27.77%	9.17%
ヴァルデカバレロ・ソーラー・エスエル(Valdecaballero Solar SL)	マドリード	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
ヴァユ(プロジェクト1)プライベート・リミテッド(Vayu (Project 1) Private Limited)	グルグラム	インド	10,000,000.00	インドルピー	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・インディア・プライベート・リミテッド(旧名称：ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド)	100.00%	100.00%
ヴェクター・エネルジー・ユーレチム・アノニム・シルケティ(Vektör Enerjí Üretím Anoním Sírketí)	イスタンブール	トルコ	3,500,000.00	トルコリラ	エネル・グリーン・パワー	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヴェントス・デ・サント・オレステス・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA)	マラカナウ	ブラジル	1,754,031.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
ヴェントス・デ・サオ・ロック・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エスエー(Ventos de São Roque Energias Renováveis SA)	マラカナウ	ブラジル	9,988,722.00	ブラジルレアル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
ヴィエントス・デル・アルティプラーノ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴイ(Vientos del Altiplano S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,455,854,094.00	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ビジャヌエヴァ・ソーラー・エスエー・デ・シーヴイ(Villanueva Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	205,316,027.15	メキシコペソ	エネル・グリーン・パワー	テネドラ・デ・エネルジア・レノバブル・ソル・イ・ヴィエント・エスエーピーアイ・デ・シーヴイ	60.80%	20.00%
ヴィルレイロス・エスエル(Viruleiros SL)	サンティアゴ・デ・コンポステラ	スペイン	160,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	67.00%	46.97%
ヴィヴァ・ラボズ・エーエス(Viva Labs AS)	オスロ	ノルウェー	105,534.00	ノルウェークローネ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	60.00%	60.00%
ワペラ・ブラッフス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wapella Bluffs Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー(Waseca Solar LLC)	ワセカ	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェーバー・エナジー・ストレージ・プロジェクト・エルエルシー(Weber Energy Storage Project LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー(旧名称：イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディングス・エルエルシー)	100.00%	100.00%
ウィスパイヤ・インク(Wespire, Inc.)	ボストン	米国	1,625,000.00	米ドル	エネルX	エネルX・ノース・アメリカ・インク	11.21%	11.21%
ウェスト・ファリボート・ソーラー・エルエルシー(West Faribault Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェスト・ホプキントン・ハイドロ・エルエルシー(West Hopkinton Hydro LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

ウェスト・ワコニア・ソーラー・エルエルシー(West Waconia Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	オーロラ・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー	100.00%	74.13%
ウェスタン・ニューヨーク・ウィンド・コーポレーション(Western New York Wind Corporation)	アルバニー	米国	300.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ワートンーエル・キャンポ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wharton-El Campo Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー(White Cloud Wind Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイト・クラウド・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Cloud Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホワイト・クラウド・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイト・ピークス・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(White Peaks Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホワイトテイル・トレイルズ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Whitetail Trails Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power Holdings LLC)	アンドーヴァー	米国	99.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・エルエルシー(Whitney Hill Wind Power LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	ホイトニー・ヒル・ウィンド・パワー・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ワイルド・ラン・エルピー(Wild Run LP)	アルバータ	カナダ	10.00	カナダドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・アルバータ・ウィンド・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	100.00%
ワイルドキャット・フラッツ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー(Wildcat Flats Wind Project LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィルダネス・レンジ・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Wilderness Range Solar Project LLC)	アンドーヴァー	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ウィンド・ベルト・トランスコ・エルエルシー(Wind Belt Transco LLC)	アンドーヴァー	米国	1.00	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・アナトリス―プリニアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	1,218,188.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ボリバス・エスエー(Wind Parks Bolibas SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ディストモス・エスエー(Wind Parks Distomos SA)	マルーシ	ギリシャ	556,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・フォーリア・エスエー(Wind Parks Folia SA)	マルーシ	ギリシャ	424,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ガガリ・エスエー(Wind Parks Gagari SA)	マルーシ	ギリシャ	389,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ゴラキ・エスエー(Wind Parks Goraki SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ゴーレ・エスエー(Wind Parks Gourles SA)	マルーシ	ギリシャ	555,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・カフーチ・エスエー(Wind Parks Kafoutsi SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%

ウィンド・パークス・カサラス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Katharas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	778,648.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ケラシアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Kerasias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	945,990.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ミリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Milias Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	1,034,774.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ミティカス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Mitikas Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	772,639.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・パリオピルゴス・エスエー(Wind Parks Paliopirgos SA)	マルーシ	ギリシャ	2,239,800.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ペタロ・エスエー(Wind Parks Petalo SA)	マルーシ	ギリシャ	575,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・プラタノス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks Platanos Single Member SA)	マルーシ	ギリシャ	635,467.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・スクービ・エスエー(Wind Parks Skoubi SA)	マルーシ	ギリシャ	472,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・スピリアス・シングル・メンバー・エスエー(Wind Parks SpiliasSingle Member SA)	マルーシ	ギリシャ	857,490.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・ウィンド・パークス・サウス・エヴィア・シングル・メンバー・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・ストロブーラス・エスエー(Wind Parks Strouboulas SA)	マルーシ	ギリシャ	576,500.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ヴィタリオ・エスエー(Wind Parks Vitalio SA)	マルーシ	ギリシャ	361,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンド・パークス・ヴーラス・エスエー(Wind Parks Vourlas SA)	マルーシ	ギリシャ	554,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンターズ・スポーン・エルエルシー(Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	シーエイチアイ・ミネソタ・ウィンド・エルエルシー	51.00%	51.00%
ダブリューケーエヌ・バジリカタ・ディベロップメント・ピーイー1・エスアールエル(WKN Basilicata Development PE1 Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
ウッズ・ヒル・ソーラー・エルエルシー(Woods Hill Solar LLC)	ウィルミントン	米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	スティルウォーター・ウッズ・ヒル・ホールディングス・エルエルシー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・1・イーオーオーディー(WP Bulgaria 1 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・10・イーオーオーディー(WP Bulgaria 10 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・11・イーオーオーディー(WP Bulgaria 11 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・12・イーオーオーディー(WP Bulgaria 12 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・13・イーオーオーディー(WP Bulgaria 13 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・14・イーオーオーディー(WP Bulgaria 14 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・15・イーオーオーディー(WP Bulgaria 15 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%

ダブリューピー・ブルガリア・19・イーオーオーディー(WP Bulgaria 19 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・21・イーオーオーディー(WP Bulgaria 21 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・26・イーオーオーディー(WP Bulgaria 26 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・３・イーオーオーディー(WP Bulgaria 3 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・６・イーオーオーディー(WP Bulgaria 6 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・８・イーオーオーディー(WP Bulgaria 8 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
ダブリューピー・ブルガリア・９・イーオーオーディー(WP Bulgaria 9 EOOD)	ソフィア	ブルガリア	5,000.00	ブルガリアレフ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	100.00%
シャロック・ソーラー・エスエルユー(Xaloc Solar SLU)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	100.00%	70.11%
エックスバス・イタリア・エスアールエル(X-bus Italia Srl)	ミラノ	イタリア	15,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	20.00%	20.00%
ヤシーレク・エスエー(Yacylec SA)	ブエノスアイレス	アルゼンチン	20,000,000.00	アルゼンチンペソ	インフラストラクチャー及びネットワーク	エネル・アメリカス・エスエー	33.33%	21.67%
イェデサ－コジェネラシオン・エスエー(Yedesa-Cogeneración SA)	アルメリア	スペイン	234,394.72	ユーロ	エネル・グリーン・パワー	エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ユーセイブ・エスピーエー(Yousave SpA)	ベルガモ	イタリア	500,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・イタリア・エスアールエル	100.00%	100.00%
ザカパ・ホールドコ・エスエーアールルクセンブルグルクセンブルグエル(Zacapa HoldCo Sàrl)			76,180,812.49	ユーロ	エネルX	ザカパ・トプコ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
ザカパ・エルエルシー(Zacapa LLC)	ウィルミントン	米国	100.00	米ドル	エネルX	ザカパ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
ザカパ・エスエーアールエル(Zacapa Sàrl)	ルクセンブルグルクセンブルグ		82,866,475.04	米ドル	エネルX	ザカパ・ホールドコ・エスエーアールエル	100.00%	20.60%
ザカパ・トプコ・エスエーアールエルルクセンブルグルクセンブルグ(Zacapa Topco Sàrl)			30,000,000.00	ユーロ	エネルX	エネルX・インターナショナル・エスアールエル	20.60%	20.60%
ズー・ソーラー・プロジェクト・エルエルシー(Zoo Solar Project LLC)		米国	-	米ドル	エネル・グリーン・パワー	トレードウィンド・エナジー・インク	100.00%	100.00%

前へ

5【従業員の状況】

2020年12月31日現在、エネル・グループの従業員数は66,717人であった。当グループ内のかかる減少は、当年度中の新規雇用と退職のネット・バランス（565人の減少）及び連結範囲の変更（全体で971人の減少）を反映しており、これは、ロシアのレフティンスカヤ・グレスプラントを売却したこと、米国の水力発電所を売却したこと及びビバ・ラブズを買収したことを反映している。

事業部門別従業員数

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
火力発電及び取引	8,142	9,432
エネル・グリーン・パワー	8,298	7,957
インフラストラクチャー及びネットワーク	34,332	34,822
エンドユーザー市場	6,324	6,336
エネルX	2,989	2,808
サービス	5,731	6,013
その他	901	885
合計	**66,717**	**68,253**

従業員の変動

2019年12月31日現在	**68,253**
雇用	3,131
退職	(3,696)
連結範囲の変更	(971)
2020年12月31日現在	**66,717**

従業員の変動の内訳

		2020	2019	変動	
雇用割合	**%**	**4.7**	**5.5**	**-0.8**	**-14.5%**
新規雇用　性別	**人数**	**3,131**	**3,726**	**(595)**	**-16.0%**
- 男性	人数	2,203	2,702	(499)	-18.5%
	%	70.4	72.5	-2.1	-2.9%
- 女性	人数	928	1,024	(96)	-9.4%
	%	29.6	27.5	2.1	7.6%
新規雇用　年齢別	**人数**	**3,131**	**3,726**	**(595)**	**-16.0%**
<30	人数	1,363	1,865	(502)	-26.9%
	%	43.5	50.1	-6.6	-13.2%
30-50	人数	1,700	1,698	2	0.1%
	%	54.3	45.5	8.8	19.3%
>50	人数	68	163	(95)	-58.3%
	%	2.2	4.4	-2.2	-50.0%
新規雇用　地域別	**人数**	**3,131**	**3,726**	**(595)**	**-16.0%**
イタリア	人数	1,044	1,042	2	0.2%
	%	33.3	28.0	5.3	18.9%
イベリア半島	人数	257	430	(173)	-40.2%
	%	8.2	11.5	-3.3	-28.7%
ラテンアメリカ	人数	991	1,098	(107)	-9.7%
	%	31.7	29.4	2.3	7.8%
ヨーロッパ	人数	280	528	(248)	-47.0%
	%	8.9	14.2	-5.3	-37.3%
北米	人数	362	435	(73)	-16.8%
	%	11.6	11.7	-0.1	-0.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	197	193	4	2.1%
	%	6.3	5.2	1.1	21.2%

離職割合	**%**	**6.0**	**7.1**	**(1.1)**	**-15.5%**
退職　性別	**人数**	**3,696**	**4,820**	**(1,124)**	**-23.3%**
- 男性	人数	3,001	3,766	(765)	-20.3%
	%	81.2	78.1	3.1	4.0%
- 女性	人数	695	1,054	(359)	-34.1%
	%	18.8	21.9	-3.1	-14.2%
退職　年齢別	**人数**	**3,696**	**4,820**	**(1,124)**	**-23.3%**
<30	人数	547	626	(79)	-12.6%
	%	14.8	13.0	1.8	13.8%
30-50	人数	1,273	1,867	(594)	-31.8%
	%	34.4	38.7	-4.3	-11.1%
>50	人数	1,876	2,327	(451)	-19.4%
	%	50.8	48.3	2.5	5.2%
退職　地域別	**人数**	**3,696**	**4,820**	**(1,124)**	**-23.3%**
イタリア	人数	1,011	1,607	(596)	-37.1%
	%	27.3	33.3	-6.0	-18.0%
イベリア半島	人数	599	254	345	-
	%	16.2	5.3	10.9	-
ラテンアメリカ	人数	1,393	2,103	(710)	-33.8%
	%	37.7	43.6	-5.9	-13.5%
ヨーロッパ	人数	299	369	(70)	-19.0%
	%	8.1	7.7	0.4	5.2%
北米	人数	313	392	(79)	-20.2%
	%	8.5	8.1	0.4	4.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	人数	81	95	(14)	-14.7%
	%	2.2	2.0	0.2	10.0%

多様性及び包摂

		2020	2019	変動	
障害者又は特定求職者	**%**	**3.3**	**3.3**	**-**	**-**
女性管理職(1)	**人数**	**3,825**	**3,602**	**223**	**6.2%**
報酬に占める基本給の割合：				-	-
男性の基本給に対する女性の基本給の割合：	%	**108.1**	**107.4**	0.7	0.7%
- マネージャー	%	86.7	86.7	-	-
- ミドルマネージャー	%	96.5	96.0	0.5	0.5%
- オフィススタッフ	%	90.2	90.0	0.2	0.2%
- ブルーカラー	%	77.0	68.6	8.4	12.2%
男性の基本報酬に対する女性の基本報酬の割合：	%	**108.3**	**107.6**	0.7	0.7%
- マネージャー	%	83.3	83.2	0.1	0.1%
- ミドルマネージャー	%	95.7	95.2	0.5	0.5%
- オフィススタッフ	%	90.3	90.0	0.3	0.3%
- ブルーカラー	%	77.8	70.1	7.7	11.0%

(1)女性管理職の人数は、2020-2022年持続可能性計画の新しいKPI「女性のマネージャー及びミドルマネージャーを増やす」に沿った、女性のマネージャー及びミドルマネージャーの人数を考慮して算出された。したがって、前年同期の対応する値は修正された。

以下の表は主要な職場の安全指標を示している。

		2020	2019	変動	
	100万時間	**403.239**	**398.553**	**4.69**	**1.2%**
エネル	100万時間	125.264	129.069	(3.805)	-2.9%
委託業者	100万時間	277.975	269.484	8.491	3.2%
傷害合計	**人数**	**210**	**292**	**(82.00)**	**-28.1%**
エネル	人数	75	116	(41)	-35.3%
委託業者	人数	135	176	(41)	-23.3%
傷害発生率(1)		**0.521**	**0.733**	**(0.212)**	**-28.9%**
エネル		0.599	0.899	(0.300)	-33.4%
委託業者		0.486	0.653	(0.167)	-25.6%
致死傷害	**人数**	**9**	**7**	**2.00**	**28.6%**
エネル	人数	1	1	-	-
委託業者	人数	8	6	2	33.3%
致死傷害発生率		**0.022**	**0.018**	**0.004**	**22.2%**
エネル		0.008	0.008	-	-
委託業者		0.029	0.022	0.007	31.8%
重大傷害(2)	**人数**	**23**	**19**	**4.00**	**21.1%**
エネル	人数	3	3	-	-
委託業者	人数	20	16	4	25.0%
重大傷害発生率		**0.057**	**0.048**	**0.009**	**18.8%**
エネル		0.024	0.023	0.001	4.3%
委託業者		0.072	0.059	0.013	22.0%

(1) この指標は、労働時間100万時間当たりの傷害（欠勤日数が３日以下のものを含む全ての傷害事象）件数の割合として計算されている。
(2) これは、以下の合計である。
・2020年12月31日現在で、６ヶ月超の休職を含む傷害
・2020年12月31日現在で、調査中であり、かつ重篤と考えられる傷害（初見から30日超）
・「人生を変えるような事故」（LCA）に分類される傷害。当該傷害に伴う欠勤日数を問わない。

2020年、エネルの従業員の傷害発生率は、労働時間100万時間当たり0.599に減少し（2019年比で33.4%減）、グループで実施した安全戦略及び方針の効果が確認された。2020年には、エネル・グループの従業員が関わった死亡事故がブラジルで１件発生し、委託業者が関わった死亡事故が８件（ブラジルで５件、イタリア、スペイン、コロンビアでそれぞれ１件）発生した。これら９件の死亡事故の原因は、主に電気事故に関連するものであった。また、2020年には、エネル・グループの従業員が関わった「重大事故」は３件発生し、委託業者が関わった「重大事故」は20件発生した。これらの事故は主に機械に関連するものであった。

健康並びに安全の保護に関連する問題に関するトレーニング及び意識向上活動は、グループの安全文化の重要な要素である。本年度中に、当社にとって特に重要な分野において、多くのコミュニケーション・キャンペーンが実施された。同時に、エネルの従業員に対しては、安全問題に関するトレーニングが約903,802時間行われた。

「第一部－第３－１(3) 対処すべき課題」も参照のこと。

第３【事業の状況】

１【経営方針、経営環境及び対処すべき課題等】

(1)　経営方針、経営戦略及び経営目標等の達成の評価に利用される客観的指標

COVID-19のパンデミックは、世界の経済活動のみならず、2020年中の人々の生活及び働き方に多大な影響を及ぼしてきた。

このような状況の中、当グループの地理的多様性、バリューチェーン全体に沿って統合された当グループのビジネスモデル、健全な財務構造及び高水準のデジタル化により、エネルは相当の回復を示すことができた。これは当年度の当グループの財務状態及び業績に反映されている。

2020年11月、当グループは、今後10年間のビジネス改革の構想を示す戦略計画を提示した。

新たな戦略計画では、特に２つのビジネスモデルの採用について述べている（デジタル・プラットフォームが、投資の収益性を支えるためにビジネスを増進させる伝統的な「オーナーシップ」・モデル並びにエネルと共同で又はビジネス・ジェネレーティング・プラットフォーム下において、第三者による投資を促進する「スチュワードシップ」・モデル）。

これら２つのビジネスモデルにより、2021年から2030年の間、エネルはオーナーシップ・ビジネスモデルを通じて150十億ユーロ超、さらにスチュワードシップ・ビジネスモデルを通じて追加で10十億ユーロを投資する予定であると同時に、追加で30十億ユーロ程の第三者投資を行う予定である。

これら投資に伴い、2020年から2030年の間、当グループの経常EBITDAはCAGRが５%から６%増加し、伴って経常利益はCAGRが６%から７%増加することが見込まれる。

脱炭素化、電気化及びプラットフォームの移行プロセスを促進することにより、当グループはまた、全ての利害関係者に対し共通の持続可能な価値を創造することを計画している。例は下記のとおりである。

・約200百万バレル相当の原油の採掘を減少させる戦略により、CO_2の直接排出量を2017年と比較して80%の減少を追求すること
・顧客の光熱費合計の約25%をセーブさせると同時に、顧客による排出を減少させること
・平均停電継続時間指標（SAIDI）において、2030年には約100分まで減少させるとともに、現在の水準より３倍高い水準のサービスを提供するためのプラットフォームのデジタル化及び構築へ投資すること
・現地の発電及び電気化への投資を通して、当グループが事業を行っている国において240十億ユーロ超の国内総生産を創出すること

2021年から2023年、当グループは、約40十億ユーロの直接の投資を見込んでおり、うち38十億ユーロはオーナーシップ・ビジネスモデルを通して、約２十億ユーロはスチュワードシップ・ビジネスモデルを通したものである。一方で、第三者投資により８十億ユーロを動員する見込みである。

オーナーシップ・ビジネスモデルの枠内において計画されている投資に関しては、

・増加する再生可能エネルギー施設に対し約17十億ユーロが割り当てられ、半分超が国際発電に充てられる予定であるが、これは2023年の連結ベースで60GWにのぼる予定である。
・約43%がインフラストラクチャー及びネットワークに充てられる予定である。投資の加速により、当グループのRABの増加につながることが見込まれ、これは2023年に48十億ユーロに達する予定である。
・残りは、顧客事業に充てられる予定である。対ビジネス事業部門における45%程の増加と比較すると、主にイタリアにおける規制率の撤廃及びエネルギー消費の電気化の傾向により、対顧客事業部門の顧客の価値は約30%増加することが見込まれ、これにより「商品以上」のサービスを促進させる予定である。

スチュワードシップ・ビジネスモデル下の投資は、主に再生可能エネルギー並びに光ファイバー、電気を用いた交通手段及び柔軟なサービスに充てられる予定である。

連結ベースにおけるエネルの投資の90%超が国連の持続可能な開発目標（SDGs）と一致するものとなる予定である。さらに、エネルによる初期の算定に基づくと、連結ベースにおけるエネルの投資の80%から90%は、気候変動の緩和に対し大いに貢献することでEUタクソノミー基準に沿うものとなる予定である。

さらに、かかる計画の期間中、エネルは簡潔、予測可能及び魅力的な配当政策を実施する予定である（2023年までに１株当たり0.43ユーロに達することを目標に、株主は今後３年間にわたり固定、保証及び増加された１株当たり配当（DPS）を受け取る予定である。）。

2021年には、以下が予測される。

・産業的成長を支えるため及び当グループが従う脱炭素化政策の一部として、特にラテンアメリカ及び北米の再生可能エネルギーへの投資が加速されること
・特にイタリア及びラテンアメリカにおける配電網の質及び耐久性の改善並びにそれらのさらなるデジタル化への投資が増加されること
・グローバル・ビジネス・プラットフォームの構築による顧客基盤の増加の向上及び継続的な効率性の獲得を目標に、特にイタリアにおけるエネルギー消費の電気化に向けた投資が増加すること

上述に基づき、当グループの2021-2023年度計画が基づく財務目標は、以下のとおり報告されている。

財務目標

	2020年(1)	2021年	2022年	2023年	CAGR 2020～2023年
経常EBITDA（十億ユーロ）	17.9	18.7-19.3	19.7-20.3	20.7-21.3	+5%/+6%
経常利益（十億ユーロ）	5.2	5.4-5.6	5.9-6.1	6.5-6.7	+8%/+9%
１株当たりの配当額（ユーロ）	0.358	0.38	0.40	0.43	~6%

(1)2020年の配当政策は、１株当たり0.358ユーロより高く、かつ当グループの純経常利益の70%に相当する配当支払について提示している。

「第一部－第３－２ 事業等のリスク」及び「第一部－第３－３ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2) 経営環境

「第一部－第２ 企業の概況－３ 事業の内容」を参照のこと。

(3) 対処すべき課題

エネルのビジネスモデルは、気候変動問題に対して当グループが行ったコミットメントを持続させるべく構成されている。2019年、エネルは国連からの行動要請に応え、2050年までに世界の気温上昇を1.5℃に抑え、バリューチェーン全体で差し引きゼロになるように行動するコミットメントに署名した。

ビジネスモデルは、３つの主要事業が結び付いた当社の組織ユニットが、どのように業界の主要トレンドから可能な限りの利益を享受し、場合によっては主要トレンドの実装を促進するために取り組まなければならないかを示している。

全ての主要な組織ユニットに定められた役割もまた、目まぐるしく変化するエネルギー産業の発展によってもたらされる全てのリスクに効果的に対処できるよう設定されている。

資産、データ及びソリューションを結び付けるために導入されたプラットフォームをベースとしたデジタルモデルのおかげで組織ユニットを超えて働くことで、２つの補完的なビジネスモデルを通じた価値創造の新たな機会を掴むこともできるであろう。

・オーナーシップ・ビジネスモデルでは、プラットフォームは再生可能エネルギー、配電網及び顧客への直接投資による収益を支援する事業を促進するものであり、持続可能な長期的成長を支援しており、プラットフォームをベースとした運営モデルもまた重要な役割を果たす。
・スチュワードシップ・ビジネスモデルでは、当グループが重要なサービス、製品又はノウハウを、第三者の投資家を含む投資を動員するプラットフォームを通じて提供し、価値創造を最大化する。具体的には、以下から構成される。

・長きにわたって開発されたノウハウ及び最善のプラクティスを用いて、第三者にサービスを提供するオペレーティング・プラットフォーム
・新製品及びサービスを創り、それ故に幅広い層の顧客にとって新規事業機会を生み出すビジネス・プラットフォーム
・ジョイント・ベンチャー及びパートナーシップ。ここでは、第三者の投資を可能にするプラットフォームのおかげで、共同投資の機会が価値創造を促進させる。

この設計においては、当社の各国の組織は、より広範な国際事業ラインとのマトリックス関係を保ちつつ、その地域中で活動し、地域社会との関係、規制、小売市場及び地域コミュニケーションといった活動を管理する。各事業における使命は以下のように要約される。

・国際発電：当グループはこの事業ラインを通じてエネルギー移行を促進させ、新たな再生可能エネルギー施設への投資を引き続き増やし、発電ミックスの脱炭素化を管理し、事業を展開する国々において電力システムの安全性及び施設を確保することを常に目指している。
・国際取引：この事業ラインは、当社の総合利益を単一のポートフォリオとして管理し、ポートフォリオでは発電及び小売事業の運営は常に効果的な均衡を保っている。さらに、この事業ラインは全ての取引業務を国際デスク上で管理している。
・国際インフラストラクチャー及びネットワーク：エネルギー移行を実現するインフラを開発及び運用する上で、当グループは、エネルギー供給の信頼性及び回復力と柔軟性のあるネットワークを通じた地域へのサービスの質を確保し、効率、技術及びデジタル革新を活用し、適切な投資リターン及び現金創出を確保する。
・エンドユーザー市場：エンドユーザーへの販売網を通じて、当グループは、何百万もの家族及び企業と地域に根ざした交流を行っている。当社の技術のおかげで、プラットフォームモデルは当社の顧客満足度及び顧客体験を向上させることができ、同時に、これまで以上に高い水準の効率性を実現している。この事業のユニットは、それぞれの顧客基盤への電力供給を最適化し、かかるリソースから生み出される価値を最大化して、顧客との長期的な関係を育む。
・エネルX：この事業ラインは、顧客の電化及び脱炭素化を促進させる事業者として活動することでエネルギー移行を実現させ、顧客がエネルギーをより効率的に利用できるよう支援し、循環型社会を促進し、革新的な「コモディティを超えた」サービスの提供を通してエネル・グループの資産を活用する。

異なる事業分野間の相乗効果を活用し、イノベーションを活用した行動を実行し、オープン・パワー・アプローチを展開することで、エネル・グループは環境への影響を低減し、顧客及び事業を展開する地域社会の需要を満たし、従業員及びサプライヤーの高い安全基準を確保するためのソリューションを発展させることを目指している。

近年策定した持続可能な戦略及び統合型ビジネスモデルにより、当グループは全てのステークホルダーのために価値を創造し、エネルギー移行から生まれる機会から利益を得ると同時に、関連するリスクを抑制することができた。

それ故に、当グループは、エネルギー移行に関連する潮流に基づく戦略的方向性を再度確認した。具体的には、再生可能エネルギーの発電資産の開発を通じた脱炭素化、ネットワークの開発に関連する許可インフラ並びにテクノロジー及びデジタルの発展を活用したプラットフォームモデルの導入に集中して資本を投入し、エネルギー消費の電化及び顧客のための新しいサービスの展開を促進する予定である。これらは全て、国連のSDGsの達成を目的としている。当社の目的は、脱炭素化及び電化のプロセスを加速させ、パリ協定に沿った地球温暖化の抑制目標を達成できるようにすることである。

2030年までの当グループの位置づけにつき、より広い範囲に及ぶ目標では、2021-2023年の事業計画は、今後10年間にわたる成長経路の最初のステップとして理想的な設定である。長期的な戦略計画における目標の効果は、脱炭素化及び電化への流れを推し進めることを可能にする直接及び間接的な投資による決定的な増加に表れるであろう。

2021年から2023年にかけて、当グループは約40十億ユーロの直接投資を行う予定である。そのうち38十億ユーロについてはオーナーシップ・ビジネスモデルを通じて主にネットワーク及び再生可能エネルギーの拡大に投資し、約２十億ユーロについてはスチュワードシップ・ビジネスモデルを通じて投資する一方で、８十億ユーロの第三者投資をする予定である。これらの投資は、再生可能エネルギー、光ファイバー、イーモビリティ及び柔軟性のあるシステムの開発に充てられる予定である。

エネルが事業を展開している国々で起こりうる様々な移行シナリオの分析を考慮した上で、投資を以前の計画よりも約36%増加させることで、当グループはエネルギー移行の加速に対応した有利な立場を確保することができる。

オーナーシップ・ビジネスモデルによる38十億ユーロの投資のうち、ほぼ90%がネットワーク及び再生可能エネルギーに充てられる予定で、３年間で合計33十億ユーロとなり、残りは小売事業及び従来型発電に充てられる。スチュワードシップ・ビジネスモデルに起因する２十億ユーロの投資は、再生可能エネルギー、光ファイバー、イーモビリティ及び柔軟性のあるシステムの開発に充てられる予定である。

前述のように、エネルの連結投資の90%以上は、国連の持続可能な開発目標（SDGs）に沿ったものとなるであろう。さらに、エネルの当初の予想に沿って、連結ベースの投資の80%から90%が、気候変動の緩和に大きく貢献しているおかげで、EUタクソノミー基準に合ったものとなるであろう。

再生可能エネルギー事業については、以下のとおりである。

・オーナーシップ・ビジネスモデルの一環として、当グループは総額16.8十億ユーロの投資を計画しており、そのうち15.7十億ユーロは、主に我々が統合的に事業を展開している国々において、15.4GWを超える新規発電設備の開発に充てられる予定である。
・スチュワードシップ・ビジネスモデルの一環として、当グループは、総額3.8十億ユーロの投資を計画しており、そのうち500百万ユーロが直接投資、3.3十億ユーロが第三者投資に充てられる予定である。この投資により、4.1GWの新規発電設備ができる予定である。

両ビジネスモデルへの投資により、当グループは本計画の３年間で約19.5GWの新規再生可能エネルギー設備を展開することができるであろう。

当グループが実施している脱炭素戦略の結果、当グループのスコープ１のCO2排出量（gCO2eq/kWh）は、2020年から2023年の間に30%超減少する予定であり、当グループは、科学的根拠に基づく脱炭素目標である「2030年までに温室効果ガスの排出量を2017年比で80%削減」及び最終目標である「2050年までに完全脱炭素化」の達成に向けて前進している。

グローバル・パワー・ジェネレーションの経常EBITDAは、2020年の約７十億ユーロから11%増加し、2023年には約7.7十億ユーロに達する見込みである。この成長を牽引するのは再生可能エネルギー事業であり、その経常EBITDAは2023年に約6.5十億ユーロに増加（2020年の約4.7十億ユーロから1.8十億ユーロ増）すると予想されるが、火力発電の経常EBITDAは2020年の約2.2十億ユーロから減少して、2023年には約1.2十億ユーロまで減少すると予想される。

インフラストラクチャー及びネットワーク事業では、当グループは、年間平均投資額約5.4十億ユーロで、３年間で16.2十億ユーロの投資を見込んでいる。このうち、65%はサービス品質及びグリッド・レジリエンスの向上に、約23%は新規接続に、約12%はデジタル化に充てられる予定である。また、投資の加速により、当グループのRABは14%拡大し、2023年には約48十億ユーロに達する見込みである（2020年は約42十億ユーロ）。

運用レベルでは、エンドユーザー数が、2020年の約74百万人（うちスマートメーター設置率60%）から、2023年には約77百万人（うちスマートメーター設置率64%）に増加すると予想される。さらに、サービス品質面では、SAIDI及びシステム平均中断頻度インデックス（SAIFI）がそれぞれ12%及び14%低下すると予想される。したがって、当グループのネットワークはより効率的になり、ユーザー１人当たりの純営業費用は、2020年の約41ユーロから2023年には約34ユーロに減少（17%減）する見込みである。

インフラストラクチャー及びネットワークの経常EBITDAは、部分的にはオペレーティング・プラットフォームの導入に伴う効率性の向上により、2020年の約7.7十億ユーロに比べて23%増加し、2023年末には約9.5十億ユーロに達すると見込んでいる。

残りの部分は顧客事業に関連するもので、B2Cの顧客価値は約28%増加し、B2Bの顧客価値は約45%増加すると予想される。これは、自由市場の顧客のポートフォリオの拡大及びエネルギー消費の電化の進展により、「コモディティを超えた」サービスへの需要が高まると予想されるためである。

B2Cセグメントでは、欧州における自由市場での販売量が、2020年の約39TWhから2023年には約62TWhへ55%増加すると予想される。B2Bセグメントでは、主に「コモディティを超えた」サービスにより、売上総利益率が2020年の約1.1十億ユーロから2023年には約1.4十億ユーロに増加（27%増）すると予想される。最後に、B2Gセグメントでは、当グループは都市部の電気モビリティへの移行を引き続き支援し、2021年から2023年にかけて公共の充電ポイントを約200,000ヶ所追加するとともに、直接及び間接的な投資により、約5,500台の電気バスの導入（2020年比で約６倍）に貢献する予定である。街路照明は、2020年の2.8百万ヶ所から2023年には約3.4百万ヶ所に拡大（21%増）する見込みである。

本計画期間の終了時で、エネルXは、世界的に利用できる公共及び民間の充電ポイント（相互運用可能なポイントを含む。）を2020年の約186,000ヶ所から４倍の約780,000ヶ所に、デマンドレスポンスの容量を2020年の６GWから1.8倍の約10.6GWに、ストレージの容量を2020年の123MWから4.3倍の527MWに到達させることを目指している。

顧客事業に関連する経常EBITDAは、B2Cからの約500百万ユーロ、B2Bからの約400百万ユーロ及びB2Gからの約100百万ユーロが寄与し、2020年の3.4十億ユーロに対し、2023年末には4.5十億ユーロに達する見込みである。顧客向けのオペレーションを一元化し、デジタル化するオペレーティング・プラットフォームが牽引する効率の改善が、2023年の経常EBITDAに約300百万ユーロ寄与するであろう。

当グループレベルでは、オーナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルの効果の集約が、価値創造に大きな影響を及ぼし、2023年の経常EBITDAは20.7～21.3十億ユーロに達し、年平均成長率は５～６%になると予想される。同時に、経常利益も2023年には6.5～6.7十億ユーロまでに増加し、年平均成長率は８～９%の範囲内になると予想される。当グループは、エネルのファイナンス・オペレーションの継続的な最適化、特に持続可能な資金調達源の拡大と、それに伴う借入コストの削減により、これらの業績の達成を見込んでいる。

当グループの純負債は、投資の加速により、2023年末までに57～58十億ユーロに達する見込みである。信用指標の観点から、エネルは、シンプルで予測可能かつ魅力的な配当政策を実施している。株主は、１株当たり配当金の年間平均成長率約６%の、今後３年間にわたって保証された固定配当（DPS）を受領する予定である。

我々のビジネスモデルの健全性と戦略的目標を達成する能力への自信により、エネルは、保証された固定配当を支払うことができ、配当は本計画期間中に増加して2023年には１株当たり0.43ユーロに達することが見込まれる。

２【事業等のリスク】

当グループのガバナンス・モデルは、最良のリスク管理手法に沿ったものであり、以下を想定している。

事業の性質上、エネルは、自社がさらされているリスクを戦略、金融、オペレーショナル、ガバナンス・文化、デジタル・テクノロジー及びコンプライアンスという６つのカテゴリーに分類している。

リスクの定義は、当グループの全分野並びに管理及び監視のプロセスに携わる全部署が参照することになっているリスク便覧に記載されている。共通言語の採用により、当グループ内におけるリスクのマッピング及び包括的表示が容易になり、当グループのプロセスに影響を及ぼすようなリスクの識別が容易になり、こうしたリスクの管理を担当する組織内各部署の役割分担が容易となる。

当グループはまた、各リスクに関して、かつ統合アプローチによる適切な管理及び統制に係る取決めの実施、並びに（リスク測定に関する指標及びモデルの）開発及び更新を可能にするため、「リスク選好の枠組み」を採用している。

これらのリスクを効果的に管理するために、エネルでは、内部統制及びリスク管理システム（ICRMS）を採用しており、同システムは定期的に更新される。このシステムは、当グループのリスク特性に対する認識を強化し、リスクが提供し得る機会を識別するとともに、外部環境が常に発展する中で価値を創造するため、意思決定過程において経営陣を支援する。このシステムは、当グループに該当する主要なリスクの特定、測定、監視及び管理を目的とした一連の規則、手続及び組織構造である。

この観点からは、取締役会はリスク管理に係る指導及び調整の役割を担い、当グループの全てのレベルにおいて、決定の採択が情報に基づき、構造化され、またリスクの性質及び水準と整合するよう確保している。この目的のため、取締役会は、その判断を行うに際して、中長期的な事業の持続可能性の観点から機会を構成する上で何らかの関連する可能性のある全てのリスク（気候変動に関するリスクを含む。）を組み込み、会社の営業活動が戦略的目標に合致するよう確保している。

取締役会は、ICRMSの指針を含め、様々な事柄に関して事前に意見を述べる統制・リスク委員会の専門知識を活用している。

また当グループには、主要なリスクの特定、管理、監視及び制御の統制や監督に責任を負う上級管理職で構成される特別内部委員会があり、各事業部門の具体的な業務やその基礎となるプロセスを適切に考慮の上、潜在的な影響及び機会を評価している。最後に、かかる内部委員会は、リスク統制方針が事業の動態及び適用ある規制の動向に合った形で展開されるよう確保する。

COVID-19のパンデミックについては、このようなシナリオに対する強靭性を高めるために当グループが近年講じてきた措置により、健全な財政状態、地理的な多様性、統合的なビジネスモデルを活用でき、緩和措置及び非常時計画と併せて、予期しない事象及びその潜在的影響を緩和し、これらに対処することができる。

以下に、当グループが直面する主要な種類のリスク及び機会について述べる。

戦略リスク

立法及び規制の展開

当グループは、規制市場において業務を行っている。様々なシステムの運用規則、並びにそれらを特徴付ける規定及び義務の変更は、親会社の業務及び業績に影響を及ぼす。

そのため、エネルは、以下のような立法及び規制に関する動向を緊密に監視している。

・配電部門における規制の定期的な改訂
・電力市場の自由化（特に、イタリアで規定された加速化及び南アフリカにおいて予想される展開について注視している。）
・発電部門における容量支払メカニズムの動向

これらの事項の展開に関連するリスクを管理するために、エネルは、現地のガバナンス機関及び規制機関との関係を強化し、立法及び規制の枠組みにおける不安定の原因に対処しこれを解消していく上で透明、協力的かつ積極的なアプローチを採用している。

マクロ経済的・地政学的動向

当グループは南米、北米、アフリカ及びロシアを含む多くの地域で事業を展開しており、エネルは、マクロ経済、金融、制度、社会又は気候に関する体系的リスク及び特異的リスク、特に発生すると収益フロー及び会社資産の価値の両方に重要な悪影響を及ぼし得るエネルギー部門に関連するこれらリスクの評価及び適切な測定を行うために、グローバルなレベルで経済的、地政学的動向を考慮する必要がある。エネルは、事業を行っている国のリスクの危険度を迅速に監視することができる定量的カントリーリスク評価モデルを採用している。

このカントリーリスク評価モデルは、各国の経済的強靭性を測定することを目的としている。各国の経済的強靭性とは、世界の他の地域に対する位置付け、国内政策の有効性、銀行及び企業のシステムが持つ、システム全体の危機の前兆となり得る脆弱性、経済成長に関連した魅力のバランスと定義される。このプロセスには、福祉、包摂及び社会進歩の水準の評価や、その国の制度及び政治体制の堅牢性の評価並びに社会現象を掘り下げた分析も含まれている。分析を完成するため、環境及び経済レベルのストレス要因として異常気象を定量化することも行われ、また、エネルギー・システムの有効性及びエネルギー移行プロセスにおける現況が測定される。というのも、これらは全て、中長期的な投資の持続可能性を評価する上で重要な要素となるためである。

カントリーリスクを軽減するため、このモデルは、資本配分及び投資評価のプロセスを支援する。投資評価プロセスをさらに支援するため、エネルは、「トータル・ソサイエタル・インパクト」と呼ばれる方法論を採用した。これは、先進的な経済モデルに基づく総合的アプローチを用いて、全国、地域又は地区レベルの投資構想の直接的、間接的及び誘発的影響を明確かつ強固に表明するものである。標準的な国際的測定基準の定量化により、「トータル・ソサイエタル・インパクト」はエネルのプロジェクトの社会的、環境的貢献を正確に評価するという戦略的機能を果たす経済、社会及び環境の幅広い指標を含めている。実際、GDP寄与率、社会的弱者層の所得増加、二酸化炭素排出削減量の計算、及び循環型経済の観点からの使用済み材料のリサイクル等、分析可能な一部の指標を取り上げてみても、全体が共有できる価値の創造という観点から、今や特定の国の特定のプロジェクトを評価するために、状況を広い視野から概観することが不可欠なのは明白である。

2020年において、世界の経済は、急速に世界の隅々まで広がったCOVID-19のパンデミックにより深刻な打撃を被り、短期から中期の経済成長の見通しは著しく悪化した。この危機により、2020年の世界GDPは、年率で４%縮小したと推計される。この後、2021年は反転し、約５%の回復が見込まれる。

2021年の見通しに影を落とすリスクは、主にCOVID-19の蔓延が続いていることに関連している。多くの国でCOVID-19の第3波が発生する可能性があり、その場合、当該地域の政府は移動及び（特に娯楽、飲食店及び観光産業の）営業に対する制限を延長せざるを得ない。

最近のデータからは、2021年の成長の見通しは前年より明るいことが読み取れる。これは、ワクチンの生産及びその後の流通に関する最近の展開によるところが大きい。こうした変化は、業績予想の上方修正を促しており、2021年は多くの国の成長率が相当の回復をみることを示唆している。しかしながら、ワクチンの生産及び流通には、物流の障害の可能性に関連した深刻なリスクが存在し、ワクチン接種の進行速度を鈍らせる可能性があり、多くの国の経済及び健康の危機からの脱出に遅れをきたしかねない。また、ウイルスには、一部の国（英国等）において感染者数を大幅に増加させた新しい変異株が確認され、新しいワクチンの有効性に不確実性が高まった。

主要国の政府及び中央銀行は（米国の連邦準備銀行は言うに及ばず、欧州中央銀行及びイングランド銀行を始めとして）経済の回復を支援し、労働市場への打撃を軽減するため、超緩和的な金融政策（借換取引の金利はゼロに近くなり、市場には有価証券の大量購入が行われ、安価な流動性の利用可能性が確保される。）及び財政政策（補助金等）を採用した。これらの施策は、政府等機関の予算に大きく圧迫している。こうした拡張的政策の実施を2021年の経済を支えるために継続する機関の能力は、相当なリスクにさらされている。

７月になって、欧州理事会は「次世代EU」と題する復興計画について合意した。この計画は、750十億ユーロ（2019年のEU27国のGDPの約5.5%に相当する。）の基金を予定し、融資金（360十億ユーロ）及び助成金（約390十億ユーロ）に分けて加盟国に分配する。この計画を実際に実施するには、各国政府に委ねられ、各国政府は資金を受け取るために適格なプロジェクトを提出しなければならないが、プロジェクトを選定する方法は国レベルで異なる。この点、エネルは投資の選定に際して、「グリーン・ディール」の要件に該当する関連諸側面の調査に効果的なツールである「トータル・ソサイエタル・インパクト」に依拠することができる。

パンデミックの影響が最も深刻な地域の１つであるラテンアメリカにおいては、経済的・社会政治的リスク要因を注意深く監視する必要がある。2020年は特に、ペルーにおける大統領選、チリにおける、新憲法を2022年までに制定するための2020年末投票の国民投票、ブラジルの中間期選挙、及びコロンビアの大統領選に関連した政情不安があり、これらは全て経済回復を妨げるリスクを助長している。政情不安により、政府は人気取り政策（拡張的財政）に走る傾向を強め、投資家はこうした政策を歓迎しない可能性があり、かかる国々からの資本の流出が加速するためである。この点に関して、家計支援及び内需の刺激を目的として2020年に潤沢な財政措置（GDPの約８％）を講じたブラジルは、債務がGDPの約90%相当額に膨れ上がり、政府赤字は約14%にのぼり、短中期的に強靭性を損なっている。2021年は家計支援プログラム（「コロナバウチャー」）がさらに拡張される可能性があり、構造改革の承認の遅れと相まって、この国の経済的安定性及び競争力をさらに危うくしかねない。

最後に、アルゼンチンは2017年以来景気が低迷しており、財政が不安定なこと及び進行中の債務再編交渉の行方が不透明であることに懸念が持たれる。

気候変動

気候変動に関連するリスクの特定及び管理

気候変動及びエネルギー移行は、当グループの活動に対して様々に影響する見込みである。

気候関連財務情報開示タスクフォース（「TCFD」）に沿って体系化された方法により、主要なリスク及び機会、並びにこれらに関連する事業に対する影響を特定するため、当グループは、シナリオ変数とリスク及び機会の種類との主な関係を明確に表し、リスク及び機会を管理する戦略的業務アプローチを策定し、軽減措置及び適応措置で構成されるフレームワークを採用している。

リスク／機会には２つのマクロカテゴリーがある。物理的変数の変化に関するものと、移行シナリオの展開に関するものである。上記のフレームワークは、全体の一貫性の確保を目的としており、かかるシナリオは、定量的でモデルを使用するアプローチにより、内部のステークホルダーや外部の当局との対話の進行を組み合わせて構築されており、自然界の物理的現象及び移行現象の影響に関する分析及び評価を堅固な代替シナリオの中で行うことを可能にしている。

物的リスクは、急性的リスク（異常気象等）と慢性的リスクに分類され、前者は極めて激しい気象条件に、後者は緩やかだが構造的な気象条件の変化に関するものとなっている。

異常気象が発生した場合、当グループは、資産及びインフラが長期にわたり利用できないリスク、サービスの復旧費用、顧客の混乱等を経験することになる。気象条件が慢性的に変化した場合、当グループはその他のリスク又は機会にさらされる。例えば、気温構造が変化すれば、電力需要が変化して発電量に影響するおそれがあり、降雨又は風の条件が変化すれば、潜在的発電量が増減して当グループの事業に影響するおそれがある。

二酸化炭素排出量の段階的削減を特徴とする、より持続可能なモデルへのエネルギー移行には、規制及び法律の状況の変化と、技術開発及び競争の傾向、電化、並びにその結果としての市場の変化との両方に関連するリスク及び機会が伴う。

エネルがリスク及び機会の判断に使用する気候シナリオ及び移行シナリオに沿って、顧客の行動、全ての経済部門において採用されている産業戦略、及び規制方針に関連して、移行関連の主要な現象が起こり始めている。2030年までに、状況の変化に応じて移行傾向が明らかになるだろう。エネル・グループは、移行を主導し、促進することを決定しているため、あらゆる機会を捉える用意がある。前述のとおり、既にエネルギー移行を強く志向する（投資の90%超を相当数の「持続可能な開発目標」の改善に向けている。）当グループの戦略的選択により、当グループは、特定済みの中長期の現象を考慮したポジショニングを取り、リスクの軽減と機会の最大化を「設計により」統合することができる。戦略的選択には、当グループが採用した最良の方法の実施が伴う。

前述のフレームワークは、自然現象シナリオ及び移行シナリオと、当グループの事業に及ぼし得る影響の関連性も強調している。こうした影響は、３つの時間軸の観点から評価される。１～３年の短期については、2020年に投資家に提示した「戦略計画」に基づく感度分析を行うことができる。2029年までの中期については、エネルギー移行の影響を査定することが可能である。2030年～2050年の長期においては、慢性化した構造的な気候変動が発現し始めるはずである。以下では、特定されたリスク及び機会の主要因、気象及び気候の現象に関する事業経営における最良の実務、並びに定性的・定量的影響評価の実行について、検討している。これらの活動は、特定されたリスク及び機会の要因をもたらす現象に対する分析、評価及び管理を年間を通じて継続してきた努力を基礎として成り立っている。TCFDで宣言されているとおり、気候変動に関連するリスク及び機会についての情報開示プロセスは、年を追って段階的かつ漸進的に進展する見込みである。

慢性的及び急性的な物理現象：当グループの事業、リスク及び機会に対する影響

以下の物理的変数の変化、並びにこれに伴う潜在的リスク及び機会に関連する業務上及び産業上の影響は、IPCCシナリオを当グループの基準点として評価される。

リスク及び機会を生む慢性的な物理的変化

ICTPと策定した気候シナリオは、2030年以前の構造的変化について決定的な兆候を示すものではないが、2030年から2050年の間に変化が起こり始める可能性はある。

慢性的な物理的変化による主な影響は、以下の変数に反映される。

慢性的な物理的変化により影響を受ける変数

＞電力需要：電力需要の潜在的増減につながる平均気温の変化。
＞火力発電：火力発電に影響する海洋及び河川の水位並びに平均水温の変化。
＞水力発電：水力発電の潜在的増減につながる平均降雨量及び降雪量並びに平均気温の変化。
＞太陽光発電：太陽光発電の潜在的増減につながる平均日照量、平均気温及び平均降雨量の変化。
＞風力発電：風力発電の潜在的増減につながる平均風速の変化。

当グループは、物理的変数の変化と、異なる発電技術のカテゴリーにおける個々の発電所の潜在的発電量の変化との関係を予測する予定である。

長期的な気候変動の影響評価の一環として、当社は、それぞれの技術に関連する慢性的な事象を特定し、潜在的な出力へ関連する影響の分析を開始した。

シナリオを分析すると、物理的変数の傾向の慢性的な構造変化は、2030年以降に重要となることが分かる。しかしながら、潜在的な影響を示す推定値を得るため、気候変数との直接の関係にかかわらず、物理的シナリオによって潜在的影響を受ける要因に対する事業計画の感応度をテストすることは可能である。当然、かかるストレス・テストが想定する要因が発生する確率は、歴史的事象及び地理的多様化に基づくと極めて低い。調査された変数は電力需要（年間+/-１%）であり、この変数の変化は、潜在的に発電及び小売事業に影響を与え得る。これは、当グループが事業を展開する全ての国についてストレス・テストが行われた。再生可能エネルギー発電所の潜在的発電量についてもストレス・テストが行われた（年間+/-10%）。この変数の変化は、潜在的に発電事業に影響を与え得る。この点については、世界中の個々のテクノロジー・レベルで個別にストレス・テストが行われた。報告されたデータは、単一の発電技術について１年間に生じる影響を示し、発電量と価格の両方に対する効果を含む。

リスク及び機会を生む急性的な物理的変化

急性的な物理現象（異常気象）に関しては、極端な物理現象の強度及び頻度により、資産に対して想定外の重大な物的損害が発生し、サービスの中断に伴い負の外部性をもたらす可能性がある。

気候変動シナリオの中で、当グループがさらされるリスクを規定するに当たり、急性的な物理要素は中心的役割を占める。これは、当グループの資産ポートフォリオが広範な地域に分散していることや、発電においては再生可能資源が最高度の重要性を持つことによるものである。

急性的な物理現象は、暴風、洪水、熱波、寒波等、それぞれ異なる様相を呈するが、多大な強度及び頻繁な発生をもって特徴づけられ、短期的には目立つことがなくとも、中長期の気候シナリオにおいては明らかに上昇傾向にある。

したがって、当グループは上記の理由により、短期の異常気象に関連するリスクは既に管理している。同時に、この方法論は、開発された気候変動シナリオ（RCP8.5、RCP4.5及びRCP2.6）に基づき、より長期の時間軸（至　2050年）にも拡張されている。

異常気象リスク評価手法

異常気象に起因するリスクを定量化するために、当グループは、保険業界及びIPCC報告書において採用されている統合災害分析アプローチを用いている。当グループは、その保険事業部門及び自社専用保険会社であるエネル・インシュランス・エヌヴイを通じて、自然災害に関連したリスクの評価に関する様々な局面、すなわち評価及び数値化から、それに対応した、影響を最小化するための保険による補償範囲までを管理している。

この手法は、暴風、熱波、熱帯低気圧、洪水等、分析可能な全ての異常気象に適用できる。自然災害のあらゆる類型について、３つの独立した要因が識別でき、その概要は次のとおりである。

・ 事象発生の確率（ハザード）、すなわち特定の時間枠における理論上の事象発生頻度（再現間隔）。言い換えると、例えば、再現間隔250年の災害事象の任意の１年における発生確率は0.4%である。この情報は、事象の発生頻度のレベルを評価するために必要であり、その後、当グループの資産の地理的分布との関連付けを行う。
この目的のため、当グループはハザードマップ・ツールを採用している。このツールは、多様な類型の自然災害について、異常気象に関連する推計頻度と、世界地図上の各地理的地点との関連付けを行うものである。この情報は、地理的参照データベースとしてまとめられ、グローバルな再保険会社、気象コンサルティング会社又は学術機関から入手することができる。

・ ある災害事象が発生した場合にどれだけの価値が失われるかを比率で表示した、脆弱性。より具体的には、有形資産に対する損害、並びに発電及び／又は配電若しくはエンドユーザーへの電力サービスの提供の継続性に対する影響等が挙げられる。
当グループは、特に資産がへの損害が生じた場合に備えて、太陽光、風力及び水力の各発電所、送配電網、一次・二次変電所等、ポートフォリオ内の各技術について、個別の脆弱性分析を実行及び推進している。これらの分析は、当然のことながら、様々な類型の技術に対して甚大な影響を及ぼす異常気象を中心として行われる。その結果は、深刻な影響を受ける資産の類型と、個別の自然災害事象とを関連付けた、一種のマトリクスとして表示される。

・ 自然災害事象の存在により重大な影響を被る可能性のある一連の経済的価値が、当グループのポートフォリオ内に存在していることを表す、曝露。この要素についても、類型の異なる発電技術、配電資産及びエンドユーザーに対するサービスに関して、個別の次元で分析が行われる。

以上の３要素（ハザード、脆弱性及び曝露）が、異常気象に関連したリスクの評価においては常に基本的な構成要素となる。その意味で、当グループは、関連する時間軸毎の特異性に応じて、気候変動シナリオに関するリスク分析を分化させている。以下の表は、急性的な物理現象に起因する影響の評価に関して採用される考え方を要約したものである。

時間軸	ハザード	脆弱性	曝露
短期（１～３年）	過去データ及び気象モデルに基づくハザードマップ	脆弱性は、異常気象の類型、損害類型の細目、及び対象技術に関する技術的要件と関係づけられ、対象期間とは本質的に独立している。	当グループの短期的な価値
長期（至　2050年及び/又は2100年）	IPCCの別々のRCP気候シナリオに関するハザードマップ及び特定の調査研究		当グループの長期的な価値

したがって、ポートフォリオ内の資産の脆弱性に関しては、当グループの関連する国際事業ラインとの協力により、主要な異常気象が各種の技術に及ぼす影響の優先順位表が定められた。

異常気象に対する短期のリスク管理

当グループは、短期（１～３年）のうちに、リスクの評価及び定量化に加えて、自然災害事象の発生後に事業が損害として被る可能性のある影響を低下させる措置を講じる。措置は主に２種類あり、すなわち効果的な保険への加入及び異常気象がもたらすおそれのある損失の予防である。

これらの措置の一般的特徴を以下に説明する。当然のことながら、損害の予防・軽減措置の場合、当グループの発電、インフラストラクチャー及びネットワーク、国際事業ラインは、個別に参照される。

エネル・グループの保険

毎年、当グループは、事業を展開している様々な国における事業のため、グローバルな保険プログラムを開発している。補償範囲と補償額の観点から、主なプログラムは以下の２つである。

＞資産に対する重大な損害及び当該損害による事業の中断を対象とした財物プログラム。したがって、資産（又はその一部）の再建費用に加えて、発電及び／又は配電の停止による経済的損失も、保険契約に定められた限度額及び条件の範囲内で補償される。

＞賠償責任プログラム。異常気象が当グループの資産及び事業に及ぼす影響を含め、第三者に与えた損害を補償する。

効果的なリスク評価に基づき、保険契約の中で適切な限度額及び保険条件を定めることができ、これは気候変動に関連する極端な気象事象の場合にも適用される。実際、後者の場合、事業への影響は甚大なものになる可能性があるが、過去に世界各地で起きたように、親会社専属保険会社であるエネル・インシュランス・エヌヴイを通じた当グループの強固な再保険能力もあり、十分な保険補償限度額によって当グループは、高度な回復力を発揮している。

かかる効果的な保険の存在は、当グループが行う発電資産及び配電資産の予防的メンテナンスの重要性を低くするものではない。実際、これらの活動の効果は異常気象の影響の緩和にすぐに反映される一方で、自然災害に係るリスクを含む当グループのリスクに対するグローバルな保険プログラムの費用を最適化及び最小化するために必要な前提条件である。

気候変動の影響の深刻化は、適応行動を取ることが不可欠であることを意味する。大災害はいずれもエネルが学んだ教訓となり、当グループはそこから、資産ポートフォリオの回復力を確保するために設計技術及び防止措置を強化する着想を得る。

このような観点から、事象の事後分析から導き出した方法及び情報は、将来かかる事象が発生した場合に被害を軽減するために活用するプロセス及び実務を決定する上で、極めて重要な役割を果たす。

発電

発電に関して、当グループは個別の施設を対象にした措置を実施し、特別管理活動及びプロセスを確立している。

以下は、個別の施設につき近年実施した措置の例である。

＞イタリアのポー川等、河川の水位の低下によって生じる問題に対処するため、特定の発電所について冷却水管理システムを改善した。

＞吸気流を改善し、CCGTにおける周辺温度の上昇によって生じる出力の減少を相殺するため、噴霧器を設置した。

＞洪水のリスクを軽減するため、排水ポンプの設置や、盛土のかさ上げ、運河の定期清掃や発電所に隣接する土地の地滑りを防止するための統合への介入を行った。

＞水力発電所において、数値シミュレーションを用いて洪水シナリオを発電用地毎に定期的に再評価した。策定されたシナリオは、土木工事、ダム及び取水口に対する緩和措置並びに介入によって管理されている。

当グループは、気象事象が発電に与える影響を管理するため、以下のような最良の方法を採用している。

発電業務において気候事象を管理するための当グループの実務

主要な政策：

第1106号グローバル発電管理
第1107号グローバル発電O&M事業
第1025号ダム及び水圧インフラストラクチャーの安全性
第1020号グローバル発電重要事象管理

＞再生可能エネルギー資源の利用可能性を監視し、かつ、異常気象を感知するための気象予報、並びに従業員及び資産を確実に保護するための警告システム。
＞水文学的シミュレーション、土地調査（ドローンの使用を含む。）、デジタルGIS（地理情報システム）及び衛星測定による脆弱性の監視。
＞ダム及び水力発電所における10万超のパラメータ（160百万超の過去の測定値を含む。）の高度なモニタリング。
＞発電所のリアルタイム遠隔監視。
＞米国オクラホマ州の風力発電所等、竜巻及びハリケーンの被害を受けやすい地域におけるセーフルーム。
＞発電所内及び発電所外の地域のリスクを評価するために、開発の初期段階から水文学及び水力学の調査を行うための具体的なガイドラインを採用し、水理不変の原則に従った排水及び緩和システムを設計段階に適用する。
＞主要なプロジェクトパラメータにおける潜在的な気候傾向の検証を関連プロジェクトのシステムのサイズの考慮に入れる（例えば、新規CCGTの冷却のより高い柔軟性を確保するための冷却水源の温度の評価）。
＞ハリケーン及び熱帯性暴風雨の記録及び過去の軌道を含む最新のデータベースを用いた極値風速の推定が、新たな条件に最も適した風車技術の選択を可能にする。

また、有害事象に確実かつ迅速に対応するため、当グループは、特別な危機管理手続を採用している。具体的には、業務を迅速に復旧するための全ての行動をリアルタイムで通信及び管理する手順書、並びに可能な限り速やかに全ての発電所の損害を評価し、かつ、業務を安全に復旧するための標準チェックリスト等である。

インフラストラクチャー及びネットワーク

インフラストラクチャー及びネットワーク事業ラインにおいて、当グループは近年、異常気象に対処するため、「４Ｒ」と呼ばれるアプローチを採用している。ネットワーク内の緊急事態への備え並びに気候変動による資産の損害及び停電が発生した場合に迅速なサービス回復のための措置を定義するため、具体的な方針（第486号：配電網のための４Ｒ革新的回復力戦略）が策定されている。４Ｒ戦略は４つのフェーズに分かれている。
＞リスクの防止：事象により配電網の部品を紛失する確率を下げ、かつ／又はその影響を最小限に抑えることを可能にする行動を含む（例えば、インフラの堅牢性の強化措置及びメンテナンス措置の両方）。特に前者は、確率論的アプローチを用いて稀に発生する影響の大きい重要な事象が発生した場合に、長期又は広範囲にわたって停電するリスクを下げるために実施されているため、サービスの質の向上に直接の相関はあまりない。
＞準備：市民保護局及び現地機関と協力しながら、潜在的に重要な事象を特定する適時性を向上させ、停電が発生した場合に必要な資源を準備するためのあらゆる措置を含む。
＞対応：異常気象の発生が確認された際に、緊急事態に対処する業務上の能力を意味するフェーズである。現場で経営資源を動員する能力及び回復バックアップシステムによって電力供給を遠隔で回復する能力と直接に相関する。
＞復旧：このフェーズが最終フェーズで、事前に実施した回復力強化措置にもかかわらず異常気象によりサービスが中断した場合、可及的速やかにネットワークを通常の稼働状況に復旧させることを目的とする。
このアプローチに従い、係る事業ラインは、気候変動に関する様々な側面及びリスクに言及するため、特定の行為に対する様々な方針を準備しており、以下が特筆すべき方針である。

方針第1073号：緊急時における準備、対応及び復旧のための行動ガイドライン

本方針は、４Ｒアプローチの最後の３つのフェーズをカバーしており、準備戦略の改善、全停電の影響の緩和及び最終的には可能な限り短時間でできるだけ多くの顧客に対するサービスを回復させるためのガイドライン及び対策を示している。

方針第387号：ネットワークの回復力計画のためのガイドライン

本方針は、優先順位の評価を可能にすることを目的として、ネットワークに最も影響を与える異常気象の特定、ネットワークKPIの現状の評価及び提案された介入策に基づいて現状を改善することを目指している。このようにして、特定のエリア又は地域において実施された場合に、特に重要な異常事象の発生したネットワークへの影響を最小限に抑えることができる行動が選択される。したがって、この方針は、４Ｒアプローチの最初の２つのフェーズをカバーし、リスク回避及びリスク準備に関する措置を提案する。

イタリアでは、この方針は、イー・ディストリブッツィオーネが2017年から毎年作成している「回復計画」を通して既に実施されており、この計画は、特定の重要な地域における異常事象、特に熱波、氷結及び暴風（それに伴う倒木のリスク）の影響を軽減するために、３年間の時間軸で投資を行う開発計画の補遺となるものである。2017年-2019年には、約400百万ユーロが投資され、2020年-2022年計画の補遺に明記されているように、次の３年間にも同程度の額（約130百万ユーロ／年）が投資される予定で、約３百万人の顧客と最大4,000㎞の高圧線に影響を与える。例えば、湿雪が積もった際に架空線の導体が壊れる現象である着氷の場合、かかる中断のリスクは、配電網のセグメントが失われる確率に基づいて評価され、その後、電力が供給されない顧客及び配給されなかった電力の損失の観点から相対的な影響を計算する。これらのリスクに対処するための投資として、絶縁されていない電線を対象とした絶縁された導体への交換、電力を復旧させるための脆弱性の低い代替ルートの構築及び配電網の障害の影響を受けた部分をできるだけ早く分離するための遠隔制御システムの使用等を行っている。

イタリアと同様に、ヨーロッパ及び南米の他の国でも、各地域の特徴を十分に考慮しながら異常気象に対するネットワークの回復力を高めることを目指し、特定の目的への投資計画を準備するため、同様の問題が検討されている。

方針第439号：電気設備へ影響を与える森林火災に対するリスク回避措置及びリスクへの準備措置

森林火災の場合に適用される緊急管理アプローチについて、統合的なアプローチが取られており、これは、エネルの発電所を脅かす可能性のある森林火災が配電網自体に起因する場合及び外部要因の場合の両方に対応するものである。この文書では、リスクのある地域や発電所を特定し、具体的な防止策（例えば、メンテナンス計画及び改善点の評価等）を定義し、火災が発生した場合には、その影響を最小限にとどめ、可及的速やかなサービスの復旧を目指し緊急事態を最適に管理するため、関係する様々な地域で実施すべきガイドラインを提供している。

支援活動

気象予測システムの導入、ネットワークの状態の監視及び重要な気象現象がネットワークに与える影響の評価、運用計画の作成並びに具体的な演習の実施等がある。この点で特に重要なのは、緊急事態に対応するために、社内の人材及び契約者の両方からなる臨時の人員を動員するための事前協定である。

加えて、インフラストラクチャー及びネットワーク事業では、短中期的な気象緊急事態を評価するだけでなく、現在直面している気候変動を考慮し、主要な研究機関と協力して、当グループが事業を展開している様々な国の配電網の資産に対する最も重大な脅威の傾向を分析し、中長期的に配電網に与える将来の影響を評価している。以下はその一例である。

熱波

＞2020年には、インフラストラクチャー及びネットワーク事業を展開する各国の熱波について、さらなる調査を行った。この重要な事象は、数日間にわたって続く高温及び降水がないことが特徴で、地下ケーブルからの熱の発散が妨げられることで、特に都市部や夏の観光地では、配電網の多重故障のリスクが異常に高まる。これらの分析は、かかる事象の歴史的な記録及び回復計画に規定された措置で得られた経験が特に豊富であることを考慮して、イタリアにおける初期結果を示している。イタリアの熱波の傾向を評価するために作成した気候シナリオ及び異常気象費用の歴史的な相関関係を考慮し、特に重要な年（熱波の強さ及び国全体への広がりの両方を考慮して2017年が選択された。）を基準として、2030年-2050年の熱波の増加に関連する費用の初期推定値を取得した。これらの潜在的な年間追加コストの見積りは、３つのRCPシナリオ（2030年-2050年の期間）で評価され、RCP2.6シナリオでは、前述の現在の2020年-2022年の回復計画で想定されている措置の年間価値の３%を超えず、RCP 8.5シナリオでは５%を超えないことがわかった。

同様の分析は、エネルが事業を展開している他の国でも2021年に既に計画されている。

森林火災

＞火災リスクに関しては、エネルのネットワーク上でこれまでに記録された事象は軽微であり、影響分析の必要性はなかったが、かかる事業ラインでは、前述の方針第439号と同様に、方針自体の改善の可能性を視野に入れて、この現象の展開に関する2030年から2050年のシナリオの詳細な分析を準備している。

移行の現象：事業、リスク及び機会に対する影響

移行変数に伴うリスク及び機会に関して、当グループは、潜在的なリスク及び機会の原因を特定するため、様々な参照シナリオと、リスク特定プロセス（競争状況、産業の長期的なビジョン、重要性分析、技術革新等）を構成する各種要素とを併用している。最も重要な現象を優先的に表示している。以下は、この枠組みにおいて特定された主要なリスク及び機会である。

方針及び規制

排出及びカーボン・プライシングに関する制限

ETS（排出権取引制度）対象外部門における炭素税又は他の部門におけるETSの対象拡大等、（市場主導型ではない）政府の措置及び市場ベースのメカニズムによる排出制限を強化する法令の制定。

＞機会：カーボンフリー・テクノロジーに対する投資を促進するための、二酸化炭素価格シグナルを強化する指揮統制規制及び市場ベースのメカニズム。

＞リスク：各種当時者及び関係政策立案者が協調的アプローチを取れないこと、また採用された政策手段の効果が限定的であること。これらは、エネルギー移行に重点を置いた断固たるグループ戦略と比較した、各種部門における電化及び脱炭素化への動きのペースに影響を与える。

エネルギー移行インセンティブ

エネルギー移行を目的とした開発インセンティブと機会が結果としてエネルギー・システムを、各国のエネルギー構成の主流として低炭素エネルギー資源の使用に誘導し、エネルギー消費の電化を促進し、エネルギー効率及び電力システムの柔軟性を上げ、インフラをアップグレードし、よって投資利益率及び新規事業機会にプラスの影響を与える。

＞機会：電化戦略、脱炭素化及びこれらを実現するインフラのアップグレード／デジタル化に沿った、電力産業に対する追加投資による発電量の増加及びマージンの拡大。

＞リスク：エネルギー移行を効果的にサポートしない規制制度（許可プロセスの遅延、電力供給網の未改修等）による、エネルギー移行目標達成の障害。

回復力に関する規制

気候変動の変遷における回復力に対する投資を奨励するため、基準を上げ、特別なメカニズムを導入すること。

＞機会：コミュニティのサービス品質リスク及び継続性リスクを下げる投資から恩恵を受ける。

＞リスク：格別深刻な異常気象により想定を超える影響が生じた場合、復旧が計画よりも遅れるリスクがあり、評判リスクも伴う。

エネルギー移行のための金融政策

適切な政策及び金融商品を通じたエネルギー移行インセンティブ。これにより投資フレームワーク及び政策立案者の長期的な、信頼できる安定したポジショニングをサポートすることができるはずである。金融市場及び公的金融商品に持続可能性を組み込むことを目的としたルール並びに／又は公的及び民間金融商品（ファンド、メカニズム、タクソノミー、ベンチマーク等）の導入。

＞機会：投資フレームワークに準じた新たな市場及び持続可能な金融商品を創出し、エネルギー移行目標並びにこれに伴う費用及び利息に対する影響に沿って、脱炭素化のために公的資金及び資金源の利用を拡大する。移行のための助成金付きサポート・ツール（ファンド及びコール）を導入する。

＞リスク：公的資金の状況の悪化又は当グループが事業を展開する地域における適用の違いにより、エネルギー移行に合わせた全体的なポジショニングと一致するインセンティブを提供する上で十分な行動を取れず、商品を提供できないこと、新たな商品及びルールの導入が不確実になり、又は遅れること。

市場

市場力学

商品価格の変動、エネルギー移行及び再生可能エネルギーの浸透による電力消費量の増加等に関する市場力学は、ビジネス推進要因に対して影響力を有し、マージン並びに発電量及び販売量に影響する。

＞機会：電力需要の増加に伴うプラスの影響、並びに再生可能エネルギー及びあらゆる柔軟なエネルギー源の余地が大きくなる。

＞リスク：商業技術が市場価格の変動にさらされること。

テクノロジー

新たなテクノロジーの浸透

貯蔵、需要反応及びグリーン水素等、新たなテクノロジーの漸進的な浸透、業務モデル及び「プラットフォーム」ビジネスモデルを移行するためのデジタル手段。

＞機会：テクノロジー・ソリューション開発に対する投資。

商品及びサービス

住宅用エネルギー消費の電化

最終利用の電化が徐々に進むにつれ、低コスト商品が浸透し、地域住宅の排出量に関する影響はより小さくなるだろう（ヒートポンプ式冷暖房等）。

＞機会：電力効率の向上によるエネルギー消費量の減少を背景とした電力消費量の増加。

＞リスク：この市場セグメントにおけるさらなる競争。

工業エネルギー消費の電気モビリティ及び電化

気候変動の観点から、より効率的かつ効果的な輸送手段の利用、電気モビリティ及び充電インフラの開発の重視、工業エネルギー消費者の電化。

＞機会：電力需要の増加並びに電気輸送の浸透及び「商品を超えた」サービスの普及に伴うマージン拡大によるプラスの影響。

当グループは、潜在的リスクを軽減し、エネルギー移行によって生まれる機会を捉えるため、既に戦略的行動を起こしている。ESG要因を組み込んだ産業・財務戦略のおかげで、持続可能性及びイノベーションによって形作られた統合的アプローチは、長期的な共通の価値を生むことが可能である。

完全な脱炭素化及びエネルギー移行に焦点を当てた戦略により、排出量削減に向けたより意欲的な方針の展開に伴うリスクに対して当グループの回復力が確保され、再生可能エネルギー発電、インフラ及び実現するテクノロジーの開発機会が最大化される。

慢性的な気候の影響とは異なり、移行シナリオの変化は、短期的及び中長期的（2030年まで）に影響を与えるおそれがある。

気候変数と同様、当グループは、特に二酸化炭素価格（ETS）に関して、移行シナリオから潜在的に影響を受ける要因に対する現行の事業計画（2021年-2023年）の感応度をテストすることができる。主要な移行変数を調査したところ、二酸化炭素価格は、移行プロセスを加速させる可能性のある規制措置を、特に確実に推進する要因とみられる。

この要因において想定される変動の影響を評価する際、イタリア及びスペインの二酸化炭素価格に+/-10%の潜在的変動の効果が測定される。この価格変動は、両国の卸売市場の均衡価格を修正するもので、国際発電の従来型発電所及び再生可能エネルギー発電所の両方のマージンに影響する。

エネルギー移行が長期的にもたらすリスク及び機会を定量化するため、「移行シナリオ」にて説明される移行シナリオをイタリア及びスペインで検討した。業務に最も影響を与える変数への影響を特定した。より輝く未来シナリオでは、消費の電化が進むことによる電力需要及び発電構成等が挙げられる。これらの検討により、資源配分において当グループが取り得る戦略的ポジショニングを決定するための着想が得られる。エネルギー移行の力学は、脱炭素化及びエネルギー効率の向上への大志という観点から、当グループに大きな機会をもたらす可能性がある。特に、小売り電力市場では、とりわけ輸送及び住宅部門では、最終消費の電化が進むことにより、他のエネルギーに比べて電力消費量が大幅に増加することになる。

移行シナリオの変更による財務上の影響については、EBITDAの観点から、より輝く未来シナリオが2030年の業績に与える影響を参照シナリオと比較して分析した。

国家計画で定められた大志を考慮すると、イベリアにおける２つのシナリオでは、再生可能エネルギーの普及率が大幅に上昇することはなく、したがって電力価格の変化に起因する大きな影響はないと予想される。

反対にイタリアでは、より輝く未来シナリオにおいては、再生可能エネルギーがより普及し、設備容量への付加的な影響があるものの、考えられる電力価格の低下により一部相殺される。同様の効果は、北米等他の地域でも考えられる。

一方、消費の電化に関しては、より輝く未来シナリオでは、最も効率的な電気技術の普及率が高くなることが想定される。特に、電気自動車及びヒートポンプを利用した冷暖房システムが大幅に増加した場合、参照シナリオと比較して需要が５%増加し、小売事業及びエネルXが提供する「商品を超えた」サービスの両方にプラスの影響を与えると考えられる。ヒートポンプの普及率が高まると電気への切り替えが徐々に進み、小売部門でのガスの販売量が同時に減少する可能性がある。しかし、SBTi目標に関連したスコープ３のCO2排出量の削減に伴い、EBITDAパフォーマンスへの全体的な影響はプラスになると予想される。

前述のとおり、より輝く未来シナリオでは、様々な地域において配電網が管理すべき複雑さが大幅に増加する。

実際、分散型発電及び蓄電システム等のその他の資源の大幅な増加、電動モビリティ及びそれに関連する充電インフラの普及、消費の電化率の増加並びに新しい消費形態を持つ新しいアクターの出現を予想している。

これらの発展は、電力の引出し／注入ポイントの分散化、電力需要及び平均所要電力の増加並びにエネルギーの流れに強い変動をもたらし、ダイナミックで柔軟なネットワークの管理が必要となる。したがって、このシナリオでは、接続を確保し、適切なレベルの品質及び回復力を確保するために、革新的な運用モデルの採用を促すための追加投資が必要になると予想している。これらの投資には、配電事業ラインにおいて適切な財務リターンを確保するため、一貫した方針及び規制シナリオが伴う必要がある。

競争環境

当グループが事業を展開している市場及び業界は、技術及び規制両方の観点から着実に激しくなる競争及び変化にさらされており、その展開のタイミングは国毎に異なっている。

こうした経緯により、エネルは、競争圧力の激化にさらされ、電気は今世紀のエネルギーの志向するところであるから、近接部門に牽引される競争も増している（ただし、このことは公共サービスが新規事業に参入する好機となっている。）。

当グループは、地理的にも事業を展開する様々な部門においても、差別化を図ることができるため、これが重要な緩和要因であるが、戦略的開発ガイドラインをより効果的に方向付けるために、公益事業の世界の内外を問わず、競争環境の変化を常に監視している。

金融リスク

エネルは、その業務において、適切に軽減できなければ当社の業績に直接的な影響が生じる多様な金融リスクにさらされている。

内部統制システム及びリスク管理システムは、業務に責任を負う部署とリスクの監視及び管理を担当する部署の組織的分離の遵守を確保し、リスク管理、監視及び制御プロセスの役割及び責任を確立する方針の仕様になっている。金融リスク・ガバナンス・システムはまた、リスク管理部署により定期的に監視される、当グループ及び各地域及び国レベルでの各リスクの限度を運用するシステムを定めている。当グループにとって、限度を設けるシステムは、目標を達成するための意思決定ツールである。

金融リスクの管理に関する更なる情報は、連結財務書類注記45を参照のこと。

金利

当グループは、金利水準の変動により純財務費用又は公正価値で測定される資産及び負債に予期せぬ変化が生じる可能性があるというリスクにさらされている。

金利リスクへのエクスポージャーは主に新たな債務の財務条件の変更可能性及び変動利付債券の利率に関するキャッシュ・フローの変動可能性から発生する。

金利リスク管理方針は、当グループの財務負債のポートフォリオの最適化及びOTCデリバティブの利用によって財務費用及びそのボラティリティを抑制することを目指している。

特別なプロセス、リスク指標及び運用限度額を通してリスクを管理することで、当グループは、考えられる財務的な悪影響を限定すると同時に、債務構造を最適化して適切な柔軟性を確保できる。パンデミックの始まりから金融市場を特徴付けた変動は、多くの場合、COVID-19前のレベルまで持ち直し、金融商品デリバティブを使用したリスク緩和行動により相殺された。

商品

エネルはエネルギー市場で業務を行っており、そのため、燃料及び電力の価格変動（価格リスク）を含む商品価格のボラティリティの向上又は需要不足若しくは商品不足（ボリュームリスク）に起因する損失を被るリスクにさらされている。

これらのリスクは効果的に管理できなければ、業績に対して重大な影響を及ぼし得る。かかるエクスポージャーを軽減するために、当グループは、先にエンドユーザー又は卸販売業者向けの燃料供給及び電力提供に関する契約を締結することにより収益を安定化させる戦略を展開した。

エネルはまた、残存商品リスクの測定、最大許容リスクに対する上限の設定並びに規制市場及び店頭(OTC)市場におけるデリバティブを用いたヘッジ戦略の遂行について定める正式な手続を実施している。商品リスクの管理プロセスにより、当グループは、市場価格の想定外の変動によるマージンに対する影響を限定すると同時に、短期的な機会を捉えるために必要な柔軟性を十分に確保できる。

燃料供給中断のリスクを軽減するために、当グループは燃料供給源を多様化し、異なる地理的地域の供給業者を利用している。

2020年、COVID-19パンデミックの拡大は複雑な世界経済危機を引き起こし、商品価格のボラティリティの大幅な上昇を引き起こした。エネルは、慎重かつ適時の緩和措置、事業の地理的分散、脱炭素化プロセスによるエネルギー移行の促進及び再生可能資源の発電への利用等により、今年のリスクを2019年度に見込んだ限度額未満に抑えている。

最後に、契約条項の柔軟性及び代理ヘッジ手法（ヘッジ用デリバティブが市場で入手できない場合又は十分な流動性がない場合）を含む国際戦略及び地域戦略の採用により、非常にダイナミックな市場環境下でも結果を最適化することができた。

通貨リスク

当グループの地理的多様性、債券発行及び商品取引の国際市場の利用を考慮すると、当グループの企業は、表示通貨とその他の通貨との間の為替相場の変動により、財務書類における業績及び財務状態全体に想定外の変動が生じるリスクにさらされている。

エネルの現在の構成を考えると、通貨リスクへのエクスポージャーは主に米ドルに連動しており、また、以下に起因している。

＞燃料又は電力の購入又は売却に関するキャッシュ・フロー
＞投資、外国子会社からの配当金又は株式投資の購入若しくは売却に関するキャッシュ・フロー
＞商業的関係に関連したキャッシュ・フロー
＞金融資産及び金融負債

当グループの連結財務書類もまた、ユーロ以外が表示通貨の会社への投資に関する項目をユーロに換算する際に発生する通貨リスクにさらされている（換算リスク）。

通貨リスク管理方針は、当グループの会社の換算リスク以外のエクスポージャーを体系的にヘッジする方法に基づいている。

適切な運用プロセスによって、一般的にはOTC市場における金融デリバティブを利用する適切なヘッジ戦略の策定及び実施が確保されている。

特別なプロセス及び指標を通したリスク管理により、財務に対する潜在的な悪影響を限定すると同時に、運用ポートフォリオのキャッシュ・フロー管理を最適化できる。

当年度、通貨リスクはリスク管理方針に基づいて管理され、デリバティブ市場へのアクセスに問題はなかった。

パンデミックの初期段階で金融市場を特徴づけた変動は、多くの場合、COVID-19以前のレベルまで持ち直し、金融商品デリバティブを使用したリスク緩和行動により相殺された。

信用及び相手方

当グループの商業である商品及び金融取引により、信用リスクにさらされる。信用リスクとはすなわち、相手方の信用力の悪化又は契約上の支払義務の不履行による流入キャッシュ・フローの中断、回収コストの増加（決済リスク）及び不利な市場条件で交渉された当初の取引が同様の取引に置き換えられることによる収益の減少（代替リスク）等がある。その他のリスクには、単一の相手方若しくは関連する顧客グループ又は同一業種若しくは同一地域で活動する相手方に対する重大なエクスポージャーに関連する風評リスク及び財務リスクが含まれる。

したがって、信用リスクへのエクスポージャーは、以下の種類の業務から発生する。

＞自由市場及び規制市場での電気及びガスの販売及び配給、並びに商品及びサービスの供給（売上債権）
＞資産の現物交換を伴う取引活動及び金融商品の取引（商品ポートフォリオ）
＞デリバティブ、銀行預金、及び、より一般的に、金融商品の取引（金融ポートフォリオ）

商業活動及び商品取引に関連した信用リスク管理方針は、相手方の信用力の事前評価を行うこと、並びに保証の取得といった軽減措置を講じることを定めている。

特別なリスク指標及び可能であればリスク制限に基づいてリスクを管理することで、信用力が悪化した場合の経済的及び財務的な影響を持続可能な範囲に抑えることが可能になる。同時に、このアプローチは、ポートフォリオ管理を最適化するために必要な柔軟性も確保する。

また、当グループは、償還請求権の伴わない債権をファクタリングする取引を行っている。かかる取引によって、当該ファクタリングに係る資産は完全に認識外となる。

なお、金融及び商品取引に関しては、（信用評価の優れた取引相手を選好して）ポートフォリオの多様化を図ること、並びにリスク軽減条項（例えば、ネッティングの取決め）及び場合によっては現金担保を取り交わす規定を含む所定の標準化された契約の枠組みを採用することを通じてリスクの軽減を図っている。

営業債権の減損判定において考慮された一部の顧客セグメントの回収状況の悪化にも関わらず、当グループのポートフォリオはこれまでのところ、世界的なパンデミックに対する回復力を示している。これは、デジタル回収チャネルの拡大及びCOVID-19の影響を受けにくい商業顧客（例えば、電力会社及び配電会社）への確かな分散を反映している。

流動性

エネルの流動性リスク管理方針は、追加の資金源に頼ることなく、所定の時間軸で予想されるコミットメントを満たすのに十分な流動性を維持するように設計されており、また、予想外のコミットメントを満たすのに十分なプルデンシャルな流動性準備金を保持している。さらに、中長期的なコミットメントを満たすために、エネルは、資金需要を満たすために使用する資金源の多様な構造及びバランスのとれた満期プロファイルをもたらす借入戦略を追求している。

流動性リスクとは、当グループが、支払能力があるにもかかわらず、緊張状況若しくはシステム上の危機（信用収縮、国債危機等）又は市場における当グループのリスクの認識の変更により、債務を適時に履行できない、好ましくない条件でしか履行できない又は資本損失を伴う資産からの投資を制限されるリスクである。

市場が認識するリスクを定める要因のうち、格付会社がエネルに付与する信用格付けは決定的な役割を果たす。それは、信用格付けは資金調達源の利用可能性及びその資金調達に当たっての財務的条件に影響を及ぼすからである。信用格付けが引き下げられると、資本市場の利用可能性が制限され、あるいは資金調達コストが増加することとなる可能性があり、結果として、当グループの財務状態、財務業績及びキャッシュ・フローに悪影響が及ぶ。

2020年、エネルのリスク・プロファイルは2019年と比較して変化はなかった。その結果、当年末現在のエネルの格付けは、(ⅰ)スタンダード・アンド・プアーズが安定的見通しの「BBB+」、(ⅱ)フィッチが安定的見通しの「A-」、そして(ⅲ)ムーディーズがポジティブ見通しの「Baa2」、となっている。2021年１月15日、ムーディーズはエネルの格付けをBaa1に引き上げた。今回の格上げは、配電網及び再生可能エネルギーへの継続的な投資、地理的分散の拡大並びに集中的な資金調達への注力の結果、グループのリスク・プロファイルの改善が達成されたことを反映したものだった。

エネルの流動性リスク管理方針は、追加の資金源に頼らずに一定の計画対象期間に債務を履行するために十分な流動性レベルを維持すること、及び想定外の債務の履行に十分健全な流動性バッファーを維持することを目的として設定されている。また、当グループがその中期及び長期のコミットメントを遂行できるよう確保するため、エネルは、頼ることのできる資金源の多様な構造及びバランスのとれた満期日構成を定めた借入戦略を追求する。

流動性を効率的に管理するために、財務活動は主に持株会社レベルに集中しており、主に通常の営業活動によって得られた現金を利用して流動性の必要性を満たし、現金余剰を適切に管理している。

COVID-19の影響については、パンデミックの影響にも関わらず、当グループでモニターしている流動性リスク指標は、2020年に設定された限度内に収まっている。

デジタル・テクノロジーリスク

サイバー・セキュリティ

常に新たな挑戦を生む技術開発のスピード、高まるサイバー攻撃の頻度と激しさ、並びに重要インフラ及び戦略的産業部門のターゲットとしての魅力は、極端な例では企業の通常業務が中断し得る潜在的リスクを浮き彫りにしている。サイバー攻撃は、近年劇的に進化している。その件数は、複雑さ及び影響（顧客に関する企業データの盗難）と同様に飛躍的に増加しており、脅威の源を速やかに特定することがますます困難になっている。エネル・グループの場合、このエクスポージャーは、様々な業務環境（データ、産業及び従業員）、固有の複雑性に伴う状況、及び長年にわたり当グループの日常業務プロセスに組み込まれつつある資源の連係を反映している。

当グループは、IT（情報技術）、OT（操業技術）及びIoT（インターネット・オブ・シングス）の全ての部門に適用されるサイバー・セキュリティの総合的なガバナンス・アプローチを採用している。そのフレームワークは、上級経営陣のコミットメント、世界的な戦略管理、全ての事業分野の関与、並びに当グループのシステムの設計及び管理を担当するユニットを基準としている。最先端のテクノロジーの利用、特別な業務プロセスの策定、従業員のIT意識強化、及びITセキュリティの規制要件の実施に努めるものである。

また当グループは、「リスク・ベース」及び「設計によるサイバー・セキュリティ」の各アプローチに基づくITリスク管理方法を策定し、これによって全ての戦略的決定に事業リスクの分析を組み込んでいる。エネルはまた、ITセキュリティのインシデントに対して積極的に対応するために、独自に運用するサイバー・エマージェンシー対応チーム（CERT）も創出した。

最後に、当グループは2019年、ITの脅威を軽減するため、サイバー・セキュリティ・リスクのための保険に加入した。

デジタル化、ITの有効性及びサービスの継続性

当グループは、エネルギーのバリューチェーン全体の管理において完全なデジタル変革を行い、新たなビジネスモデルの展開、業務プロセスのデジタル化、システムの統合及び新しい技術の採用を行っている。このデジタル変革の結果、当グループは、当社全体で統合しているプロセス及び業務への影響を伴うITシステムの機能に関して、ITシステム及びOTシステムがサービスの中断又はデータの損失のリスクにますますさらされるようになっている。

これらのリスクは、当グループのデジタル変革の指導に責任を負うグローバル・デジタル・ソリューションズ（GDS）ユニットが策定した一連の内部基準を使用して管理されている。ITバリューチェーン全体に制御ポイントを設定する内部統制システムを整備することで、ビジネスニーズに合わないサービスを開始したり、適切なセキュリティ措置を採用できなかったり、サービスが中断したりといった問題からリスクが発生するのを防ぐことができる。グローバル・デジタル・ソリューションズ・ユニットの内部統制システムは、グループ内で行われる業務と、外部関係者及びサービス供給業者に外部委託した業務の両方を監督する。エネルはさらに、デジタル変革を効果的に導き、関連するリスクを最小限に抑えるため、当グループ内におけるデジタル文化及びデジタル・スキルの普及を促進している。

オペレーショナル・リスク

健康及び安全

エネルの従業員及び契約社員が晒される主な健康及び安全のリスクは、当グループの拠点及び資産での業務に関連している。安全衛生、労働環境、企業構造、資産及びプロセスの管理を規定する法律、規制及び手続の違反は、従業員、労働者及びステークホルダーの健康に悪影響を及ぼす可能性があり、行政上若しくは司法上及び関連する経済上の罰則を受けるリスク、財政的及び風評的な影響を引き起こす可能性がある。これらのリスクは、過去３年間に発生した主な事象の分析を通じて特定された。特に、発生確率の観点からは、機械的な事故（落下、衝突、破砕及び切断）が最も多く、関連する潜在的な影響の観点からは、電気的な事故（致命的な傷害にもなり得る。）が最も深刻である。

さらに、世界の様々な地域に当グループが存在することに関連して、従業員及び契約社員は、パンデミック及びパンデミックの可能性のある潜在的な新しい感染症に関連した健康リスクにさらされる可能性があり、これは健康及び幸福に影響を及ぼす可能性がある。

エネルは、グループの主要経営陣が署名した健康及び安全へのコミットメント宣言を採択した。

この方針を実行するために、当グループの各事業ラインには、国際規格であるBS OHSAS 18001に準拠した独自の労働安全衛生管理システムがあり、このシステムは、危険の特定、リスクの質的評価及び量的評価、予防措置及び保護措置の計画及び実施、予防措置及び保護措置の有効性の検証並びに是正措置に基づいている。このシステムでは、請負業者及びサプライヤーの選定と及び管理の厳格性並びに安全性能の継続的な改善プログラムへの関与の促進も考慮されている。

エネル・グループは、予防措置と及び保護措置に基づいた構造化された健康管理システムを定義しており、これは、従業員の心身の健康及び組織の幸福を促進し、個人生活と職業生活のバランスをとることを目的とした企業文化の発展にも一役買っている。

さらに、健康、安全及び環境に関連する緊急事態に関しては、緊急事態管理のためのグローバルな戦略及び方針を定義し、これを全てのグループ内の組織で採用することを確実にするために、親会社のHSEQ部門内に、各事業ライン及び各国にリエゾンを持つユニットが設置されている。特に、この組織構造及び関連する管理プロセスにより、グループレベル及び事業を展開している各国において、従業員及び契約社員の健康を守るための全ての予防行動、保護行動及び介入行動を指揮、統合及び監視することが可能となり、また、業務活動とは厳密には関係のない外因性の健康リスク要因にも対応することができる。

環境

近年、希少な天然資源（多くの原料及び水を含む。）の開発に伴い、環境の価値及び生態系に影響をもたらす開発モデルに関連するリスクに対し、コミュニティ全体の感応度が引き続き高まっている。

地球温暖化並びに水資源の開発及び劣化の進行等、これらの影響の相乗効果により、地球上の最も敏感な地域で環境上の緊急事態が発生するリスクが高まり、工業用、農業用及び公共の目的等の水資源の異なる利用方法の間で競争が巻き起こる危険性もある。

これらのニーズに応えて、各国政府は、新たな産業イニシアチブの展開に対してこれまで以上に厳格な制約を課し、影響力の最も大きい産業においては、持続可能とはみなされなくなったテクノロジーの廃止を奨励し又は義務付ける等、環境規制における制限を強化している。

これに関連して、あらゆる部門の企業、及びとりわけあらゆる業界の最大手企業は、環境リスクがますます経済的リスクになりつつあることを、これまで以上に認識している。この結果、企業は、革新的かつ持続可能な技術的ソリューション及び開発モデルを開発及び採用することに対するコミットメント及び説明責任を強化することが求められる。

エネルは、環境に対する影響及びリスクの効果的な防止及び最小化を、全ライフサイクルを通じて各プロジェクトの基本的要素としている。

ISO14001認証を受けた環境管理システムを当グループ全体に採用することで、あらゆる企業活動に伴う環境リスク及び機会を特定及び管理するため、体系化された方針及び手続を実施できるようになる。構造化された管理計画に、環境に関する最良の実践例に着想を得た改善活動及び改善目標を組み合わせ、単なる環境規制の遵守を超える要件を設定することで、環境への影響のリスク、風評リスク及び訴訟リスクを軽減している。また、エネルが設定する困難な環境改善目標（例えば、大気排出物、廃棄物の生成、特に水ストレスの高い地域における水の消費に関するもの等）を達成するための数々の行動も、これに寄与している。

水不足のリスクは、原則として稼働が水の供給に依存しない再生可能資源による発電の増加を基礎とする、エネルの開発戦略によって直接軽減される。また、消費を削減する技術的ソリューションを開発するため、水ストレスの高い地域の資産には特に配慮している。河川の流域管理当局と協力を続けていることで、当グループは、水力発電資産の持続可能な管理のために最も有効な共通戦略を採用することができる。

最後に、生物多様性の保護、回復及び保全のために採用した対策の効果を検証するために、生態系において適切な陸地、海洋及び河川のモニタリング活動を実施している。

調達・物流・サプライチェーン

グローバル調達及び関連するガバナンス文書における調達プロセスは、規制及び制御点からなる構造的なシステムを形成しており、これにより、持続可能な経済発展のためのイニシアチブの推進を放棄することなく、倫理綱領、エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム、腐敗防止計画及び人権方針に定められた基本原則の完全な遵守と、経済的な事業目標の達成を両立させることができる。

調達プロセスを管理する手順は全て、忠誠心、プロ意識、協力、透明性及び意思決定プロセスの追跡可能性といった主要な価値観を最大限に尊重した行動を保証するように設計されている。

これらの原則は、全てのステークホルダーとの信頼関係を確立し、財務的な競争力の確保だけでなく、児童労働の回避、労働安全衛生及び環境責任を含む当グループにとって重要な分野でのベストプラクティスを考慮した安定した建設的な関係を定義するために、エネルが自主的に採用する組織的プロセス及び組織的管理に組み込まれている。

この意味で、グローバル調達手続システムは、様々な調達部門の日常業務を指導するものであり、入札手続を体系的に採用することにより、指定された技術要件、経済及び財務要件、環境要件、安全要件、人権的要件、法的要件並びに倫理的要件を満たす全ての業者に対して、最大限の競争及び平等なアクセスの機会を確保している。

サプライヤー資格制度は、エネル・グループ全体に適用され、前述の要件の遵守を管理している。エネルは、調達プロセスが始まる前から、潜在的なサプライヤーが、前述の全ての分野における戦略的ビジョン及び期待に沿って、同じ価値観に着想を得ているかを確認するために、この資格制度を使用している。

グローバル・サプライヤー認定システムは、調達手続への参加を希望する企業の正確な評価を可能にし、エネルにとっては、サプライヤーを選ぶための信頼性が証明されたサプライヤーの最新リストが提供され、グループ会社による調達入札において、適用される規制に準拠してサプライヤーに依頼することが可能なるので保証となる。この認定手続は、サプライヤー・パフォーマンス管理プロセスによって完了し、このプロセスでは、入札中のサプライヤーの行動の適切さ、品質並びに契約履行における時間厳守及び持続可能性に関して、サプライヤーのパフォーマンスを監視する。

競争入札を伴わない直接調達は、適用される法律を遵守し、正当な動機付けがなされた例外的なケースでのみ行われる。

サプライチェーン・リスク管理の有効性は、多くのパフォーマンス指標（個々のサプライヤー又は産業グループとの契約の集中度、サプライヤーのエネルへの依存度、サプライヤーの離職率等を含む。）を用いて監視されており、調達戦略の定義を導くためのしきい値が指定されている。

COVID-19の緊急事態の影響に対抗するために取られた行動は、サプライチェーンの中断を避けるために供給源を分化すること及び通常はエネル社とサプライヤーの間で物理的なやり取りが必要な活動を遠隔地で行うこと（例えば、会社での検査）に重点を置いている。

人材及び組織

劇的な技術的進歩を経験しているエネルギー部門においては、大規模な変革により、業界の企業は新たな経験及び専門スキルを有する人材を採用することが求められ、かつ、主要な文化の変化及び組織の改編も必要となっている。組織は、機敏かつ柔軟な新しいビジネスモデルに移行しなければならない。多様性を強化し、人材を管理し昇進させる方針は、移行を管理し、幅広い地理的プレゼンスを有する企業にとっては重要な要素となっている。

エネルは、このために働く人員をビジネスモデルの中心に置いている。かかるビジネスモデルは、人的資源の管理が優先事項であり、このために特別な目標を設定している。主な目標は、第４次産業革命によって必要となったデジタル能力及びスキルの開発、並びにエネルギー移行をサポートするための従業員向け再教育及びスキルアップ・プログラムの促進、企業目的の追求において従業員を効果的に関与させ、それによって業績向上を保証すると同時に従業員の満足度を上げること、労働環境及びパフォーマンスを評価するシステムの開発、当グループが事業を展開する全ての国に多様性及び多様性受け入れ方針を普及させること、並びに誰でも効果的な貢献ができるようにするための重要な要素である、無差別及び機会均等の原則に基づく、包括的組織文化を浸透させることである。またエネルは、業務プロセスにおいて機敏な作業方法の普及を促進する特別な取組みを行っている。当グループは、COVID-19パンデミックによる緊急事態への対応で既に効果的にテストされた新しい柔軟な勤務制度の中で、従業員の実効性と自主性を可能にするために、簡素化及びデジタル化によって組織モデルの回復力及び柔軟性を高めることに取り組んでおり、これは将来の働き方の重要な要素となるだろう。

コンプライアンス

個人情報の保護に関連するリスク

市場のデジタル化及びグローバル化の時代において、エネルの事業戦略は、、バリューチェーン全体で実施されるデータ駆動型の顧客中心のアプローチを用いて、デジタルプラットフォームに基づくビジネスモデルへの変革を加速させることに重点を置いている。

40ヶ国超に存在するエネルは、公共サービス分野で最大の顧客基盤（約70百万人）を持ち、現在約67,000人の従業員を擁している。その結果、当グループの新規ビジネスモデルでは、2021年-2023年の戦略計画で想定されている財務上及び事業上の成果を挙げるために、ますます大規模かつ増大する個人情報の管理が必要となる。

このためエネルは、個人情報の保護に関連するリスク（エネルが事業を展開するほぼ全ての国におけるプライバシー法制の著しい進展を考慮しなければならない問題）にさらされている。これらのリスクは、顧客、従業員及びその他（例えば、サプライヤー）の個人情報の機密性、完全性又は利用可能性の喪失につながり、世界的な売上高に基づいて決定される罰金、特定のプロセスの使用の禁止及びその結果としての財務上の損失並びに風評被害のおそれがある。

このリスクを管理及び軽減するため、エネルは、全レベルで個人情報問題に責任のある役職（グローバル及び国レベルでのデータ保護オフィサーの任命を含む。）を設置する、個人情報のグローバルガバナンスモデルを採用し、デジタルコンプライアンスツールの採用により、アプリケーション及びプロセスをマッピングし、この分野における特定の地域の規制に準拠して、個人情報保護に影響を与えるリスクを管理している。

３【経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

(1)　業績等の概要

持続可能かつ完全に統合された当社のビジネスモデルにより、当社はCOVID-19のパンデミックに端を発した世界的な不況で特徴的であった年であっても、全てのステークホルダーとの共有価値を最大化することができ、エネルギー変革における当社の指導的役割は確固たるものとなった。

当社は、管理容量は49GWの民間では世界最大の再生可能エネルギー事業者であって、また民間では世界最大の電力会社であり、世界最先端のデジタル化された配電網に接続されているエンドユーザー数は74百万にのぼる。当社は、顧客数が約70百万であり、民間会社では世界最大の顧客基盤を管理している。

全ての事業がデジタル・プラットフォームを基礎とする戦略及び産業界のリーダーシップにより、当社は、世界中で今起きているエネルギー変革から生じる機会を最適に捉えることができる。

近年における当社の財務及び持続可能性の堅実な実績は、投資家の当社に対する信頼を高めた。これは、当年度中にエネルの株価が17%上昇し、セクターの指標（ユーロSTOXXユーティリティ指数は10%増）及び一般的なイタリアの指標（FTSE-MIB指数は５%減）の両方を上回る成績を収めたことに示される。

エネルの持続可能性におけるリーダーシップは、多くの重要な持続可能性の格付、指標及びランキングにおける当グループのプレゼンス（MSCIによるAAAの格付を含む。）並びにMSCI ESGリーダーズ指数、ダウ・ジョーンズ・ワールド・サスティナビリティ・インデックス及びダウ・ジョーンズ・ヨーロッパ・サスティナビリティ・インデックス、CDP 気候「A」リスト、ヴィジオ・アイリスの格付（当グループは全セクターで第１位）及びユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス120指数、リフィニティブのESG格付及びフィッチ・フォー・グッド・インデックス（いずれもセクターのリーダー）における当社のプレゼンスの確認により、世界的にも確認される。エネルは、企業のジェンダーダイバーシティのパフォーマンスをモニターする３つの主要指標、すなわちブルームバーグ男女平等指数、リフィニティブ・トップ100、ダイバーシティ＆インクルージョン・インデックス、エクイリープによるジェンダー平等に関するトップ100ランキングでもプレゼンスを示している。

2020年度、当社は、欧州では時価総額でトップ、世界では第２位の電力会社であることを確認した。

マクロ経済環境

2020年度の世界の経済環境は、COVID-19のパンデミックにより起きた未曾有の不況が特徴的であった。健康危機及びそれに伴う規制が需給にマイナスの影響を及ぼし、2020年度の世界の予測GDPは約3.7%縮小する。

パンデミックの波は、ユーロ圏に強い影響を及ぼし、当年度においてGDPは約6.8%減少し、米国ではGDPは3.5%減少した。

不況を受けて、欧州中央銀行は、拡大金融政策を推進し、パンデミック緊急購入プログラムにより主要金利を超低水準で維持している。欧州委員会としては、次世代EUプログラムを用いて、融資及び補助金に分けて750十億ユーロを加盟国に提供している。

米国政府は、家計及び企業を支援するため大規模な財政拡大政策も採用し、米国連邦準備制度理事会（Fed）は制限のない公共及び民間の債務購入プログラムを実施している。

ラテンアメリカでは、経済動向はパンデミック及びそれに伴う各国の対応に大きく影響されたが、その対応は大きく異なり、場合によっては既存の構造的問題を悪化させた。チリ経済は、開放性が高いため、中国の景気回復（GDP6.1%減）により輸出が牽引され、最も回復力の高い国の１つとなった一方、2020年度のブラジルの経済活動は、家計を支援する広範な財政刺激プログラムに支えられた（GDP4.4%減）。

2020年度中、原油市場は、激しい変動が特徴的であったが、需要の低迷により第１四半期に原油価格が暴落した後、世界の主要経済の再開によって当年下半期には急騰した。

ガス市場も、2020年度中に激しい変動があった。当年上半期において、ヨーロッパの全ての主要ハブの指標は、2019年上半期と比較して約50%減少したが、最終四半期の価格は2019年度に見られた平均的な水準に戻った。

二酸化炭素価格は、優れた回復力を示した。脱炭素化及び気候中立性の目標達成におけるETSの中心的役割に関する欧州委員会による最近の表明が市場を支えており、価格は長期的均衡に向けて徐々に上昇軌道に乗っている。

業績

2020年度に達成した業績は、パンデミックによる緊急事態に対応する重要なツールであるデジタル化及びプラットフォームを中心的役割としたビジネスモデルの成果でもあり、事業面及び財務面の両面から当グループの回復力を裏付けた。経済危機にもかかわらず、当グループは価値を生み続けることで成長路線を継続した。

2020事業年度終了時の経常EBITDAは、17.9十億ユーロとなり、昨年度の数値と同じだった。配当金の計算に用いられる経常利益は、5.2十億ユーロに達し、前年度と比べて９%増加した。2020年度の配当金は１株当たり約0.36ユーロで、2019年度と比べて８%増加した。財務的健全性の指標となる純債務に対するFFOの比率は、当年度末において25%に達した。純債務は45.4十億ユーロで、市場に事前に提供していた予想よりは少なかった。

重要な事業展開

これまでの年度と同様、エネルは2020年度において、世界中で3,106MWの新規の再生可能発電容量を追加して、新記録の再生可能発電容量をうち立て、同時に、将来の再生可能発電プロジェクトのパイプラインを増やし、当年度末には全世界で180GWに達した。

設置済みの再生可能発電容量は連結ベースで45GWとなり、約36GWに減少した（2019年度と比べて3.3GW減）火力発電容量を再び超えた。さらに、2020年度は再生可能発電量も連結ベースで105.4TWhと初めて火力発電量を上回った年でもあった。これは、よりクリーンかつ持続可能なエネルギー構成及び脱炭素化プロセスの促進を目指す当グループの重要な一歩であり、特定の二酸化炭素排出量が214g$CO2_{eq}$/kWh（2019年度と比べて28%減少）まで急速に減少したこともこの方向性を明確に示している。

配電網への投資と同時にシステム及びプロセスのデジタル化にも注力したため、顧客に提供するサービスの質が引き続き向上し、１顧客当たりの平均停電時間は前年度と比べて12%短縮され、世界全体のSAIDIは258.9分となった。さらに、グリッド・ブルー・スカイ計画により、当社は配電網の運営モデルを全面的に見直している。この計画の目標は、2022年までに単一の包括的運営プラットフォームを構築することである。これにより、当社が事業を行っている全ての地域における配電網の効率的な統合管理が可能となり、価値を最大化するために資産ポートフォリオの持続的展開を支援する。かかるプロジェクトに関連する利益は多様である。これらには、顧客へのサービスの価値の増大、革新的なソリューションの迅速な導入、プロセスの効率化の向上及び当社が事業を行っている地域社会での共有価値の創出が含まれる。

2020年度中、電気自動車用の公共及び個人用の充電インフラストラクチャーの開発が続けられ、相互運用契約による部分もあり、当社の充電地点は世界中で185,000ヶ所を超えた。当グループはまた、充電ステーションの供給により公共交通機関の電化を支援し、エネルXは2020年の終わりには世界中で運営される900超の電気バスを有していた。当社は、世界中で2.8百万という運営中の照明地点数において再度リーダーとなった。また当社は、産業顧客がエネルギーをより効率的に利用できるよう支援する当社の能力を確認し、アクティブ需要の管理容量は6.0GWに達し、かかる顧客に設置し又は送配電網に直接接続されたバッテリー容量は合計123MWにのぼる。

デジタル変革に関して、アプリケーションの100%をクラウドに移行する決定により、エネルはパンデミックの最中でさえ必要なサービスの継続的供給を保証することができている。発電所及び配電網のデジタル化により、インフラの遠隔操作が可能になり、現場での作業が大幅に減った。クラウドへの完全移行はまた、全ての従業員に継続的で柔軟性のある働き方の採用を促進し、かかる従業員の活動はリモートで管理できる。2020年４月から12月まで、約53%の社員がリモートで勤務したが、これは当グループのデジタル・インフラの堅牢性及び強靭性並びに適切なデバイスを持たない社員に迅速に提供された高度なIT機器に支えられており、これらは在宅勤務への大規模な移行を可能にしている。

非経常的法人取引として、2020年12月、エネル・アメリカの臨時株主総会は、EGPアメリカのエネル・アメリカへの合併及び現在は１人の株主が議決権のある株式の65%超を保有することを認めていない当社定款上の制限の撤廃を承認した。2020年、ゼネラル・エレクトリックとのジョイント・ベンチャーの組織再編の一環として、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、カナダで255MWの水力発電容量及び27MWの風力発電容量、また米国で25MWの水力発電容量の売却を完了した。

財務面では、2020年９月１日、イタリアの産業グループとしては初めてとなる600百万ユーロの資本性永久ハイブリッド債を発行した。同時に、エネルは2076年満期のハイブリッド債（額面250百万ポンド）の任意公開買付も開始した。

10月、国連の持続可能な開発目標（SDGs）にリンクした世界初の多目的債の2019年における発行後、エネルは、同通貨では初となる500百万ポンドの「サステナビリティ・リンク債」の発行に成功した。かかる発行は、国連のSDGs達成の公約に沿って、再生可能エネルギーの連結設備発電容量の割合の目標達成にリンクしている。市場での成功により、エネルは、SDGsの達成にリンクしていない同じ特徴を持つ金融商品と比較して、約15ベーシスポイントの割引を実現した。

戦略及び2021－2023年度の見通し

エネルギー変革は、気候変動対策に牽引され、脱炭素化、エネルギー消費の電化及びデジタル化によって促進されるが、電気の役割がますます重要となる世界において、エネルギー部門だけでなく経済のあらゆる分野に大変革をもたらす。

このような状況下では、戦略的ビジョンの時間軸を中長期に延長することが不可欠である。この洞察に基づき、2020年11月、当グループは2030年を視野に入れた新戦略計画を発表した。かかる計画の中心にはエネルギー変革の加速が据えられ、持続可能かつ収益性の高い成長を可能にすることで、全てのステークホルダーに重要な共有価値を、同時に株主に満足のいくリターンを提供するという具体的な見通しを示している。

この新たな戦略計画により、当グループは今後10年間にわたる方向性を示しており、チャンスが十分ある10年間で目標を達成するために、直接投資と第三者投資で約190十億ユーロを動員し、以下の２つの補完的なビジネスモデルを活用する。すなわち、長期の持続可能な開発を支援する直接投資に基づき、プラットフォームが事業の成長及び価値の最大化に貢献する伝統的なオーナーシップ・モデル、並びにプラットフォームを利用することにより第三者の投資を促進して新しいサービス、商品及びノウハウを実現する新しいスチュワードシップ・モデルである。

2021－2023年度戦略計画は、今後10年間にわたる成長路線における最初のステップとして理想的なものである。当グループの目標は、脱炭素化及び電化の動向の加速を可能にするための直接及び間接の両方の投資の著しい増加に反映されている。

2021－2023年度において、当グループは約40十億ユーロの直接投資を行う予定であり、そのうち、オーナーシップ・モデルにより主にグリッドの拡大及び改良並びに再生可能エネルギーの開発に38十億ユーロ、スチュワードシップ・モデルにより約２十億ユーロを投資する一方で、第三者による投資にさらに８十億ユーロを動員する予定である。

これらの投資により、当グループは、管理する再生可能エネルギー容量を2020年の約49GWから2023年末には約68GWまで増加させることができ、2023年末には再生可能エネルギー容量が全体の約70%に達する。

当グループは、配電網のサービス品質及び強靭性の向上、新規送電線並びにデジタル化にも投資する予定である。かかる投資の加速により、2023年には当グループの規制資産ベース（RAB）は14%増加して約48十億ユーロに達する。

かかる計画で想定されている残りの投資は、プラットフォームを通じた「商品を超える」の新サービスの提供により消費の電化を支援するために、小売事業及びエネルＸ に割り当てられ、B2C 及び B2B の顧客の価値をそれぞれ30%及び45%増加させ、都市の脱炭素化を支援する。これらの目標を支援して、2023年までに当グループは、全世界で約780,000の充電地点、10.6GWのアクティブ需要の管理容量及び5,500の電気バスを実現する予定である。

2021－2023年度の連結投資の約90%は、国連のSDGsに沿ったものであり、気候変動の緩和に大きく貢献することを考慮すると、80%から90%の投資がEUタクソノミー基準に沿ったものになると見込まれる。

これは、持続可能な開発が当社の戦略の本質的基盤であることを示しており、当社の全ての行動をより持続可能かつ結果的にリスクの少ない選択及びアプローチへと導くのに役立っている。

当グループの戦略は、サイエンス・ベースド・ターゲッツ・イニシアティブ（SBTi）の認定を受けた産業革命前の水準と比較して地球温暖化を1.5℃抑制するシナリオに従って、2030年までに直接的な二酸化炭素排出量を2017年比80%減の82gCO2eq/kWhに削減し、2050年までにカーボンニュートラルを達成するという目標に合致している。

業績について、当グループは、2023年までに経常EBITDAが20.7十億ユーロから21.3十億ユーロに達し、2020年に達成した業績比５%から６%の年平均成長率になると予想している。同時に、経常利益は6.5十億ユーロから6.7十億ユーロに達し、年平均成長率は８%から９%になると予想される。当社のビジネスモデルが本質的に持続可能であることに加え、戦略的目標を達成する決定により、エネルは、かかる計画の期間にわたり増加して2023年には１株当たり0.43ユーロとなる１株当たり保証付き固定配当金額を設定することができた。

「第一部－第３－３－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」も参照のこと。

(2) 生産、受注及び販売の状況

「第一部－第３－３－(1) 業績等の概要」及び「第一部－第３－３－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

次へ

(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析

業績指標の定義

当グループ及び親会社の業績を示し、その財務構造を分析するため、エネルは、当グループ及びエネル・エスピーエーが採用するIFRS-EUの下で構想され連結財務書類及び個別財務書類にそれぞれ掲載される表とは異なる、別の再分類された表を作成した。これらの再分類された表は、連結財務書類及び個別財務書類から直接に得られるものとは異なる業績指標を含んでいる。経営陣は、それらの指標が、当グループ及び親会社の業績を監視する上で有効であり、事業の財務成績を反映するものであると確信している。

それらの指標に関して、2015年12月３日、CONSOBは通信第92543/2015号を発行した。かかる通信は、欧州証券市場監督局（ESMA）により2015年10月５日に発行された、2016年７月３日以降に開示される規制対象情報又は発行される目論見書における代替業績評価基準の提示に関するガイドラインに、効力を生じさせるものである。以前のCESR（欧州証券規制当局委員会）勧告（CESR/05-178b）を更新する当該ガイドラインは、指令第2003/71/EC号の適用範囲内で規制対象情報又は目論見書に含まれる代替業績評価基準の有用性及び透明性を促進し、その比較性、信頼性及び包含性を向上させることを意図している。

上記の規制に従い、これらの指標を構築するために用いられた基準は、以下のとおりである。

売上総利益

「減価償却費、償却費及び減損損失」を加えた「営業利益」として算出される営業成績指標をいう。

経常売上総利益

新たなオーナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業からの「売上総利益」として定義される。企業再編に関連する費用及びCOVID-19パンデミックに直接起因する費用は含まれない。

経常営業利益

新たなオーナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連した中核事業からの「営業利益」として定義される。

「営業利益」を売上総利益に関連して言及された中核営業に関連しない取引の影響について調整し、減損テスト（戻入若しくは減損損失を含む。）又は「売却目的の資産」への分類に従い資産及び／又は一連の資産の大幅な減損損失を除外することにより算出される。

グループ経常利益

新たなオーナーシップ及びスチュワードシップのビジネスモデルに関連したエネルの中核事業により生み出される「グループ利益」として定義される。

主に「経常営業利益」で述べた項目について調整され、純粋な税制の影響及び非支配持分を差し引いた「グループ利益」に等しい。

低炭素経常EBITDA

エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エネルＸ並びにエンドユーザー市場（ガスを除く。）の事業ラインに含まれる一連の製品、サービス及び技術に関する経常売上総利益である。

継続事業による総グローバル付加価値

ステークホルダーのために創出された価値として定義され、「収益」の額に等しいが、外部費用（「燃料費」、「電力購入費用」、「原料費」、「内部プロジェクトの資産計上された費用」、「その他の費用」、並びに「分水に係る固定費用」及び「公有地の利用に係る費用」を差し引いた「サービス、レンタル及びリース費」の代数和と定義される。）を差し引いた「商品管理からの純利益／（費用）」を含む。

固定純資産

「固定資産」と「固定負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「繰延税金資産」
・「有価証券」及び「その他の固定金融資産」に含まれる「その他の金融資産」
・「長期借入金」

・「従業員給付」
・「リスク及び費用に対する引当金（非流動部分）」
・「繰延税金負債」

流動純資産

「流動資産」と「流動負債」の差額として算出される。ただし、以下は除く。

・「長期貸出資産の流動部分」、「ファクタリング債権」、「有価証券」、「現金担保」及び「その他の流動金融資産」に含まれる「その他の金融資産」
・「現金及び現金同等物」
・「短期借入金」及び「長期借入金の流動部分」
・「リスク及び費用に対する引当金（流動部分）」
・「その他の流動負債」に含まれる「その他の借入」

売却目的の純資産

「売却目的の資産」及び「売却目的の処分グループに含まれる負債」の代数和として算出される。

運用純資本

「固定純資産」及び「流動純資産」、「リスク及び費用に対する引当金」、「繰延税金負債」及び「繰延税金資産」、並びに「売却目的の純資産」の合計として算出される。

純金融負債

以下により決定される財務構造指標をいう。

・「その他の流動負債」に含まれる「短期金融借入」を考慮した、「長期借入金」並びに「短期借入金及び長期借入金の流動部分」から、
・「現金及び現金同等物」、
・「長期貸出資産の流動部分」、「ファクタリング債権」、「現金担保」、及び「その他の流動金融資産」に含まれる「その他の金融資産」、並びに
・「有価証券」及び「その他の固定金融資産」に含まれる「その他の金融資産」を差し引いたもの。

より一般的には、エネル・グループの純金融負債は、規制（EC）第809/2004号を実施する勧告CESR/05-054bの第127項に沿って、2006年７月28日のCONSOB指令に従い算出され、金融資産及び長期有価証券は差し引かれる。

連結範囲の主な変更

検討対象の２期間において、多くの取引の結果として連結範囲は変更された。詳細については、連結財務書類の注記７を参照のこと。

当グループの業績

以下は、当グループの営業成績、環境パフォーマンス及び財務成績を示している。

業務

SDG		2020年	2019年	増減
	純発電量(TWh)	207.1	229.1	(22.0)
	うち	-	-	
7	*－再生可能エネルギー(TWh)*	*105.4*	*99.4*	*6.0*
		-	-	
	純有効発電設備容量合計(GW)	84.0	84.3	(0.3)
7	純有効再生可能発電設備容量(GW)(1)	45.0	42.1	2.9
7	純有効再生可能発電設備容量(%)	53.6%	50.0%	7.2%
7	追加的有効再生可能発電設備容量(GW)(2)	2.91	3.58	(0.67)
		-	-	
9	エネルの配電網による送電量(TWh)(3)	484.6	507.7	(23.1)
9	稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー(数)(4) (5)	44,292,794	43,821,596	471,198
9	配電及び送電網(km)(6)	2,231,961	2,219,008	12,953
	エンドユーザー(数)(6)	74,303,931	73,811,964	491,967
		-	-	
	エネルの電力販売量(TWh)(7)	298.2	322.0	(23.8)
	エンドユーザーに対するガス販売量(十億立方メートル)(7)	9.7	10.8	(1.1)
	個人顧客(数)(8)	69,517,932	70,471,612	(953,680)
	－うち自由市場(8)	*23,164,875*	*23,013,224*	*151,651*
11	需要反応容量(MW)	6,038	6,297	(259)
11	充電地点(数)(9)	105,237	79,565	25,672
11	貯蔵(MW)	123	110	13

(1)管理された容量を含む純有効再生可能発電設備容量は、2020年12月31日時点で48.6GW、2019年12月31日時点で45.8GWであった。
(2)管理された容量を含む追加的有効再生可能発電設備容量は、2020年12月31日時点で3.1GW、2019年12月31日時点で３GWであった。
(3)2019年の数値は、より正確に測定された送電量を反映している。
(4)統一的な比較を確保するため、2019年の数値は新たな計算方法に基づいて調整されており、契約が有効で遠隔管理されていないデジタルメーターは除外している。
(5)うち、第二世代スマートメーターは、2020年では18.2百万、2019年では13.1百万であった。
(6)2019年の数値は、より正確に計算された数を反映している。
(7)数量には、ラテンアメリカの発電会社による大口顧客への販売を含む。2019年の数値は、比較可能性を確保するために調整された。
(8)ラテンアメリカの発電会社の大口顧客も含む。2019年の数値は、結果的に、比較可能性を確保するために調整された。
(9)相互運用可能な地点を含む充電地点数は、2020年12月31日時点では約18万６千ヶ所、2019年12月31日時点では約８万２千ヶ所に相当した。

発電

2020年における**エネルの純発電量**は、2019年から22TWh減少（-9.6%）した。この減少は、特に、石炭火力発電の減少（-24.4TWh）に主に起因する火力発電の減少（-27.5TWh）を反映しているが、再生可能エネルギー発電の増加（+6.0TWh）によって一部相殺された。この増加は、主にスペインと北米での新規発電所の稼働による、風力発電（+4.3TWh）と太陽光発電（1.8TWh）の増加に起因する。原子力発電は合計25.8TWhで、2019年と比べて0.4TWh減少した。

2020年12月末における当グループの**純有効発電設備容量**合計は、84.0GWとなり、2019年と比べて0.3GW減少した。イタリア及びスペインにおける３GWの石炭発電所及び燃料油発電所の処分は、主に北米（1.4GW）、ブラジル（0.9GW）及びスペイン（0.4GW）における風力発電及び太陽光発電の形態による新たな再生可能エネルギー容量によって一部相殺されるにとどまった。

気候変動への取り組み及び環境の持続可能性の確保

主な気候変動指標

		2020年	2019年	増減	
温室効果ガス直接排出量－スコープ１(1)	(百万/t_{eq})	45.26	69.98	(24.72)	-35.3%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２、グリッドからの電力購入(位置ベース)	(百万/t_{eq})	1.43	1.55	(0.12)	-7.7%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２、グリッドからの電力購入(市場ベース)	(百万/t_{eq})	2.28	2.30	(0.02)	-0.9%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２、配電グリッド損失(位置ベース)	(百万/t_{eq})	3.56	3.82	(0.26)	-6.8%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ２、配電グリッド損失(市場ベース)	(百万/t_{eq})	5.57	6.00	(0.43)	-7.2%
温室効果ガス非直接排出量－スコープ３	(百万/t_{eq})	47.70	56.92	(9.22)	-16.2%
－うちガス販売に関連する排出	(百万/t_{eq})	*21.48*	*23.92*	*(2.44)*	*-10.2%*
温室効果ガス直接実質排出量－スコープ１	(g_{eq}/kWh)	214	298	(84)	-28.2%
二酸化硫黄実質排出量	(g/kWh)	0.10	0.59	(0.49)	-83.1%
窒素酸化物実質排出量	(g/kWh)	0.36	0.60	(0.24)	-40.0%
微粒子実質排出量	(g/kWh)	0.01	0.12	(0.11)	-91.7%
ゼロ・エミッション発電	(全体に対する割合(%))	63.4	54.9	8.5	15.5%
直接燃料消費量合計	(Mtoe)	23.9	30.1	(6.2)	-20.6%
火力発電所の平均効率性(2)	(%)	44.2	42.0	2.2	5.2%
水源確保が困難な地域における取水量(3)	(%)	*22.9*	*25.4*	(2.5)	-9.8%
総発電量に対する実質取水量(4)	(l/kWh)	0.20	0.33	(0.13)	-39.4%
二酸化炭素の参考価格	(ユーロ)	24.72	24.8	(0.1)	-0.3%
低炭素製品、サービス及び技術に係る経常EBITDA(5)	(百万ユーロ)	15,616	16,241	(625.0)	-3.8%
低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEX	(百万ユーロ)	9,575	9,131	444.0	4.9%
全体に対する低炭素製品、サービス及び技術に係るCAPEXの割合	(%)	94.0	92.0	2.0	2.2%

(1)実質排出量は、再生可能エネルギー発電、原子力発電及び火力発電（熱の寄与を含む。）の合計に対する割合として、火力発電からの合計排出量を考慮して計算されている。

(2)この計算では、イタリアのオーアンドジー発電所が閉鎖されていること又はその微々たる影響については考慮していない。加えて、この数値は、ロシアの火力発電所に関連する共同発電に係る消費量及び発電量を考慮していない。平均効率性は、発電所のフリートに基づいて計算され、発電量により加重される。

(3)2019年の数値は、水源確保が困難な地域における発電所の範囲の変更に基づき再計算された。

(4)実質取水量は、発電プロセス及びクローズド・サイクル冷却に使用される、地表（回収された雨水を含む。）、地下、第三者、海及び排水（第三者からの供給）に係る水源からの全ての取水量から成るが、淡水化プロセス後に海に戻される海水（塩水）は除く。

(5)2019年の比較値は、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に関する金額がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

気候変動との闘いにおいてリーダーシップを発揮していこうとする当グループの熱意は、2020年においてさらに強化された。すなわち、2015年に設定された、2020年までの発電からの直接排出量の削減目標（2007年と比べて25%の削減により二酸化炭素350g_{eq}/kWh）は、２年早く2018年に既に達成された。2020年は、基準年である2007年と比べて、火力発電からの実質排出量を40%削減して終了した。2020年において、二酸化炭素換算の直接排出量（スコープ１）は、2019年から35.3%の減少となり、45.26百万トン相当となった。前述のとおり、この減少は、2019年に売却したレフティンスカヤ発電所の寄与がなくなった結果として石炭火力発電が大幅に減少したことに主に起因する火力発電の減少、並びにエネルギー移行の加速によるイタリア、スペイン及びチリにおける付随的な減少に起因する。加えて、再生可能エネルギー発電の推進により、排出量の多い他の発電所の発電量も減少した。

太陽光発電及び風力発電の貢献度が高まったため、2020年にエネルがゼロ・エミッションの供給源から調達した発電量は、総発電量の63.4%に達し、2019年（54.9%）と比べて大幅に増加した。

石炭発電の縮小により、二酸化硫黄と粒子状物質の排出量は大幅に低下し、2019年と比べてそれぞれ約83.1%、約91.7%の減少となった。窒素酸化物排出量も、火力発電の減少により40%減少した。

責任ある水資源の管理

		2020年	2019年	増減	
総取水量	(百万立方メートル)	51.5	77.3	(25.8)	-33.4%
水源確保が困難な地域における取水量(1)	(%)	*22.9*	*25.4*	(2.5)	-9.8%
総発電量に対する実質取水量(2)	(l/kWh)	0.20	0.33	(0.13)	-39.4%
総消費水量	(百万立方メートル)	20.4	58.1	(37.7)	-64.9%
水源確保が困難な地域における消費水量	(%)	31.6	23.7	7.9	33.3%

(1)2019年の数値は、水源確保が困難な地域における発電所の範囲の変更に基づき再計算された。
(2)実質取水量は、発電プロセス及びクローズド・サイクル冷却に使用される、地表（回収された雨水を含む。）、地下、第三者、海及び排水（第三者からの供給）に係る水源からの全ての取水量から成るが、淡水化プロセス後に海に戻される海水（塩水）は除く。

水は、発電において必須の要素であり、そのため、エネルは、水資源の利用可能性が将来のエネルギー政策の決定的な要素になると確信している。

水源の最も効率的な管理を確保するために、エネルは、水不足のリスクを抱える地域（「水源確保が困難な」地域）に所在する全ての発電用地を継続的に監視している。

用地の監視は、以下の分析レベルを通じて行われている。

・世界資源研究所の「水リスク地図情報」に示された水源確保が困難な状態（最低基準）に基づいて特定された、水源確保が困難な地域における発電用地のマッピング
・「危機的な」発電用地（すなわち、運営上の必要性から真水を引き入れているような水源確保が困難な地域に所在する用地）の特定
・消費を最小限に抑え、低品質又はより豊富な水源（排水、工業用水、又は海水）からの取水を最大化するために、これらの発電所で採用されている水管理手順の検証

エネル・グループの全発電量の約11%は、水源確保が困難な地域における真水を使用したものである。2020年において、総取水量は51.5百万立方メートルであったが、前年と比べて火力発電が減少したことを反映して、2019年より33.4%減少した。2020年の実質取水量は約0.20l/kWhであったが、2019年より39.4%減少した。

生物多様性の保全

生物多様性の保全は、エネルの環境政策における戦略的目標のひとつである。当グループは、在来種、その自然生息地、及び各地の生態系全般を保護するために、当グループが事業を行う様々な地域において具体的なプロジェクトを推進している。これらのプロジェクトは、調査及び監視、絶滅に瀕した特定種を保護するためのプログラム、方法論的調査及びその他の研究、再増殖及び森林再生、多様な種の生息及び活動を促進するためのインフラストラクチャー支援（例えば、鳥のための配電線に沿った人工の巣、水力発電所における魚梯）の構築、並びに生態系回復及び森林再生のプログラムを含めて、広範な分野をカバーしている。

2020年には、種や自然生息地を保護するために187のプロジェクトが進行し、合計4,479ヘクタールで生息地の回復に向けた努力が行われた。

配電及びアクセス、エコシステム並びにプラットフォーム

エネルの配電網で輸送された電力は、2020年において合計484.6TWhとなり、2019年から23.1TWh減少（-4.5%）したが、これは主にイタリア（-14.5TWh）、ブラジル（-3.4TWh）及びスペイン（-2.0TWh）に起因する。

稼働中のスマートメーターを有するエネルのエンドユーザー数は、2020年に471,198の増加となり、主にスペイン（+211,228）及びルーマニア（+288,859）において増加した。

2020年に**エネルが販売した電力量**は298.2TWhとなり、前年と比べて23.8TWhの減少（-7.4%）となった。電力量は、特に以下の地域で減少した。すなわち、イタリア（-7.3TWh）、スペイン（-8.7TWh）、ラテンアメリカ（-6.9TWh）（主にブラジル（-2.7TWh））、そしてルーマニア（-0.9TWh）である。加えて、2020年に**エネルが販売したガス**は、合計9.7十億立方メートルとなり、前年と比べて1.1十億立方メートルの減少となった。

エネルの主導的地位は、我々がクオリティの高いサービスを提供する際の顧客への配慮により獲得されてきたものであり、それは電力及び／又は天然ガスの提供にとどまらず、とりわけ当グループの顧客の認識及び満足度に関係した当グループのサービスの無形の側面にまで及ぶ。

居住向け及び事業向けの両方の市場のための当グループの製品を通して、エネルは、環境への影響を低減し、最も脆弱な住民層に集中して、専用のサービスを提供している。実際に、当グループが事業を行う全ての国々では、全ての人々が平等に電力にアクセスできるように、電気及びガス料金の支払において最も脆弱な住民層を補助する様々な形式の支援（しばしば政府のイニシアチブに連動する。）が提供されている。

エネルはまた、顧客が高水準のサービスを受けられることを確保するため、多くのプロセスを設定した。イタリアにおいては、当グループの全てのコンタクトチャネル（顧客サービスコール、エネルポインツ及び店舗、公共料金請求、アプリ、Eメール、ソーシャルメディア、アカウントマネージャー、ファックス）の商業的品質が、販売及び管理プロセスのシステマティックな監視により確保されている。その目的は、適用ある法令の遵守並びに当グループの顧客のプライバシー、自由及び尊厳に対する配慮を確保することにある。

エネルはまた、デジタル化、電子請求及び新たなサービスを拡大するための努力を継続している。エネルXを通じて、我々は、革新的なソリューションを、住居用顧客（スマートホームズ、ホームオートメーション、太陽光及び太陽光発電システム、ボイラー、メンテナンスサービス、ライティング等への技術的ソリューション）、政府関係顧客（公共照明、スマートシティのためのモニタリングサービス、監視システム等）並びに大口顧客（需要対応サービス、コンサルティング及びエネルギー効率化ソリューション）に対して提供している。我々はまた、公的又は民間の充電インフラの展開を通じて電気自動車を促進している。

エネルの充電地点は、2020年には、2019年と比べて25,672ヶ所増加した。民間の充電地点は、主に北米とイタリアで21,033ヶ所増加した一方で、公共の充電地点は、主にイタリアとスペインで4,639ヶ所増加した。

当グループの業績

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	64,985	80,327	(15,342)	-19.1%
費用	47,957	61,890	(13,933)	-22.5%
商品デリバティブからの純費用	(212)	(733)	521	71.1%
売上総利益	**16,816**	**17,704**	**(888)**	**-5.0%**
減価償却費、償却費及び減損損失	8,448	10,826	(2,378)	-22.0%
営業利益	**8,368**	**6,878**	**1,490**	**21.7%**
財務利益	4,607	3,953	654	16.5%
財務費用	7,213	6,397	816	12.8%
純財務費用	**(2,606)**	**(2,444)**	**(162)**	**-6.6%**
持分法による投資持分利益/(損失)	**(299)**	**(122)**	**(177)**	**-**
税控除前利益	**5,463**	**4,312**	**1,151**	**26.7%**
法人税	1,841	836	1,005	-
継続事業からの利益	**3,622**	**3,476**	**146**	4.2%
非継続事業からの利益/(損失)	**-**	**-**	**-**	-
当年度利益(親会社の所有者及び非支配持分)	**3,622**	**3,476**	**146**	**4.2%**
親会社の所有者に帰属する利益	2,610	2,174	436	20.1%
非支配持分に帰属する利益	1,012	1,302	(290)	-22.3%

COVID-19による財務上の影響

ESMA及びCONSOBの最近の勧告に従い、当グループは、COVID-19が事業活動、財務状態及び業績に与える現実の及び潜在的な影響を評価するための内部分析を開始した。

前述のマクロ経済シナリオに照らせば、COVID-19の影響は、需要の大幅な低下及び新規顧客の獲得における全般的な鈍化の影響を受けていることを考慮すると、エンドユーザー市場及びエネルXのような、市場と最も緊密に関わっている事業セグメントにおいて最も甚大である。

より具体的には、エンドユーザー市場は、需要や関連する電力量が減少したことに伴う電力の過剰縮小や、支払の適時性に影響を与える危機及びロックダウンの効果だけでなく、一部の国々で採用された、債務不履行の顧客に電力供給を削減する可能性を停止した措置にも起因する未収金の回収の鈍化により、影響を受けている。一方、エネルXは、2020年の初めの９ヶ月において新規事業のポートフォリオの成長で全面的な鈍化を経験したが、政府が経済活動の回復を促すために採用した施策を踏まえ、その大部分は、特にイタリアで第４四半期に取り戻された。

不確実性の高い現在の情勢に留意した上で、かつ現時点で入手可能な最善の情報に基づくと、売上総利益、経常売上総利益、営業利益、経常営業利益、グループ利益及びグループ経常利益に対してCOVID-19が与える財務上の影響の見込みは、以下のとおりである。

(単位：百万ユーロ)

	需要	COVID-19関連費用	債権の減損	合計
売上総利益	(727)	(133)	-	(860)
営業利益	(727)	(133)	(290)	(1,150)
グループ利益	(298)	(86)	(154)	(538)
経常売上総利益	(727)	-	-	(727)
経常営業利益	(727)	-	(290)	(1,017)
グループ経常利益	(298)	-	(154)	(452)

売上総利益は、COVID-19の緊急事態により、主に電力需要における727百万ユーロの減少や、主にイタリア及びスペインのエンドユーザー市場並びにラテンアメリカの流通部門における販売量と関連利益の減少の点で、影響を受けた。この数値は、当グループが事業を展開している様々な国々でCOVID-19の世界的大流行が頂点に達した期間に観測された流通量及び販売量の減少を測定するために、ベンチマーク価格を使用して決定された。

売上総利益に影響を与えたもう１つの要因は、職場の除菌活動、個人用保護具及び寄付金のための健康上の緊急事態に伴う直接費用（133百万ユーロ）であった。これらの費用は、経常売上総利益の確定には影響しない。

同時に、直近の回収状況及び債権の回収可能性を測定するために使用した評価モデルの結果を考慮して、当グループは、特にイタリア、スペイン及びブラジルのマーケティング会社における約290百万ユーロの債権の減損損失の増加を認識した。

税効果や少数株主持分を考慮すると、2020年12月31日時点の当グループの利益に対するCOVID-19の全体的な影響は、マイナス538百万ユーロ（グループ経常利益に対してはマイナス452百万ユーロ）であった。

収益

(単位：百万ユーロ)

	2020年	2019年	増減	
電力販売(1)	34,745	39,584	(4,839)	-12.2%
送電(1)	10,710	10,931	(221)	-2.0%
ネットワーク事業者からの手数料	932	866	66	7.6%
機関市場事業者からの繰入金	1,395	1,625	(230)	-14.2%
ガス販売	2,718	3,294	(576)	-17.5%
ガス輸送	611	617	(6)	-1.0%
燃料販売	602	914	(312)	-34.1%
配電網及びガス配給網への接続手数料	759	785	(26)	-3.3%
建設契約からの収益	732	749	(17)	-2.3%
現物決済契約に基づく商品の販売(IFRS第９号)(1)	7,737	16,294	(8,557)	-52.5%
その他の収益	4,044	4,668	(624)	-13.4%
合計	**64,985**	**80,327**	**(15,342)**	**-19.1%**

(1)コロンビアの流通部門では、データの表示を改善するために、従来「電力販売」に分類されていたいくつかの項目を「送電」に再分類した。また、数値の統一性と比較可能性を確保するため、2019年の金額も461百万ユーロの金額で再分類した。

前述のとおり、**収益**における減少は、主にCOVID-19パンデミックの影響を反映している。

より具体的には、2020年の収益は、以下の要因によって大幅に減少した。

・主にCOVID-19パンデミックの影響により自由市場での企業間取引量が減少したことに起因する、スペイン（1,390百万ユーロ）及びイタリア（808百万ユーロ）における規制市場及び自由市場の両方での電力販売の減少

・取引量及び適用価格の減少（8,557百万ユーロ）に起因する、現物決済契約に基づく商品取引の減少

・主にユーロに対する現地通貨の下落の影響、並びに販売量及び平均販売価格の落ち込みに起因する、ラテンアメリカでの電力販売の減少（2,248百万ユーロ）

・COVID-19による需要への悪影響に一部起因する、スペイン及びイタリアでのエンドユーザー向けガス販売量の減少（510百万ユーロ）

・主にCOVID-19パンデミックの影響を受けて2020年の電力供給量が減少したことによる、送電からの収益における221百万ユーロの減少

・主に不利な為替動向に起因する、ラテンアメリカ、特にチリ及びブラジルにおける再生可能エネルギー発電からの収益の減少（イタリアでの水力発電所の性能向上、並びにスペイン及び米国での新規発電所の稼働に起因する収益増加によって部分的に相殺されるにとどまった。）

これらの要因は、以下の事由によって部分的に相殺された。

・エネル・ノース・アメリカが計上したタックス・パートナーシップからの収入の増加（139百万ユーロ）、補償及び訴訟からのその他の収益（31百万ユーロ）、ヘイスタック風力発電プロジェクトの売却（45百万ユーロ）

・エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）の決議第50/2018号及び第461/2020号に基づき、イー・ディストリブッツィオーネがシステムチャージ及びグリッド料金の償還のために認識した収入の増加（158百万ユーロ）

・購入価格の配分手続の完了に伴いペイティッパーの買収に関して認識された、負ののれん（20百万ユーロ）

2019年において、収益は、以下のその他の収入を含む。

・2006年から2016年までの期間に発生した係争中の相互紛争を解決するためのエデスールの地元当局との合意に伴うアルゼンチンでの収益の増加（233百万ユーロ）

・メルキューレ・エスアールエルの売却益（108百万ユーロ）

・（ｉ）エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシーが売却した多数の会社（106百万ユーロ）及び（ii）関連会社から完全子会社に移行したトレードウィンド（負ののれん75百万ユーロ）、の購入価格の最終的な配分に起因する負ののれん（181百万ユーロ）

・トレードウィンドが開発した２つの再生可能エネルギーのプロジェクトであるグラティオット及びアウトローの処分に伴う42百万ユーロの利益

・エネル・ジェネラシオン・チリの主要な産業顧客が電力供給契約からの離脱オプションを行使したことに伴って受領した契約上の補償金（160百万ユーロ）（そのうちの80百万ユーロは火力発電に関するもの、80百万ユーロは再生可能エネルギーに関するもの）
・多数の契約条項の適用に伴う2017年におけるイーモーターワークスの買収価格の調整（98百万ユーロ）
・エネル・レテ・ガスで保有していた持分の2009年における売却に関連する２回目の補償の早期包括的和解のために、イー・ディストリブッツィオーネがF2i及び2iレテ・ガスとの間で締結した契約に基づく50百万ユーロの支払

収益に関して、EUタクソノミーの基準に整合させた結果が示されている。

2020年には、収益の34.8%が気候変動緩和基準を満たす事業活動によってもたらされた（2019年は30.2%）。現時点でEUタクソノミー規制の対象とならない活動を除くと、収益の72.1%が適格であった。

費用

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
電力購入(1)	16,003	20,682	(4,679)	-22.6%
発電のための燃料消費	2,634	8,322	(5,688)	-68.3%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売用ガス(1)	6,637	9,284	(2,647)	-28.5%
原料(1)	2,397	2,366	31	1.3%
人件費	4,793	4,634	159	3.4%
サービス、リース及びレンタル	15,676	16,264	(588)	-3.6%
その他の営業費用(1)	2,202	2,693	(491)	-18.2%
資産計上された費用	(2,385)	(2,355)	(30)	1.3%
合計	**47,957**	**61,890**	**(13,933)**	**-22.5%**

(1) 2019年の数値は、現物決済のための商品購入契約（IFRS第９号）を集計対象（すなわち、「電気、ガス及び燃料」、「サービス及びその他の原料」）に再分類したことを考慮して調整された。

費用の減少は、主にCOVID-19による需要低下に関連する商品供給の減少に起因している。

営業費用に関するさらなる詳細については、連結財務書類の注記を参照のこと。

経常営業支出に関して、EUタクソノミーの基準に整合させた結果が示されている。

2020年には、経常営業支出の39.9%が気候変動緩和基準を満たす事業活動によってもたらされた（2019年は39.6%）。現時点でEUタクソノミー規制の対象とならない活動を除くと、経常営業支出の70.2%が適格であった。

商品デリバティブからの純費用

対象となる商品の現物引渡しを伴わない取引活動に関連する2020年の商品デリバティブからの純費用は、主に市場価格の変動に起因して、前年と比べて521百万ユーロ減少した。

売上総利益

以下の表は、事業ライン別の売上総利益を示している。

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年(1)	増減	
火力発電及び取引	1,700	1,364	336	24.6%
エネル・グリーン・パワー	4,647	4,588	59	1.3%
インフラストラクチャー及びネットワーク	7,433	8,278	(845)	-10.2%
エンドユーザー市場	3,121	3,334	(213)	-6.4%
エネルX	152	158	(6)	-3.8%
サービス	(47)	126	(173)	-
その他、消去及び調整	(190)	(144)	(46)	-31.9%
合計	**16,816**	**17,704**	**(888)**	**-5.0%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

概して言えば、**売上総利益**の減少は、COVID-19の影響及び特にラテンアメリカでの不利な為替動向を反映しており、主に以下の事由に起因する。

・インフラストラクチャー及びネットワークにおける845百万ユーロについては、以下の事由を反映している。
－COVID-19による健康上の緊急事態が需要に与えた影響に起因する、特にブラジル、チリ及びペルーといったラテンアメリカにおける流通量の減少。この減少は、特にブラジルにおける2020年の不利な為替動向（402百万ユーロ）により複合的な影響を受けた。
－雇用契約の自主的な中断又は解消に関する協定に導入された変更に伴う、スペインでの早期退職優遇措置に対する引当金の計上（315百万ユーロ）
－2020年から2025年に発効したスペインでの新料率の適用に伴う、輸送量の減少
－前述のとおり、エデスールの和解契約の結果として2019年に認識されたプラス効果（209百万ユーロ）及びエネル・レテ・ガスの売却に関する補償（50百万ユーロ）
これらの要因は、以下の事由により部分的に相殺されるにとどまった。
－第５回エンデサ労働協約の締結に伴うスペインにおける電気料金割引手当の修正（269百万ユーロ）による、引当金の一部戻入れ
－システムチャージ及びネットワーク料金の償還に関するARERA決議第50/2018号及び第461/2020号の適用による、イタリアにおける収入158百万ユーロの増加

・エンドユーザー市場（213百万ユーロの減少）については、COVID-19による健康上の緊急事態が、特にイタリアとスペインの自由市場においてとりわけ企業間取引のセグメントでの電力需要に悪影響を与えた結果であった。これらのマイナスの影響は、商品引当金費用の減少及び2019年にエデスールが受領した補償の効果（24百万ユーロ）によって部分的に相殺された。

・エネルX（６百万ユーロの減少）については、パンデミックの影響にもかかわらず事業が改善し、イーモーターワークスの売却に関連する契約条項の適用により98百万ユーロの補償を2019年に認識した効果による相殺分を上回った。

・サービス（173百万ユーロの減少）については、特に、COVID-19による健康上の緊急事態に関連する経常外費用（46百万ユーロ）、並びに早期退職優遇措置及びエネルギー移行のための事業再編計画に関連する費用が原因であった。
これらの減少は、発電事業ラインが達成した増加により部分的に相殺された。
より具体的には、以下のとおりである。

・火力発電及び取引におけるプラスの効果は、以下の要因からもたらされた。
－スペインにおける早期退職優遇措置のための引当金を差し引いた電力料金割引特典の変更（165百万ユーロ）
－供給コストの減少並びにイタリア及びスペインにおける業務効率の改善
これらのプラスの効果は、以下の事由により部分的に相殺された。
－エネルギー移行の一環としての当グループの事業再編計画、特にスペインの石炭火力発電所に関連する費用の増加（204百万ユーロ）
－2019年10月のレフティンスカヤ発電所の売却に起因するロシアにおける売上総利益の減少
－発電税並びに原子力発電及び従来型火力発電に係る燃料税が2019年に限り一時停止されたこと（勅令法第15/2018号）や、2020年７月にカタルーニャ州で新たな「環境税」が導入されたことに起因するスペインでの税金費用79百万ユーロの増加
－チリにおける80百万ユーロの補償及びイタリアのメルキューレ・エスアールエルの売却（工業用地の再生利用に係る関連費用を差し引いた上述のキャピタル・ゲインに相当する94百万ユーロ）に関連する収入の2019年第１四半期における計上
－82百万ユーロに及ぶラテンアメリカでの不利な為替動向

・エネル・グリーン・パワーについては、以下の事由に起因する。
－主に水力発電所の性能向上に起因する、イタリアにおける売上総利益の改善（71百万ユーロ）
－一部は風力発電容量の拡大に伴う生産量及び販売量の増加に起因するイベリアにおける利益の増加（76百万ユーロ）

－新規風力発電所の稼動開始による米国及びカナダにおける利益の増加（35百万ユーロ）、これによりもたらされたタックス・パートナーシップからの収入の増加（137百万ユーロ）、加えて、補償及び紛争からの収入の増加（31百万ユーロ）並びにヘイスタック風力発電所の処分に係る利益（45百万ユーロ）

－ギリシャの新規風力発電所が稼働を開始したことにとりわけ起因する欧州における利益の改善

これらのプラスの効果は、2019年にチリでの電力供給契約からの早期離脱の補償による収入（80百万ユーロ）を認識した影響、2019年における多数の風力発電所の売却に起因するブラジルでの減益、さらに不利な為替動向、そしてエネル・ノース・アメリカ（旧エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA））が、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシー（EGPNA REP）及びトレードウィンド・エナジーにより売却された多数の企業を買収したことに伴う負ののれん（181百万ユーロ）の2019年における認識によって、部分的に相殺された。

経常売上総利益

(単位：百万ユーロ)

	2020年							
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
売上総利益／（損失）	**1,700**	**4,647**	**7,433**	**3,121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16,816**
石炭火力発電に関する棚卸資産の簿価引下げ及びその他の費用	218	-	-	-	-	-	-	218
脱炭素化及びデジタル化プロセスのための事業再編計画	299	50	231	65	7	95	12	759
その他の減損損失		14	-	-	-	-	-	14
COVID-19関連費用	13	10	50	11	2	46	1	133
経常売上総利益	**2,230**	**4,721**	**7,714**	**3,197**	**161**	**94**	**(177)**	**17,940**

(単位：百万ユーロ)

	2019年							
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
売上総利益(1)	**1,364**	**4,588**	**8,278**	**3,334**	**158**	**126**	**(144)**	**17,704**
エネル・レテ・ガスの持分の売却からの補償	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
多くのギリシャの会社の買収価格の調整	-	30	-	-	-	-	-	30
イタリア及びスペインの多くの石炭発電所での燃料及び交換部品の棚卸資産の簿価引下げ	308	-	-	-	-	-	-	308
レフティンスカヤ石炭発電所に係る減損損失	7	-	-	-	-	-	-	7
メルキューレ・エスアールエルにおける持分の売却	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
経常売上総利益(1)	**1,585**	**4,618**	**8,228**	**3,334**	**158**	**126**	**(144)**	**17,905**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

経常売上総利益（EBITDA）に関して、EUタクソノミーの基準に整合させた結果が示されている。

2020年には、経常売上総利益の63.9%が、気候変動緩和基準を満たす事業活動によってもたらされた（2019年は64.4%）。現時点でEUタクソノミー規制の対象とならない活動を除くと、経常売上総利益の83.3%が適格であった。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年(1)	増減	
火力発電及び取引	15	(3,525)	3,540	-
エネル・グリーン・パワー	2,734	3,260	(526)	-16.1%
インフラストラクチャー及びネットワーク	4,262	5,277	(1,015)	-19.2%
エンドユーザー市場	1,817	2,210	(393)	-17.8%
エネルX	(16)	(98)	82	-83.7%
サービス	(226)	(75)	(151)	-
その他、消去及び調整	(218)	(171)	(47)	-27.5%
合計	**8,368**	**6,878**	**1,490**	**21.7%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

2020年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失における2,378百万ユーロの減少を考慮し、1,490百万ユーロ増加した。この増加は、売上総利益に関して述べられた要因に加えて、主に、2019年にはイタリア、スペイン、チリ及びロシアの多くの石炭火力発電所について認識された合計4,010百万ユーロの減価償却費、償却費及び減損損失が407百万ユーロ減少したことによる。より具体的には、以下のとおりである。

・チリにおいて、２つの発電所の早期閉鎖に関するチリ政府との合意に伴い、それらの発電所について356百万ユーロの減損損失が認識された。
・ロシアにおいて、レフティンスカヤ石炭発電所の売却に関する合意の結果、その帳簿価額が売却価格を考慮して調整（127百万ユーロ）された。
・スペインにおいて、2019年第３四半期の商品価格の動向及び二酸化炭素排出市場の機能性に関連した市場価格の悪化により、同国の石炭発電所の競争性が損なわれた。イタリアにおいては、市場情勢の悪化に加えて、発電容量の利用可能性に報酬を与える新たなシステム（容量市場）の導入により、二酸化炭素の排出が高い水準にある発電所の利用に対する将来の展望が狭まり、電力市場からの石炭火力発電所の排除が方向付けられた。これらの理由により、イタリア及びスペインの多くの石炭火力発電所の帳簿価額は、解体費用も含めて、合計で3,527百万ユーロ減損処理された。

これらの効果は、以下の事由によって部分的に相殺された。

・エネル・グループが、発電プロセスの脱炭素化に向けた当グループの戦略目標の達成を加速させるためにチリのボカミナII石炭発電所の早期閉鎖を決定したことを踏まえて、2020年に認識された同発電所に係る減損損失（737百万ユーロ）
・イタリアにおける石炭火力発電所の減損損失135百万ユーロ（ブリンディジ発電所第２号機を含む。）
・メキシコ、アルゼンチン、オーストラリアのCGUに関する合計750百万ユーロの減損損失
・その大部分が、エネル・グリーンパワー・イタリアのソーラーパネル製造工場（65百万ユーロ）及び米国のスナイダー発電所（47百万ユーロ）に関連する、その他の減損損失159百万ユーロ
・主にCOVID-19の緊急事態の発生に伴う債権の回収状況の悪化に起因する、債権の減損損失における141百万ユーロの増加

経常営業利益

(単位：百万ユーロ)

	2020年							
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
営業利益/(損失)	**15**	**2,734**	**4,262**	**1,817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8,368**
石炭火力発電に関する棚卸資産の簿価引下げ及びその他の費用	1,123	-	-	-	-	-	-	1,123
脱炭素化及びデジタル化プロセスのための事業再編計画	299	50	231	65	7	95	12	759
メキシコ、オーストラリア及びアルゼンチンのCGUに関する減損損失	-	534	216	-	-	-	-	750
その他の減損損失	6	132	-	13	-	-	-	151
COVID-19関連費用	13	10	50	11	2	46	1	133
経常営業利益/(損失)	**1,456**	**3,460**	**4,759**	**1,906**	**(7)**	**(85)**	**(205)**	**11,284**

(単位：百万ユーロ)

	2019年							
	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
営業利益/(損失)(1)	**(3,525)**	**3,260**	**5,277**	**2,210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
エネル・レテ・ガスの持分の売却からの補償	-	-	(50)	-	-	-	-	(50)
メルキューレ・エスアールエルの持分の売却	(94)	-	-	-	-	-	-	(94)
イタリア及びスペインの多くの石炭発電所の燃料及び予備部品の棚卸資産の簿価引下げ	308	-	-	-	-	-	-	308
イタリアの多くの石炭火力発電所の減損損失	1,936	-	-	-	-	-	-	1,936
スペインの多くの石炭火力発電所の減損損失	1,591	-	-	-	-	-	-	1,591
イタリアの多くのガス火力発電所の減損損失	(265)	-	-	-	-	-	-	(265)
チリの多くの石炭火力発電所の減損損失	356	-	-	-	-	-	-	356
レフティンスカヤ石炭火力発電所の価値調整	134	-	-	-	-	-	-	134
イタリア及び北米の多くの再生可能エネルギープロジェクトの減損損失	-	70	-	-	-	-	-	70
エネル・ディストリビューソォン・ゴイアスのファナック売掛金の価値調整	-	-	96	-	-	-	-	96
エネルX・ノース・アメリカの多くの無形資産の減損損失	-	-	-	-	77	-	-	77
エネル・イタリアの多くの資産の減損損失	-	-	-	-	-	29	-	29
多くのギリシャの会社の買収に関する価格調整	-	30	-	-	-	-	-	30
経常営業利益/(損失)(1)	**441**	**3,360**	**5,323**	**2,210**	**(21)**	**(46)**	**(171)**	**11,096**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

グループ利益

2020年の**グループ利益**は、前年の2,174百万ユーロと比べて、2,610百万ユーロとなった。

この増加は、前述の営業利益の増加に起因するが、スロベンスケ・エレクトラーネの持分の減損損失及び投資の売却のためのEPスロバキア・ビーヴイからの関連売掛金、さらには税負担の増加によって、部分的に相殺された。

上記の減損損失の税制措置及び2019年に認識された以下の税務処理の両方の結果として、2020年には税負担が増加した。

・エネル・ブラジル・インヴェスティメントス・スデステ・エスエー（エネル・スデステ）との合併に伴うエネル・ディストリビューソォン・サンパウロによる494百万ユーロの繰延税金の戻入
・アルゼンチンの多数の発電会社の再評価
・メルキューレ・エスアールエルの売却益に対する参加免除制度の適用

・EGPNA REPから多数の企業を買収したことに伴う付随的効果としての、EGPNAによる繰延税金負債の戻入

これらの効果は、以下の事由によって部分的に相殺された。

・より有利な金利での再交渉に主に起因する、主として債券の金利に関連した純財務費用の減少

・2019年と比べた場合の非支配持分の影響の減少

2020年の**グループ経常利益**は、2019年と比べて430百万ユーロ増加し、5,197百万ユーロ（2019年は4,767百万ユーロ）となった。以下の表は、グループ利益のグループ経常利益との調整を示しており、関連税効果及び非支配持分を差し引いた、経常外項目及び業績に対するそれらの個別の影響を指し示している。

(単位：百万ユーロ)

	2020年	2019年
グループ利益	**2,610**	**2,174**
スロベンスケ・エレクトラーネの処分に関連する一定の資産の減損損失	833	38
多数の発電所及び棚卸資産の減損損失／簿価引下げ並びに石炭火力発電所に関するその他の費用	598	2,415
メキシコ、オーストラリア及びアルゼンチンのCGUに関する減損損失	537	-
脱炭素化及びデジタル化プロセスのための事業再編計画	422	-
COVID-19関連費用	86	-
エネル・イタリア及びエネル・グリーン・パワーの多くの資産の減損損失	65	50
北米の多くの風力発電及び水力発電プロジェクトに関連する資産の減損損失	35	31
その他の軽微な減損損失	11	38
レフティンスカヤ石炭火力発電所の減損損失	-	60
エネルX・ノース・アメリカの多くの無形資産の減損損失	-	77
多くのギリシャの会社の買収に関する価格調整	-	30
イー・ディストリブッツィオーネによるエネル・レテ・ガスの持分の売却から生じた補償	-	(49)
メルキューレ・エスアールエルの持分の売却	-	(97)
グループ経常利益(1)	**5,197**	**4,767**

(1)税及び非支配持分を考慮。

創出した価値及びステークホルダーへ分配した価値

(単位：百万ユーロ)

	2020年	2019年(1)
直接創出した経済価値	**65,081**	**80,437**
直接分配した経済価値	**-**	**-**
営業費用	41,702	56,284
人件費及び給付	3,956	3,748
資本提供者への支払	7,082	6,566
政府への支払(2)	4,245	4,762
	56,985	**71,360**
留保経済価値	**8,096**	**9,077**

(1)2019年の数値は、表示の改善のために再分類された。

(2)この金額は、当グループが負担する税金費用である「税負担総額」を示している。詳細については、2020年サステナビリティレポート及び連結非財務書類を参照のこと。

エネルが直接創出し、分配した経済価値は、当グループがいかにステークホルダーに利益をもたらしたかを示す参考指標となる。

直接創出された経済価値及び営業費用の減少は、主に電力需要の減少という観点で、COVID-19の緊急事態の影響、そしてこれがもたらした販売量並びに原料及びサービスの費用の減少を反映している。

留保経済価値の減少は、主としてエネルギー移行に関連した人件費の増加及びCOVID-19の影響の結果である。

次へ

当グループの財務状態及び財務構造の分析

当グループの財務状態の分析

(単位：百万ユーロ)

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
固定純資産				
‐有形固定資産及び無形固定資産	96,489	99,010	(2,521)	-2.5%
‐のれん	13,779	14,241	(462)	-3.2%
‐持分法適用投資	861	1,682	(821)	-48.8%
‐その他の固定純資産／(負債)	(6,807)	(5,022)	(1,785)	-35.5%
固定純資産合計	**104,322**	**109,911**	**(5,589)**	**-5.1%**
運用純資本				
‐売掛金	12,046	13,083	(1,037)	-7.9%
‐棚卸資産	2,401	2,531	(130)	-5.1%
‐機関市場事業者からの純売掛金	(2,755)	(3,775)	1,020	27.0%
‐その他の流動純資産／(負債)	(6,977)	(7,282)	305	4.2%
‐買掛金	(12,859)	(12,960)	101	0.8%
運用純資本合計	**(8,144)**	**(8,403)**	**259**	**3.1%**
総投下資本	**96,178**	**101,508**	**(5,330)**	**-5.3%**
引当金				
‐従業員給付	(2,964)	(3,771)	807	21.4%
‐リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	(6,050)	(5,722)	(328)	-5.7%
引当金合計	**(9,014)**	**(9,493)**	**479**	**5.0%**
売却目的の純資産	**608**	**98**	**510**	**-**
純投下資本	**87,772**	**92,113**	**(4,341)**	**-4.7%**
株式合計	**42,357**	**46,938**	**(4,581)**	**-9.8%**
純金融負債	**45,415**	**45,175**	**240**	**0.5%**

*有形固定資産及び無形固定資産*は、主にラテンアメリカにおける不利な為替変動（5,873百万ユーロ）、並びに当年度の減価償却費、償却費及び減損損失（6,906百万ユーロ）の結果として、減少した。これらの要因は、主にエネルXによるペイティッパーの支配持分の買収並びにスペイン及びイタリアの再生可能エネルギーセグメントにおける多くの会社の買収に関連した、当年度中の資本支出（9,548百万ユーロ）及び連結範囲の変更（106百万ユーロ）により、部分的に相殺された。これらの効果は、ハイパーインフレーションに起因するアルゼンチンの資産の価値調整により複合的な影響を受けた。

*のれん*は、アルゼンチンで認識された253百万ユーロの減損損失及び特にブラジルでの178百万ユーロの不利な為替変動に伴い、減少した。

*持分法適用投資*は、主に、当年度の業績を差し引いた、特定の条件の下で契約により要求される売却価格の計算方法の変更に関連する、スロヴァク・パワー・ホールディングの株式投資の減損損失（385百万ユーロ減少）の結果として、減少した。

売却目的の純資産は、主に、2021年１月に売却されたブルガリアで保有していた資産だけでなく、将来の売却に向けた拘束力のあるオファーが存在する南アフリカにおける多くのプロジェクト、及びオープン・ファイバーでの持分法適用投資を指す。

純投下資本は、2020年12月31日時点で87,772百万ユーロとなり、親会社の所有者に帰属する資本及び非支配持分42,357百万ユーロ、並びに純金融負債45,415百万ユーロにより調達された。2020年12月31日時点での負債資本比率は、（2019年12月31日時点での0.96と比較して）1.07であった。

当グループの財務構造の分析

純金融負債

以下の表は、純金融負債の構成及び変動を示す。

(単位：百万ユーロ)

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
長期債務				
-銀行借入	8,663	8,407	256	3.0%
-社債	38,357	43,294	(4,937)	-11.4%
-その他の借入	2,499	2,473	26	1.1%
長期債務	*49,519*	*54,174*	*(4,655)*	*-8.6%*
長期金融資産及び有価証券	(2,745)	(3,185)	440	13.8%
純長期債務	**46,774**	**50,989**	**(4,215)**	**-8.3%**
短期債務				
銀行借入				
-長期銀行借入の流動部分	1,369	1,121	248	22.1%
-その他の短期銀行借入	711	579	132	22.8%
短期銀行借入	*2,080*	*1,700*	*380*	*22.4%*
社債(流動部分)	1,412	1,906	(494)	-25.9%
その他の借入(流動部分)	387	382	5	1.3%
コマーシャル・ペーパー	4,854	2,284	2,570	-
デリバティブに対する現金担保及びその他の資金調達	370	750	(380)	-50.7%
その他の短期金融借入(1)	415	351	64	18.2%
その他の短期債務	*7,438*	*5,673*	*1,765*	*31.1%*
長期貸出資産(短期部分)	(1,428)	(1,585)	157	9.9%
貸出資産－現金担保	(3,223)	(2,153)	(1,070)	-49.7%
その他の短期金融資産	(253)	(369)	116	31.4%
銀行に預託された現金及び現金同等物並びに短期有価証券	(5,973)	(9,080)	3,107	34.2%
現金及び現金同等物並びに短期金融資産	*(10,877)*	*(13,187)*	*2,310*	*17.5%*
純短期債務	**(1,359)**	**(5,814)**	**4,455**	**-76.6%**
純金融負債	**45,415**	**45,175**	**240**	**0.5%**
「売却目的の資産」の純金融負債	**646**	**-**	**646**	**-**

(1)「その他の流動金融負債」に含まれる流動金融借入を含む。

純金融負債は、2020年12月31日時点で45,415百万ユーロになり、2019年12月31日と比べて240百万ユーロ増加した。総金融負債の減少は、現金及び金融資産の減少により相殺されて余りあった。より具体的には、これは主に以下の要因に起因する。(ⅰ)契約資産を含む当年度の投資需要（10,197百万ユーロ）、(ⅱ)配当支払合計4,742百万ユーロ、並びに(ⅲ)エネル・アメリカス及びエネル・チリの追加の株式を取得するための非支配持分の臨時取引（1,065百万ユーロ）。

営業活動によるキャッシュ・フロー（11,508百万ユーロ）、永久ハイブリッド債券の発行（取引費用を控除して592百万ユーロ）、ハイブリッド債券の永久ハイブリッド債券への転換（取引費用を控除して1,794百万ユーロ）及び外貨建て債務における有利な為替変動の影響は、上記の要因に関連する現金需要を部分的に相殺した。

総金融負債

(単位：百万ユーロ)

	2020年12月31日			2019年12月31日		
	総長期債務	**総短期債務**	**総負債**	**総長期債務**	**総短期債務**	**総負債**
総金融負債	**52,687**	**6,350**	**59,037**	**57,583**	**3,964**	**61,547**
うち						
-*持続可能な資金調達*	***15,748***	***3,901***	***19,649***	***13,758***	**-**	***13,758***
-持続可能な資金調達／総負債合計(%)			**33%**			**22%**

2020年12月31日時点の総金融負債は、59,037百万ユーロとなり、前年から2,510百万ユーロ減少した。

より具体的には、総長期金融債務（流動部分を含む。）は52,687百万ユーロ（そのうち持続可能な資金調達は15,748百万ユーロ）となり、内訳は以下のとおりである。

・社債は39,769百万ユーロ（そのうち持続可能な社債に関しては7,710百万ユーロ）であり、2019年12月31日と比べて5,431百万ユーロ減少した。2020年10月にエネル・ファイナンス・インターナショナルにより発行された持続可能な目標に関連する500百万ポンド（557百万ユーロ相当）の社債を含む新規社債の発行は、償還、プラスの為替変動、及び合計1,797百万ユーロに及ぶこれらの新規発行の特徴を調整するために３種のユーロ建て非転換劣後ハイブリッド債券の保有者に向けた同意勧誘の会計上の影響によって、容易に相殺された。より具体的には、それらの社債の主な変更は満期に関連したものであり、固定から永久に転換されたが、これは清算の際にのみ償還されることを意味する。結果として、それらの社債はもはや債券として認識されず、資本性金融商品として認識される。

・銀行借入は10,032百万ユーロ（そのうち持続可能な資金調達に関しては8,038百万ユーロ）である。これらの借入は、主に新規資金調達の利用に起因して前年と比べて504百万ユーロ増加したが、当年中の為替差益及び返済により僅かに部分的に相殺された。新規銀行借入は、以下のものを含む。

－持続可能性目標に関連してエネル・エスピーエーに供与された変動金利融資の利用に関する1,000百万ユーロ。

－持続可能性目標に関連してエンデサに供与された変動金利融資に関する300百万ユーロ。

－持続可能性目標に関連してエネル・ファイナンス・アメリカに供与された変動金利融資の利用に関する340百万米ドル（277百万ユーロ相当）。

－持続可能性目標に関連して欧州投資銀行によりイー・ディストリブッツィオーネに供与された変動金利融資の利用に関する250百万ユーロ。

・その他の借入は2,886百万ユーロで、前年から本質的に変動はない。

総短期金融債務は、2019年12月31日と比べて2,386百万ユーロ増加し、6,350百万ユーロとなったが、主に、コマーシャル・ペーパー4,854百万ユーロ（そのうち3,901百万ユーロは持続可能性目標に関連してエネル・ファイナンス・インターナショナル及びエンデサにより発行された。）を含む。

現金及び現金同等物並びに短期金融資産は、2019年末と比べて2,750百万ユーロ減少し、13,622百万ユーロとなった。かかる減少は主に、銀行に預託された現金及び現金同等物並びに短期有価証券の合計3,107百万ユーロの減少に起因する。

キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)

	2020年	2019年	増減
期首における現金及び現金同等物(1)	**9,080**	**6,714**	**2,366**
営業活動からのキャッシュ・フロー	11,508	11,251	257
投資活動において使用されたキャッシュ・フロー	(10,117)	(9,115)	(1,002)
財務活動からの／（において使用された）キャッシュ・フロー	(3,972)	306	(4,278)
現金及び現金同等物に対する為替差額の影響	(497)	(76)	(421)
期末における現金及び現金同等物(2)	**6,002**	**9,080**	**(3,078)**

(1)うち現金及び現金同等物は2020年１月１日時点で9,029百万ユーロ（2019年１月１日時点で6,630百万ユーロ）、短期有価証券は2020年１月１日時点で51百万ユーロ（2019年１月１日時点で63百万ユーロ）、売却目的の資産に関する現金及び現金同等物は2019年１月１日時点で21百万ユーロ。

(2)うち現金及び現金同等物は2020年12月31日時点で5,906百万ユーロ（2019年12月31日時点で9,029百万ユーロ）、短期有価証券は2020年12月31日時点で67百万ユーロ（2019年12月31日時点で51百万ユーロ）、売却目的の資産に関する現金及び現金同等物は2020年12月31日時点で29百万ユーロ。

2020年における**営業活動からのキャッシュ・フロー**は、前年と比べて257百万ユーロ増加し、プラスの11,508百万ユーロとなった。これは主に、支払われた財務費用の減少、支払われた税金の減少、並びにリスク及び費用に対する引当金使用の減少に起因するものであり、売上総利益の変動及び運用純資本の変動に関連した現金需要の増加を相殺した。

投資活動において使用されたキャッシュ・フローは、2019年には9,115百万ユーロであった一方で、2020年には10,117百万ユーロとなった。

有形固定資産、無形固定資産、投資不動産及び契約資産への投資額は、前年と比べて増加し、合計10,197百万ユーロとなった。詳細については、次項を参照のこと。

取得された現金及び現金同等物を控除した事業体（又は事業ユニット）への投資額は33百万ユーロとなり、主に、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャによるパルケ・エオリコ・ティコ・エスエルユー、ティコ・ソーラー・１・エスエルユー及びティコ・ソーラー・２・エスエルユーの100%の買収並びにエンデサ・ジェネラシオン・ポルトガルによるサジェスション・パワー・ユニペッソール・エルディーエーの100%の買収を含む。2019年において、その合計額には、主に、EGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）による、EGPNA REP（EGPNA及びジェネラル・エレクトリック・キャピタルズ・エナジー・フィナンシャル・サービシズの間の50%ずつの合弁会社）からの７つの再生可能エネルギー発電所の100%の買収が含まれている。

事業体及び事業ユニットの処分は、売却された現金及び現金同等物を控除して、154百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出した。これは主に、水力発電所を所有し、持分法を使用して測定された多くの企業のエネル・ノース・アメリカによる売却、エンデサによるエンデサ・ソリュションズの持分80%の売却、北米における多くの貯蔵施設の売却、及び昨年のロシアのレフティンスカヤ石炭火力発電所の売却に関連する売掛金の回収（当該売却に関連する残余付加価値税負債の純支払額）に関連した。2019年において、その合計額は主に、ブラジルにおける３つの太陽光発電所の100%の売却、メルキューレのバイオマス発電所から構成される事業ユニットの売却、及びEGPNA（現在はエネル・ノース・アメリカ）によるEGPNA REP合弁会社（多くの風力エネルギープロジェクト開発会社を保有する。）の持分30%の処分に関連した。

2020年におけるその他の投資活動において使用されたキャッシュ・フローは、41百万ユーロとなった。これは、基本的に、ジョイント・ベンチャーであるオープン・ファイバーへの出資に関連したものであるが、主にイタリア、イベリア半島及びラテンアメリカにおける小規模な投資回収により部分的に相殺された。

財務活動において使用されたキャッシュ・フローは、2019年における財務活動からのキャッシュ・フロー306百万ユーロと比較して、3,972百万ユーロとなった。2020年のキャッシュ・フローは、基本的には以下の事由を反映している。

・配当金の支払合計4,742百万ユーロ。
・非支配持分の取引合計1,067百万ユーロ。これは主に、大手金融機関との間で実施された多くの株式交換を通じたエネル・アメリカス及びエネル・チリの持分の増加（1,065百万ユーロ）に関連したものである。
・返済及び新規借入の正味の影響並びに金融負債におけるその他の変動としての増加1,262百万ユーロ。
・発行に関連する取引費用及び多くの社債の永久ハイブリッド債券への転換に関連する取引費用を差し引いた、非転換永久劣後ハイブリッド債券の発行に関する流動性の発生合計588百万ユーロ。

2020年において、営業活動からのキャッシュ・フロー11,508百万ユーロは、投資活動による10,117百万ユーロ及び財務活動による3,972百万ユーロの調達の必要性の一部を満たすには十分であった。この差は現金及び現金同等物の減少に反映されており、2019年末の9,080百万ユーロと比較して、2020年12月31日時点で6,002百万ユーロとなった。この変動はまた、様々な現地通貨の対ユーロ為替レートの不利な展開による影響497百万ユーロも反映している。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
火力発電及び取引	694	851	(157)	-18.4%
エネル・グリーン・パワー	4,629	4,293(1)	336	7.8%
インフラストラクチャー及びネットワーク	3,937	3,905	32	0.8%
エンドユーザー市場	460	449	11	2.4%
エネルX	303	270	33	12.2%
サービス	103	134	(31)	-23.1%
その他、消去及び調整	71	45	26	57.8%
合計	**10,197**	**9,947**	**250**	**2.5%**

(1)この数値は、「売却目的」に分類されるユニットに関する４百万ユーロを含まない。

資本支出は、前年より250百万ユーロ増加した。

二酸化炭素排出削減に関するパリ協定に沿って、また、当社のエネルギー効率及びエネルギー移行目標に従い、エネル・グループは、主として再生可能エネルギーに投資している。より具体的には、かかる増加は主に、チリ（447百万ユーロ）、米国（447百万ユーロ）、南アフリカ（143百万ユーロ）、ロシア（74百万ユーロ）、インド（47百万ユーロ）、イタリア（43百万ユーロ）及びブラジル（為替動向の大幅に不利な影響241百万ユーロを除いて、20百万ユーロ）に関連したものである。この増加は、イベリア半島（305百万ユーロ）、メキシコ（334百万ユーロ）、カナダ（84百万ユーロ）、ギリシャ（98百万ユーロ）及びオーストラリア（25百万ユーロ）における投資の減少によって僅かに部分的に相殺された。

増加している不安定な気候事象に応じてグリッドの回復力を高めるために、配電への投資も増加した。

配電への投資は、イタリアでは質及びリモートコントロールプロジェクトのため（213百万ユーロ）、ルーマニアではサービスの質及び新規接続のため（13百万ユーロ）、増加した。これらの増加は主として、南米（179百万ユーロ。特にアルゼンチン、コロンビア及びブラジルであり、後者は主として不利な為替動向を反映している。）及びスペインにおける資本支出の減少によって相殺された。電力メーターへの資本支出は、パンデミックの結果として大規模な交換の努力が鈍化したことに起因して、減少した。

エネルXによる資本支出は、ラテンアメリカにおいてはコロンビアでのイーバス・プロジェクトに関連して、イタリアにおいては公共照明への投資の増加並びにイーホーム及びヴィヴィ・メグリオの事業の発展に起因して、増加した。これらの影響は、米国における保管送電エネルギー及び需要反応並びにスペインにおけるイーホームの事業に対する資本支出の減少によって部分的に相殺された。これらは主に、事業モデルの変更及びCOVID-19を受けた資本支出の遅れに起因する。

火力発電所への投資及び取引は、特にイベリア半島（57百万ユーロ）及びラテンアメリカ（73百万ユーロ）において減少した。

資本支出に関して、EUタクソノミーの基準に整合させた結果が、示されている。

2020年には、資本支出の80.3%が、気候変動緩和基準を満たす事業活動によってもたらされた（2019年は76.8%）。現時点でEUタクソノミー規制の対象とならない活動を除くと、資本支出の88.8%が適格であった。

事業ライン別の業績

本書に記載された事業ライン別の業績の表示は、上述のとおり当グループが採用している運用モデルを考慮し、検討対象の２年間における当グループの業績を監視する上で経営陣が使用する手法に基づいている。

事業セグメントの開示に関して、事業分野別の業績に関する経営報告のとおり、当グループは、それゆえに以下の報告部門を採用した。

・第１次セグメント：事業ライン
・第２次セグメント：地理的セグメント

事業ラインは、それゆえ、エネル・グループの経営陣が行う分析及び決定における主要な判別要素であり、また、業績は各事業ラインに関して最優先で測定及び評価されて、その後に国別に分類されるため、かかる目的のために作成された内部報告と十分に整合している。

組織モデルは、引き続き地域の基盤に基づくものであるが、形式的には火力発電会社に帰属する大規模な水力発電事業の機能的な割当てを含めて、地理的セグメントによる様々な地域への、エネル・グリーン・パワー事業ラインの様々な企業の統合、及び地理的セグメントの定義（イタリア、イベリア半島、ヨーロッパ、ラテンアメリカ、北米、アフリカ、アジア及びオセアニア並びに中央／持株会社）を規定する。加えて、事業構造は、火力発電及び取引、エネル・グリーン・パワー、インフラストラクチャー及びネットワーク、エンドユーザー市場、エネルX、サービス並びに持株会社／その他に整理される。

様々な事業ラインの業績の表示を改善するために、2020年３月31日から、南米及びメキシコにおける発電会社により管理されている大口顧客に関するデータは、エンドユーザー市場事業ラインに再分配された。その結果、検討対象の２年間について数値の十分な比較可能性を確保するために、2019年の比較数値は適切に調整された。

2020年及び2019年の事業ライン別の業績

2020年の業績(1)

（単位：百万ユーロ）	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益	19,350	7,409	17,824	17,647	970	1,803	(18)	64,985
その他のセグメントとの取引からの収益	1,454	283	1,518	11,861	151	67	(15,334)	-
収益合計	**20,804**	**7,692**	**19,342**	**29,508**	**1,121**	**1,870**	**(15,352)**	**64,985**
商品デリバティブからの純利益（費用）	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
売上総利益/（損失）	**1,700**	**4,647**	**7,433**	**3,121**	**152**	**(47)**	**(190)**	**16,816**
減価償却費、償却費及び減損損失	1,685	1,913	3,171	1,304	168	179	28	8,448
営業利益/（損失）	**15**	**2,734**	**4,262**	**1,817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8,368**
資本支出	**694**	**4,629**	**3,937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10,197**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及びその他のセグメントとの取引からの収益の両方を含んでいる。当年度のその他の収益及び費用について同様の方法が採用された。

2019年の業績(1)(2)

（単位：百万ユーロ）	火力発電及び取引	エネル・グリーン・パワー	インフラストラクチャー及びネットワーク	エンドユーザー市場	エネルX	サービス	その他、消去及び調整	合計
第三者からの収益	30,480	7,344	20,092	19,537	967	1,901	6	80,327
その他のセグメントとの取引からの収益	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
収益合計	**32,012**	**7,717**	**21,789**	**32,599**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
商品デリバティブからの純利益（費用）	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
売上総利益	**1,364**	**4,588**	**8,278**	**3,334**	**158**	**126**	**(144)**	**17,704**
減価償却費、償却費及び減損損失	4,889	1,328	3,001	1,124	256	201	27	10,826
営業利益/（損失）	**(3,525)**	**3,260**	**5,277**	**2,210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
資本支出	**851**	**4,293**(3)	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1)セグメント収益は、第三者からの収益及びその他のセグメントとの取引からの収益の両方を含んでいる。当年度のその他の収益及び費用について同様の方法が採用された。
(2)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に係るデータがエンドユーザー市場事業ラインに再分配されたことを考慮して、調整された。
(3)「売却目的」に分類されるユニットに関する４百万ユーロを含まない。

前へ　次へ

上記に加えて、当グループは、地域／国別でも業績を監視する。以下の表では、事業ライン別だけでなく地域／国別での業績の見通しを示すことを目的として、検討対象の２年間について売上総利益が示されている。

売上総利益(1)

（単位：百万ユーロ）	火力発電及び取引			エネル・グリーン・パワー			インフラストラクチャー及びネットワーク			エンドユーザー市場			エネルX			サービス			その他			合計		
	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減	2020年	2019年	増減
イタリア	**221**	**(14)**	**235**	**1,311**	**1,240**	**71**	**3,824**	**3,906**	**(82)**	**2,362**	**2,314**	**48**	**38**	**13**	**25**	**68**	**169**	**(101)**	**-**	**-**	**-**	**7,824**	**7,628**	**196**
イベリア半島	**1,039**	**590**	**449**	**434**	**358**	**76**	**1,890**	**2,025**	**(135)**	**467**	**715**	**(248)**	**39**	**38**	**1**	**(94)**	**66**	**(160)**	**-**	**-**	**-**	**3,775**	**3,792**	**(17)**
ラテンアメリカ	**309**	**609**	**(300)**	**1,979**	**2,202**	**(223)**	**1,579**	**2,259**	**(680)**	**201**	**292**	**(91)**	**83**	**64**	**19**	**(88)**	**(123)**	**35**	**-**	**-**	**-**	**4,063**	**5,303**	**(1,240)**
アルゼンチン	*85*	*165*	*(80)*	*28*	*51*	*(23)*	*46*	*270*	*(224)*	*(7)*	*3*	*(10)*	*3*	*-*	*3*	*(4)*	*(1)*	*(3)*	*-*	*-*	*-*	*151*	*488*	*(337)*
ブラジル	*66*	*102*	*(36)*	*271*	*335*	*(64)*	*871*	*1,144*	*(273)*	*107*	*154*	*(47)*	*2*	*(1)*	*3*	*(19)*	*(49)*	*30*	*-*	*-*	*-*	*1,298*	*1,685*	*(387)*
チリ	*35*	*198*	*(163)*	*825*	*888*	*(63)*	*156*	*222*	*(66)*	*25*	*41*	*(16)*	*15*	*26*	*(11)*	*(65)*	*(72)*	*7*	*-*	*-*	*-*	*991*	*1,303*	*(312)*
コロンビア	*9*	*8*	*1*	*573*	*620*	*(47)*	*353*	*399*	*(46)*	*54*	*66*	*(12)*	*41*	*38*	*3*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*1,030*	*1,131*	*(101)*
ペルー	*114*	*136*	*(22)*	*136*	*157*	*(21)*	*153*	*224*	*(71)*	*22*	*28*	*(6)*	*22*	*1*	*21*	*-*	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*447*	*545*	*(98)*
パナマ	*-*	*-*	*-*	*101*	*112*	*(11)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*101*	*112*	*(11)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*45*	*39*	*6*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*45*	*39*	*6*
ヨーロッパ	**118**	**209**	**(91)**	**161**	**112**	**49**	**135**	**107**	**28**	**82**	**15**	**67**	**9**	**-**	**9**	**4**	**5**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**509**	**448**	**61**
ルーマニア	*(1)*	*(2)*	*1*	*78*	*75*	*3*	*135*	*107*	*28*	*82*	*15*	*67*	*9*	*6*	*3*	*4*	*5*	*(1)*	*-*	*-*	*-*	*307*	*206*	*101*
ロシア	*119*	*209*	*(90)*	*(7)*	*(1)*	*(6)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(2)*	*2*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*112*	*206*	*(94)*
その他の国	*-*	*2*	*(2)*	*90*	*38*	*52*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(4)*	*4*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*90*	*36*	*54*
北米	**17**	**(16)**	**33**	**767**	**737**	**30**	**-**	**-**	**-**	**9**	**(2)**	**11**	**(10)**	**80**	**(90)**	**(3)**	**-**	**(3)**	**(2)**	**-**	**(2)**	**778**	**799**	**(21)**
米国及びカナダ	*18*	*(16)*	*34*	*693*	*658*	*35*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(10)*	*80*	*(90)*	*(3)*	*-*	*(3)*	*(2)*	*-*	*(2)*	*696*	*722*	*(26)*
メキシコ	*(1)*	*-*	*(1)*	*74*	*79*	*(5)*	*-*	*-*	*-*	*9*	*(2)*	*11*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*82*	*77*	*5*
アフリカ、アジア及びオセアニア	**-**	**-**	**-**	**53**	**62**	**(9)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**(1)**	**3**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**55**	**61**	**(6)**
南アフリカ	*-*	*-*	*-*	*53*	*58*	*(5)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*2*	*-*	*2*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*55*	*58*	*(3)*
インド	*-*	*-*	*-*	*6*	*8*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*6*	*8*	*(2)*
その他の国	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*(4)*	*(2)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*1*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(6)*	*(5)*	*(1)*
その他	**(4)**	**(14)**	**10**	**(58)**	**(123)**	**65**	**5**	**(19)**	**24**	**-**	**-**	**-**	**(9)**	**(36)**	**27**	**66**	**9**	**57**	**(188)**	**(144)**	**(44)**	**(188)**	**(327)**	**139**
合計	**1,700**	**1,364**	**336**	**4,647**	**4,588**	**59**	**7,433**	**8,278**	**(845)**	**3,121**	**3,334**	**(213)**	**152**	**158**	**(6)**	**(47)**	**126**	**(173)**	**(190)**	**(144)**	**(46)**	**16,816**	**17,704**	**(888)**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場の事業ラインに再配分されたことを考慮して、調整された。

EUタクソノミーに従った事業ライン別の結果

第三者からの収益、経常売上総利益、資本支出及び経常営業支出に関して、EUタクソノミーの基準に整合させた結果が、事業ライン別に内訳を示しつつ報告されている。

前へ　次へ

火力発電及び取引

事業

純発電量

（単位：百万kWh）

	2020年	2019年	増減	
石炭発電	13,155	37,592	(24,437)	-65.0%
燃料油及びターボガス発電	19,401	20,887	(1,486)	-7.1%
複合サイクル発電	43,353	44,980	(1,627)	-3.6%
原子力発電	25,839	26,279	(440)	-1.7%
純発電量合計	**101,748**	**129,738**	**(27,990)**	**-21.6%**
－うちイタリア	*19,044*	*22,604*	*(3,560)*	*-15.7%*
－うちイベリア半島	*42,853*	*51,312*	*(8,459)*	*-16.5%*
－うちラテンアメリカ	*21,764*	*23,388*	*(1,624)*	*-6.9%*
－うちヨーロッパ	*18,087*	*32,434*	*(14,347)*	*-44.2%*

純発電量の減少は基本的に、主にロシア（13,333百万kWh）における2019年10月1日にレフティンスカヤ・グレス石炭火力発電所の売却、エネルギー移行の加速に対応したイベリア半島（6,210百万kWh）、イタリア（3,672百万kWh）及びチリ（1,280百万kWh）においての石炭火力発電量の急激な減少（24,437百万kWh）に起因する。再生可能エネルギーによる発電量が増加した一方で、その他の高排出ガス発電所における発電量は全般的に減少した。より具体的に、燃料油及びターボガス発電所で1,486百万kWhの減少、複合サイクル発電所で1,627百万kWhの減少となった。

純有効設備容量

（単位：MW）

	2020年	2019年	増減	
石炭発電	8,903	11,695	(2,792)	-23.9%
燃料油及びターボガス発電	11,711	12,211	(500)	-4.1%
複合サイクル発電	15,009	14,991	18	0.1%
原子力発電	3,328	3,318	10	0.3%
合計	**38,951**	**42,215**	**(3,264)**	**-7.7%**
－うちイタリア	*12,414*	*13,480*	*(1,066)*	*-7.9%*
－うちイベリア半島	*13,871*	*15,957*	*(2,086)*	*-13.1%*
－うちラテンアメリカ	*7,406*	*7,523*	*(117)*	*-1.6%*
－うちヨーロッパ	*5,260*	*5,255*	*5*	*0.1%*

2019年と比較して、純有効発電設備容量が3,264MW減少したのは、主にスペイン及びイタリアにおける石炭、燃料油及びターボガス発電の3,023MWが廃止されたことに起因する。

業績(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	20,804	32,012	(11,208)	-35.0%
売上総利益	1,700	1,364	336	24.6%
経常売上総利益	2,230	1,585	645	40.7%
営業損益	15	(3,525)	3,540	-
資本支出	694	851	(157)	-18.4%

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、電力会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

収益については、目標、とりわけ脱炭素化と気候変動対策、を追求する持続可能なビジネスモデルに基づく戦略的な決定を受け、石炭関連の売上高は、以下の表のように全般的に漸減した。

火力及び原子力発電の収益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減
収益(1)			
火力収益	7,512	10,300	-27.1%
－うち石炭発電	*1,639*	*2,827*	*-42.0%*
原子力収益	1,360	1,296	4.9%
合計に対する火力収益の割合	11.6%	12.8%	
－うち合計に対する石炭収益の割合	*2.5%*	*3.5%*	
合計に対する原子力収益の割合	2.1%	1.6%	

(1)第三者からの収益は、グループ外の取引先からの「セグメント」収益及び各セグメント間の取引である。

以下の表は、2020年の地域／国別の業績の内訳を示している。

収益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	14,029	23,688	(9,659)	-40.8%
イベリア半島	5,129	6,261	(1,132)	-18.1%
ラテンアメリカ	1,304	1,875	(571)	-30.5%
－うちアルゼンチン	*148*	*323*	*(175)*	*-54.2%*
－うちブラジル	*182*	*283*	*(101)*	*-35.7%*
－うちチリ	*627*	*813*	*(186)*	*-22.9%*
－うちコロンビア	*183*	*102*	*81*	*79.4%*
－うちペルー	*164*	*354*	*(190)*	*-53.7%*
北米	12	29	(17)	-58.6%
ヨーロッパ	539	956	(417)	-43.6%
－うちルーマニア	-	*42*	*(42)*	-
－うちロシア	*539*	*911*	*(372)*	*-40.8%*
－うちその他の国	-	3	(3)	-
その他	130	54	76	-
部門間消去及び調整	(339)	(851)	512	60.2%
合計	**20,804**	**32,012**	**(11,208)**	**-35.0%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

売上総利益[(1)]

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	221	(14)	235	-
イベリア半島	1,039	590	449	76.1%
ラテンアメリカ	309	609	(300)	-49.3%
－うちアルゼンチン	*85*	*165*	*(80)*	*-48.5%*
－うちブラジル	*66*	*102*	*(36)*	*-35.3%*
－うちチリ	*35*	*198*	*(163)*	*-82.3%*
－うちコロンビア	*9*	*8*	*1*	*12.5%*
－うちペルー	*114*	*136*	*(22)*	*-16.2%*
北米	17	(16)	33	-
ヨーロッパ	118	209	(91)	-43.5%
－うちルーマニア	*(1)*	*(2)*	*1*	*-50.0%*
－うちロシア	*119*	*209*	*(90)*	*-43.1%*
－うちその他の国	-	*2*	*(2)*	-
その他	(4)	(14)	10	-71.4%
合計	**1,700**	**1,364**	**336**	**24.6%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

2020年の**売上総利益**の増加は、主に以下に起因する。

・イベリア半島において449百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、以下に起因する。
－火力発電量の減少及びそれに伴う電気代（135百万ユーロ）を含むその他の供給コストの減少、並びに営業効率の改善を主に反映した燃料消費量の減少（1,093百万ユーロ）が、取扱量及び請求額の減少に伴う電気及びガスの販売収入の減少により相殺された。
－電気料金割引手当の変更による人件費の減少、早期退職優遇制度に係る引当金の控除（165百万ユーロ）。
－COVID-19の健康上の緊急事態に対応して実施されたロックダウンを反映したサービスに関連する費用の減少。
これらの効果は、以下により部分的に相殺された。
－エネルギー移行の一環として行われたグループの構造改革計画に関連する引当金の増加（204百万ユーロ）、特にスペインの石炭火力発電所に関連する。
－商品リスク管理のためのデリバティブ契約からの純利益が悪化し、124百万ユーロとなったこと。
・イタリアにおける売上総利益が235百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に以下に起因する。
－廃止される火力発電所の共有コストの減少及び営業効率の改善が、販売数量の減少及び適用価格の低下による電力販売収入の減少により部分的に相殺されたこと。
－商品リスク管理のためのデリバティブ契約から得られる純利益が255百万ユーロ増加したこと。
－燃料及びスペアパーツ在庫の減損損失186百万ユーロ。
－エネルギー移行のためのリストラクチャリング計画に関連する費用の71百万ユーロ。
・ラテンアメリカにおける売上総利益が300百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に以下に起因する。
－チリにおける売上総利益が163百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、2019年に早期撤退オプションを行使した大口の産業顧客からの80百万ユーロの補償を認識したことによるものであり、また、為替相場の情勢悪化を主に反映した電気及びガスの販売からの収益の減少によるものであったが、ボカミナ石炭火力発電所のI号機の早期閉鎖に伴う脱炭素化関連費用の減少により部分的に相殺された。
－ アルゼンチンにおける売上総利益が80百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、特に、不利な為替動向及びより少ない量の販売電力に起因する。
－ ブラジルにおける売上総利益が36百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に平均価格の下落による販売数量の減少及びユーロに対するブラジリアン・レアルの下落の両方による。
・ヨーロッパにおける売上総利益が91百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、主にロシアにおけるレフティンスカヤ・グレス石炭火力発電所の売却による。

経常売上総利益は、2,230百万ユーロ（2019年は1,585百万ユーロ）となったが、エネルギー移行に伴うリストラクチャリング計画に関連する費用299百万ユーロ、いくつかの工場の在庫及びスペアパーツの評価損218百万ユーロ、COVID-19パンデミック後に発生した職場の消毒活動、個人防護具、寄付金等の費用13百万ユーロ等の影響を受けた。

営業利益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	(40)	(1,908)	1,868	-97.9%
イベリア半島	559	(1,650)	2,209	-
ラテンアメリカ	(589)	35	(624)	-
－うちアルゼンチン	*32*	*100*	*(68)*	*-68.0%*
－うちブラジル	*56*	*89*	*(33)*	*-37.1%*
－うちチリ	*(749)*	*(246)*	*(503)*	-
－うちコロンビア	*(7)*	*(9)*	*2*	*-22.2%*
－うちペルー	*79*	*101*	*(22)*	*-21.8%*
北米	14	(17)	31	-
ヨーロッパ	76	30	46	-
－うちルーマニア	*(2)*	*(1)*	*(1)*	-
－うちロシア	*83*	*31*	*52*	-
－うちその他の国	*(5)*	-	*(5)*	-
その他	(5)	(15)	10	-66.7%
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**15**	**(3,525)**	**3,540**	-

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

売上総利益につき、上記で示される要因に加え、**営業利益**の増加は、2020年に認識した減価償却費、償却費及び減損損失（総額3,204百万ユーロ）が、石炭火力発電所の減損が認識された前年に比べ、減少したことに関連している。より具体的には、減価償却費が364百万ユーロ、減損損失が2,840百万ユーロとなった。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	180	189	(9)	-4.8%
イベリア半島	331	388	(57)	-14.7%
ラテンアメリカ	120	193	(73)	-37.8%
北米	7	-	7	-
ヨーロッパ	56	79	(23)	-29.1%
その他	-	2	(2)	-
合計	**694**	**851**	**(157)**	**-18.4%**

資本支出における157百万ユーロの減少は、北米を除く全ての地域セグメントにおいて関係しており、主に2019年第4四半期のレフティンスカヤ・グレス発電所の売却、スペイン、その他のヨーロッパ及びラテンアメリカにおけるガス及び石炭発電所に係る業務の予定変更及び再定義並びにコストの最適化の取り組みを反映している。

エネル・グリーン・パワー

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2020年	2019年	増減	
水力発電	62,437	62,580	(143)	-0.2%
地熱発電	6,167	6,149	18	0.3%
風力発電	30,992	26,668	4,324	16.2%
太陽光発電	5,763	3,974	1,789	45.0%
その他の資源	1	21	(20)	-95.2%
純発電量合計	**105,360**	**99,392**	**5,968**	**6.0%**
－うちイタリア	*23,451*	*24,309*	*(858)*	*-3.5%*
－うちイベリア半島	*13,415*	*10,090*	*3,325*	*33.0%*
－うちラテンアメリカ	*47,400*	*48,448*	*(1,048)*	*-2.2%*
－うちヨーロッパ	*2,374*	*2,005*	*369*	*18.4%*
－うち北米	*17,182*	*12,969*	*4,213*	*32.5%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア	*1,538*	*1,571*	*(33)*	*-2.1%*

2020年の純発電量は、2019年から増加した。かかる増加は風力発電及び太陽光発電の増加によるものであり、水力発電及びバイオマス発電の減少により部分的に相殺された。風力発電の最も大きな変化は、米国（+2,116百万kWh）でみられ、これは主に、ハイ・ロンサム（I及びII）発電所とホイトニー・ヒル発電所の運転開始によるものである。イベリア半島（+1,108百万kWh）、メキシコ（+503百万kWh）においては、ドロレス風力発電所の運転開始によるものである。カナダ（+374百万kWh）においては、主にリバービュー工場の運転開始によるものであり、またギリシャ（+346百万kWh）は、主に新規のカフィリアス風力ファームの運転開始によるものである。

太陽光発電の増加は、主に米国（850百万kWh増加）において新規のロードランナー発電所が大きく貢献し、イベリア半島（+397百万kWh）においては、特に、エストレマドゥラにて2019年後半に稼働した新規発電所のおかげであり、またメキシコ（+397百万 kWh）においては、マグダレナ発電所の運転開始が主に起因となっている。

水力発電は、特にチリ（-866百万kWh）及びコロンビア（-1,305百万kWh）を中心とした発電量の減少によりわずかに減少したが、イベリア半島（+1,821百万kWh）における発電量増加により相殺された。

純有効設備容量

(単位：MW)

	2020年	2019年	増減	
水力発電	27,820	27,830	(10)	-
地熱発電	882	878	4	0.5%
風力発電	12,412	10,327	2,085	20.2%
太陽光発電	3,897	3,094	803	26.0%
その他の資源	5	5	-	-
純有効発電容量合計	**45,016**	**42,134**	**2,882**	**6.8%**
－うちイタリア	*13,986*	*13,972*	*14*	*0.1%*
－うちイベリア半島	*7,781*	*7,391*	*390*	*5.3%*
－うちラテンアメリカ	*14,554*	*13,676*	*878*	*6.4%*
－うちヨーロッパ	*1,141*	*1,037*	*104*	*10.0%*
－うち北米	*6,643*	*5,282*	*1,361*	*25.8%*
－うちアフリカ、アジア及びオセアニア	*911*	*776*	*135*	*17.4%*

2020年の純有効設備容量は、2019年から増加した。かかる増加は、主に以下に起因する。

・米国におけるロードランナー・Ph II、Ph III及びPh IV太陽光発電所の建設、シマロン・ベンド風力ファームの拡張及びホワイト・クラウド及びハイ・ロンサム発電所の運転開始の結果
・メキシコにおけるドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴイ及びパルケ・アミスタット・III・エスエー・デ・シーヴイ風力ファームの関連
・ブラジルにおけるサン・ゴンサロ太陽光発電所及びラゴア・ドス・ヴェントスI風力ファームの関連
・スペインにおけるアラゴナ風力ファーム、アンダルシア、カスティーリャ・ラ・マンチャ、エストレマドゥラ及びバレアレス諸島太陽光発電所

業績(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	7,692	7,717	(25)	-0.3%
売上総利益	4,647	4,588	59	1.3%
経常売上総利益	4,721	4,618	103	2.2%
営業利益	2,734	3,260	(526)	-16.1%
資本支出	4,629	4,293(2)	336	7.8%

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。
(2)「売却目的」に分類されるユニットについての４百万ユーロを含まない。

以下の表は、2020年の地域/国別の業績の内訳を示している。

収益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	2,154	1,918	236	12.3%
イベリア半島	771	653	118	18.1%
ラテンアメリカ	3,234	3,677	(443)	-12.0%
－うちアルゼンチン	*39*	*64*	*(25)*	*-39.1%*
－うちブラジル	*837*	*694*	*143*	*20.6%*
－うちチリ	*1,209*	*1,479*	*(270)*	*-18.3%*
－うちコロンビア	*814*	*1,007*	*(193)*	*-19.2%*
－うちペルー	*132*	*196*	*(64)*	*-32.7%*
－うちパナマ	*136*	*169*	*(33)*	*-19.5%*
－うちその他の国	*67*	*68*	*(1)*	*-1.5%*
北米	1,156	1,115	41	3.7%
－うち米国及びカナダ	*1,018*	*956*	*62*	*6.5%*
－うちメキシコ	*138*	*159*	*(21)*	*-13.2%*
ヨーロッパ	323	271	52	19.2%
－うちルーマニア	*198*	*175*	*23*	*13.1%*
－うちギリシャ	*114*	*86*	*28*	*32.6%*
－うちブルガリア	*9*	*8*	*1*	*12.5%*
－うちその他の国	*2*	*2*	-	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	99	107	(8)	-7.5%
その他	226	105	121	-
部門間消去及び調整	(271)	(129)	(142)	-
合計	**7,692**	**7,717**	**(25)**	**-0.3%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

売上総利益[(1)]

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	1,311	1,240	71	5.7%
イベリア半島	434	358	76	21.2%
ラテンアメリカ	1,979	2,202	(223)	-10.1%
－うちアルゼンチン	*28*	*51*	*(23)*	*-45.1%*
－うちブラジル	*271*	*335*	*(64)*	*-19.1%*
－うちチリ	*825*	*888*	*(63)*	*-7.1%*
－うちコロンビア	*573*	*620*	*(47)*	*-7.6%*
－うちペルー	*136*	*157*	*(21)*	*-13.4%*
－うちパナマ	*101*	*112*	*(11)*	*-9.8%*
－うちその他の国	*45*	*39*	*6*	*15.4%*
北米	767	737	30	4.1%
－うち米国及びカナダ	*693*	*658*	*35*	*5.3%*
－うちメキシコ	*74*	*79*	*(5)*	*-6.3%*
ヨーロッパ	161	112	49	43.8%
－うちルーマニア	*78*	*75*	*3*	*4.0%*
－うちロシア	*(7)*	*(1)*	*(6)*	-
－うちギリシャ	*85*	*35*	*50*	-
－うちブルガリア	*7*	*6*	*1*	*16.7%*
－うちその他の国	*(2)*	*(3)*	*1*	*33.3%*
アフリカ、アジア及びオセアニア	53	62	(9)	-14.5%
その他	(58)	(123)	65	52.8%
合計	**4,647**	**4,588**	59	**1.3%**

(1)2019年の比較数値は、2020年以降、南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額がエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

売上総利益は、2019年から59百万ユーロ増加したが、これは主に以下を反映したものである。

・イタリアにおける売上総利益が増加したこと。これは、とりわけ水力発電所の稼働率が向上したことによる。

・スペインにおける売上総利益が増加したこと。これは、とりわけ多数の風力及び太陽光発電所の運転開始に伴う容量増加による発電量及び販売量の増加、並びに水力発電による発電量の増加によるものであるが、その影響は価格の低下により部分的に相殺された。

・北米、主に米国とカナダにおける売上総利益が改善したこと。2019年の負ののれんの認識額181百万ユーロ及びプロジェクト売却益42百万ユーロが、以下の影響により相殺された。

－新規稼働した発電所に関連する売上総利益が増加

－エネル・ノース・アメリカの新しい発電所、特に、シマロン・ベンド、ホワイト・クラウド、ロードランナー及びオーロラ・ウィンドの運転開始後、2020年に計上されたタックス・パートナーシップ所得の増加（137百万ユーロ）

－損害賠償及び紛争から生じた収入の増加（31百万ユーロ）

－トレードウィンドによるヘイスタック・ウィンド・プロジェクトの売却に起因する収入の増加（45百万ユーロ）

・2020年前半にカフィリアス風力ファームの運転開始したことを受け、ヨーロッパ、特にギリシャにおける売上総利益が増加したこと。

・ラテンアメリカにおける売上総利益が減少したこと。主な要因は以下である。

－チリにおける営業利益全体が減少したこと。これは主に、大規模産業顧客が長期電力供給契約から早期離脱した結果、エネル・ジェネラシオン・チリが2019年に80百万ユーロの違約金収入を認識したこと、及び不利な為替動向による。

－ブラジルにおける売上総利益が悪化したこと。これは主に、販売数量の減少、ユーロに対する大幅なブラジリアン・レアル安、及び2019年の風力発電所のいくつかの売却の影響による。

－コロンビアにおける売上総利益が減少したこと。これは主に、不利な為替動向と、とりわけ水の利用制限と電力需要の減少の結果として発電量が減少したことによる。

経常売上総利益は、4,721百万ユーロ（2019年は4,618百万ユーロ）となった。これにはイタリア、スペイン及びラテンアメリカにおけるエネルギー移行に関連したリストラクチャリング計画に関わる費用50百万ユーロ、COVID-19パンデミックの結果発生した職場の消毒活動、個人防護具、寄付金の費用10百万ユーロ、また、エネル・グリーン・パワー・イタリアの材料在庫の評価損10百万ユーロ、2019年のイーエフ・ソラーレ・イタリアのF2iへの売却に伴う契約条項に関連したエネル・グリーン・パワー・イタリアによるソーラーパネルの供給の4百万ユーロが反映されている。

営業利益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	935	909	26	2.9%
イベリア半島	235	183	52	28.4%
ラテンアメリカ	1,544	1,793	(249)	-13.9%
－うちアルゼンチン	*(15)*	*38*	*(53)*	-
－うちブラジル	*207*	*249*	*(42)*	*-16.9%*
－うちチリ	*660*	*718*	*(58)*	*-8.1%*
－うちコロンビア	*521*	*560*	*(39)*	*-7.0%*
－うちペルー	*99*	*118*	*(19)*	*-16.1%*
－うちパナマ	*83*	*96*	*(13)*	*-13.5%*
－うちその他の国	*(11)*	*14*	*(25)*	-
北米	(28)	418	(446)	-
－うち米国及びカナダ	*394*	*367*	*27*	*7.4%*
－うちメキシコ	*(422)*	*51*	*(473)*	-
ヨーロッパ	129	58	71	-
－うちルーマニア	*109*	*49*	*60*	-
－うちロシア	*(13)*	*-*	*(13)*	-
－うちギリシャ	*46*	*10*	*36*	-
－うちブルガリア	*4*	*3*	*1*	*33.3%*
－うちその他の国	*(17)*	*(4)*	*(13)*	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(11)	24	(35)	-
その他	(70)	(125)	55	-44.0%
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**2,734**	**3,260**	**(526)**	**-16.1%**

(1)2019年の比較数値は、発電会社が管理する大口顧客に帰属する金額が2020年からエンドユーザー市場ビジネスラインに再配分されたことを考慮して調整されている。

2020年の**営業利益**は、減価償却費、償却費及び減損損失を含めて1,913百万ユーロ(2019年は1,328百万ユーロ）となり、2019年と比べて526百万ユーロ減少した。かかる減少は、主にメキシコ、オーストラリア及びアルゼンチンにおけるCGU（総額534百万ユーロ）の減損損失の認識、並びにエネル・グリーン・パワー・イタリア（65百万ユーロ）のソーラーパネル生産ライン及びシーアイエス・ノラ発電所（15百万ユーロ）の資産の減損損失による。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	283	240	43	17.9%
イベリア半島	460	765	(305)	-39.9%
ラテンアメリカ	1,514	1,055(1)	459	43.5%
北米	1,773	1,744	29	1.7%
ヨーロッパ	157	189	(32)	-16.9%
アフリカ、アジア及びオセアニア	414	274	140	51.1%
その他	28	26	2	7.7%
合計	**4,629**	**4,293**	**336**	**7.8%**

(1)「売却目的」に分類されるユニットについての４百万ユーロを含まない。

2020年の**資本支出**は、前年比で336百万ユーロ増加した。より具体的には、かかる変化は以下に起因する。

・ラテンアメリカにおける資本支出が459百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、太陽光発電所（403百万ユーロ）、地熱発電所（12百万ユーロ）及び風力ファーム（130百万ユーロ）に起因し、水力発電所に係る資本支出の減少（71百万ユーロ）により部分的に相殺された。資本支出の増加は、チリ及びブラジルに集中していた。

・アフリカ、アジア及びオセアニアにおける資本支出が140百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、南アフリカ及びインドを中心とした風力ファーム（189百万ユーロ）に関連するものであり、主にオーストラリア及びザンビアにおける太陽光発電所（49百万ユーロ）の資本支出の減少により部分的に相殺された。

・北米における資本支出が29百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、米国における風力ファーム（306百万ユーロ）及び太陽光発電所（90百万ユーロ）に係る資本支出が増加したことに関連するものであり、2019年の多数の発電所建設を反映してメキシコにおける風力ファーム（235百万ユーロ）及び太陽光発電所（100百万ユーロ）並びにカナダにおける風力ファーム（84百万ユーロ）に係る資本支出が減少したことにより部分的に相殺された。

・イベリア半島における資本支出が305百万ユーロ減少した。主に、2019年に大部分のプロジェクトの建設が完了した風力発電所（387百万ユーロ）に関連している。これは太陽光発電及び水力発電所の資本支出の増加により部分的に相殺された。

・ヨーロッパ、特にギリシャ（98百万ユーロ）における資本支出が32百万ユーロ減少した。これは2019年に開発されたプロジェクトが運転を開始したためである。かかる影響は、ロシアにおける風力ファームに係る資本支出が74百万ユーロ増額したことにより部分的に相殺された。

前へ　次へ

インフラストラクチャー及びネットワーク

事業

配電及び送電網

(単位：百万kWh)

	2020年	2019年	増減	
エネルの配電網で送られた電力(1)	484,605	507,738	(23,133)	-4.6%
－うちイタリア	*213,615*	*228,143*	*(14,528)*	*-6.4%*
－うちイベリア半島	*124,658*	*126,608*	*(1,950)*	*-1.5%*
－うちラテンアメリカ	*130,958*	*137,296*	*(6,338)*	*-4.6%*
－うちヨーロッパ	*15,374*	*15,691*	*(317)*	*-2.0%*
稼働中のスマートメーターを有するエンドユーザー（人）(2)(3)	44,292,794	43,821,596	471,198	1.1%

(1)2019年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。
(2)一貫性のある比較可能性を確保するため、2019年の数値は新しい計算方式に基づいて調整されており、遠隔から管理されていない稼働中の契約のデジタル計器を除く。
(3)うち、2020年の第2世代のスマートメーターは18.2百万人であり、2019年は13.1百万人であった。

2020年、送電網で送られた電力は減少（4.6%減少）したが、これは主に、COVID-19による健康上の緊急事態に由来する。多様な地域セグメントに対する影響は、以下に記載する。

- **イタリア**（6.4%減少）。低電圧顧客（5.7TWh減少）の非国内利用及び中電圧顧客（5.6TWh減少）に関する電力供給に対する需要の減少による。また、高電圧顧客（3.0TWh減少）及びその他の再販売業者（0.2TWh減少）に対する電力供給の需要もまた減少した。
- **ラテンアメリカ**（4.6%減少）。かかる送電量の変化は主にブラジルで見られた。
- **ヨーロッパ**（２%減少）。配電電力はルーマニアの事業セグメントにおいて減少した。
- **イベリア半島**（1.5%減少）。かかる減少は基本的に需要の減少に関連するものである。

顧客毎の平均停電回数

SAIFI（平均回数）	2020年	2019年	増減	
イタリア	*1.7*	*1.9*	*(0.2)*	*-10.5%*
イベリア半島	*1.4*	*1.4*	-	-
アルゼンチン	*4.5*	*6.0*	*(1.5)*	*-25.0%*
ブラジル	*5.4*	*5.8*	*(0.4)*	*-6.9%*
チリ	*1.5*	*1.6*	*(0.1)*	*-6.3%*
コロンビア	*5.6*	*6.8*	*(1.2)*	*-17.6%*
ペルー	*2.6*	*2.8*	*(0.2)*	*-7.1%*
ルーマニア	*3.4*	*4.1*	*(0.7)*	*-17.1%*

顧客毎の平均停電継続時間

SAIDI（平均分数）	2020年	2019年	増減	
イタリア	*42.0*	*48.5*	*(6.5)*	*-13.4%*
イベリア半島	*74.5*	*75.8*	*(1.3)*	*-1.7%*
アルゼンチン	*839.0*	*1,214.1*	*(375.1)*	*-30.9%*
ブラジル	*678.8*	*728.8*	*(50.0)*	*-6.9%*
チリ	*171.2*	*184.1*	*(12.9)*	*-7.0%*
コロンビア	*466.6*	*666.6*	*(200.0)*	*-30.0%*
ペルー	*419.4*	*418.9*	*0.5*	*0.1%*
ルーマニア	*134.5*	*169.6*	*(35.1)*	*-20.7%*

上記の表で示されるとおり、サービスの質は全ての地域セグメントにおいて改善されたが、アルゼンチンのSAIDIは高止まりしている。これは特に当グループにより運営されていない高電圧送電システムの障害によるものである。

配電網損失（平均%）	2020年	2019年	増減	
イタリア	*4.9*	*4.7*	*0.2*	*4.3%*
イベリア半島	*7.1*	*7.5*	*(0.4)*	*-5.3%*
アルゼンチン	*18.9*	*15.5*	*3.4*	*21.9%*
ブラジル	*13.4*	*12.8*	*0.6*	*4.7%*
チリ	*5.2*	*5.0*	*0.2*	*4.0%*
コロンビア	*7.6*	*7.7*	*(0.1)*	*-1.3%*
ペルー	*8.8*	*8.2*	*0.6*	*7.3%*
ルーマニア	*9.2*	*9.7*	*(0.5)*	*-5.2%*

配電網損失における変動は、アルゼンチンを除いた全ての地域セグメントにおいて安定している。アルゼンチンでは、COVID-19のパンデミックに起因する経済危機が悪化し、不正の増加を引き起こした。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	19,342	21,789	(2,447)	-11.2%
売上総利益	7,433	8,278	(845)	-10.2%
経常売上総利益	7,714	8,228	(514)	-6.2%
営業利益	4,262	5,277	(1,015)	-19.2%
資本支出	3,937	3,905	32	0.8%

以下の表は、2020年の地域/国別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	7,488	7,647	(159)	-2.1%
イベリア半島	2,617	2,724	(107)	-3.9%
ラテンアメリカ	8,821	11,033	(2,212)	-20.0%
－うちアルゼンチン	*647*	*1,166*	*(519)*	*-44.5%*
－うちブラジル	*5,649*	*6,946*	*(1,297)*	*-18.7%*
－うちチリ	*1,229*	*1,467*	*(238)*	*-16.2%*
－うちコロンビア	*601*	*641*	*(40)*	*-6.2%*
－うちペルー	*695*	*813*	*(118)*	*-14.5%*
ヨーロッパ	*396*	*386*	*10*	*2.6%*
その他	393	60	333	-
部門間消去及び調整	(373)	(61)	(312)	-
合計	**19,342**	**21,789**	**(2,447)**	**-11.2%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	3,824	3,906	(82)	-2.1%
イベリア半島	1,890	2,025	(135)	-6.7%
ラテンアメリカ	1,579	2,259	(680)	-30.1%
－うちアルゼンチン	*46*	*270*	*(224)*	*-83.0%*
－うちブラジル	*871*	*1,144*	*(273)*	*-23.9%*
－うちチリ	*156*	*222*	*(66)*	*-29.7%*
－うちコロンビア	*353*	*399*	*(46)*	*-11.5%*
－うちペルー	*153*	*224*	*(71)*	*-31.7%*
ヨーロッパ	135	107	28	26.2%
その他	5	(19)	24	-
合計	**7,433**	**8,278**	**(845)**	**-10.2%**

売上総利益は、以下により減少した。

・**ラテンアメリカ**、特にブラジルにおいて、COVID-19及び不利な為替レートの変動による送電量の減少並びにアルゼンチンにおいて2006年から2016年までの間に生じた相互の未解決の紛争を解決した、アルゼンチン政府とのエデスール解決合意を2019年に認識したことによる効果（209百万ユーロ）。

・**イベリア半島**においては、販売量の減少及び2020-2025年の規制期間に効力を開始した新しい報酬パラメーターの適用の双方によるエネルギー収益の減少並びに雇用契約の任意停止又は解消に関する合意に対する改訂に従った早期退職奨励金計画に関する引当金の認識（315百万ユーロ）による。これらの効果は、引当金の部分的な戻入をもたらした、第５回エンデサ労働協約の締結に伴う電気料金割引手当の変動（269百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。

・**イタリア**においては、主にCOVID-19による送電量の減少の結果として認識された利益の減少及びエネル・レテ・ガスの売却に関連して2019年に受領した補償（50百万ユーロ）による。これらの効果は、エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（ARERA）の決議第50/2018号及び第461/2020号に基づいたシステムチャージ及びネットワーク手数料の補償によるイー・ディストリブッツィオーネの売却益の増加（158百万ユーロ）により部分的に相殺された。

経常売上総利益は、7,714百万ユーロ（2019年は8,228百万ユーロ）となり、以下を反映していた。

・主にイタリア及びブラジルにおいて、COVID-19のパンデミックに起因する職場の消毒活動、個人用保護具及び寄付に関し発生した費用（50百万ユーロ）。

・スペインにおけるデジタル化に関連する費用（224百万ユーロ）。

・コロンビア及びペルーにおけるエネルギー移行に関する再編計画に関連する費用に対する引当金（７百万ユーロ）。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	2,370	2,647	(277)	-10.5%
イベリア半島	1,140	1,288	(148)	-11.5%
ラテンアメリカ	696	1,349	(653)	-48.4%
－うちアルゼンチン	*(186)*	*240*	*(426)*	-
－うちブラジル	*433*	*487*	*(54)*	*-11.1%*
－うちチリ	*108*	*173*	*(65)*	*-37.6%*
－うちコロンビア	*253*	*292*	*(39)*	*-13.4%*
－うちペルー	*88*	*157*	*(69)*	*-43.9%*
ヨーロッパ	52	13	39	-
その他	4	(20)	24	-
合計	**4,262**	**5,277**	**(1,015)**	**-19.2%**

上記で述べた本年の経常売上総利益における変化に加えて、2020年の**営業利益**の減少は、減価償却費、償却費及び減損損失の3,171百万ユーロ（2019年は3,001百万ユーロ）の減少を含むが、これは主に、イタリアにおける債権の減損損失の増加によるもので、部分的には、COVID-19の影響（124百万ユーロ）及びアルゼンチンのCGUに関するのれんの減損損失（216百万ユーロ）によるものである。これは部分的に、ブラジルにおける為替レートの変動により相殺された。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	1,966	1,753	213	12.2%
イベリア半島	631	647	(16)	-2.5%
ラテンアメリカ	1,156	1,335	(179)	-13.4%
ヨーロッパ	182	169	13	7.7%
その他	2	1	1	-
合計	**3,937**	**3,905**	**32**	**0.8%**

資本支出は前年と比較して32百万ユーロ増加した。この増加は、主に質と遠隔コントロールに対する投資によるイタリア、並びにサービスの質及び新規送電線に関する活動（13百万ユーロ）によるルーマニアに起因する。

この増加は、以下によって部分的に相殺された。

・ラテンアメリカ、特にブラジルにおける、不利な為替レートの変動及び2019年２月から始まった金利の据え置きによる資本支出の減少。

・イベリア半島における変電所、変圧器及びメーター装置の交換並びにソフトウェア・アプリケーションに係る資本支出の減少。これは配電ネットワークに係る資本支出の増加により部分的に相殺された。

パンデミックの結果としてメーターの大規模交換が減速したことにより、デジタルメーターに係る資本支出は減少した。

エンドユーザー市場

事業

電力販売

（単位：百万kWh）

	2020年	2019年	増減	
自由市場	160,202	172,699	(12,497)	-7.2%
規制市場	137,984	149,324	(11,340)	-7.6%
合計(1)	**298,186**	**322,023**	**(23,837)**	**-7.4%**
－うちイタリア	*90,205*	*97,539*	*(7,334)*	*-7.5%*
－うちイベリア半島	*80,772*	*89,441*	*(8,669)*	*-9.7%*
－うちラテンアメリカ(1)	*118,388*	*125,308*	*(6,920)*	*-5.5%*
－うちヨーロッパ	*8,821*	*9,735*	*(914)*	*-9.4%*

(1)販売量は、ラテンアメリカの発電会社による大口顧客への販売量を含む。2019年の数値は、比較可能性を確保するために調整されている。

2020年、販売量は主に、COVID-19による健康上の緊急事態によりほぼ全ての国々で電力需要が減少したことに関連する消費量の減少により減少した。イタリア及びスペインにおける減少は、自由市場での企業間（B2B）顧客においてより深刻であった。

天然ガス販売

（単位：百万立方メートル）

	2020年	2019年	増減	
企業から顧客への販売	3,640	3,732	(92)	-2.5%
企業間の販売	6,076	7,067	(991)	-14.0%
合計(1)	**9,716**	**10,799**	**(1,083)**	**-10.0%**
－うちイタリア	*4,429*	*4,736*	*(307)*	*-6.5%*
－うちイベリア半島	*5,022*	*5,750*	*(728)*	*-12.7%*
－うちラテンアメリカ(1)	*155*	*171*	*(16)*	*-9.4%*
－うちヨーロッパ(2)	*110*	*142*	*(32)*	*-22.5%*

(1)販売量は、ラテンアメリカの発電会社による大口顧客への販売量を含む。2019年の数値は、比較可能性を確保するために調整されている。
(2)2019年の数値は、より正確な販売量の測定値を反映している。

前年と比較した2020年のガス販売量の減少は、主にCOVID-19のパンデミックに起因するイタリア及びスペインにおける消費レベルの減少に主による。

当グループの個人顧客は合計69,517,932名であり、うち23,164,875名は自由市場における顧客である。一方、2019年12月31日現在は合計70,471,612名であり、うち23,013,224名が自由市場における顧客であった。

業績(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	29,508	32,599	(3,091)	-9.5%
売上総利益	3,121	3,334	(213)	-6.4%
経常売上総利益	3,197	3,334	(137)	-4.1%
営業利益	1,817	2,210	(393)	-17.8%
資本支出	460	449	11	2.4%

(1)2019年の比較数値は、2020年から南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に起因する量が、エンドユーザー市場国際事業ラインに再配置されたことを考慮に入れて調整されている。

以下の表は、2020年の地域/国別の業績の内訳を示している。

収益(1)

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	14,869	16,042	(1,173)	-7.3%
イベリア半島	11,987	13,867	(1,880)	-13.6%
ラテンアメリカ	1,492	1,559	(67)	-4.3%
－うちアルゼンチン	-	*30*	*(30)*	-
－うちブラジル	*299*	*404*	*(105)*	*-26.0%*
－うちチリ	*271*	*293*	*(22)*	*-7.5%*
－うちコロンビア	*705*	*777*	*(72)*	*-9.3%*
－うちペルー	*217*	*55*	*162*	-
北米	10	-	10	-
ヨーロッパ	1,150	1,131	19	1.7%
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**29,508**	**32,599**	**(3,091)**	**-9.5%**

(1)2019年の比較数値は、2020年から南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に起因する量が、エンドユーザー市場国際事業ラインに再配置されたことを考慮に入れて調整されている。

売上総利益[(1)]

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	**増減**	
イタリア	2,362	2,314	48	2.1%
イベリア半島	467	715	(248)	-34.7%
ラテンアメリカ	201	292	(91)	-31.2%
－うちアルゼンチン	*(7)*	*3*	*(10)*	-
－うちブラジル	*107*	*154*	*(47)*	*-30.5%*
－うちチリ	*25*	*41*	*(16)*	*-39.0%*
－うちコロンビア	*54*	*66*	*(12)*	*-18.2%*
－うちペルー	*22*	*28*	*(6)*	*-21.4%*
北米	9	(2)	11	-
ヨーロッパ	82	15	67	-
合計	**3,121**	**3,334**	**(213)**	**-6.4%**

(1)2019年の比較数値は、2020年から南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に起因する量が、エンドユーザー市場国際事業ラインに再配置されたことを考慮に入れて調整されている。

2020年の**売上総利益**の減少は、主に以下に起因する。

- **イベリア半島**における売上総利益の248百万ユーロの減少。かかる減少は主に、販売量の減少並びに量及び需要に対するCOVID-19の継続する悪影響に対する取り組みにより生じた売上利益の減少による。これらの効果は、供給費用の減少によって部分的に相殺された。かかる利益の減少はまた、任意の退職奨励プログラムの引当金の増加（63百万ユーロ）も反映している。
- **ラテンアメリカ**における売上総利益の減少。これは主に、ユーロに対する、特にブラジルにおける現地通貨の弱体化及び2019年にエデスールより受領した損害（24百万ユーロ）の影響による。
- **ルーマニア**における売上総利益の67百万ユーロの増加。これは主に、平均価格の上昇及び供給費用の減少による収益の上昇による複合的な効果による。
- **イタリア**における売上総利益の48百万ユーロの増加。自由市場の利益の27百万ユーロの減少（とりわけCOVID-19のパンデミックに対応する売上の減少を主な原因とするエネルギー利益の減少によるもの）は、有利な判決に伴う訴訟に対する引当金のリリース及び詐欺関連案件の補償から生じた収益の増加を主な起因とする営業費用の減少による規制市場の売上総利益に主に起因する営業費用の減少による規制市場の営業総費用の75百万ユーロの増加により相殺された。これらの効果は、COVID-19のパンデミックの結果としての売上量の減少及び顧客の減少により、部分的に相殺された。

経常売上総利益は、3,197百万ユーロとなった（2019年は3,334百万ユーロ）。特別項目は、COVID-19に対処するための職場の消毒活動、個人用保護具及び寄付（11百万ユーロ）による経常外費用、並びにデジタル化及びエネルギー移行の加速化に関連する直接的又は間接的な活動に関連する請求（65百万ユーロ）に関係する。

営業利益[1]

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	1,538	1,609	(71)	-4.4%
イベリア半島	241	491	(250)	-50.9%
ラテンアメリカ	(22)	126	(148)	-
－うちアルゼンチン	*(44)*	*(35)*	*(9)*	*-25.7%*
－うちブラジル	*(39)*	*49*	*(88)*	-
－うちチリ	*11*	*30*	*(19)*	*-63.3%*
－うちコロンビア	*39*	*59*	*(20)*	*-33.9%*
－うちペルー	*11*	*23*	*(12)*	*-52.2%*
北米	9	(2)	11	-
ヨーロッパ	51	(14)	65	-
部門間消去及び調整	-	-	-	-
合計	**1,817**	**2,210**	**(393)**	**-17.8%**

(1)2019年の比較数値は、2020年から南米及びメキシコにおいて、発電会社が管理する大口顧客に起因する量が、エンドユーザー市場国際事業ラインに再配置されたことを考慮に入れて調整されている。

営業利益は、減価償却費、償却費及び減損損失1,304百万ユーロ（2019年は1,124百万ユーロ）を含む。かかる減価償却費、償却費及び減損損失における増加は主に、COVID-19による顧客の回収状況の悪化による、イタリアにおける売掛金の減損損失による。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	310	324	(14)	-4.3%
イベリア半島	139	110	29	26.4%
ラテンアメリカ	-	-	-	-
ヨーロッパ	11	15	(4)	-26.7%
合計	**460**	**449**	**11**	**2.4%**

資本支出の増加は、主にスペインの新規顧客の獲得に関連する費用の資産計上に起因する。これらの効果は、イタリアにおける契約費用の減少により部分的に相殺された。

エネルX

事業

	2020年	2019年	増減	
需要反応（MW）	6,038	6,297	(259)	-4.1%
照明地点（千ユニット）	2,794	2,424	370	15.3%
貯蔵（MW）[1]	123	110	13	11.8%
充電地点（数）[2]	105,237	79,565	25,672	32.3%

(1)発電所の貯蔵を含む。
(2)相互運用地点を含む充電地点の数は、2020年12月31日時点の約186千と同じであり、2019年12月31日時点では約82千であった。

2020年、当グループは、電気自動車の充電インフラストラクチャーを一層拡充させた。主に北米及びイタリアにおいて個人用充電地点は21,033増加した。一方、主にイタリア及びスペインにおける公的充電地点は4,639増加した。

業績

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	1,121	1,130	(9)	-0.8%
売上総利益	152	158	(6)	-3.8%
経常売上総利益	161	158	3	1.9%
営業損失	(16)	(98)	82	83.7%
資本支出	303	270	33	12.2%

以下の表は、2020年の地域/国別の財務業績を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	324	282	42	14.9%
イベリア半島	244	261	(17)	-6.5%
ラテンアメリカ	218	186	32	17.2%
－うちアルゼンチン	*7*	*4*	*3*	*75.0%*
－うちブラジル	*20*	*17*	*3*	*17.6%*
－うちチリ	*68*	*81*	*(13)*	*-16.0%*
－うちコロンビア	*75*	*77*	*(2)*	*-2.6%*
－うちペルー	*48*	*7*	*41*	-
北米	192	328	(136)	-41.5%
ヨーロッパ	53	35	18	51.4%
アフリカ、アジア及びオセアニア	55	52	3	5.8%
その他	156	66	90	-
部門間消去及び調整	(121)	(80)	(41)	-51.3%
合計	**1,121**	**1,130**	**(9)**	**-0.8%**

売上総利益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	38	13	25	-
イベリア半島	39	38	1	2.6%
ラテンアメリカ	83	64	19	29.7%
－うちアルゼンチン	3	-	3	-
－うちブラジル	2	(1)	3	-
－うちチリ	15	26	(11)	-42.3%
－うちコロンビア	41	38	3	7.9%
－うちペルー	22	1	21	-
北米	(10)	80	(90)	-
ヨーロッパ	9	-	9	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	2	(1)	3	-
その他	(9)	(36)	27	75.0%
合計	**152**	**158**	**(6)**	**-3.8%**

売上総利益の減少は、主に北米におけるイーモーターワークスの売却に関連する契約条項の適用に係る98百万ユーロの損害賠償の2019年における認識によるものであった。かかる減少は、特に以下のとおり、その他の国々おける業績の改善により部分的に相殺された。

・イタリアにおける、エネルギー及び地震関連のアップグレードに関するイ－ホーム及びヴィヴィ・メグリオの製品の好調な業績。
・その他における、購入価格の配分プロセスの完了を受けて、20百万ユーロの負ののれんがペイティッパーに認識されたこと。

経常売上総利益は、161百万ユーロとなった（2019年は158百万ユーロ）。売上総利益と比較した際の9百万ユーロの差異は、COVID-19による健康上の緊急事態に対処するために被った2百万ユーロの経常外費用並びにデジタル化及びエネルギー移行の加速化に関連する直接的又は間接的な活動に関連するその他の請求7百万ユーロによるものである。

営業利益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	(12)	(45)	33	73.3%
イベリア半島	(7)	(13)	6	46.2%
ラテンアメリカ	71	58	13	22.4%
－うちアルゼンチン	*3*	-	*3*	-
－うちブラジル	*(2)*	*(4)*	*2*	*50.0%*
－うちチリ	*14*	*24*	*(10)*	*-41.7%*
－うちコロンビア	*40*	*37*	*3*	*8.1%*
－うちペルー	*16*	*1*	*15*	-
北米	(52)	(50)	(2)	-4.0%
ヨーロッパ	3	(3)	6	-
アフリカ、アジア及びオセアニア	(1)	(5)	4	80.0%
その他	(18)	(40)	22	55.0%
合計	**(16)**	**(98)**	**82**	**83.7%**

営業総利益の減少にもかかわらず、2020年の**営業損失**は基本的に、減価償却費、償却費及び減損損失の、主に北米における合計88百万ユーロの減少により改善した。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	70	52	18	34.6%
イベリア半島	50	64	(14)	-21.9%
ラテンアメリカ	67	40	27	67.5%
北米	36	61	(25)	-41.0%
ヨーロッパ	5	4	1	25.0%
アフリカ、アジア及びオセアニア	3	1	2	-
その他	72	48	24	50.0%
合計	**303**	**270**	**33**	**12.2%**

資本支出は、主にラテンアメリカではコロンビアのイーバス・プロジェクトに関連して増加した。イタリアにおいては公共照明に対する投資の増加並びにイーホーム及びヴィヴィ・メグリオの事業の開発による。エネルX・エスアールエルに関しては、ICTに対する投資の増加及び人件費の資本化による。これらの効果は、貯蔵分散型エネルギー対する資本支出の減少及び米国における需要反応並びに、主に事業モデルの変化及びCOVID-19に対処するための資本支出の鈍化によるスペインにおけるイーホームの事業により部分的に相殺された。

サービス及びその他

業績

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
収益	2,139	2,229	(90)	-4.0%
売上総利益	(237)	(18)	(219)	-
経常売上総利益	(83)	(18)	(65)	-
営業損失	(444)	(246)	(198)	-80.5%
資本支出	174	179	(5)	-2.8%

以下の表は、2020年の地域/国別の業績の内訳を示している。

収益

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	749	1,359	(610)	-44.9%
イベリア半島	480	597	(117)	-19.6%
ラテンアメリカ	13	27	(14)	-51.9%
ヨーロッパ	24	28	(4)	-14.3%
その他	1,103	291	812	-
部門間消去及び調整	(230)	(73)	(157)	-
合計	**2,139**	**2,229**	**(90)**	**-4.0%**

売上総損失

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	68	169	(101)	-59.8%
イベリア半島	(94)	66	(160)	-
ラテンアメリカ	(88)	(123)	35	28.5%
北米	(3)	-	(3)	-
ヨーロッパ	4	5	(1)	-20.0%
その他	(124)	(135)	11	8.1%
合計	**(237)**	**(18)**	**(219)**	**-**

2020年の**売上総損失**の増加は、主に以下に起因する。

- **スペイン**における160百万ユーロ。これは、主に当グループの他の会社に提供されたサービスからの収益の減少、雇用契約の任意停止又は解消に関する合意により導入された変更による退職奨励プログラムの引当金の配分に伴う費用の増加、並びに当グループのデジタル化及びエネルギー移行プランに関連する直接的又は間接的な活動に関連するリストラ費用に関連するものである。これらの効果は、第５回エンデサ労働協約の締結を受けた電気料金割引の引当金の発表に関連する費用の減少により部分的に相殺された。
- **イタリア**における101百万ユーロ。これは、当グループの他の会社とのサービス契約及び顧客契約からの収益の減少によるものであり、サービス費用及び人件費の減少により部分的にのみ相殺された。これらの要素は、主に現在「その他」の合計に含まれ、その売上総損失が11百万ユーロ減少した、グローバル・プロキュアメント・ユニット及びグローバル・デジタル・ソリューションズ・ビジネス・ユニットの会社分割を主因とするものである。

また、注目すべきは、主にイタリア及びスペインにおいてCOVID-19のパンデミックにより被った費用の限界における悪影響（47百万ユーロ）である。

経常売上総損失は、売上総損失よりも154百万ユーロ少なかった。これは、職場の消毒活動、個人用保護具及び寄付のためのCOVID-19に関連する経常外費用並びにデジタル化及びエネルギー移行の加速化に関連する直接的又は間接的な活動に関連する請求（107百万ユーロ）によるものである。

営業損失

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	(1)	17	(18)	-
イベリア半島	(140)	19	(159)	-
ラテンアメリカ	(90)	(122)	32	26.2%
北米	(6)	-	(6)	-
ヨーロッパ	3	3	-	-
その他	(210)	(163)	(47)	-28.8%
合計	**(444)**	**(246)**	**(198)**	**-80.5%**

2020年における**営業損失**は、基本的に営業総損失の増加と同様であり、減価償却費、償却費及び減損損失の21百万ユーロの減少を考慮したものである。

資本支出

（単位：百万ユーロ）

	2020年	2019年	増減	
イタリア	33	78	(45)	-57.7%
イベリア半島	27	46	(19)	-41.3%
ラテンアメリカ	3	9	(6)	-66.7%
ヨーロッパ	-	1	(1)	-
その他	111	45	66	-
合計	**174**	**179**	**(5)**	**-2.8%**

資本支出全体は、概ね2019年と同様であった。2020年のイタリアにおける資本支出のかかる減少は、主にグローバル・プロキュアメント・ユニット及びグローバル・デジタル・ソリューションズ・ビジネス・ユニットの会社分割に起因し、それらは現在「その他」に含まれている。

前へ

４【経営上の重要な契約等】

ブリンディジ発電所－灰に関する紛争

セメント業界における飛散灰の使用に関して2017年にレッチェ裁判所の検察庁が主導した犯罪調査に関し、ブリンディジ発電所は犯罪調査に巻き込まれ、その結果、一定の技術的要件の下で発電所の操業を認める予防的差押命令が発令された。当該命令は、エネル・プロデュツィオーネの資産及び債権約523百万ユーロの差押えも命じるものであった。2018年８月１日、レッチェ検察庁はブリンディジ発電所の差押えを解除し、その結果として施設の司法に基づく保管／管理を終了させ、その他の差押資産をエネル・プロデュツィオーネに返還した。これは、レッチェ裁判所の治安判事により任命された専門家が作成した報告書において、発電所の操業の適切性が十分に確認されたことに基づく。

もっとも、予備的な調査は、法令第231/2001号に従い、告訴された個人及び会社の双方に対して継続している。

2020年１月９日には、2020年１月29日に予定されていた予備公聴会に関する最初の通知が受領された。当該通知には多数の不備があったため、公聴会は当初2020年４月８日まで延期された。しかし、COVID-19のパンデミックに対抗するため課された措置の影響で、公聴会は再び2020年６月10日まで延期され、また、安全衛生ガイドラインに規定されている必要な保証措置を講じた上で審理を実施することが不可能であった結果、再び2020年11月20日まで延期された。当該公聴会は、健康上の緊急事態の継続も理由として開催されなかった。いずれにしても、プーリア州及びブリンディジ市は、民事の原告として手続に参加することを申し立て、2021年３月４日の公聴会においてその許容性が議論された。議論の後、裁判所は裁決を下さず、公聴会を2021年４月21日に延期した。

ピエトラフィッタ発電所に関連する刑事手続

ピエトラフィッタ火力発電所に関して、ペルージャ検察庁は、灰が発見された（以前はエネルが所有していた）発電所に隣接する土地の現在の所有者である特定の第三者だけでなく、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの多数の役員を巻き込む調査を開始した。

申し立てられた違法行為は以下のとおりである。1980年代までにピエトラフィッタ発電所から生じた灰及び他社の発電所から生じた灰の流出によって影響を受けた数多くの地域、並びに閉鎖された鉱山設備に関連してポリ塩化ビフェニル（以下「PCB」という。）による汚染が判明したその他の区域について、土地原状回復不履行罪（イタリア刑法第452条の13）。PCB汚染に関連する環境汚染罪（刑法第452条の2）。これに関して、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、法令第231/2001号に基づく管理責任についても訴えられた。

2019年の夏、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは棄却の申立てを行ったが、それは環境汚染罪に関して検察官により受理され、その結果、法令第231/2001号に基づく訴えは棄却された。

多くの環境団体がこの棄却に対して異議を申し立て、2020年２月21日には治安判事の前で公聴会が開かれたが、訴えは棄却されて終わり（2020年５月28日）、簡単に言えば、エネルの全ての抗弁が受け入れられ、灰により生じうる潜在的な健康上の影響に関するその他の潜在的な訴え（たとえ検察庁が提起したものでなくても）の棄却が確認された。

したがって、刑事手続は、土地原状回復不履行罪に関してのみ継続しており、これについて2019年12月にエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの従業員は、被告人に対する提訴に関する比例的かつ公正な回復のために検察庁と合意されたプログラムの実施の一環として執行猶予付きの訴訟手続の停止を申請した。執行猶予に係る公聴会が2020年10月29日に開かれ、ペルージャ裁判所の治安判事は、執行猶予の申立てを認めた。その後、公聴会は2021年２月18日に延期されたが、その際、エネル・プロデュツィオーネが提案したプログラムが承認され、その実施に９ヶ月の期限が設定された。

南米最大の太陽光発電所であるサン・ゴンサロのグリッド接続

2020年１月13日、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー（EGPB）は、ブラジル北東部のピアウイ州のサン・ゴンサロ・ド・グルジェイアに所在する、サン・ゴンサロ太陽光発電所の475MWの区画をグリッドに接続し、操業を開始した。太陽光発電所の475MWの区画の建設に対し、約1.4十億ブラジルレアル（約390百万ドル相当）の投資が行われた。発電所の475MWの区画は、十分な稼働状態となれば、年間1,200GWh超の発電が可能となる一方、大気への二酸化炭素600,000メトリックトン超の排出を削減できる見通しである。

ファナック及びICMSに係る税制上の優遇策

2019年２月５日の法律第20416号により、ゴイアス州は、ファナック・ファンド（2012年１月20日の法律第17555号により設立）の補償期間、並びにセルグ・ディストリビューソォン・エスエーに、ICMS（商品及びサービスの流通に係る税金）に関する支払義務を相殺することを認める税制上の優遇制度（2016年11月３日の法律第19473号により創設）の期間を、2015年１月27日から2012年４月24日に短縮した。2019年２月25日、セルグ・ディーは、ゴイアス州の裁判所に対して、法律第20416号の規定を不服とする申立てを行い、職務執行令状及び予防的停止のための付随的な申立てを提出したが、2019年２月26日に暫定的に却下された。セルグ・ディーはこの決定を不服とする申立てを行い、ゴイアス州の裁判所は2019年６月11日に当該申立てを認めた。2019年10月１日、ゴイアス州の裁判所は、それ以前にセルグ・ディーを支持して認められていた予防措置を取り消す決定を下し、したがって、同日より法律の効果も復活した。セルグ・ディーは当該決定に対する異議の申立てを行い、税額控除を保証する権利には法律上及び契約上の根拠があること、そのため、これらの法律の適用を完全に停止するためにゴイアス州が講じた対応には明らかに根拠がないことを主張した。2019年10月２日、セルグ・ディーによる異議申立ては却下された。2019年11月21日、セルグ・ディーは最高司法裁判所（STJ）に対してこの決定を不服とする申立てを行った。2020年２月27日、通常裁判所（TJ）は、セルグ・ディーによる申立ては認められないと決定し、セルグ・ディーは2020年５月５日に、STJに対しこの決定を不服とする申立てを行った。かかる手続は進行中である。エネル・ブラジル・エスエーによるセルグ・ディーの買収契約においてファナック・ファンドの補償期間が規定されていることに留意することが重要である。

2019年４月26日には、法律第20468号が公布された。同法により、ゴイアス州は、上記の税制上の優遇策を全て取り消した。2019年５月５日、セルグ・ディーは通常の異議申立てを行い、この法律に反対してゴイアス州に対し予防的な停止を求めた。2019年９月16日、ゴイアス州の裁判所は、予防的な救済を認めるための要件である遅延のおそれがないことを理由に、予防的な救済の申立てを却下した。2019年９月26日、セルグ・ディーは、ゴイアス州の裁判所に対して予防的な停止を否定する決定に対する異議の申立て（agravo de instrumento）を行い、税額控除の法律の撤回は、これらの控除が適用ある法律に従って策定され既得権を構成する限りにおいて違憲であると主張した。この申立て手続の一環として、ゴイアス州はセルグ・ディーの申立ての認容に対する異議申立てを行い、暫定的に認められたが、その後セルグ・ディーにより異議申立てが行われた。2020年９月７日、ゴイアス州は予防的申立てに対する答弁書を提出した。

さらに、ブラジル全国電力供給業者協会（ABRADEE）は、法律第20416号及び第20468号に関して、ブラジル憲法裁判所に対して合憲性に関する訴訟を提起した。これは、2020年６月３日、形式的な要件を満たしていないとして、主席判事の個別決定により却下された。2020年６月24日、ABRADEEは当該決定に対する異議申立て（agravo regimental）を行った。2020年９月21日、ブラジル最高裁判所は、本案の詳細に立ち入ることなく、形式的な理由でABRADEEの異議申立てを却下し、手続は終結した。2020年10月15日、ABRADEEは当該決定に対する異議申立てを行った。

水力発電事業権

大規模な水力発電事業権に関するイタリアの規則は、近時、「簡素化令」（2019年２月11日付け法律第12号で承認された2018年政令第135号）により修正され、事業権が失効した場合又は失権若しくは放棄された場合の事業権の付与並びに新たな事業権保有者に移転されるべきかかる事業権に関連する資産及び事業の価値算定に関する一連の刷新が導入された。また、この法律は、公的機関に無料で電力（事業権の対象となる施設の平均名目容量１kW毎に220kWhの電力）を供給する義務だけでなく、事業権料に関する事項に多くの変更を導入した。

かかる国内法の実施に伴い、特定の授権権限に基づき、様々な地域（ロンバルディ州、ピエモンテ州、エミリア＝ロマーニャ州、フリウリ＝ヴェネツィア・ジュリア州及びトレント自治県）で地域法が制定された。

当社の見解では、かかる国内法及び地域の施行法はいずれも、財産権、法的確実性の原則、比例原則及び正当な期待並びに企業活動の自由といった、コミュニティの原則及び憲法上の原則に違反している。

特に、この規則では、事業権の譲渡者から継承者への事業部門の移転が明示的に規定されておらず、また、移転される事業の価値算定基準も不十分にしか定められていないのであり、憲法上の原則に反して本質的には収用のメカニズムを生み出すおそれがある。

現在の事業権の既存の保有者に関する新たな料金の支払及び無料の電力供給義務に係る規定は、事業権関係に著しい財務的不均衡をもたらす予期せぬ不合理な要素を導入するものであり、憲法上の判例法で確立された、長期的な関係の中で当事者の立場を悪化させる変更が導入された場合に尊重されなければならない料金の合理性と比例性の原則に明らかに違反している。

政府は、様々な憲法上の原則に違反していると主張して、多くの地域の施行法について憲法裁判所に訴えた。

当社は、憲法裁判所に対する前述の手続（2020年７月のロンバルディア州の地域法に関する手続並びに2021年２月のトレント自治県の地域法及びピエモンテ州の地域法に関する手続）に参加し、個別の地域法に基づき発令された最初の実施措置について、管轄の司法当局（地方行政裁判所及び地方水資源裁判所）に訴えを提起し、それらが無効であることを宣言するよう求め、国内法と地域法の双方の憲法不適合性に係る疑義を主張した。

事業者団体（ユーティリタリア及びエレットリチタ・フトゥーラ）も、政府が憲法裁判所に提起した訴訟手続に関連して書面を提出した。加えて、その他の部門の事業者は、個別の地域法に基づき発令された実施措置に対して、それらが無効であることを宣言するよう求める訴えを提起した。

エネル保有のエネル・アメリカス持分が65%に到達

2020年４月３日、エネルは、チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーの定款に基づき現在認められている株式保有比率の上限（65%）に到達するため、エネル・アメリカスの株式保有比率を追加で最大2.7%増加させる意向を公表した。この目的のため、エネルは金融機関と２つの新たな株式交換契約（以下「株式交換契約」という。）を締結した。2020年５月28日、金融機関と2019年６月に締結した２つの株式交換契約の実行に伴い、エネル・エスピーエーが保有するエネル・アメリカスの持分は62.3%に達した。その後、2020年８月18日には、2020年４月に締結した２つの株式交換契約の実行に伴い、エネル・エスピーエーは、エネル・アメリカスの保有持分を、同社の株式資本の65%に増加させた。

上述の契約は、南米で事業を行う当グループ会社に係る株式保有比率を増加させ、これにより非支配株式持分の影響を減少させるという、エネル・グループの公表済みの目的に沿うものである。

ブリンディジ発電所第２号機の早期閉鎖の承認

2020年５月28日、イタリアの経済開発省は、当社が2020年１月に提出した要望を受けて、ブリンディジのフェデリコⅡ火力発電所第２号機を2021年１月１日から早期閉鎖することにつき、エネルに許可を与えた。これは、当該発電所の４つの石炭火力発電ユニットのうち閉鎖が確定した初めての例である。エネルの発電構成を脱炭素化する戦略並びにイタリアの総合国家エネルギー及び気候計画の目的に沿って、最近の数ヶ月で、当社は、高効率のガス火力発電所への用地の転換のための許可プロセスを開始した。このプロセスは、全国の電力供給網の安全も保証する一方で、2025年までにブリンディジの石炭発電所を完全に閉鎖することを確保するために必要となる。加えて、エネルは、イタリア全土で新たな再生可能エネルギー設備を導入するためのより広範な開発イニシアチブの一環として、敷地内に太陽光発電設備を導入するためのプロジェクトを展開している。

ブリンディジのフェデリコⅡ発電所第２号機の早期閉鎖は、より持続可能性を高めるモデルへのエネルギー移行に対するエネルの取組みの一部である。

エネル・グループがチリの最後の石炭発電所の閉鎖を加速

エネル・グループは、脱炭素化戦略に沿って、ボカミナ発電所第１号機を2021年１月に閉鎖し、同発電所の第２号機を2022年５月31日までに閉鎖することを予定しており、同時に、エネル・グリーン・パワー・チリを通じて、国内に２GWの再生可能エネルギー設備を完成させることを計画している。より具体的には、2020年５月28日、エネル・エスピーエーは、チリの子会社であるエネル・チリ・エスエー及びエネル・ジェネラシオン・チリ・エスエーが、コロネルに所在するボカミナ石炭火力発電所の閉鎖を迅速に進めるための各社の取締役会の決定を市場に通知したことを発表した。特に、エネル・ジェネラシオン・チリは、チリ国家エネルギー委員会（CNE）に対し、同発電所の第１号機（128MW）及び第２号機（350MW）における操業を予定日までに終了させることを承認するよう求めた。この承認の対象となっている閉鎖は、2019年６月４日にチリのエネルギー省との間で締結された国家脱炭素化計画におけるエネル・ジェネラシオン・チリの当初の計画、すなわち2023年末までにボカミナ第１号機を、2040年までにボカミナ第２号機を閉鎖することを定めた計画と比べて、前倒しされている。エネル・グループは、ボカミナ発電所の従業員について当グループ内での再雇用を確保し、同時に、発電所構造の転換の可能性を評価する予定である。

エネルの取締役会が上限1.5十億ユーロのハイブリッド債券の発行を承認

2020年６月10日、ミケーレ・クリストモ会長のもとで開催されたエネル・エスピーエーの取締役会は、2021年12月31日までに、エネルが1.5十億ユーロを上限とする１つ又は複数のハイブリッド非転換劣後債券を、私募によるものを含め、EU内外の機関投資家に限定して発行することを承認した。この新規発行は、今年から期限前返済オプションが行使される可能性のある発行済みハイブリッド債券を借り換えることを目的としており、これにより、エネル・グループが格付機関の評価基準に合致した財務構造を維持しつつ、積極的に負債の満期及びコストを管理することが可能となる。

取締役会はまた、最高経営責任者に、新規債券の発行及びその特性を決定する業務を委任しており、それゆえ、市場状況の展開を考慮して、各発行について、時期、金額、通貨、金利及び追加条件並びに募集方法及び規制市場又は国際取引機関への上場の決定が委任される。

エネルが初めてMSCI ESGリーダーズ指数に選出される

2020年６月17日、エネルは、環境、社会及びガバナンス（ESG）に関する調査と指数の大手提供企業であるMSCIにより実施された同社の持続可能性指数に関する年次審査により、初めてMSCI ESGリーダーズ指数に選出された。この時価総額加重型指数シリーズにより、同業他社と比較してESGパフォーマンスが高い企業が公表される。加えて、エネルは、権威あるフィッチ・フォー・グッド・インデックス・シリーズ及びユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス120インデックスにおいても認められた。

ESG要因を投資決定プロセスに組み込むことを望む機関投資家向けに設計されたこの指数は、MSCI ESG評価（長期の財務的に関連するESGリスクに対する企業の耐性を測定する。）が最も高い企業のみを選出することにより最高水準アプローチを採用している。2019年には、エネルは初めて最高のMSCI ESG評価（AAA）を受賞し、企業の持続可能性パフォーマンスを測定するMSCIの指数シリーズの中で最も権威のあるMSCI ESGリーダーズ指数に、当社が今年選出されることにつながった。加えて、この選出は、エネルの継続的な再生可能エネルギーへの投資及びパリ協定に沿った当社の積極的な炭素排出削減目標に起因するものであり、この協定の下では、当社は、2030年までにkWh当たりの温室効果ガスの直接排出量を2017年の水準と比べて70%削減することに取り組んでいる。

エネル保有のエネル・チリの株式資本が64.9%に到達

2020年７月７日、エネル・エスピーエーは、金融市場に発表したとおり、エネル・チリの株式資本を最大３%まで取得するために金融機関と2019年12月に締結した２つの株式交換契約を実行して、チリの子会社であるエネル・チリ・エスエーの持分を同社の株式資本の64.9%に増加させたことを発表した。

エネルが脱炭素化に向けたエネルギー移行を加速

エネルは、エネルギー移行の主導的役割を果たし、世界中の脱炭素化及び再生可能エネルギーの成長をその戦略の中心に据えてきた。2020-2022年戦略計画は、設定された再生可能エネルギーの発電容量を現在の46GWから2022年末には60GWへと大幅に増加させ、石炭火力発電容量及び発電量を段階的に削減することを規定している。より具体的には、2022年には2019年と比べて、かかる発電容量は40%超も減少することが見込まれている。世界中の再生可能エネルギー発電及び火力発電の資産を統合的に管理し、変革を先導し加速させるため、エネルは、2019年に新たな事業ラインを立ち上げた。

これに関連して、2020年７月２日、エネルはエネルギー移行プロセスに関連した活動の再編を開始したが、そこでは、当グループが事業を展開する全ての地域における火力発電所も対象とされる。これに伴うプロセス及び事業モデルの見直しにより、従業員の役割及びスキルの変更が必要になると見込まれるが、当グループはそれを、大規模なスキルアップ計画及び再教育計画並びに世界中で約1,300名に影響を与えることとなる自主早期退職契約とともに、配置転換プログラムに基づく持続可能性の高い計画をもって実施する意向である。

再編計画は、地域社会、関係機関及び社会的パートナーとの適切な対話を行い、国によって異なる手続及びタイミングで実施される予定である。

エネルが2020年長期インセンティブ・プランを支える持続可能性に連動した株式買戻プログラムを開始

2020年７月29日、エネルの取締役会は、2020年５月14日に開催された株主総会で承認された権限を行使し、市場に開示されている条件に従って、エネルの株式資本の約0.017%に相当する1.72百万株を対象とする株式買戻プログラム（以下「本プログラム」という。）の開始を承認した。

本プログラムは2020年９月３日から12月７日まで実施されたが、その目的は、イタリア民法第2359条に従ったエネル及び／又はその子会社の経営陣に対する2020年長期インセンティブ・プラン（2020年LTIプラン）を支えることであり、当該プランも2020年５月14日開催の株主総会で承認された。

本プログラムにより、合計1,720,000株のエネル株式（株式資本の0.016918%に相当）を、１株当たりの出来高加重平均価格7.4366ユーロ、合計12,790,870.154ユーロで取得した。

ポートフォリオにおいて既に保有している自己株式を考慮すると、2020年10月28日現在、エネルは、株式資本の0.032156%に相当する合計3,269,152株の自己株式を保有している。

エネルが永久ハイブリッド債券を発行

2020年９月１日、エネルは、欧州市場において、劣後永久ハイブリッド債の形式で、機関投資家向けのユーロ建て非転換債券を元本総額600百万ユーロで発行した。この取引は６倍を超える申込みがあり、総注文額は3.7十億ユーロを超えた。

同時に、エネルは、総額200百万ポンドの買戻しを目標として、2076年満期の500百万ポンドのハイブリッド債を買い戻して償却するため、拘束力のない任意のオファーを開始した。この取引の結果、額面総額250百万ポンドのハイブリッド債が現金で買い戻された。

エネルの取締役会がオープン・ファイバーの40%-50%をマックウォーリーに売却することを決議

2020年９月17日、エネル・エスピーエーの取締役会は、マックウォーリー・インフラストラクチャー・アンド・リアル・アセッツ（MIRA）から、エネルが保有するオープン・ファイバー・エスピーエーの持分50%の買収に関する拘束力のある提案の通知を受領した。

この提案では、投資のための買収として、約2,650百万ユーロ（負債控除後）の価格が提示され、調整及びアーンアウトのメカニズムも備えている。

エネルの取締役会は通知を受領したことを確認し、提案の詳細についてMIRAと検討した後に発生しうる詳細の更新を待っている。

2020年12月17日、ミケーレ・クリストモ会長のもとで開かれたエネル・エスピーエーの取締役会は、オープン・ファイバー・エスピーエーの株式資本の40%から50%の持分をMIRAに売却する手続を開始することを決議し、取引を進めるための具体的な権限をCEOに与えた。

MIRAの最終提案に基づき、オープン・ファイバーの50%の売却価格は2,650百万ユーロ相当となり、これには、取引が完了していると予想される2021年６月30日時点で270百万ユーロと見積もられる、オープン・ファイバーに供与された株主ローンのエネル部分100%（未払利息を含む。）のMIRAへの譲渡が含まれる。仮にオープン・ファイバーの40%が売却された場合、MIRAの最終提案では上記の価値が比例的に減少することが想定されているため、価格は2,120百万ユーロとなり、オープン・ファイバーに供与された株主ローンのエネル部分のうちMIRAに譲渡されるのは80%相当で、2021年６月30日時点の推定価値は約220百万ユーロとなる。上記価格は、現時点では定量化できないため、後述のアーンアウトのメカニズムによる潜在的な影響を含まない。

MIRAから受領した最終提案では、取引が2021年６月30日より後に完了した場合、上記の価格は2021年７月１日から取引が完了するまで毎年９%ずつ増加することが想定されている。この提案はまた、将来の不確実な事象に関してエネルに有利な２つの異なるアーンアウトの支払を定めている。１つのアーンアウトは、オープン・ファイバーがティーアイエム・エスピーエーの反競争的行為に対して起こした訴訟の、最終的な判決による肯定的な結論に関連している。具体的には、このアーンアウトは、オープン・ファイバーが後に回収すべき純損害額の75%をエネルに支払うものであり、何らかの理由でオープン・ファイバーが株主に分配する配当に基づいてエネルに支払われることが予想されている。アーンアウトは、エネルがMIRAに売却した実際の持分に比例して計算される。

もう１つのアーンアウトは、オープン・ファイバーとティーアイエムの間のいわゆる「シングル・ブロードバンド・ネットワーク」の潜在的な導入から生じる価値の創出に関連している。これは、投資家のリターンに基づいており、MIRAの保有するオープン・ファイバーの持分が譲渡されて投資利益率（IRR）が12.5%超という結果になった場合、エネルには、上記の基準値を超えるMIRAの獲得額の20%（オープン・ファイバーの50%が売却された場合には500百万ユーロ、同社の40%が売却された場合には400百万ユーロが上限となる。）が支払われることが想定されている。

当事者間の売買契約の調印は、以下の事由を含む一定の条件に従う。

＞オープン・ファイバーが、MIRAに対し、価格をシンジケートするためにデュー・ディリジェンスの過程で取得した情報を少数の潜在的な共同投資家と共有する権限を付与すること。

＞オープン・ファイバーの定款によりCDPエクイティ・エスピーエー（CDPE。同様にオープン・ファイバーの50%の株主である。）に付与されている先買権が行使されないこと。

＞オープン・ファイバーの50%を売却する場合、MIRAとCDPEの間で、現在オープン・ファイバーのガバナンスを規制している一定の要素の修正について合意されること。

取引の完了も同様に、以下の事由を含む一連の条件に従う。

＞オープン・ファイバーの融資銀行が、エネルが保有するオープン・ファイバーの持分をMIRAに譲渡するために要求される権利放棄書を取得すること。

＞エネルが保有するオープン・ファイバーの持分をMIRAに譲渡するために必要となる様々な行政上の認可（具体的には、イタリア閣僚会議議長のゴールデン・パワー手続及びEU独占禁止法規制当局による認可に関連する。）を取得すること。

エネル・グループが中南米における再生可能エネルギー事業の再編を開始

2020年９月22日、エネル・エスピーエーは、チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーの取締役会が、中南米（チリを除く。）におけるエネル・グループの非従来型再生可能エネルギー事業をエネル・アメリカスに統合することを意図して、エネル・グループの株式保有の企業再編の一環として合併を承認するプロセスを開始することを決議したと発表した。この取引は、エネルの戦略目標に沿ったものであり、当グループの企業構造をさらに簡素化し、エネル・アメリカスの事業の構造を当グループの他の企業と整合させるものである。

この企業再編では、アルゼンチン、ブラジル、コロンビア、コスタリカ、グアテマラ、パナマ及びペルーにおけるエネル・グループの現在の非従来型の再生可能エネルギー資産を、これらの資産をエネル・アメリカスに合併することで完了する一連の取引を通じて、エネル・アメリカスに統合することが想定されている。エネルが保有するエネル・アメリカスの持分を増加させるこの合併に際しては、単独の株主が65%を超えて議決権を保有してはならないという既存の制限を撤廃するために株主総会でエネル・アメリカスの定款を変更することも必要となる。株主総会においては、適用あるチリ法に準拠した関連当事者との取引としてこの合併を承認することも求められた。

エネルは、エネル・アメリカスに対し、以下の点を条件として、再編に関する好意的な予備的意見を与えた。
＞再編が市場の条件に基づいて実行されること。
＞再編により、エネル・アメリカスが、再生可能エネルギー事業の将来の発展と同社の成長見通しを支える財務状態となることが確保されること。
好意的な予備的意見は、エネル・アメリカスの株主の承認のために提出される最終条件に関するエネルの評価に依拠したものである。

2020年12月18日、エネル・エスピーエーは、チリの上場子会社であるエネル・アメリカスの臨時株主総会において、中南米（チリを除く。）におけるエネル・グループの非従来型再生可能エネルギー事業をエネル・アメリカスに統合することを意図した企業再編の実施に関する決議が、同日付けで採択されたことを発表した。

2020年12月17日、エネルは、中南米（チリを除く。）におけるエネル・グループの非従来型再生可能エネルギー事業をチリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーに統合することを意図した企業再編の一環として、エネル・アメリカスの株式及び米国預託株式（ADSs）を、現在の株式資本の10%を上限として、１株当たり140チリペソ（ADSsの場合には、決済時の米ドル建ての相当額）で取得するために、任意の部分的公開買付け（以下「本買付け」という。）を開始すると発表した。本買付けは、2021年３月に開始された（詳細は、連結財務書類の注記55を参照のこと。）。また、本買付けは、チリ、米国及びその他の適用ある規制の対象となる。

2020年11月13日に発表されたとおり、エネル・アメリカスの臨時株主総会は、2020年12月18日、（ⅰ）EGPアメリカス・エスピーエーのエネル・アメリカスへの合併及びその合併を支えるその後のエネル・アメリカスの株式資本の増加、並びに（ⅱ）現在は単独の株主に65%を超える議決権付株式の保有を認めていないという制限を撤廃するための、エネル・アメリカスの定款の変更、に関して決議するため招集された。本買付けは、希望する非支配株主にとっては、合併が完了した後にエネル・アメリカスの保有持分を減少させる機会となる。この点で、本買付けにより、株主は、買取請求権を行使しようとする反対株主に対してエネル・アメリカスがチリ法に従って提示すると見込まれる１株当たり109.8チリペソを上回る価格で株式を売却する機会を与えられる。EGPアメリカス・エスピーエーのエネル・アメリカスへの合併及びエネル・アメリカスの定款変更が2021年12月31日までに発効しない場合、本買付けは開始されない。本買付けに基づいて支払われる総額は、最大で1.2十億ユーロ（2020年12月16日付けの実勢為替レート（１ユーロ当たり895チリペソ）で計算した金額）になると見込まれており、内部的に創出されたキャッシュ・フロー及び既存の借入枠を通して資金調達される。

エネルが初めてのポンド建て債券である500百万ポンドの「持続可能性連動債」を無事に発行

2020年10月13日、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴイは、国連の持続可能な開発目標を達成するための取組みに沿って、総連結設備容量の一定割合としての連結再生可能エネルギー設備容量に関するエネルの持続可能な目標の達成に連動した、ポンド市場で初の「持続可能性連動債」を発行した。

エネルによって保証される500百万ポンド（約550百万ユーロ）の発行は、機関投資家を対象としたが、注文額合計は約３十億ポンドとなり、社会的責任投資家（SRI）の大規模な参加もあって、ほぼ６倍の応募超過となったのであり、これにより、エネル・グループは投資家の基盤を引き続き多様化することができた。

エネルが１十億ユーロの「持続可能性連動ローン」に係る契約に調印

2020年10月16日、エネル・エスピーエーは、１十億ユーロの「持続可能性連動ローン」に係る６年間のファシリティ契約に調印した。2026年10月15日に満期を迎えるクラブ・ディールとして組成されたこのローンは、当グループの通常の資金需要を満たすことを意図しており、国際資本市場協会（ICMA）の「持続可能性連動債原則」及びローン市場協会（LMA）の「持続可能性連動ローン原則」に沿った「持続可能性に連動した資金調達フレームワーク」をエネルが採用したことに従うものである。

このローンは、再生可能エネルギー設備容量の割合（すなわち、総連結設備容量の一定割合としての連結再生可能エネルギー設備容量）の主要パフォーマンス指標（KPI）及びこれに関連して2022年12月31日までに60%以上の持続可能性パフォーマンス目標（SPT）を達成すること（2020年6月30日時点では51.9%であった。）に連動している。目標期日までのSPTの達成に基づき、与信限度額は、引出金に適用される金利スプレッドに影響を与えるステップアップ／ステップダウンのメカニズムを規定し、こうして持続可能性の価値を反映する。このローンは、再生可能エネルギー設備容量で世界の民間電力会社をリードするエネルの、SDG7.2、すなわち「2030年までに世界のエネルギー構成における再生可能エネルギーの割合を大幅に増加させる」ことの達成に貢献するための取組みを反映している。

エネルが特定のハイブリッド債券の保有者に向けた同意勧誘を開始

2020年10月23日、エネルは、当社が発行した多数の劣後非転換ハイブリッド債券の保有者に向けて、それらの債券の条件を、当社が2020年９月１日に発行した永久劣後非転換ハイブリッド債券の条件と一致させるため、同意勧誘を開始したことを発表した。この目的のため、当社は、2020年11月26日、初めて１回限りで、発行済み合計額が約1,797百万ユーロの債券（以下「本債券」という。）に係る債券保有者集会を招集した。同日、債券保有者集会は、2020年９月１日にエネルが発行した永久劣後非転換ハイブリッド債券の条件と一致させることを目的とした、本債券の条件の変更案を承認した。より具体的には、承認された変更は、とりわけ以下の点を明確にした。

＞当初は特定の長期の満期日をもって発行された本債券は、当社の解散又は清算の場合にのみ支払期限が到来して、それにより当社が償還しなければならないものとなる。

＞以前は本債券を規制する条件及び追加文書において想定されていた債務不履行事由は、排除される。

エネルが2020年ダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・ワールド・インデックスでトップの座を獲得した歴史的な節目

2020年11月14日、エネルのグローバルな持続可能性に関するリーダーシップは、同年のダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・ワールド・インデックス（DJSIワールド）において１位の評価で認められたが、これは、当社が17年にわたってインデックスに選出されてきた中でも前例のない画期的出来事である。DJSIワールドの選考過程において、エネルは、SAM（資産運用会社ロベコの関連会社であるロベコSAMから2020年に買収された、ESG（環境、社会及びガバナンス）関連の調査を担当するS&Pグローバル部門）が評価した27の基準のほとんどで卓越していた。

具体的には、当社は70%を超える基準において90/100より高いスコアを達成し、その中でも最も重要なものとして挙げられるのは、低炭素エネルギーモデルへの移行をリードする電力会社のパフォーマンスを評価することを目的とした、気候戦略及び市場機会の両基準である。また、エネルは、DJSIヨーロッパの「電力会社」部門で第１位の評価となり、ダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・インデックスの総合指数において同部門で世界第２位の評価となっている。

エネルは、リスク管理及び危機管理、環境方針及び環境マネジメント、事業運営上の環境効率、水関連の問題、人権、人材育成、並びに社会及び環境パフォーマンスの透明性を含む、責任ある事業管理慣行の評価に焦点を当てたその他の基準においても優れていた。

当グループのスペインの子会社であるエンデサも当年のDJSIワールドに選出され、同社は20年連続でインデックスに選ばれることとなった。エネル及びエンデサは、電力会社部門において世界的なレベルでこのインデックスに認定された８社のうちの２社である。加えて、当グループの南米の子会社であるエネル・アメリカスは、ダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・エマージング・マーケッツ・インデックス及びダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・MILA（メルカド・インテグラード・ラティノアメリカーノ）・パシフィック・アライアンス・インデックスに３年連続で、また、ダウ・ジョーンズ・サステナビリティ・チリ・インデックスに４年連続で選出され、一方、エネルのチリの子会社であるエネル・チリは、この３つのインデックスにおいて３回目の選出となった。

エネルが2020年版「ヴィジオ・アイリス・ユニバース」において全産業の中で世界のサステナビリティ・リーダーとして評価される

2020年12月２日、エネルのグローバルな持続可能性に関するリーダーシップは、同年のヴィジオ・アイリス（V.E）評価版において、評価対象となった5,000社近くの企業の中で初めて、第１位の評価により認められた。持続可能性パフォーマンス評価において達成された、平均スコアの２倍という前例のないスコアにより、エネルは、ユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス・ワールド120インデックスの2020年下半期の審査において選出されることになった。ユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス・ワールド120インデックスは、V.Eのデータを活用して、年に２回、北米、アジア太平洋及びヨーロッパにおける浮動株の時価総額の点で最も規模の大きい1,500社から、最も持続可能な企業120社をリスト化する。エネルは、ヨーロッパ及びユーロ圏における浮動株が最大規模の500社から最も持続可能な企業120社をそれぞれリスト化する、地域的なユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス・ヨーロッパ120及びユーロゾーン120インデックスにおいても、その評価を維持している。エネルのスペインの子会社であるエンデサも、これら３つのインデックスに選出されている。

特に、エネルギー構成の脱炭素化を加速させて再生可能エネルギーを促進することにより、温室効果ガスの排出を抑制し、大気質を改善するために設定された具体的な環境目標を含む環境戦略の展開において、V.Eは、エネルの傑出したパフォーマンスを評価した。エネルは、労使関係の促進、差別禁止及び多様性を含む人材管理に関連した異なる基準においても優れていた。さらに、とりわけ当社の持続可能性パフォーマンスの監督における取締役会の役割を含めて、異なるガバナンス関連の慣行も卓越していた。

エネル・グリーン・パワー及びメイレ・テクニモント・グループのネクストケムが米国におけるグリーン水素生成プラントに係る覚書を締結

2020年12月９日、北米の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク（EGPNA）を通じて活動するエネル・グリーン・パワーと、エネルギー移行のための技術の開発に特化した子会社であるネクストケムを通じて活動するメイレ・テクニモント・エスピーエーは、米国における電気分解によるグリーン水素の生成を支援するための覚書を締結した。このプロジェクトは2023年に運用を開始できる見込みであり、米国におけるEGPNAの太陽光発電所の１つから生成される再生可能エネルギーを、バイオ精製所に供給されるグリーン水素に変換する。

エネル・グリーン・パワーは、イタリア、スペイン、チリ及び米国においてグリーン水素セグメントでプロジェクトを展開している。グリーン水素は新たなビジネス・アプリケーションであるため、エネル・グループは、2030年までにグリーン水素の容量を２GW超に成長させるという計画を達成するための最も効率的な方法を特定するために関連市場の動向を注視している。

エネルがスロベンスケ・エレクトラーネの持分の売却に関するEPHとの合意を更新

2020年12月22日、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（以下「エネル・プロデュツィオーネ」という。）、イーピー・スロバキア・ビーヴィー及びエネルゲティツキー・ア・プルミスロヴィ・ホールディング・エー・エス（併せて、以下「EPH」という。）は、エネル・プロデュツィオーネとEPHとの間で2015年12月18日に締結された（既に2018年の間に修正された。）、エネル・プロデュツィオーネが保有するスロベンスケ・エレクトラーネ・エーエス（以下「スロベンスケ・エレクトラーネ」又は「SE」という。）の持分の売却に関する契約（以下「本契約」という。）の条件の一部を変更する一般条件合意書に調印した。2015年12月18日及び2016年７月28日に発表されたとおり、本契約は、エネル・プロデュツィオーネが保有するスロベンスケ・エレクトラーネの全ての持分（資本金の66%に相当する。）を、新たに設立されたスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴィー（以下「HoldCo」という。）に拠出する旨を規定し、また、その後にHoldCoの100%を、イーピー・スロバキア・ビーヴィーに一定の基準に基づく調整を加えて総額750百万ユーロで、２段階で売却することを規定していた（取引の第１段階は、2016年７月28日に、エネル・プロデュツィオーネが保有するHoldCoの株式資本の50%をイーピー・スロバキアに売却したことで完了した。）。

多くの条件が適用される新たな一般条件合意書の下で、エネル・プロデュツィオーネとEPHは、モホフチェ原子力発電所の第３号機及び第４号機の完成のためにスロベンスケ・エレクトラーネに提供される財務支援、並びにHoldCoの残余持分の移転に関するプット・オプション又はコール・オプションの行使を規定するメカニズムに関して、本契約の多くの修正に合意した。より具体的には、財務支援に関しては、この修正により、エネル・プロデュツィオーネが直接に又はエネル・グループの他の会社を通じて、2032年に満期となる最大570百万ユーロのローンをHoldCoに供与すること（これによりスロベンスケ・エレクトラーネが当該資金を利用できるようになる。）が規定された。これらのローンは、モホフチェ原子力発電所の第３号機及び第４号機の建設（以下「本プロジェクト」という。）の完了に関して想定される需要とタイミングに従って利用可能となる。最初の270百万ユーロのローンの支払は、本プロジェクトの進捗及びこの種の取引に係る慣習的なその他の条件を考慮に入れるため、特にスロベンスケ・エレクトラーネとその融資銀行との間の一定のローン契約の修正といった、一定の条件に従う。この最初のローンの支払は、当事者間で合意され、以下に例示された、本契約の追加修正の有効性に係る１つの条件である。最大570百万ユーロのローンが、2018年に当事者間で調印された本契約の修正合意に沿ってエネル・グループが既に実行した700百万ユーロのローン（その満期も2032年に延長される予定である。）（併せて、以下「本件ローン」と総称する。）に加えて、実行される。当事者間での新たな合意では、EPHが本プロジェクトの資金として200百万ユーロの追加ローンを供与することも想定されている。

プット・オプション又はコール・オプションの行使を規定するメカニズムに関連する修正に関しては、エネル・プロデュツィオーネ及びEPHがそれぞれのオプションを行使できる、いわゆる「トリガー・イベント」を規定する新たなルールが導入された。具体的には、いわゆる「最終期日」（その日より後であれば、モホフチェ原子力発電所の第３号機及び第４号機が完成していなくても、エネル・プロデュツィオーネ及びEPHがそれぞれのプット・オプション及びコール・オプションを行使する権利を与えられる日）が削除され、そのため、プット・オプション又はコール・オプションは、以下の事由のうち最も遅いものの後に行使することができる。

＞モホフチェ原子力発電所の第４号機の試運転が完了した日（すなわち、当該発電所が送電網に電力を送り、発生電力を販売できるようになった時点）から６ヶ月。

＞試運転から最大12ヶ月以内に発生することが予想される、モホフチェ原子力発電所の第４号機の最初の操業停止（すなわち、適切な安全水準を確保するための発電所の義務的な年次の技術的操業停止）の完了日。

＞2032年に設定されている本件ローンの満期の到来。

新たな契約では、EPHに早期コール・オプションも付与されており、本契約の更新版の調印後６ヶ月から以下のうち最も早い日までの期間に行使できる。

＞モホフチェ原子力発電所の第４号機の試運転完了から４年。

＞2028年12月。

総額750百万ユーロは、本契約に定める計算式に従い独立した専門家によって計算される調整メカニズムに服するが、これに関して、新たな契約では、モホフチェ原子力発電所の第４号機の完成に向けて計画されている投資の一部の除外及びオプションが行使される時期に応じて考慮されるべき第４号機の企業価値の割合の設定に関する多くの修正が想定されている。

さらに、EPHによりいわゆる「早期コール・オプション」が行使された場合、最低25百万ユーロから最高750百万ユーロまでの範囲で、価格（オプションが行使される時期及び価格決定計算式の実効的な適用に応じて変動する。）にフロア及びキャップが導入される。

最後に、新たな契約では、オプションが行使されたとき、EPHが本件ローンを引き継ぐことが想定されている。早期コール・オプションが行使された場合、EPHは、2026年から開始される計画（最後のトランシェは遅くとも2032年だと見込まれる。）に従って本件ローンを引き継ぐことが見込まれる。

上記の契約により、投資実行額及びEPHからの金銭債権について評価減（総額833百万ユーロ）となった。

COVID-19

2020年は、相当にCOVID-19パンデミックの拡大に特徴付けられたが、感染が拡大し死亡率の高かった時期には、大胆な社会的隔離措置（ロックダウン）の発動、全ての経済活動、社会活動及びスポーツ活動の全面的又は部分的な停止、並びに新たな行動様式の普及、及び個人用保護具の組織的かつ厳格な導入が行われた。

最も深刻な影響を受けた国々は、当初は中国、イタリア及びスペインであり、徐々に英国、その他の中欧諸国、米国及び南米諸国（特にブラジル及びチリ）に広がった。

政府は、選択的なロックダウン又は人混みを制限するための公共空間の早期閉鎖のように、本質的に人々の自由な移動を制限することを意図した、多くの封じ込め措置を採用した。生活必需サービス及び公益事業に関する多くの規制措置が実施されており、それぞれの事業ラインに関して様々な国々で採用された規制枠組みについては、前述のセクション（「第一部－第２－３　事業の内容－規制及び料金問題」）で詳しく述べられている。

当グループは、既に第１四半期に、地方レベルで導入されている措置の遵守を確実にするためのガイドラインを発行し、職場での感染の影響を予防及び／又は緩和するための最適な措置を採用するために様々な対策を講じてきた。

さらなる詳細については、本書「当グループの業績」に含まれるCOVID-19に関するセクション（「第一部－第３－３－(3) 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析－当グループの業績－COVID-19による財務上の影響」）及び連結財務書類の注記５を参照のこと。

5【研究開発活動】

イノベーション及びデジタル化

エネルにとって、イノベーション及びデジタル化は、高い安全性基準、事業の継続性及び業務効率を確保する中で急速に変化する環境において成長戦略の重要な柱であり、それによりエネルギーの新しい用途及びエネルギーの新しい管理方法の開発を可能とし、より多くの人々にとってその利用が可能となる。

特に、データ・マネジメントは、高度なアナリティクスの開発及び応用による意思決定の支援や、新たなシナジーの創出において、基本的な役割を担っている。エネルのデジタル変革は、柱（資産、顧客、人材）、実現要素（プラットフォーム、クラウド、サイバーセキュリティ）及び柱と実現要素をつなぐアプローチ（機敏性、データ駆動型）に基づいている。ロボット、人工知能、サイバーセキュリティ、ビッグデータ及びクラウドは、エネルが投資している主な分野の一部であり、デジタル化が事業開発を支援するための2021-2023年度戦略計画の重要な側面の一つであることが確認されている。デジタル戦略は、エネルギー移行を促進するために、利益の最大化及び営業費用の削減に向かって進められている。

また、エネルは、当社のあらゆる分野と新規企業、産業パートナー、中小企業、研究所及び大学を、クラウドソーシングのプラットフォームやイノベーション・ハブのネットワークといった多様なシステムを通じて結びつけることを可能とする、コンセンサスに基づくエコシステムである、オープン・イノバビリティ®のモデルを通じて業務を行っている。当社は、多数のイノベーション・パートナーシップ契約を有しており、再生可能エネルギー部門及び従来型発電部門におけるエネルの従来からの事業ラインに加えて、イーモビリティ、マイクログリッド、エネルギー効率及び産業におけるIoT（モノのインターネット）のための新たなソリューションの展開を促進してきた。

エネルのイノベーション戦略は、オンラインのクラウドソーシングのプラットフォームである「openinnovability.com」と、10ヶ所のイノベーション・ハブ（うち３ヶ所はラボも兼ねる）及び22ヶ所のラボ（うち３ヶ所は新規企業専用）のグローバル・ネットワークを活用し、新規企業及び中小企業とのコラボレーションの新しいモデルを強化している。後者は革新的なソリューション及び新しい事業モデルを提供するもので、エネルはその開発やスケールアップの可能性を支援するために、自社のスキル、試験施設及びパートナーのグローバル・ネットワークを提供している。ハブは、当グループにとって最も重要なイノベーション・エコシステム（カターニア、ピサ、ミラノ、シリコンバレー、ボストン、リオデジャネイロ、マドリッド、モスクワ、サンチアゴ・デ・チリ及びテルアビブ）に設置されており、イノベーション活動に関わる全ての参加企業との関係を構築し、革新的な新規企業や中小企業をスカウトするための主要な拠点となっている。ラボ（ミラノ、ピサ、カターニア、サンパウロ、ハイファ及びベエルシェバが代表的）では、スタートアップ企業が事業ラインとともにソリューションを開発し、検証することができる。

2020年中に、革新的なエコシステムにおける当グループのポジショニング並びにハブ及びラボのネットワークの統合により、様々な技術分野で40を超える「新技術検討会（bootcamp）」が開催され、新規企業のスカウト活動が新たに２つの地域（カナダ及びオーストラリア）に拡大した。エネルX及びマスターカードの協力により、新しくフィンセック・ラボがベエルシェバ（イスラエル）に開設され、フィンテック及びサイバーセキュリティの分野における初期段階の新規企業の発展を目的としている。これらの結果、エネルは、パンデミックにもかかわらず、2,600社を超える新規企業と出会い、70件を超える新たな協力関係を築くことができた。

イノベーション・アカデミー及びイノベーション・アンバサダーズ・プロジェクトを通じて、当社内のイノベーションの文化及び起業家精神を促進し発展させる活動が、ますます重要になってきている。

さらに、2020年には、当社内の様々な分野やスキルが関与して、イノベーション・コミュニティの活動が引き続き行われた。エネルギー貯蔵、ブロックチェーン、ドローン、拡張現実及び仮想現実、アディティブ・マニュファクチャリング、人口知能、ウエアラブル機器、ロボティックス並びにグリーン水素といった分野や技術がイノベーション・コミュニティで扱われた。その一例として、近年、エネルでは、業務プロセス及びメンテナンスプロセスの効率性の向上、そして何よりも作業員の危険回避を目的として、ソーラー発電フィールド、風力発電所、ダム及び水力発電用貯水池、従来型プラントの閉鎖されたコンポーネント並びに配電線の点検等、資産の監視及びメンテナンスにドローンを利用することが増えている。さらに、現在の事業活動に対する継続的サポートを保証することに加えて、貯蔵システムによって持続可能な事業の新しいフロンティアにつながる道が開かれている。

2020年現在、イノベーション（研究開発費）に、111百万ユーロ（人件費を含む。）が投資されている。

知的財産

2020年、エネルは、当グループの競争力の源となる当社の知的資産の促進及び発展への取組みを新たにし、強化した。

当グループにとっての価値は、イノベーション活動への投資の拡大だけでなく、最先端のデジタル作業環境で日々働くことができる機会を得た結果、当グループの従業員が獲得した計り知れないほど豊富な知識及びスキルにも表れている。

この推進力により、当グループの人材の間に明確な相互補完効果がもたらされ、それがオープンで持続可能性に配慮した拡散型イノベーションのモデルの中でアイデアを生み出す能力につながり、オープン・イノバビリティⓇの方式に集約される。

エネルギー商品及び天候変数の取引に関連する戦略的な活動や、発電所の予知保全又は顧客対応プラットフォーム等の技術的な活動のために社内で開発されたモデルは、このようなイノベーションへの推進力を表している。

このような観点から、エネルの知的財産は、脱炭素化、電化及びプラットフォームの構築という戦略的目標を達成するために、当グループのリーダーシップを発揮することに向けられている。

この革新的な推進力は、上述の戦略的方向性に沿って、大幅な増加を示している当グループの無形資産への投資にも反映されている。

この点については、無形資産への投資の増加が特に顕著となっており、法的に保護されているか否かにかかわらず、IT及びデジタル・アプリケーションを特に重視している。かかる投資は、当グループの全ての国際事業ラインに焦点を当てており、主に社内で開発したソフトウェア（すなわち、外部から購入したソフトウェアを社内でカスタマイズしたもの）を対象としている。その中でも特に注目しているものは、以下のとおりである。

- **一日に数百万件の金融取引を処理することを目標に、様々な業務上のニーズに合わせて開発された周辺インターフェースが統合されたアプリケーション・バスで構成されるペイティッパーの技術基盤。その他の監視モジュール及び制御モジュールにより、ユーザーは監督、監査及びパフォーマンスの分析活動を行うことができる。**
- **スマートメーター、リモート・グリッド・コントロール及び通信ソフトウェアの管理のためのネットワークへの投資。**
- **エネルXでの需要反応システムへの投資。**
- **予知保全システムのための発電所への投資。**
- **当グループにおけるERP（エンタープライズ・リソース・プランニング）の追加カスタマイズ。**

また、当グループの特許活動も活発となっており、137の技術分野で837件にのぼる特許出願に関与している。そのうち、692件が認可され、145件が保留となっている。

エネル・グループが保有する知的財産権のポートフォリオ全体の規模の拡大は、技術的な軌道と商業的な軌道の継続的かつ緊密な連携及び知的財産権がもたらす競争上の優位性を保護するための対応策を確保することを目的として、生み出されたイノベーションを即座に特定し、その評価と保護を行い、ポートフォリオの進化を継続的に監視するために必要な情報インフラの強化に向けた社内の取組みの拡大に対応するものである。

また、当グループは、知的財産ユニットによる社内普及のための特定のプロジェクトを通じて、そして、オープン・イノバビリティⓇのモデルに基づいてエネルで生成された価値の全ての情報を反復的に特定、確認、保護及び保存するための特定のツールの構築を通じて、当グループのイノベーション・モデルの開発を継続して支援し、促進していく予定である。

第４【設備の状況】

１【設備投資等の概要】

「第一部－第２－２ 沿革」、「第一部－第２－３ 事業の内容」及び「第一部－第３－３ 経営者による財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

２【主要な設備の状況】

2020年12月31日現在、当グループは、1,160の再生可能エネルギー発電所及び306の熱電施設（そのうち原子力発電施設６）を保有しており、それらは火力、水力、地熱及びその他の再生可能エネルギー資源の施設から構成される。当グループは、配電ネットワークを所有しており、それは2020年12月31日現在で合計2,231,961キロメートルの電圧線（そのほとんどがイタリア、スペイン及びルーマニアにおける中電圧線及び低電圧線である。）から構成される。2020年12月31日現在、当グループは、主にイタリアにおいて、純簿価約103百万ユーロの不動産を所有しており、主に事務所用建物及びその他の商業用不動産並びにこれらよりも少ないが居住用不動産から構成される。

経営陣は、当グループの重要な財産は良好な状態にあり、当グループの需要を満たすのに十分であると考えている。

３【設備の新設、除却等の計画】

上記「第一部－第４－１ 設備投資等の概要」及び「第一部－第４－２ 主要な設備の状況」を参照のこと。

第５【提出会社の状況】

１【株式等の状況】

(1)【株式の総数等】

①【株式の総数】

（2021年５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）
該当なし*1	10,166,679,946	該当なし

*1　イタリア会社法には、エスピーエーの授権株数を制限する概念は存在しない。その代わりに、授権資本金総額に対して限度額が設けられている。当社の場合、授権資本金総額の限度額は現在10,166,679,946ユーロである。

②【発行済株式】

（2021年５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
記名式額面株式（１株の額面金額１ユーロ）	普通株式	10,166,679,946	メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオ	１株につき１議決権
計	―	10,166,679,946	―	―

(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】

該当なし

(3)【発行済株式総数及び資本金の推移】

（2021年５月31日現在）

年月日	発行済株式総数（株）		資本金（ユーロ）		摘　要
	増減数	残　高	増減額	残　高	
2016年４月１日	763,322,151増	10,166,679,946	763,322,151ユーロ増	10,166,679,946ユーロ	エネルに有利となるエネル・グリーン・パワーの部分的非比例会社分割に関して、2016年１月11日の株主総会で決議された有償増資に基づいて新規発行された763,322,151株の引受け

(4)【所有者別状況】

下記「第一部－第５－１　株式等の状況－(5)大株主の状況」を参照のこと。

(5)【大株主の状況】

本書提出日現在、エネルの主な株主はイタリア経済財務省（MEF）であり、エネルの株式を23.585%保有している。イタリアの法律及びエネルの定款の規定によれば、エネルの株式資本の３%を超えて保有する株式に係る議決権は行使することができない。しかしながら、株主総会での定足数を決定する目的で、議決権を行使できない株式も数えられるものとする。そのため、エネルは事実上MEFの支配に服しており、MEFは、エネルの定時株主総会において支配的影響力を行使するのに十分な議決権を有している。

エネルの株主名簿、CONSOBに提出されかつ当社が受領した報告書及びその他の入手可能な情報に基づき、2021年５月18日現在当社の株式資本の１%超の株式を有する当社の株主は以下のとおりである。

（2021年５月18日現在）

氏名又は名称	住　　所	所有株式数	発行済株式総数に対する所有株式数の割合
イタリア経済財務省（MEF）	イタリア、ローマ、ヴィア・ヴェンティ・セッテンブレ 97	2,397,856,331株	23.585%
キャピタル・リサーチ・アンド・マネジメント・カンパニー	米国、カリフォルニア、ロサンゼルス、333 サウス・ホープ・ストリート	511,310,911株	5.03%
ブラックロック・インク*	米国、ニューヨーク州、ニューヨーク、55 イースト 52 ストリート	508,372,733株	5.000%
ノルウェー政府	ノルウェー、オスロ、バンクプラッセン２、私書箱 1179 セントラム	246,314,838株	2.423%
ザ・インカム・ファンド・オブ・アメリカ	米国、カリフォルニア、アーヴァイン、6455 ザ・インカム・ファンド・オブ・アメリカ・インク	142,263,535株	1.399%
ユーロパシフィック・グロース・ファンド	米国、カリフォルニア、アーヴァイン、6455 アーヴァイン・センター・ドライブ	115,166,913株	1.133%
イタリア銀行	イタリア、ローマ、ヴィア・ナツィオナーレ 91	114,499,380株	1.126%
ヴァンガード・トータル・インターナショナル・ストック・インデックスファンド	米国、ペンシルベニア、マルバーン、100　ヴァンガード通り	107,889,338株	1.061%

*非裁量の資産運用として間接的に保有している。

２【配当政策】

概要

イタリア法に従い、エネルによる年間配当は、エネル取締役会の決議に基づき、該当する各年度について非連結ベースで、エネルの分配可能な利益及び準備金から支払われる。

かかる決議はいずれも、エネルの財務書類の承認のために当該事業年度の終了後180日以内に招集される定時株主総会において、エネルの株主により承認されなければならない。

下表は、過去３事業年度に分配された配当総額を示している。

	配当金 （百万ユーロ）	１株当たり配当金 （ユーロ）
2018年度	2,410	0.24
2019年度	2,847	0.28
2020年度	3,334	0.33

2021年５月20日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2020年12月31日に終了した事業年度について、総額約3,640百万ユーロ、すなわち普通株式１株当たり0.358ユーロの配当を支払うことを決議した（うち１株当たり0.175ユーロ、総額で1,779百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）。普通株式１株当たり0.175ユーロの中間配当は、2021年１月19日の営業終了時現在の登録株主に対して、2021年１月20日に支払われた。残りの普通株式１株当たり0.183ユーロの年間配当は、2021年７月20日の営業終了時現在の登録株主に対して、2021年７月21日に支払われる予定である。

支払準備金

当社による年間配当の支払は、取締役会により提案され、定時株主総会において株主の承認を得ることが必要とされる。いずれの年度においても、当社の非連結ベースでの純利益から配当が支払われる前に、当社の法定準備金が少なくとも当社の発行済株式の額面価額の５分の１に達するまでは、かかる純利益の５％に相当する額が法定準備金に割り当てられなければならない。累積損失の結果として当社の資本が減少した場合、配当は資本が回復するまで支払われないか、又はかかる損失の金額分、減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限には服するが、中間配当の分配を認めることができる。

償還及び時効

エネルにより宣言された年間配当はいずれも、適用のある法令に従って支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づき払われた年間配当について、かかる配当を善意で受領した場合には、これをエネルに対して返還する必要はない。支払可能日から５年以内に受領されなかった配当は、エネルの利益のために没収され、準備金に加えられる。

支払方法及び支払時期

エネルが宣言した配当は、1998年６月24日付け法令第213号並びに2008年２月22日付けイタリア銀行及びCONSOB規制に従い、モンテ・ティトーリ又は仲介機関が各株主の指示のもとで株式を預託しているその他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて、各株主に対し支払われる。

配当方針

株主配当：エネルは、簡潔で予測可能かつ魅力的な配当方針を、計画により対象とされた期間（2021-2023）実施する。株主は、2023年までに１株当たり0.43ユーロに到達することを目指して、今後３年間、固定の保証された増配（DPS）を受領する予定である。

租税

本書の「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

3【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの概要】

コーポレート・ガバナンスの概要及び構造

エネル・エスピーエー（以下「エネル」又は「当社」という。）は、電力及びガスセクターにおいて、とりわけヨーロッパ及びラテンアメリカを中心に世界を主導する組織の１つである多国籍グループの親会社である。当グループは、40超の国（５大陸に渡る。）において業務を展開しており、正味設備容量84GWからエネルギーを生産し、約2.2百万kmのネットワークにより配電する。当グループは、ヨーロッパの事業者で最大の顧客基盤を有しており、世界中に約74百万のエンドユーザーを有する。

所有構造

1999年以降、エネルは、イタリア証券取引所ボルサ・イタリアーナ・エスピーエーにより組織運営されている電子証券取引所メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオに上場しており、現在イタリアの全会社中最大の株主数を有する（個人及び機関の投資家を合わせて約640,000）。エネルの株主は、最も重要な国際的な投資ファンド、保険会社、年金基金及びエシカルファンドを含み、エネル及びグループにより透明性及びコーポレート・ガバナンスについて国際的なベストプラクティスが実施されている。

また、本書提出日現在、エネル・グループは、他に14の上場会社（その株式はアルゼンチン、ブラジル、チリ、ペルー、ロシア、スペイン及び米国の証券取引所にそれぞれ上場されている。）を含む。

コーポレート・ガバナンス・モデル

2020年、エネルのコーポレート・ガバナンス構造は、当社が採用した上場会社のためのコーポレート・ガバナンス・コード(1)（2018年７月に改定されている。以下「コーポレート・ガバナンス・コード」という。）に規定された原則及び国際的なベストプラクティスを遵守していることが証明されている。2020年１月31日に公表された新たなイタリアのコーポレート・ガバナンス・コードに関する当社の採用プロセスは、2021年３月に終了していることは留意すべきである。この新コードを遵守する上でエネルが講じた措置の詳細は、2022年に公表予定のコーポレート・ガバナンス報告書に記述される予定である。

(1) 同コードの英語訳は、ボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）のウェブサイト（https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/codiceeng2018.en.pdf）上で閲覧可能である。

エネル及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度は、当グループの事業活動の社会的重要性及びかかる活動を行う上で関係する全ての利益を十分に検討するという当然の必要性を考慮に入れて、株主のために長期的な価値を創造しようと努めているため、持続可能な成功という目標を達成することを目指している。

イタリアにおいて上場会社に適用される現行の法的枠組みを遵守するため、当社の組織構造は、以下を含んでいる。

・当社の経営に対して責任を負う取締役会
・（ｉ）当社が法律及び定款を遵守するとともに、当社の業務を遂行する上で適切な経営原則を遵守すること、（ii）財務情報開示のプロセス並びに当社の組織構造、内部監査制度及び管理会計制度の妥当性、（iii）単体及び連結財務書類の監査並びに外部監査法人の独立性、そして（iv）コーポレート・ガバナンス・コードに規定されたコーポレート・ガバナンスのルールが実際にどのように実施されているかを監視することに対して責任を負う法定監査役会
・とりわけ次の事項を決議するために招集される株主総会（定時総会又は臨時総会）-（ｉ）取締役及び法定監査役の選任又は解任並びにその報酬及び責任、（ii）財務書類の承認及び純利益の配分、（iii）自己株式の買付け及び売却、（iv）報酬方針及びその実施、（ｖ）株式報酬制度、（vi）当社定款の変更、（vii）会社の合併及び分割、そして（viii）転換社債の発行

会計の外部監査は、適切な登録簿に登録され、法定監査役会による理由を付した提案を受けて株主総会により選任された専門会社に委任される。

統制及びリスクシステム

リスク統制システムの主な要素	確認の有無
内部統制及びリスク管理システムのガイドラインを策定する文書の存在	確認された
取締役会により承認された監査機能のマンデートの存在	確認された
リスク管理業務を担当する特別な組織構造の存在	確認された
明確化された戦略目標に沿った事業管理に伴う事業リスクの適合性の年次評価	確認された
具体的な遵守プログラム（231モデル、汚職ゼロ・トレランス、人権ポリシー等）の準備	確認された
「危機管理」事態（すなわち、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合等）において会社の正常な管理を確保するための非常事態計画の準備	確認された

① 所有構造

1. 所有構造

1.1 株式資本構造

当社の株式資本は、定時株主総会及び臨時株主総会のいずれにおいても完全な議決権を有する普通株式のみから構成される。2020年末、そして本書提出日現在、エネルの株式資本は10,166,679,946ユーロであり、額面金額１ユーロである同数の普通株式で構成され、ボルサ・イタリアーナが組織運営する電子証券取引所メルカート・テレマティコ・アッツィオナーリオに上場されている。

1.2 主要な株主及び株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対してなされ当社が受領した報告及びその他の入手可能な情報に基づくと、本書提出日現在、当社の株式資本の３%を超える持分を保有する当社株主は、以下のとおりである。

当社主要株主	株式資本保有割合
経済財務省（MEF）	23.59%
キャピタル・リサーチ・アンド・マネジメント・カンパニー	5.03%
ブラックロック・インク*	5.00%

* 限定的資産運用目的で間接的に保有されている持分

当社の知る限り、エネルの株式に関して、1998年２月24日付け政令第58号（以下「統一財務法」という。）において定義される株主間の合意は存在しない。

当社は、エネルの定時株主総会で支配的な影響力を行使するのに十分な議決権をこれまで有してきた経済財務省による事実上の統制に服している。もっとも、当社は会社組織に与えられた任務及び責任の構造に従い、経営上の意思決定を完全に独立して行っているため、経済財務省はいかなる形でも当社の経営にも調整にも関与しない。このことは、企業の経営及び調整に関するイタリアの民法上の規定がイタリア政府には適用されないことを明確にした法令第78/2009号の第19条第６項の規定（その後、法律第102/2009号に改正されている。）によって確認される。

1.3 株式所有及び議決権の制限

民営化に関する法的枠組みの規定を実施するため、当社の定款は、政府、公的機関及びそれらの支配下にある者を除き、いずれの株主も、直接的に及び／又は間接的に、エネルの株式資本の３%超に相当する株式を所有してはならないと規定している。

上述の３%の制限を超過して所有した株式に関する議決権は行使できず、株式所有の制限により影響を受けるそれぞれの当事者が有していたはずの議決権は、関係する株主らからの事前の共同での指示がない限り、比例して削減される。これが遵守されない場合、上述の制限を超過する議決権行使がなければ必要多数に達しなかったことが判明すれば、株主総会で可決された決議は裁判所で効力を争われる可能性がある。

民営化に関する法的枠組み（その後の改正を含む。）に基づき、公開買付けが実施されて、買収者が、取締役の選任及び解任に関する決議での議決権を有する株式資本の少なくとも75%に相当する株式を保有する結果として、３%の制限が超過される場合には、株式所有及び議決権の制限に係る定款の規定は効力を失う。

エネル株式の譲渡に関して、当社又はその他担保権者の事前の承認を得る必要があるというような制限はない。

1.4 イタリア政府の特別権限

エネルは、他のグループ会社とともに、2020年12月18日付け首相令（D.P.C.M.）第179号に従って国益にかなう戦略的資産を保有しているため、戦略的分野におけるイタリア政府の特別権限についての法的枠組み（2012年３月15日付け法令第21号（2012年５月11日付け法律第56号による改正をもって法制化された後、2019年９月21日付け法令第105号により統合され、2019年11月18日付け法律第133号による改正をもって法制化された。）に規定される。）の適用を受ける。

当社は、同じく法令第105/2019号に定められた暫定規定の適用も受ける。

1.5 従業員の株式保有：議決権行使の仕組み

統一財務法によれば、上場会社の定款において、従業員である株主の委任状による議決権の行使を簡略化することを目的とした規定を定めることにより、株主総会における意思決定プロセスへの彼らの参加を促進することが推奨されている。

この点に関連して、1999年以降、エネルの定款は、当社及び当社の子会社の従業員である株主（適用ある法律の下で課せられた要件を満たす持株会と関連する者）からの委任状の回収を簡略化するため、代理人と随時合意された条件及び方法に従い、持株会が通信及び委任状回収のための場を利用することができることを明確に規定している。

2008年３月、当社は、エー・ディーアイ・ジー・イーと呼ばれる従業員持株会（エネル・グループの従業員持株会であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディベンデンティ・グルッポ・エネル）が設立されたことを伝えられた。この従業員持株会は、統一財務法に規定された要件を満たしており、そのため、上記の定款の規定に服するものである。

1.6 取締役の選出及び交替、並びに定款の変更

取締役の選出及び交替を定める規則は、下記「②－1. 取締役会－1.2 選出、交替及び非常事態計画」において検討される。

定款の変更に適用される規則に関しては、臨時株主総会が、法律に規定された適切な多数決に従って決議する。

もっとも、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関する全ての決議を取締役会の権限としている。

・完全保有又は少なくとも90%を保有する会社の吸収合併及びかかる会社の会社分割
・従たる事務所／支店の設立又は閉鎖
・当社を代表する権限を持つ取締役の選任
・１名又は複数名の株主が退いた場合の株式資本の減少
・定款を適用ある法律の規定と一致させること
・イタリア国内の別の場所への本店の移転

1.7 増資及び株式買戻しを行う権限

本書提出日現在、取締役会は増資することは授権されておらず、また、利益分配型金融商品の発行も授権されていない。

2020年５月14日に開催された定時株主総会において、2019年５月16日の定時株主総会で付与された権限を事前に取り消した上で（エネルはこの事実に基づいて、2019年中、合計1,549,152株の自己株式を購入した。）、取締役会は、当社株式500百万株（当社の株式資本の約4.92%に相当する。）及び２十億ユーロを上限として、自己株式の取得及びその後の処分につき授権されたことに留意されたい。自己株式の取得は、株主総会の日から18ヶ月間を期間として授権され、取得した自己株式の処分については、期限は設けられていない。さらに、この株主総会では、取締役会の提案に基づき、当社の自己株式の取得及び売却の目的、条項及び条件を定め、とりわけ買取価格の決定手順及び買取オペレーションの実施の業務手続を設定した。

上述の株主総会によって付与された権限及びその後2020年７月29日に採択された取締役会決議を実施するに当たって、エネルは、イタリア民法第2359条に従ってエネル及びその子会社の経営陣を対象とした2020年長期インセンティブ制度に対応するための買戻計画を策定した。この計画を実施して2020年９月３日から同年10月28日までの期間に実施した取引により、当社は合計1,720,000株の自己株式を購入した。したがって、2019年中既に保有していた及び購入したエネル株式1,549,152株を考慮すると、2020年12月31日現在、エネルは株式資本の0.03%に相当する3,269,152株を保有している。

1.8 支配権の変更に関する条項

A）エネルとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイとのシンジケート・ローン・ファシリティ契約

2017年12月、エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイは、銀行団との間で、2013年２月に締結したフォワード・スタート・ファシリティ契約を解約すると同時に最高10十億ユーロの与信枠契約を締結した。この与信枠契約は2022年12月に期間満了となるものであるが、2020年12月の時点では、未使用であった。

2020年５月、エネルは銀行団との間で、合計５十億ユーロに相当する２つの「サステナビリティ・リンク・ローン」つなぎ融資枠契約（2021年５月に期間満了）を締結した。2020年12月の時点では、これらの融資枠の一部解消後、これらの融資の合計残高は、約2.86十億ユーロ相当である。

さらに、2020年10月、エネルは銀行団との間で、１十億ユーロに相当する「サステナビリティ・リンク・ローン」クレジット・ファシリティ契約を締結した。2020年12月の時点では、2026年10月に期間満了となる上記与信枠契約は、全額使用されていた。

前述の融資契約はいずれも、(ⅰ)エネルの支配権がイタリア政府以外の単独又は複数の当事者に取得された場合、又は(ⅱ)エネル又はその子会社が当グループの資産の大部分を当グループには属していない当事者に出資し（合併による場合を含む。）、その結果当グループの信用力が大幅に損なわれたと前述の銀行団が考える場合、の支配権の変更に関して、共通規定を設けている。つまり、かかる支配権の変更と想定される事由の１つが生じた場合について、以下のとおり規定されている。

- 銀行団に属する銀行はそれぞれ、契約条項の再交渉を提案し、又は契約から撤退する意向を通告することができる。
- エネル及びその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌブイは、個々のケースに応じて、(ⅰ)与信契約の条項の再交渉が成立しなかった銀行、又は(ⅱ)契約からの撤退の意向を通告してきた銀行については、受け取った融資金を期限前に返済して、銀行団に属する各銀行のうち当該銀行が引き受けた融資コミットメント全体をペナルティなしに取り消すよう決定することができる。
- 銀行団に属する銀行のうち(ⅱ)に該当する各銀行は、提供した融資金の期限前の返済及び当該銀行が引き受けた融資コミットメントの取消しを要求することができる。
- 銀行団に属する銀行のいずれもが契約条項の再交渉を提案又は契約から撤退する意向の通告しない場合は、融資契約は当初合意された条項どおりに完全な効力及び効果を維持するものとする。

B）ユニクレジット・エスピーエーとの間の与信枠契約

2017年６月に、エネルはユニクレジット・エスピーエーとの間で、現金による与信枠契約である、2021年６月を満期とする200百万ユーロの中長期契約を締結した。2020年12月の時点では、かかる信用枠は全額使用されていた。

2019年10月、エネルはユニクレジット・エスピーエーとの間で、2015年７月に締結した総額450百万ユーロのリボルビング与信枠契約の解約及び2016年７月に締結した総額500百万ユーロの現金与信枠契約に基づく債務の返済と当時に、2024年10月満期の総額最高１十億ユーロの「リボルビングSDG連動」与信枠契約を締結した。2020年12月の時点では、新しい与信枠は未使用である。

さらに、2020年６月、エネルはユニクレジット・エスピーエーとの間で、2017年６月に両者間で締結した350百万ユーロの与信枠契約の解約と同時に、2023年６月満期の350百万ユーロの新しい「リボルビングSDG連動」与信枠契約を締結した。2020年12月の時点では、この与信枠は未使用である。

これらの契約は全て、エネルの支配権がイタリア政府以外の単独又は複数の当事者に取得された場合、支配権の変更について、ユニクレジット・エスピーエーに適時に通知しなければならないと定めている。ユニクレジット・エスピーエーは、かかる支配権の変更によってリボルビング・ファシリティ契約の下でのエネルの債務履行能力に悪影響が生じる可能性があると考える場合は、ファシリティ契約によって提供される資金をエネルが使用することを妨げ、また、既に引き出された融資金を返済するよう要求する権利を有している。

C）エネル・プロデュッツィオーネへのEIBの融資

2007年６月、再生可能エネルギー及び環境保護の分野での投資を増加させるために、子会社であるエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエーは、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）との間で、2027年７月満期の最高450百万ユーロ（この金額は後日両当事者間の合意をもって400百万ユーロに引き下げられた。）の融資契約を締結した。2020年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は187百万ユーロ相当であった。

この契約では、エネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー及びエネルの両社とも、自社の支配権に変更が生じた場合にはEIBに通知することが義務付けられている。EIBは、かかる変更によってエネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエー又はエネルの信用力に悪影響が生じると考える場合は、追加保証の差入れ、契約内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。エネル・プロデュッツィオーネ・エスピーエーが提案された措置を受け入れない場合は、EIBは単独で当該融資契約を終了させる権利を有するものとされている。

D）イー・ディストリブッツィオーネへのEIBの融資

2006年11月、子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーは電力供給網の効率性を改善するプロセスの開発を目的として、EIBとの間で600百万ユーロの融資契約を締結した。この契約は2026年12月に満期となる。2020年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は240百万ユーロ相当であった。

この契約にはEIBとエネルの間で締結された保証契約が付いている。この保証契約では、エネルが上述の融資の保証人として、自社の支配構造に変更があった場合にはEIBに通知する義務を負っている。EIBは、かかる通知を受けた場合は、新たな状況を検討して、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへの融資に関する条件を変更すべきかを判断する。

さらに、イタリア国内の先進的な電力測定システムに総額１十億ユーロの資金を供給するためのる融資取引として、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーは、EIBとの間で以下の融資契約を締結したことに留意されたい。

- 2017年７月に、2032年９月を満期とする500百万ユーロの融資契約を締結した。この契約は2020年12月の時点で全額使用されていた。
- 2018年７月に、250百万ユーロの15年融資契約を締結した。この契約は2020年12月の時点で全額使用されていた。
- 2019年11月に、250百万ユーロの15年融資契約を締結した。この契約は2020年12月の時点で未使用であった。

これらの契約には全てエネルの保証が付けられており、また、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに対し、自社の支配構造及び親会社であるエネルの支配構造に変更があった場合にはEIBに通知することを義務づけている。EIBは、かかる変更によってイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの債務履行能力に悪影響が生じると考える場合は、追加保証の差入れ、融資契約内容の変更、又はEIBが納得するその他の措置を求めることができる。これらの措置によってかかる変更の影響を軽減することができない場合は、EIBは未履行の融資を取り消し、また、融資の期限前返済を求めることができる。

Ｅ）イー・ディストリブッツィオーネに対するCDPの融資

2009年４月、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーはCDPとの間で2028年12月を満期とする800百万ユーロの包括融資契約を締結した。この契約は、当該子会社の配電網の効率性を改善するプロセスを開発することも目指している。2011年、両当事者は包括融資契約について、総額540百万ユーロの２つの延長契約を締結した。2020年12月の時点で、一定の返済を行った後の融資残高は715百万ユーロ相当であった。

この契約にも、CDPとエネルとの間で締結された保証契約が付されている。この保証契約の下で、エネルは前述の融資の保証人として、(ⅰ)イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの株式資本について同社に対する支配権を失うこととなりうるような変化が発生した場合、並びに(ⅱ)イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー及び／又はエネルの純資産、経済、財務又は業務の状況又は見通しが大幅に悪化した場合には、CDPにその旨通知する義務を負っている。かかる状況のいずれかが発生した場合は、イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーにおいては、CDPから受けた融資を直ちに返済する義務が発生することがある。

Ｆ）エネル・グリーン・パワー・アールエスエー２に対するABSAバンク・リミテッド及びネドバンク・リミテッドの融資

2018年７月、エネル・グループの南アフリカの子会社として再生可能エネルギー部門で業務を行っているエネル・グリーン・パワー・アールエスエー２・プロパライエタリー・リミテッド（以下「EGP RSA2」という。）はいずれも南アフリカの銀行であるネドバンク・リミテッド及びABSAバンク・リミテッドとの間で、総額最大約15十億南アフリカ・ランド（約950百万ユーロ相当（当時））のプロジェクト・ファイナンスのためのノンリコース融資契約を締結した。当該融資契約は、親会社であるエネル・グリーン・パワー・アールエスエー・プロパライエタリー・リミテッド（以下「EGP RSA」という。）が落札した５件の風力発電プロジェクトに関連する21年契約で、それぞれが各プロジェクトへの融資に対応する５つのトランシュに分かれている。

2020年12月の時点で、総額11.92十億南アフリカ・ランド相当（約662百万ユーロ相当）の融資が行われていた。

この契約では、EGP RSA2、親会社であるEGP RSA、個々のプロジェクト会社及び親会社であるエネルの支配構造に変化が生じる場合は、事前に融資の「ファシリティ代理人」たるABSAバンク・リミテッドに通知しなければならないことが定められている。資本構造の変化が歓迎できないものである場合、ファシリティ代理人は、支配権の変更が特定のプロジェクト会社にかかわるものであるときは特定の１つのトランシェの既融資金額の、また、支配権の変更がEGP RSA2、親会社のEGP RSA又はエネルにかかわるものであるときは、融資金額全額の期限前返済を求めることができる。

1.9 取締役としての関係の早期終了に際して取締役に支払う報酬（公開買付けの場合を含む。）

エネルの最高経営責任者（ジェネラル・マネージャーを兼任している。）に対する報酬パッケージには、退任時の退職補償金が含まれている。これは、正当な理由のある辞任又は正当な理由のない解任によって取締役としての関係が早期に終了する場合にも給付される。

かかる支払に関する詳細は、適用ある法律の規定に従って当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている報酬方針及び支払報酬に関する報告書の第１セクションを参照のこと。

公開買付けの結果としていずれかの取締役会メンバーとの関係が終了した場合も、上記以外の特別な補償金は発生しない。

② コーポレート・ガバナンス・コードの提言の実施及び追加情報

1. 取締役会

1.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在の取締役会は、2020年５月14日付け定時株主総会において選任された以下の９名の取締役から構成される。
・ミケーレ・クリストモ、会長
・フランチェスコ・ストラーチェ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
・チェザーレ・カラリ
・コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ
・サミュエル・ロイポルド
・アルベルト・マルキ
・マリアンナ・マッツカート
・ミレッラ・ペレグリニ
・アンナ・チアラ・スヴェルト

ミケーレ・クリストモ、フランチェスコ・ストラーチェ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート及びミレッラ・ペレグリニは、株主である経済財務省（当時、当社株式資本の23.59%を保有）により提出された候補者名簿から指名されており、一方で、チェザーレ・カラリ、サミュエル・ロイポルド及びアンナ・チアラ・スヴェルトは、26の機関投資家のグループ（当時、合計で当社株式資本の2.23%を保有）により提出された候補者名簿から指名されていた。具体的には、この最後の候補者名簿は、株主総会で代表される株式資本の多数派（約51.10%）の票を得た。しかしながら、当社の定款に定められているとおり、かかる候補者名簿には選任予定の取締役の10分の７を指名するのに十分な数の候補者が含まれていなかったことを考慮して、取締役会を構成するのに必要な候補者は、株主である経済財務省により提出された候補者名簿から指名され、同じ株主総会で代表される株式資本の少数派（約47.76%）の票を得ていた。

現在の取締役会の任期は、2022年度の年次財務書類の承認をもって満了する。

上記の当社取締役の簡単な経歴は後述の「第一部－第５－３－(2)役員の状況」のとおりである。

パトリツィア・グリエコ、フランチェスコ・ストラーチェ、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルト、アンジェロ・タラボレリから構成されていた従前の取締役会は、2019年度の財務書類の承認をもって満了したため、2020年に任期を終えた。

1.2 選出、交替及び非常事態計画

当社の定款の規定に従って、取締役会は３名から９名の取締役により構成される。取締役は、定時株主総会（かかる制限に従って人数を決定する。）により３事業年度を超えない任期で選出され、取締役会メンバーは任期満了時に再任されることができる。

現行の法的枠組みに基づき、全ての取締役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性の要件を満たしていなければならない。さらに、取締役は、2014年５月22日開催の臨時株主総会により承認された定款の第14条の２に規定され、2015年５月28日開催の臨時株主総会により修正された追加の誠実性の要件を満たしていなければならない。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法の規定に従って、定款は、少数株主により選出された取締役が、選出予定の取締役数の合計10分の３に相当することを確保するために、取締役会全体の選出は候補者名簿投票制度に従って行わなければならないと規定している。端数が生じた場合には、上の単位に切り上げられる。

2016年５月26日付けの臨時株主総会は、当社定款に特別な規定を導入することを決議した。当該規定に従い、議決権の過半数を取得した候補者名簿が、選任予定の取締役数の10分の７（端数が生じた場合には、下の単位に切り下げられる。）に達するために十分な数の候補者を揃えていない場合には、取締役会を構成するのに必要な残りの候補者は、少数候補者名簿（かかる候補者名簿の容量が十分である場合）から指名されることとなる。

各候補者名簿には法律で規定された独立性要件（すなわち、上場会社の法定監査役に関する要件）を満たす候補者が少なくとも２名含まれていなければならず、当該候補者を明記し、そのうちの１名を候補者名簿の最初に記載する。

株主総会の招集通知に記載されたとおり、３名以上の候補者を含む候補者名簿はまた、異なるジェンダーに属する候補者を含むものとするが、これは、取締役会の構成がジェンダー・バランスに関する適用ある法律を遵守していることを確実にするためである。同法律は、2020年の変更以降、選任される取締役の40%以上をより代表されていない性別に留保することを定めている。取締役会の選出手順に関して、会社定款は、この点に関し、投票後にジェンダー・バランスが達成されなかった場合に用いられる特定の修正機能（以下「スライド条項」という。）を規定している。

候補者名簿は、候補者を順番に掲載しなければならず、任期満了となる取締役会によって、又は個人としてであれ他の株主と共同でであれ、規則でCONSOBにより規定された当社の株式資本の最低割合を保有する株主によって、提出することができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在、最低株式保有割合は株式資本の0.5%相当である。）。候補者名簿は、それを提出する者により、取締役会の選出を決議するために株主総会が招集される日の少なくとも25日前までに、当社の本店に提出されなければならない。かかる名簿は当社により当社のウェブサイトにおいて公表されるものとし、また、取締役会の選出についての透明なプロセスを確保するため、株主総会の日の少なくとも21日前にはエネルの本店で閲覧に供される。

候補者の個人的特性及び専門的な資格証明に関する包括的な情報を記載した報告書は、法律及び／又はコーポレート・ガバナンス・コードの適用ある規定によって求められる独立性要件を満たしていることを個々の候補者が証明する記載を（該当する場合は）添付して、候補者名簿とともに当社の本店に提出されなければならず、また速やかに当社のウェブサイト上で公開されなければならない。

選任されるべき取締役を特定するため、候補者名簿上の候補者のうち、投票された議決権数が当該名簿を提出するために必要な割合の半分（すなわち、本書提出日現在では株式資本の0.25%）に満たなかった者は、考慮されないものとする。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選出されていない取締役の選任について、株主総会は、いかなる場合においても以下の点を確保して、法律により必要とされる多数決に従って決議する。

・独立性要件を満たす取締役が法律で規定された人数以上存在していること（つまり、取締役が７名以下の場合は少なくとも１名の独立取締役、取締役が７名を超える場合には２名の独立取締役を必要とする。）、及び
・ジェンダー間のバランス

取締役の交替は、適用ある法律の規定により規制される。かかる規定に加え、定款は以下の事項を規定している。

・１名又は複数名の退任する取締役が、選出されなかった候補者も含む候補者名簿から指名されていた場合、取締役会による交替は、退任した取締役が記載されていた名簿から候補者を順番に選任することにより行われなければならない。ただし、かかる者が依然として選出される資格を有しており、かつ役職を引き受ける意思がある場合に限る。
・いかなる場合においても、退任する取締役の交替に当たり、取締役会は法律により規定される独立性要件を満たした必要な数の取締役の存在を確保しなければならず、また、ジェンダー間のバランスに関する適用ある規定を遵守していることを確保しなければならない。
・株主総会により選任された取締役の過半数が退任する場合は、取締役会全体が辞任するものとみなされ、在任する取締役は、新たな取締役会を選出するため速やかに株主総会を招集しなければならない。

業務執行取締役の承継計画に関して、2016年９月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案を受けて、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会とともに、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の業務が通常どおり運営されることを確保するためにとられる手順を規定することを目的とした具体的な「非常事態計画」の内容を共有した。かかる「非常事態計画」に基づき、危機管理事例が発生した場合は、以下のようになる。

・取締役会会長は、主に最高経営責任者に関して想定されるのと同じ制限付きで当社の経営権限を引き受けるものとし、かかる権限及び発生業務の承認のために遅滞なく取締役会を開催するものとする。
・当社の所有構造を考慮して、早期に辞任した最高経営責任者が指名された候補者名簿を提出した株主により、最高経営責任者の交替に関する具体的な指示を事前に得ることが適切であるとみなされる。かかる指示は、自律しかつ独立した判断で取締役会によって評価されることになる。

・早期に辞任した最高経営責任者が指名された候補者名簿を提出した株主が、辞任から15日以内に当該交替について指示を出さなかった場合、取締役会は、最高経営責任者の役割を委任する取締役を選任するために、具体的な定時株主総会を開催するものとする。
・上記で最後に言及された株主総会において立候補が提出されなかった場合、又は、株主により提出された立候補のいずれもが株主総会で代表される株式資本の過半数に達しない場合には、取締役会は速やかに、当該分野を専門としたコンサルティング・ファームのサポートを得て、まずは、最高経営責任者の役割に最も適任であるとみなされる人物を選出するための候補者リストを作成することを目的としたプロセスを開始するものとし、かかる人物を選出し、その者を最高経営責任者として任命して、その者に適切な代表経営権限を委任するものとする。

エネル・グループは、メリットの適切な評価及び効果的な経営の継続性を確保するために、管理役職のポジションの承継に際して求められる経歴の特定及び差別化を促進することをめざした人材開発計画を管理するのためのシステムも取り入れている。

このプロセスは、エネル・グループの多様性及び包摂に対するコミットメントも考慮に入れて、組織的セーフガードを確保し、管理役職の各ポジションについて後継者候補のリスト及びそれぞれの成長をサポートするために必要となる発展措置を提供することを目指している。

かかるプロセスの有効性を確実にするために、当グループの全ての管理役職について、国際的なベストプラクティスに沿った方法に沿った主要な変数を考慮にいれ、また、その各々について、特に若年者、女性並びに機能間的及び国際的経験の安定性の確保に注意を払いながら短期的には「準備のできている」候補者を、また中期的には「補給路上の」候補者を特定して提示するように検討が行われている。

かかるプロセスは、個人的及び専門的経歴並びに後継者が特定されたポジションにとって十分な開発プロジェクトを見極めるための「能力管理」プロセスと並行して実施される。

1.3 役割及び機能

取締役会は、当社及び当グループの戦略、組織及び統制に関するガイドラインに対して権限を有しているため、当社のガバナンス体制において中心的な役割を果たしている。その役割を考慮して、取締役会は定期的に開催され、任務の効率的な遂行を確保することに努めている。

とりわけ、法的枠組み及び取締役会自体の特定の決議（特に、2020年５月に採択された決議）に従い、取締役会は、以下のことを行う。

・当社及び当グループのためのコーポレート・ガバナンス制度を構築する。この観点において、取締役会が、その株式が規制市場に上場されているエネルの子会社（現状14の発行体）のコーポレート・ガバナンスを強化するとともに、これらの全ての会社が該当地域でのベストプラクティスに従うことを確保することを目的としたいくつかの提案をまず2015年７月に承認し、その後2019年２月にさらに統合したことに留意されたい。その後、2017年12月、取締役会は、当グループのコーポレート・ガバナンス制度の基礎となる方針、特に、当グループの会社が事業を行う国々の法的枠組みに準拠し、統一的に適用できるように、取締役の利益相反及び関連当事者間取引に関する共通実施原則を定めた特別ガイドラインを承認した。
・取締役会の内部委員会（助言及び事前対応型の機能を有する。）を設置し、その委員を選任し、また、内部規則を承認することにより、かかる委員会の任務を定義する。2020年５月14日開催の株主総会後、取締役会が、2020年６月に、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関連当事者委員会、並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい（かかる委員会の構成及び責任に関する分析並びに委員会により実行された活動については、下記「2．委員会」を参照のこと。）。
・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限及び行使にあたっての手続（もしあれば）を規定し、当該権限を委任し及び撤回する。有効な権限に従い、2020年５月に取締役会が認めたように、最高経営責任者は当社の運営についてきわめて広範な権限を付与されている。ただし、法令若しくは規制の条項又は会社定款により別段の指定がされている権限や、又は以下に記載するように、取締役会の決議によって取締役会に留保されている権限は除く。

・法定監査役会とともに、最高経営責任者から、その権限を行使して実施される活動に関する情報（特別四半期報告書に要約される。）を受領する。特に、当該役職の権限を行使して行われた最も重要な取引の全て（一切の特殊若しくは異例な取引、又はその承認が取締役会に留保されないこととなった関連当事者との取引を含む。）に関して、最高経営責任者は、取締役会に対し、(ⅰ)当該取引の特徴、(ⅱ)関連する当事者及び当グループ会社との関係、(ⅲ)関連する対価の決定手続、並びに(ⅳ)損益計算書及び財務書類に関連する効果、について報告する。
・関連する委員会の分析及び提案に基づき、取締役及び戦略的責任を有する経営幹部の報酬方針について決定し、また、かかる方針を実施する中で、当該委員会の提案に基づき、また、法定監査役会との協議に基づき、最高経営責任者及び特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定し、経営陣のためのインセンティブ・プランの採用を決議する。この点に関して、2020年４月に、取締役会が、最高経営責任者、ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2020年報酬方針及び2020-2022年インセンティブ・プランを承認した後、改訂及び統合したことに留意されたい。
・受領した情報に基づき、当社及び当グループの組織、管理及び会計構造の妥当性を評価する。かかる評価は2020年３月に実施され、直近では2021年３月に実施された。
・最高経営責任者により提案された一般的な組織構造の変更について決議する。
・当社及び当グループの戦略、事業及び財政計画を検討及び承認し、その実行を定期的に監視する。年次戦略サミットで説明され、さらに取締役会が様々な会議で検討を重ねた2021-2023年戦略計画が、2020年11月に承認されたことに留意されたい[(2)]。この点に関し、当社内の現在の権限分配では、特に、取締役会が以下の事項の承認について決議するものと規定されている。
－当グループの年次予算及び事業計画（当グループ会社が作成した年次予算及び長期計画を組み込んだものである。）
－（最高経営責任者の提案により）当社及び当グループの戦略目標をも規定した戦略合意。

(2) 2021-2023年戦略計画は、2030年までの戦略的構想に照らして、脱炭素化、再生可能発電設備容量の拡大、エネルギー消費の電化及びネットワークのデジタル化を中心とした投資について定めている。その目的については、キャピタル・マーケッツ・デーの際のプレゼンテーション（www.enel.comのウェブサイトで公開されている。）を参照のこと。

・戦略、財務書類、損益計算書又はキャッシュ・フローに重大な影響を与える当社及び当グループの取引について、関連当事者との間で実施される場合や、さもなくば潜在的な利益相反の性質がある場合を含め、事前に検討し承認する。
特に、全ての大規模な金融取引（(ⅰ)当社による75百万ユーロを超える金額の借入契約の締結及び当社による社債の発行、(ⅱ)子会社による社債の発行又は借入契約の締結で、いずれも、エネルによる保証の供与が要求される場合又は取引額が300百万ユーロを超える場合、及び(ⅲ)エネルによる子会社又は第三者のための保証の供与で、いずれも、かかる保証が50百万ユーロを超える金額を対象とする場合、を意味する。）は、取締役会により事前に承認され（当社に関係する場合）、又は評価されなければならない（他の当グループ会社に関係する場合）。
さらに、50百万ユーロを超える金額の株式投資の取得及び処分は、同取締役会により事前に承認され（当社が直接実施する場合）、又は評価されなければならない（他の当グループ会社に関係する場合）。
・内部統制及びリスク管理制度の妥当性についてガイダンス及び評価を提供し、この点に関してコーポレート・ガバナンス・コードに規定された権限に沿って、当社及び当グループの戦略目標に適合したリスクの性質及び水準を定める。まず、取締役会は、取締役会内部で有効な内部統制及びリスク管理制度の制定及び維持を担当する１名又は複数名の取締役を特定する（2020年５月、取締役会は、この役割が最高経営責任者にあることを確認した。）。さらに、取締役会は、統制・リスク委員会の意見を得て、以下の事項を行う。
－当社及びその子会社に関する主なリスク（中長期的な持続可能性の観点から影響のありそうなリスクを含む。）を正確に特定し、適正に測定し、管理し、そして監視できるように、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを策定し、さらに、戦略目標に沿うように、かかるリスクの企業経営との適合性の水準を決定する。この点に関して、2013年11月、取締役会が、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを特別な文書において決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、その内容が2015年７月になされたコーポレート・ガバナンス・コードの改正に一致していることを確保するため、直近では2016年２月に更新された。）。さらに、2020年11月、取締役会は、2021-2023年戦略計画に規定された戦略目標に関連する主なリスクの、かかる戦略目標に沿った当社の経営との適合性について評価した。

－当社の事業の特性及びとられるリスクの種類並びにその有効性を考慮して、内部統制及びリスク管理制度の適切性を、少なくとも年に１回は評価する。2021年２月、取締役会がこの点で2020事業年度に関して肯定的な評価を表明したことに留意されたい。

－法定監査役会並びに内部統制及びリスク管理制度を担当する取締役との協議に基づき、「監査」部門の責任者が作成した作業計画を、少なくとも年に１回は承認する。この点に関して、2020年２月、取締役会が同年度の監査計画を承認したことに留意されたい。

－法定監査役会との協議に基づき、監査法人がマネジメントレター（もしあれば）及び監査の過程で発生した重要な論点に関する報告書（法定監査に関する新たな関連規制の枠組みの観点で、EU規制第537/2014号の第11条に従った追加の報告書を意図したもの）において記載した結果を評価すること。監査法人は2019年の財務書類（法定及び連結の両方）に関するマネジメントレターを作成しておらず、一方で、2020年５月に取締役会が、2019年度の財務書類（法定及び連結の両方）に関して実施された法定監査活動に関する追加の報告書において監査法人が記載した結果を評価したことに留意されたい。

－内部統制及びリスク管理制度を担当する取締役が取締役会会長に従って作成した提案に基づき、法定監査役会との協議に基づき、監査部門の責任者を任命及び解任し、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、さらに取締役会は、当該人材がその職責の遂行に十分な資質を有しているか確認する。かかる手続に従って、2014年７月、取締役会は、シルヴィア・フィオリを監査機能における責任者として任命したことに留意されたい。

・当グループの主要な会社の株主総会における議決権の行使について規定し、当該会社の取締役及び法定監査役を指名する。

・ジェネラル・マネージャーを任命し、関連する権限を付与する。2020年５月、取締役会は、フランチェスコ・ストラーチェを当社のジェネラル・マネージャーとして任命したことに留意されたい。

・最高経営責任者から受領した情報を使用して、当社及び当グループの一般業績を評価し、設定された目標の達成を定期的に検証する。

・株主総会に提出する提案を策定し、実行され計画された活動について当該総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に十分な情報をもって参加することができるために必要な要素に関する十分な情報を得られることを確保する。

2020年及び2021年の最初の数ヶ月の間に実施された追加の活動のうち、取締役会が以下の事項を行ったことに留意されたい。

－2020年２月、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会との協議に基づいて、エネルの取締役が重要な規模の他の会社で取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務めることのできる役職の最大数に関する特別な当社の方針を更新した。この修正は、かかる方針を主なプロキシーアドバイザー及び当該機関投資家がこの点に関して策定したベストプラクティスに合わせることを目的としている。

－2019事業年度に関するボード・レビューの結果を踏まえ、また、コーポレート・ガバナンス・コードの勧告に従って、2020年２月、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会との協議に基づいて、エネルの株主に対して取締役会の最適な規模及び構成についての指針を提示した。この指針の概要を示した文書が、新しい取締役会を選出する目的で招集される株主総会を考慮して、適時に当社のウェブサイト上で公表された。

－2021年２月及び３月、2020年１月31日に公表された新しいイタリア・コーポレート・ガバナンス・コードをエネルにおいて確実に実施することを目的としたいくつかの措置を採用した。かかる措置は2022年に公表予定のコーポレート・ガバナンス報告書において詳細に検討される予定であり、機関投資家がこの件について採用し、スチュワードシップ・コードに反映されたベストプラクティスを考慮した(ⅰ)取締役会の運営ルールを定めた内部規則の承認、(ⅱ)統制・リスク委員会、指名・報酬委員会並びにコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の組織規程の更新、(ⅲ)エネルの機関投資家、並びに株主及び社債権者一般との対話の管理方針（いわゆる「エンゲージメント方針」）の採用が含まれる。

－2021年３月、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第８次報告、及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会から発行体へ向けられた個別の連絡において示されたその後の提言を検討し、エネルのコーポレート・ガバナンス制度が、提言の内容に十分に一致していることを指摘した。

1.4 取締役会

以下の表は、2020年度に開催された取締役会の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	2	1	2	2	1	2	0	1	1	2	1

合計　16回
平均開催時間　３時間30分
2021年度に予定される会議　15回（うち４回は開催済み）

取締役会には通常、取締役全員が出席し、法定監査役会及びイタリアの監査裁判所を代表する裁判官も出席した。
2020年中、議題に関連する各種事項を担当する企業機能の責任者は、常に、取締役会に出席するよう招集され、最高経営責任者の招集に基づき、その価値ある貢献を議論に出した。

1.5 会長

2020年５月に開催された株主総会において、ミケーレ・クリストモがエネルの取締役会会長に任命された。
取締役会の活動の調整役としての任務を遂行し、取締役会の機能に関する積極的な指導を提供しつつ、会長は、取締役会を招集し、議題を設定し、議長を務め、各議題に関連した資料が各会議の開催日に先立ち取締役及び法定監査役に回覧されることを確実にするよう努める。この点に関して、取締役会は、一般的なルールとして、関連する取締役会の資料を送付するには３日前の事前通知が適合的であるという方針を採用し、しかしながら、かかる期間は、資料が特に重要及び／又は複雑である場合には延長し、緊急の取引又は進行中の取引及び単なる情報である場合には短縮され得るということも認識されたことに留意されたい。2020年、かかる期間は通常は遵守されたが、臨時の業務が行われていたことに関連してそれが不可能であったケースもわずかながら発生し、その場合でも、会長は、十分かつ正確な徹底した分析が取締役会で行われることを確保した。
会長はまた、取締役会決議が実施されているか否かを確認し、株主総会の議長を務め、（最高経営責任者と同様に）法的に当社を代表する権限を与えられている。
会社組織（株主総会及び取締役会）の機能に関して法律及び定款に定められた権限に加え、会長は、(ⅰ)最高経営責任者と共同で、当社の「監査」部門の責任者（取締役会に対して階層的に報告し、会長が監督的役割を行使する。）の任命、解任及び報酬に関する提案を取締役会に対して説明することに参加し、また、(ⅱ)取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンスの規則の適用において積極的かつ監督的役割を遂行するという職責も委任されている。
最後に、最高経営責任者との合意及び調整により、会長は、機関及び当局との関係を維持する。

1.6 最高経営責任者

2020年５月、取締役会は、フランチェスコ・ストラーチェをエネルの最高経営責任者として承認し、当社の経営のためのあらゆる権限を付与したが、法律若しくは規制の規定、当社の定款又は2020年５月に承認された権限構造に従って別途割り当てられているものは例外である（権限構造に基づき取締役会に留保される事項については、上記「1. 取締役会－1.3 役割及び機能」を参照のこと。）。
最高経営責任者には、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、内部統制及びリスク管理制度を担当する取締役の役割も帰せられている（かかる役割が担う任務の詳細な記載については、当社のウェブサイトにて閲覧可能である、内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。）。
最高経営責任者は、取締役会及び法定監査役会に対して、少なくとも四半期毎に、そして取締役会の会議中いつでも、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開について、また、当社及び子会社により実行される経済的、財務的若しくは世襲的側面に基づく最も関連する取引、又はその規模や性質に関して重要である取引について報告する。

1.7 業務執行取締役及び非業務執行取締役

当社の取締役会は、十分な専門知識及び職務能力を有する業務執行取締役と非業務執行取締役で構成される。

コーポレート・ガバナンス・コードに定められた提言に従い、以下の取締役は業務執行取締役とみなされる。

・当社（又は戦略的な関連を有する子会社）の最高経営責任者（会長は、個別の経営権限が付与されている場合、又は事業戦決定において特別な役割を担う場合には、これに含まれる。）
・当社（又は戦略的な関連を有する子会社）において業務執行の役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係する場合には、支配会社において業務執行の役職を務める取締役

上記の分類のいずれにも該当しない取締役は、非業務執行取締役とみなされる。

2020年５月に取締役会が行った分析によると、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを除き、同取締役会のその他全ての構成員（ミケーレ・クリストモ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルト）は、非業務執行取締役である。

非業務執行取締役の人数、専門知識、権限及び利用可能な時間は、それゆえ、その判断が取締役会でなされる決定に重大な影響を及ぼし得ることを確保するのに十分なものである。

非業務執行取締役は、審議中の問題を異なる視点から検討し、その結果として企業の利益に一致した、合理的で十分な情報に基づく決定を採択することを促進するため、その特別な専門知識を取締役会の議論に提供する。

1.8 独立取締役

2020年５月、取締役会の構成が更新され、関係する個人から提供された情報又はその他の方法で当社が入手できた情報に基づき、同じ取締役会が、取締役であるチェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルトが、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立取締役であることを検証し、認証した。ミケーレ・クリストモについては、コーポレート・ガバナンス・コードでは取締役会会長は独立取締役であると考えられていないため、かかるコードの下で構想される独立性要件は満たされず、当社の「重要な代表者」であることに留意されたい。

具体的には、取締役が、当社又は当社と関連する当事者との間で、その判断の自立性を現在損なう可能性がある関係を、間接的にも有しておらず、最近も有していなかった場合、当該取締役は独立取締役であるとみなされる。

通常どおり、取締役会が行った手続は、それぞれの独立性を評価するために関連するとみなされ得る、非業務執行取締役により担われる役職及び維持される関係を記載した情報書類の検討から始まった。この段階は、自身の役職に関して各非業務執行取締役が実施した自己評価（該当する各取締役からの個別のステートメントの実行にも基づく。）に続き、その後に、その役職が検討対象となっている構成員を順番に退席させながら、最終評価が取締役会により集団で行われた。

非業務執行取締役の独立性を評価するに当たり、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに従い独立性要件が欠けているとみなされる場合を考慮し、これに関して、かかるコードで推奨される、形式よりも実質を優先するという原則を適用した。

取締役の独立性を評価するために、取締役会は、取締役及び当社又は当社関係者の間で直接又は間接的に生じ得る商業上、財務上又は専門的な関係に適用される特定の定量的なパラメーターに言及し続けてきた。かかるパラメーター（コーポレート・ガバナンス・コードに基づき独立性要件を満たさないとみなすべきケースとともに、当社のウェブサイトwww.enel.com 上で閲覧可能な2020事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１に明記されている。）を超えると、ケース・バイ・ケースで評価されるべき特定の状況下でない限り、原則として、該当の非業務執行取締役について、かかるコードに規定された独立性要件は満たされないこととなる。この点に関して、上記の非業務執行取締役の独立性に関する評価の間、取締役会は、かかるパラメーターはどれも超えていないことを認識したことに留意されたい。

上記の評価の間、取締役会は、非業務執行取締役の全員（すなわち、ミケーレ・クリストモ、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ、マリアンナ・マッツカート、ミレッラ・ペレグリニ及びアンナ・チアラ・スヴェルト）が、上場企業の法定監査役に求められる、法律（すなわち統一財務法）で定められた独立性要件も満たしているということも確認した（かかる要件は、当社のウェブサイトwww.enel.com 上で閲覧可能な2020事業年度のコーポレート・ガバナンス及び所有構造に関する報告書に添付された表１にも明記されている。）。

2020年６月、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性評価のために潜在的に関連し得る関係について取締役会が知ることを可能とする透明な評価手続に従い、コーポレート・ガバナンス・コードで推奨された基準を正しく適用したことを証明した。

全ての業務執行取締役及び非業務執行取締役の活動は、判断の独立性によって特徴付けられるものではあるが、上記の定義に従い独立取締役とみなされ得る取締役が（人数及びスキルの両方に関して）十分に存在し、取締役会及び委員会において重要な役割を担うことにより、全ての株主の利益の適切なバランスが確保される。

独立取締役は、2020年11月に、他の取締役が出席しない特別会議を開催した。取締役会の機能及び企業経営に関する最重要事項に焦点を当てたこの会議の間、独立取締役は、エネルの組織、並びに景気及び財務成績を持続可能性の観点から見たグローバル・リーダーシップと独自に結びつける能力に関して、満場一致で卓越した判断を表明した。同会議の間、独立取締役は、各活動分野に信頼できる専門家がいることを特徴とし、効果的な判断の独立性が保証された取締役会の構成への評価も表明した。取締役会の最適な機能に関して、信頼、尊重及び協調といった環境に基づく効果的で透明性の高い取締役会の議論を保証する責任を負う取締役会会長の役割の重要性が強調された。対処する問題の多様性及び複雑性を考慮すると、提供される情報の選択性及び妥当性をこれまで以上に重視した記録作成により、取締役会の議論の有効性を高めることができると指摘された。取締役会が今後有益な貢献をすることができる最も重要な経営問題として、投資計画及び経営陣の承継計画の策定が強調された。最後に、独立取締役は、（構造による恩恵も受けて）取締役会の業務のさらなる強化を目的とした考えを共有しながら、取締役会及びその委員会の業務をサポートすることを目的とした記録文書の送信時期について、感謝の意を表明した。

1.9 取締役の役職就任数制限

取締役は、重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はこれらと同等の職位）として務める役職の数及び性質、並びにその他の機能又は専門的活動及びそれに関連して務める役職で求められる関与の両方を考慮し、任務を真摯に遂行するために必要な時間を費やすことができるとみなした限りにおいて、その役職を引き受け、かつ維持する。

この点に関し2006年以降、取締役会は、取締役がエネルの取締役会における職務を効果的に遂行するために十分な時間を取れるよう、また、取締役が取締役会の下に設立された委員会に参加できるよう考慮し、取締役が重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務める役職の最大数に関する方針を承認した。

かかる方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能。）は、直近では2020年２月に、その内容を主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家がこの点に関して策定したベストプラクティスに合わせることを目的として更新された。

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、かかる方針は、以下の種類の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務める役職を重要とみなしている。

a)イタリア又は外国の企業で、規制市場に株式を上場している会社
b)イタリア又は外国の企業で、規制市場に株式を上場していないが、保険、銀行又は金融の分野で事業を行っている会社
c)上記a)及びb)に特定される以外のイタリア又は外国の企業で、直近の承認済みの単独又は連結ベースの財務書類に基づき6,600百万ユーロを超える資産及び／又は7,600百万ユーロを超える収益を有するイタリア及び外国の会社

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、取締役会が採用した方針は、エネルの取締役及び重要な規模の他の会社の取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）の両方において、関与する各人が遂行する職務に関する関与（関連する計算からエネルの子会社及び関連会社において遂行する職務を除く。）に応じて、役職数に区分された制限を設けている。

エネルの最高経営責任者は、エネル・グループに属さない重要な規模の他の会社で自身以外のエネルの取締役が最高経営責任者を務めているところの取締役の役職を兼任してはならないと明示的に定められている（「兼任重役制」と称される。）。

さらに、この方針に従って、重大かつ正当な履行障害がない限り、取締役は、取締役会及び当該取締役の参加する委員会の会議の少なくとも90%に出席することを約束する。

上述の方針に従ってエネルの取締役が提供する情報、並びに直近で2021年２月の取締役に関する照会を参照すると、エネルの取締役が現在、重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の職位）として務めている役職の数は、当該方針で設定された制限に適合している。

1.10 取締役会及びその委員会の機能の評価

2020事業年度末及び2021年の最初の２ヶ月間、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき採用されている、海外で追求されている最も進歩的なコーポレート・ガバナンスの実務に従って、この分野の専門コンサルティング会社であるスペンサー・スチュアート・イタリア・エスアールエルの補佐を得て、取締役会それ自体及びその委員会の規模、構成及び機能の評価（ボード・レビュー）を実施した。（コーン・フェリー・インターナショナル・エスアールエルが属するネットワークは、2020年において、エネル・グループとの間でこの他にも限定的な重要性の職務関係を有していたが、同社の独立性を具体的が損なうものではなかった。）当該ボード・レビューは、2004年以降、取締役会により毎年実行されてきた同様のイニシアチブを踏襲している。

2020事業年度に関して、2018年及び2019年同様、ボード・レビューは取締役会のみならず、法定監査役会についても検討した（法定監査役会に関するかかる活動の方法及び結果については、下記「3. 法定監査役会－3.5 法定監査役会の機能評価」を参照のこと。）。さらに、やはり過去２年同様に、ボード・レビューは、「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、取締役会の全体としての機能だけでなく、各取締役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実行された。

取締役会に関するボード・レビューは、最初に、各取締役により記入された質問表（取締役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）を用いて行われた。質問表から生まれた最も重要な問題、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各取締役の参加度合いの両方について徹底的な分析を行うために、その後にコンサルティング会社による個人面接が行われた。法定監査役会の構成員も、追加の適正な視点で評価過程を充実させるため、取締役会の全体的な機能の監視役として、当該活動に関与した。コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、取締役会の全体的なボード・レビューの過程を参照し、予備的及び監督的機能を果たした。

特に、質問表及び面接は、(ⅰ)企業戦略の決定並びに内部統制及びリスク管理制度の効率性及び有効性に関する取締役会自体の認識等、主要な問題に関する取締役会の有効性、(ⅱ)とりわけ情報フローの完全性及び迅速性、議事録の質、並びに取締役会事務局及び経営陣トップによるサポートに関する取締役会会議の組織及び運営、(ⅲ)現在までにCOVID-19パンデミックが当社の事業に与えた影響、これに対処するために講じた措置の有効性及び迅速性、並びにこの件に関して取締役会が果たした役割、(ⅳ)当社及び当グループの事業戦略及びモデルにおける持続可能性原則の実施並びに取締役会で持続可能性の問題に払われる注意、(ⅴ)取締役会の議論及び意思決定プロセスの原動力、(ⅵ)特に会長及び最高経営責任者に注目した、取締役の役割及び責任、(ⅶ)同じくスキル及び経験の観点から見た取締役会及び委員会の規模及び構成、(ⅷ)委員会の機能、及び取締役会のサポート業務の有効性、に関するものであった。

ボード・レビュー手続において、コンサルティング会社は、エネルの取締役会の機能を国際的なベストプラクティスと比較する分析、並びに取締役会の規模及び構成に特有の問題に関して、主要なイタリア及び海外の上場会社と比較するベンチマーク分析の両方を行った。

2020年５月14日に開催された定時株主総会において任命された取締役会の任期の１年目である2020事業年度のボード・レビューの結果では、コンサルティング会社によって確認されたとおり、エネルの取締役会及び委員会がコーポレート・ガバナンス問題における国内及び海外のベストプラクティスに従って効率的かつ透明性をもって運営していることを実証することで、エネルの取締役会及び委員会の運営について前向きな総合的評価が強調されている。

ボード・レビューの結果ではまず、COVID-19パンデミックに関連する緊急事態による重大な影響として、取締役本人が取締役会会議に出席することが困難になり、お互い、並びに法定監査役会のメンバー及び経営構造をよく理解するという自然な過程が妨げられたことが強調されている。したがって、健康上の緊急事態が改善され次第、部分的及び／又は段階的であったとしても、取締役会会議及び対面による非公式の会合を開催することで、この理解を深める必要がある。

いずれにせよ、会長は、当社「会社業務」部門の支援を受け、適切なビデオ会議システムの構築及び文書のアップロードのためのITポータルの使用等、取締役会会議の有効性を最大限に確保するため迅速に行動し、最高経営責任者は、決意及び明確な方向性を持って経営陣トップとの調整を続け、パンデミックによって強いられた新しい方法が会社の事業に与える悪影響を最小限に抑えた。

以下の強みは、コンサルティング会社の行った分析により見出されたものである。(ⅰ)取締役会の構成の大部分が独立取締役であり、能力及び経験並びに十分な専門的経歴及び管理職の経歴の多様性の確かな混合に基づいており、これにより取締役会が招集される理由となった問題について十分に綿密な分析を行うことができる。(ⅱ)取締役会は、自己の役割について明確なビジョンを有し、最高経営責任者と積極的に意見交換していること。(ⅲ)取締役会の各メンバーが議論へ参加する際は批判的かつ建設的な考え方が特徴であること。（ⅳ）会長と最高経営責任者との関係が流動的と捉えられ、最近の共通の知り合いによる影響を受けていないこと。(ⅴ)委員会活動の質並びに委員会による取締役会の活動へのサポートが、満場一致で賞賛される結果となったこと。(ⅵ)「会社業務」部門の支援が肯定的に評価されていること。(ⅶ)取締役会のメンバーが大幅に入れ替わったことからも、2020年下半期に策定され事務に特化した広範囲にわたる誘導プログラムが全面的に評価されたこと。コーポレート・ガバナンスの問題に関する１回以上の綿密な対話を始め、今後もかかる誘導プログラムを継続することが望まれている。(ⅷ)持続可能性に関する問題は企業戦略に完全に組み込まれているととらえられていること。

コンサルティング会社が行った分析により、取締役会の行動の有効性を一層高める上で着目すべき数々の問題が明らかになった。これらの問題には以下が含まれる。(ⅰ)徹底的な分析及び説明についての議論及び質疑を可能とするため相対的なプレゼンテーションを確実に重視しつつ、取締役会が権限を有する事項を取締役会に提示する経営陣トップの数を増やす機会、(ⅱ)取り組む問題の妥当性とその議論にかける時間を完全に一致させることを取締役会会長が約束し、また検討中の問題について体系的かつ集中的アプローチに基づいて随時介入することを取締役会メンバーが約束する等、取締役会会議に費やす時間に注意を集中させる必要性、(ⅲ)会議開始時に最も重要な問題に体系的に取り組むことを目指すこと。

取締役会は、COVID-19パンデミックによって引き起こされた健康上の緊急事態が改善され次第、できれば対面で出席する非公式の会合において、コンサルティング会社が行った分析を適切かつ徹底的に検討することで合意した。

最後に、以前のボード・レビュー及び2016年に実行された同様のイニシアチブで挙げられた提案を受けて、2018年に社内環境についての個別調査が実施されたが、それは当社及び当グループ全体の従業員を対象としたものであり、回答率はとても高かった（86%超）ことを再認識されたい。この調査は、当社の戦略のいくつかの本質的な側面がどれほど従業員に共有されているか、そして、労働条件の個別の関連指標がどのように認識されるか、を測定することが目的とされた。調査への回答は、社内環境調査のいくつかの側面に関する社内での重要な同意があり、2016年と比較して指標が改善したことが示された。2019年中、グループ全体のレベルの行動計画、並びに持株会社機能、事業ライン及び地理的エリア毎の具体的行動計画が策定され、これらを通じて労働環境調査から洗い出された主要なニーズ(例えば能力主義、個人の能力開発及びワークライフバランス）への対応が行われた。

最後に、2020年12月、世界的プログラム「公開聴取－未来を築くためのインタビュー」を開始した。これは当グループの全従業員を対象に、対象を絞った調査を通じて、全従業員の利益のために行うべき主要な取組みを確認することを目的としている（COVID-19による健康上の緊急事態が改善され次第、特に勤務形態に焦点を当てる。）。

1.11 取締役会の就任及び変更

取締役は自発的に、また自らの意思をもって、長期的に株主の価値を創出することを主たる目的としてその職務を遂行する。また、自身の役割に関する責任を自覚し、法定監査役会のメンバー同様、当社及び自身の機能の行使にかかわる法律及び自主規制に関する主なニュースについて、関連する事業部門から常に情報を得ている。

具体的には、2020年５月14日に開催された株主総会において取締役会の任命が決議された後、及びその構成の大幅な変更を考慮して、当社は、取締役が当グループが業務を行うエリア、企業のダイナミクスお及びその進化、市場の動向並びに基準となる法的枠組みに関して適切な知識を備えることを目指した特別の誘導プログラムを設け、それに法定監査人もかかわった。2020年には、当グループの全ての事業ライン及び当グループが事業を行う全ての地域、並びに国際サービス機能（すなわち「デジタル・ソリューションズ」及び「プロキュアメント」）及び従業員に関する主要な機能（すなわち「事務管理、財務及び統制」、「コミュニケーション」、「イノバビリティ」及び「人事及び組織」）、加えて外部専門家が関与する「デジタル変革」に関する会議に関して、17の誘導イニシアチブが実施された。

最初のボード・レビュー（2004年に実施）でのイニシアチブに続いて、2020年には、年間戦略サミットも開催された。これは、10月に開催され、専ら取締役会及び法定監査役会のメンバーが当グループの様々な産業における中/長期的戦略の分析及び詳細な評価、並びに2021-2023年戦略計画案の説明が行われた。

1.12 取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置

取締役会の構成に関して、エネルは、ジェンダーに基づきながらも取締役の専門的能力及び職務経歴について十分なレベルを確保することを第一の目的として、いくつかの多様性に関する基準を設けている。特に、2018年１月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会並びに指名・報酬委員会の提案に基づいて、統一財務法が定める規定を実施する際に、取締役会自体の最適な構成としては何が求められるかを説明した多様性方針を承認した。これは、取締役会が議論の対象となる問題を異なる見地から検討することのできる、複数の適格な視点を実体的に生かした決断を行うことにより、自身の機能を最も効果的に遂行することを目的としている。

かかる多様化方針を策定するに際して、取締役会は、多様性及び包摂は、30超の国で業務を行っているエネル・グループのような多国籍的グループの事業文化の２つの基本的な要素であるとの認識から進めた。特に、中／長期的な事業の持続可能性の基礎としての多様化の価値評価は、当グループの従業員並びにエネルの取締役会及び法定監査役会のメンバーの双方にとって、基準となる枠組みとなっている。

多様性の種類及び関連する目的に関しては、前述の方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能）は、以下のとおり表明している。

－おおむね、取締役は非業務執行職であるべきで、法律及びコーポレート・ガバナンス・コードで定められた独立性要件を満たしていなければならない。最善の構成は、とりわけ、過半数が独立取締役であるということをもって特徴づけられる。

－ジェンダー間のバランスについて定めた法律の規定が実効性を持たなくなった場合でも、任命に際しても、任期中についても、取締役の1/3以上が最も代表の少ないジェンダーに属する取締役で構成されることを継続的に確保することが重要である。

－当グループの国際的活動に関する姿勢を考慮し、1/3以上の取締役が十分な国際的な経歴を有する者であることを確保するべきである。ここで言う国際的経歴は、意見の標準化や「集団思考」の形成を防ぐうえでも重要であり、各取締役が国際的な場で遂行する経営的、専門的、学術的又は機関的活動の基準に基いて評価される。

－経営陣の継続性と刷新の間のより良いバランスを確保するために、取締役会内で異なる年齢及び年功構成がバランスよく組み合わされていることが保証されるべきである。

－非業務執行取締役は、上述の方針で特定された多様性並びに補完的な経歴及びスキルが混在するよう、経営的、職務的、学術的あるいは機関的経歴を備えた者で構成されるものとする。さらに、会長及び最高経営責任者が異なる役割を果たす限りにおいて、この方針では、それぞれの業務を効率的に遂行する上でより適切な能力、経歴及びソフトスキルについて説明されている。

多様性方針の実施方法に関しては、エネルの所有構造を勘案して、これまでの数回の変更に際して、取締役会は自ら候補者票を提出することを放棄してきたことに留意されたい。これは、株主から問題なく納得いく候補者が提示されてきているからである。したがって、この方針は主に取締役会全体が変更される場合、株主が提出する候補者の方向付けを行って、かかる状況において、上述の様々な多様性の基準に沿って、取締役会自体の調和のとれた構成からもたらされるベネフィットが十分に検討されることを確実にすることを目標としている。

この点に関して、2019年度の財務書類の承認をもって任期が満了した取締役会は、2020年５月14日に開催された定時株主総会による取締役会の変更を考慮して、取締役会の最適な規模及び構成に関する指針を株主に提供する際、多様性方針において定められた基準を明示的に考慮したことに留意されたい。取締役会の現在の構成は、各種多様性に関する方針の目標におおむねかなっている。

指名・報酬委員会はまた、組織の規則によって定められたケース（かかるケースの詳細な説明は、下記「2. 委員会－2.2 指名・報酬委員会－任務」を参照のこと。）において取締役会に取締役に就任する候補者を提案することを求められたときには、株主から提出された提案（もしあれば。）を検討して、かかる方針の規定についても考慮する。

さらに、エネルは既に長期間にわたって会社組織全体においてジェンダーにかかわらず平等な処遇と機会が提供されているか、また以下に記載する措置によってどのような結果が達成されたかの確認に特別な注意を払ってきていることに留意されたい。

エネルは2015年から国連グローバル・コンパクトと国連女性機関がジェンダー間の平等を促進することを目指して推進しているイニシアチブである「女性のエンパワーメント原則（Women Empowerment Principles）」に賛同し、女性の事業参加の促進に関する７つの主要原則を採用している。

また同じく2015年に、「多様性と包摂」に明確に焦点を当てた会社の方針を発表した。かかる方針は、現在もあらゆる種類の多様性に関し、差別の撤廃、機会の平等及び尊厳の平等、包摂並びに私的生活と職務生活のバランスを基本原則とし、主に多様性の４つの側面（すなわち、ジェンダー、年齢、国籍及び障害）及び包摂の文化に横断的に影響を与えることを目指した具体的イニシアチブを通じて「多様性と包摂」に関連した当グループの活動を導く上での基準点となる。

特に、ジェンダー間の機会均等を促進するために、当該方針は以下を目標とした具体的措置を特定している。

－人事的「配置」及び「採用」のプロセスにおいてジェンダー間の公正な配分を確保する。これによって、過去数年にわたり外部からの候補者のなかでの女性の割合が着実に増加している。

－大学との間で、いわゆるSTEM（すなわち、科学、技術、エンジニア、数学）学部での女性の修学を促進することを目指した共同プログラムを設計及び実施することを目的とした関係を構築する。この点に関しては、エネル・グループが業務を行っている主要な国でプロジェクトが進行中で、世界的レベルでこれにかかわる女性の学生の数がここ数年で着実に増加してきており、2020年は特に大きく増加した。

－当グループが業務を行っている全ての地域において従業員数が増加していくなかで、「ペアレント・プログラム」プロジェクトを通じて育児を行っていける環境を整備する。

同じくジェンダーの多様化に関して、女性の権限付与及び管理役職への登用をサポートし報酬の平等を促進するための具体的イニシアチブが実施されている。

プライベートの生活と職場での生活の間の柔軟性及び統一を促進することを目的として、数年前からエネル・グループが業務を行うほぼ全ての地域でスマート・ワーキングが実施されている。さらに、COVID-19パンデミックによる緊急事態に関連して、リモートで遂行可能な業務を行う37,000名を超える従業員についてはこれを恒常的措置としており、そのうち約44%はイタリアの従業員である。

近年、コミュニケーション・キャンペーン及びその目的のための世界的イベントを通じて、あらゆるレベル及び組織であらゆる多様性の包摂の文化を普及し強化するための啓蒙活動が強力に展開されている。特に、2020年においては、包摂を促進する職業環境を作ることの重要性、及び各従業員が真に包摂的な行動を取る責任に焦点を当てたイニシアチブが実施された。

「多様性及び包摂」に関して達成された結果は、様々な種類の「主要パフォーマンス指数（KPI）」に基づいて測定され、エネルグループが業務を行う全ての国を対象とした報告書が四半期毎に作成されている。当グループの持続可能性計画には複数のKPIが含まれ、採用プロセスにおける女性の割合、並びに管理職及び中間管理職における女性の増加に関して目標を定めている。

2020年に、グローバル・ワークプレイス・ハラスメント・ポリシーに概略が述べられている原則に言及した、「ハラスメントに対する声明」を発表した。この方針は、企業が個人の尊厳の保護及び組織の健全性に対する関心を高めているなかで、機会の均等及び差別の撤廃の原則をまとめ、心身の健康の尊重、各個人の全体性及び個人性といった視点を確認するものである。

「人事及び組織」部門に関しては、2020年に「イノバビリティ・人事及び組織」に統合された「福祉及び多様性管理」という名称のユニットが、これらの課題に関する世界的レベルでのガイダンス及び監督の機能を担っている。

1.13 報酬

株主総会は、取締役の報酬を決定する。指名・報酬委員会の提案に基づき、また法定監査役会との協議に基づき、取締役会は、取締役会内に設立された、助言及び提案の機能を有する委員会の委員に対する追加報酬を設定する。会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの報酬の合計も、指名・報酬委員会の提案及び法定監査役会との協議に基づいて取締役会により決定される。

2020事業年度についての上記の報酬の構造及び金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して当社の本店及び当社のウェブサイトで閲覧に供されている、報酬方針及び支払った報酬額に関する報告書の第２部を参照のこと。

2. 委員会

2.1 組織及び業務規則

2020年５月14日に開催された株主総会において任命された取締役会は、以下の４つの委員会を取締役会内に設置した。

・指名・報酬委員会
・統制・リスク委員会
・コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会
・関係当事者委員会

したがって、報酬及び指名に関する責任（指名に関してはこれまではコーポレート・ガバナンス委員会に委ねられていた。）は、同一の委員会に共同で委ねられたことに留意されたい。かかる統合は、コーポレート・ガバナンス・コードに明確に規定された提言に従い、両委員会について規約に規定された組織要件を遵守し、また関連する任務が効果的かつ効率的に実施されることを確保する。

取締役会の承認した特別組織規定にこれらの上記の委員会の構成、任務及び機能が定められている。

特に、組織規定は以下を定める。

・指名・報酬委員会並びに統制・リスク委員会は、非業務執行取締役から構成され、その過半数（会長を含む。）は、独立取締役である(3)。

(3) 指名・報酬委員会及び統制・リスク委員会は、2014年６月以降、全員独立取締役で構成されていることに留意されたい。

・コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、過半数が独立取締役で構成されている。
・関係当事者委員会は、全員独立取締役で構成されている。

任務の遂行に当たり、委員会は各任務の遂行に必要な情報及び企業の部門へアクセスする権限を与えられており、各委員会について取締役会により承認された予算の範囲内であれば当社の費用で外部のコンサルタントを利用することができる（外部コンサルタントを利用する際に予算制限を受けない関係当事者委員会を除く。）。この点に関して、指名・報酬委員会が報酬方針に関する市場慣行について情報を取得するために外部コンサルタントを利用することを決定する場合、報酬委員会がコンサルタントが自己の判断の独立性を事実上損なう可能性のある状況にないことを事前に確認する一方、関係当事者委員会は、独立性、利益相反がないこと、及び委員会が意見を述べることになる取引におけるコンサルタントの対象事項に関する専門能力を確認することに留意されたい。

各委員会は、秘書役１名を選任するが、その者は委員の１人である必要はなく、秘書役には議事録を起草する職務が割り当てられている。指名・報酬委員会、統制・リスク委員会及びコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の各委員長は、取締役会に対し、各委員会により各会議で議論された事項を、委員会の会議後最初の取締役会会議中に報告する。

各委員会の会議には、法定監査役会会長又はその他の指名された監査役が出席するものとし（他の正規の法定監査役も出席する資格がある。）、また、該当する委員会の委員長の招請により、他の取締役、当社の機能の代表者又は委員会の任務遂行を支援することがある第三者の代表者も会議に出席することができる。統制・リスク委員会の会議には、通常、「監査」部門の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、人事及び組織部門の責任者も出席する。いかなる取締役も、自身の報酬に関して取締役会に提出される提案に対する決議のために招集された指名・報酬委員会の会議に出席してはならない。ただし、取締役会内に設立された委員会の委員全員に関係する提案についてである場合は、例外とする。

2.2 指名・報酬委員会

構成

2020年、指名・報酬委員会は、５月まではアルベルト・ペラ（委員長）、アルベルト・ビアンチ、チェザーレ・カラリ及びパオラ・ジルディニオから構成され、全員が独立取締役としての資格を備えていた。６月の再設置以降、同委員会は、アルベルト・マルキ（委員長）、チェザーレ・カラリ、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びアンナ・チアラ・スヴェルトから構成され、全員が同様に独立性要件を備えていた。取締役会は、前任期はアルベルト・ペラ及びチェザーレ・カラリが、今任期はアルベルト・マルキ及びチェザーレ・カラリが、財務事項における十分な知識と経験を有していることを確認した。

任務

2020年12月31日現在、指名・報酬委員会は、取締役会自体の規模及び構成並びに業務執行取締役及び戦略的責任を負う役員の報酬に関する取締役会の適正な質問、その評価及び決定を通じて、取締役会を補佐する責任を有している。

特に、2020事業年度版の組織の規則に準拠し、指名・報酬委員会は以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

2020年12月31日現在、同委員会は、指名委員会としての権限により、以下の任務を行う。

・取締役会の規模及び構成について取締役会に意見を述べ、取締役会に参加させるべきと考える管理職及び専門家の経歴を持つ者を推薦すること。
・当社の取締役としての効果的な業務遂行と両立すると考えられる重要な規模の他の会社において取締役及び／又は監査役（又はそれらと同等の職位）として務めることのできる役職数の上限に関する方針を内容とする提言を取締役会に行うこと。
・イタリア民法第2390条に基づいて取締役に課せられる競業の制限につき、株主総会が組織上の理由によりかかる制限を一般的に前もって適用除外とすることを承認した場合における、かかる制限の適用に関連した議論になりうる問題について、取締役会に提言を行うこと。
・以下の場合につき、株主から受領する可能性のある報告を考慮の上、取締役候補者を取締役会に提示すること。
－独立取締役を交代させる必要がある場合で、現任の取締役会が選任を行う場合
－取締役会の変更が行われる場合で、株主から提出された候補者名簿から必要な人数の取締役を選出できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される立候補者を自ら表明する可能性があると予想される場合
－取締役会の変更が行われる場合で、任期を終了する取締役会が定款に定められている、自ら候補者名簿を提出する権利を行使することを決断した場合
・コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会と協働し、最高経営責任者の通常の任期満了前の早期退任の際に、当社の活動が、確実に規則に従って管理されるよう、とられるべき手順が規定される、非常事態計画の草案作成に当たり取締役会を補助すること。

・最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、取締役会に対して、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会に従って新しい最高経営責任者を提案し、辞任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供される一切の指示を考慮すること。

2020年12月31日現在、同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下の任務を行う。

・取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針の提案を取締役会に提出し、かかる戦略的責任を負う執行役員に関して採用された方針の実施について最高経営責任者から提供された情報に基づき、かかる方針の適切性、全体的な一貫性及び実質的な適用を定期的に評価すること。
・業務執行取締役及び特定の役職を務める他の取締役の報酬並びにかかる報酬の変動部分に関する業績目標の特定についての提案を取締役会に提出し、又はこれらに関して意見を述べ、取締役会が採択した決議の実行を監視し、とりわけ、業績目標の実際の達成を確認すること。
・財務書類の承認のために招集される年次株主総会のために公表される報酬方針及び支払われた報酬についての年次報告書を予め検証すること。

さらに、報酬委員会としての権限により、任務の枠内で、同委員会は、経営陣向けに、適当な能力及び経験を有する人材を惹きつけ、動機付け、帰属意識を生み出し、価値の創造のための恒常的かつ永続的な努力を確保することを目的として着想された奨励制度（株式に基づくプラン（もしあれば）を含む。）の実行の策定及び監視に中心的な役割を果たす。

コーポレート・ガバナンス・コードにより推奨された任務に加え、指名・報酬委員会は、最終的に、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用及び大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者及び関連する会社部門を支援する任務を遂行することができる。

2020年度の当委員会の活動

以下の表は、2020年度に開催された指名・報酬委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	2	2	0	0	2	0	1	1	1	1

合計　　12回

平均開催時間　　２時間25分

これらの会議には、その構成員全員（並びに法定監査役会会長、及びその他の通常のメンバー）が規則どおりに出席したが、指名・報酬委員会は、（当社の費用で）外部の独立コンサルタントの助力を得て、以下の主な活動を行った。

同委員会は、報酬委員会としての権限により、以下を行った。

・2019年中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性及び有効な適用の評価
・2020年の取締役及び戦略的責任を負う執行役員の報酬方針についての提案の確定、並びに2020年の報酬方針及び2019年に支払われた報酬に関する報告書の草案
・2020事業年度の(ⅰ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期インセンティブ・プラン（MBO）、並びに(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する長期インセンティブ・プラン（LTI）について、並びに受益者に対する基準額の支払に関連する方法及び時期についての提案の策定
・COVID-19の流行状況が急激に変化していることを考慮して、2020年４月、2020事業年度の最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期インセンティブ・プラン（MBO）と最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する長期インセンティブ・プラン（LTI）とを修正して統合するため、いくつかの提案の取締役会への提出
・既存のインセンティブ・プランに基づく業績目標の達成の確認
・2020事業年度について（各報酬方針について変更がなければ2021年及び2022年の各事業年度についても適用される。）、取締役会会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの経済的及び規制上の取扱いを規定する決議案の策定

・2020年の報酬方針及び2019年に支払われた報酬、並びに最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップに対する2020年長期インセンティブ・プラン（LTI）についての株主総会の投票の結果の分析、並びにその分析に基づく(ⅰ)2021年の取締役及び戦略的責任を負う業務執行役員についての報酬方針の作成、(ⅱ)最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに向けた短期インセンティブ・プラン（MBO）、及び2021事業年度を基準とした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及び経営陣トップ向けのLTIプランの策定
・2021年２月、 上場会社の株主の長期間の関与の推奨に関するEU指令第2017/828号（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）を実施する2019年５月10日付け法令第49号に従って採用された報酬方針及び支払われた報酬についての報告書に関して、CONSOBの発行体規則の修正の検討

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下の事項を行った。

・コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会とともに、取締役会に、エネルの取締役が重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の役職）として務めることのできる役職数の上限に関する方針に対して、一定の修正を提案した。かかる修正は、前述の方針の内容を、主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家による議題で展開したベストプラクティスに合わせることを目的としている（上記「1. 取締役会－1.9 取締役の役職就任数制限」の項を参照のこと。）。
・コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会と共に、2020年５月14日に開催された株主総会における取締役会の変更を考慮して、エネルの株主に対して提示する取締役会の最適な規模及び構成についての指針を取締役会が策定する際の支援をした。

2.3 統制・リスク委員会

構成

2020年、統制・リスク委員会は、５月まではアンジェロ・タラボレリ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ及びアンナ・チアラ・スヴェルトから構成されており、全委員が独立性要件を満たしていた。６月の再設置以降、同委員会は、チェザーレ・カラリ（委員長）、サミュエル・ロイポルド、アルベルト・マルキ及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が同様に独立性要件を備えていた。取締役会は、前任期は取締役のアンジェロ・タラボレリが、今任期はチェザーレ・カラリ、サミュエル・ロイポルド及びアルベルト・マルキが、経理及び財務並びにリスク管理に関し適切な経験を有することを確認した。

任務

2020年12月31日現在、統制・リスク委員会は、内部統制・リスク管理制度、並びに定期財務報告書の承認に関する取締役会の評価及び決定を、十分な精査プロセスによって補佐する役割を有している。

特に、2020事業年度版の組織規定に従い、統制・リスク委員会は、以下の助言及び提案に係る任務を委任されている。

・取締役会についてのコーポレート・ガバナンス・コードにより委任された内部統制及びリスク管理事項に関する任務（かかる任務は、上記「1. 取締役会－1.3 役割及び機能」で分析されている。）の遂行において、具体的な意見を述べることにより取締役会を補佐すること。
・企業会計書類の作成を担う役員とともに、監査法人及び法定監査役会との協議に基づき、会計原則の適切な適用及び定期財務報告書を作成するための統一性を評価すること。
・当社の主なリスクの識別に関する具体的な観点からの意見を表明すること。
・内部統制及びリスク管理制度の評価に関する定期報告書、並びに「監査」部門により作成されたその他の報告書特に重要な報告書を精査すること。
・「監査」部門の独立性、的確性、有効性及び効率性について監査すること。
・特に以下の事項について、取締役会が委員会に割り当てた追加任務を遂行すること。
  －持続可能性報告書の内容及び法令第254/2016号により規定された非財務書類を内部統制及びリスク管理制度の目的との関連で精査し、この観点からの意見書を同書類の承認のために招集される取締役会に事前に提出すること。

－内部統制及びリスク管理制度に関連した主な企業規則及び手続で出資者が関係するものについて、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会とともに精査すること。この際、すなわち、法令第231/2001号に従い作成された組織及び管理モデル、倫理規定、「汚職ゼロ・トレランス」計画、及び人権に関する方針を参照の上、これらの文書を取締役会に提出して承認を受けまたその後これらの文書になされうる修正又は補完を評価すること。

・実行した取組み並びに内部統制及びリスク管理制度の妥当性について、少なくとも６ヶ月に１度、取締役会に報告すること。

・取締役会が認識済みの損害を与える可能性のある事象から発生するリスクの管理に関する、取締役会による評価及び決定を支持する準備活動を実施すること。

当委員会は、監査部門に対し、特定の事業分野に対する検査を行うよう要請することもできる。この場合、同時に、法定監査役会会長に通知するが、ただしこの者の仕事が要請した検査の対象に特に関連した業務であった場合は、取締役会会長、内部統制及びリスク管理担当取締役に通知する。

2020年度の当委員会の活動

以下の表は、2020年度に開催された統制・リスク委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
2	1	1	1	1	0	2	0	1	0	2	1

合計　　12回

平均開催時間　　２時間20分

かかる会議には、全委員が原則として出席し、いつも法定監査役会との共同会議として開催されてきたが、統制・リスク委員会は、以下の主な活動を行った。

－2020年について「監査」部門の責任者により作成された作業計画を評価し、その職責の範囲内において特に肯定的な意見を表明し、かかる計画の進行中の作業を監視した。

－2019年中に実施された監査活動の会計処理を評価し、これについて、その関連する結果に基づきその任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の適切性及び有効性につき、好意的な意見を表明した。最終的には、2021年２月、委員会は、2020年中に実施された監査活動の報告を評価し、その関連する結果に基づき、その任務の範囲内において、内部統制及びリスク管理制度の妥当性並びに有効性について、同様に好意的な意見を表明した。

－2021-2023年戦略計画の承認のために主な事業リスクの適合性をかかる計画に基づく目標に則して当社の経営陣とともに評価した。

－取締役会に対し、エネルの監督機関（以下「SB」という。）の変更に関する提案を提出した（これは2020年５月14日の定時株主総会をもって任期満了となった。）。

－法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルを遵守して2019年及び2020年の最初の６ヶ月間に実行された2020年事業計画並びに監視及び監督業務を検証するために、エネルのSBに数回にわたり会った。かかる会議において、委員会はSBの通常機能、及び同モデルにより規定された違反行為を防止するためのエネルの内部統制制度の適正について発表された好評価を認識した。SBとの会議中に、当委員会は、上記の組織モデルの更新を目的とした提案について、検証及び承認も行った。

－主な会計上の決定、最も重要な会計基準、並びに2020年中に取締役会の承認を受ける定期的な財務報告に関する新たな国際会計基準の影響について分析した。当委員会はまた、2019年度連結財務書類における減損テスト手続を精査し、それに関してその職責の範囲において、肯定的な意見を表明した。

－2019事業年度のエネルの財務書類及びエネル・グループの連結財務書類並びに2020年６月30日現在のエネル・グループの半期財務報告に関し、企業会計書類の作成を担当する最高経営責任者及び経営幹部が公表する発行物につき、エネル・グループの財務報告の過程に関する内部統制制度のライン監視及び検査の実施の結果を検討した。

－2019事業年度についての法令第254/2016号により規定された非財務書類と同時に、同年持続可能性報告書を検討し、その職責の範囲において、内部監査及びリスク管理制度の目的に関する同書類の内容について肯定的な意見を表明した。

－「監査」部門の独立性、適切性、有効性、効率性を非公開に監視した。
－倫理規定に基づき前事業年度及び2020年の第１期中に受領した報告書を評価した。
－EU非加盟国の法律に準拠して設立された子会社の会計の透明性、組織構造の妥当性及び内部統制制度に関する法規制の遵守が当グループ内で継続的に行われていることを確認した。
－当社及び当グループの組織上、事務管理上及び会計上の構造の適切性を評価するに当たり、取締役会をサポートした。
－(ⅰ)国際事業ラインである「国際発電」、並びに（ⅱ）「法務及び会社業務」、及び「グローバル・デジタル・ソリューションズ」部門のマネージャーと、実行された業務、それぞれの責任の範囲で存在するリスク、及びそれらの影響を軽減するために用いられる手段についての更新のために、会合した。
－エネル・グループの内部統制及びリスク管理システムの表示、並びに協調的コンプライアンス体制の下での税務分野でのリスクを管理及びコントロ―ルするシステムに関して、具体的に詳細な分析を行った。

2.4 関連当事者委員会

構成

2020年中、関連当事者委員会は、５月まではアンナ・チアラ・スヴェルト（委員長）、アルフレド・アントニオッツィ、アルベルト・ビアンチ及びチェザーレ・カラリから構成されており、全委員が独立取締役としてその要件を満たしていた。６月の再設置以降、同委員会は、アンナ・チアラ・スヴェルト（委員長）、サミュエル・ロイポルド、マリアンナ・マッツカート及びミレッラ・ペレグリニから構成され、全員が同様に独立性要件を備えていた。

任務

関連当事者委員会は、2010年11月に取締役会が採択した、関連当事者との取引のための具体的手続に従って、設置された。当該委員会は、基本的に、エネルの（また、随時関与のありうる、エネルが直接的又は間接的に支配する子会社の）関連当事者との取引の成立における利益に関して、事前に適時かつ適切な情報を受領した上で、関係する条件の有利性及び実質的な公正性について評価を明らかにし、具体的な理由を付した意見を表明することを最も重要な任務としている。かかる委員会は、重要性の高い取引（上記の手続において定義される。）に関しては、最高経営責任者及び情報を受領した事項に関して、交渉又は調査を担当した者からも情報を要求し、また、彼らに対してコメントを提供する場合もある。最後に、委員会は、同手続によって設立された諮問委員会によって「関連当事者」の認識又は取引の通常の性質に関する争点が提起された場合に、かかる件に関して判断を下す。

上記の企業手続規定の詳細な分析については、下記「9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス－9.1 関連当事者取引」を参照のこと。

2020年度の当委員会の活動

以下の表は、2020年度に開催された委員会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1

合計　　４回
平均開催時間　　１時間10分

関連当事者委員会の会議には、委員の過半数が規則どおりに出席し（法定監査役会の会長及び他の通常のメンバーも出席した。）、以下の主な業務が行われた。
－関係当事者取引の可能性のあるものについて検討を始め、この件について自ら選んだ外部のコンサルタントを任命した。
－CONSOBが上場会社の株主の長期間の関与の推奨に関するEU指令第2017/828 号（いわゆる「株主の権利Ⅱ」）を適用する2019年５月10日付け法令第49号の施行に鑑みCONSOBが公聴のために公表した関連当事者取引に関するCONSOB規定の修正を検討した。
－定期的に開示する財務書類に基づき作成された情報を分析した。当グループに属する会社により実行された関連当事者取引に関しては、特定の会社手続の適用を除外した。市場平均条件又は標準条件で実施された。

2.5 コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会

構成

2020年中、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、５月まではパトリツィア・グリエコ（委員長）、アルフレド・アントニオッツィ及びアンジェロ・タラボレリで構成され、全員が統一財務法に基づく独立取締役としての資格を有していた。アルフレド・アントニオッツィ及びアンジェロ・タラボレリは、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく独立取締役としての資格も有していた。６月の再設置以降、同委員会は、ミケーレ・クリストモ（委員長）、コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びマリアンナ・マッツカートから構成され、全員が統一財務法に基づく独立性要件を備えている。コスタンツァ・エスクラポン・デ・ヴィルヌーヴ及びマリアンナ・マッツカートは、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく独立取締役としての資格も有している。

任務

2020年12月31日現在、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、当社及び当グループのコーポレート・ガバナンスに係る評価及び決定並びに持続可能性(4)の問題に関して、取締役会を補佐する。この点に関して、2020事業年度版の組織の規則に準拠し、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

(4) 持続可能性は、とりわけ、気候変動に関連する問題、二酸化炭素の排出、水源管理、生物多様性、循環経済、健康及び安全、多様性、会社で働く人々の管理及び発展、コミュニティ及び顧客との関係、サプライ・チェーン、道義的行為並びに人権を含む。

- コーポレート・ガバナンスに関連する法的枠組み及び国内外のベストプラクティスの展開を監視し、重要な変更があった場合、取締役会を変更すること。
- 当社及び当グループが採用したコーポレート・ガバナンス制度が、適用ある法律、コーポレート・ガバナンス・コードに基づく提言及び国内外のベストプラクティスを遵守していることを検証すること。
- 必要又は適切とみなされた場合、上記のコーポレート・ガバナンス制度に関する修正の提案を取締役会に提出すること。
- このセクターに特化する法人への権能付与についての取締役会に対する提案を当委員会が策定するためのボード・レビュー手続を準備し、評価事項を明確にしてその点について従うべき手順及び日程を定めること。
- 指名・報酬委員会と協働して、最高経営責任者が通常の任期よりも早期に辞任した場合（いわゆる「危機管理」事例）に当社の適正な管理を保証するために実行される措置について規定する「非常事態計画」の作成につき、取締役会をサポートすること。
- 最高経営責任者が通常の任期満了前に早期退任した場合、取締役会に対して、指名・報酬委員会に従って新しい最高経営責任者を提案し、辞任する最高経営責任者が選任された候補者名簿を提出した株主により提供される一切の指示を考慮すること。
- 年次財務書類に含まれるコーポレート・ガバナンスに係る年次報告書を予め検証すること。
- 当社の事業に関連する持続可能性関連の事項並びに後者及びその株主の間の相互作用ダイナミクスを監視すること。
- 持続可能性計画に基づいて規定されたガイドライン及び持続可能性方針の実施方法を検証すること。
- エネルを主要な持続可能性指数に含めること、及びかかる事項に係る最も重要な関連性の高い国際的なイベントへの参加を監視すること。
- 持続可能性報告書及び法令第254/2016号により規定された非財務書類の全体の構成並びに内容の構成、当該書類による開示の網羅性及び透明性について検討し、この点に関して、それらを承認するために招集される取締役会に対して事前に意見書を提出すること。
- 株主にとり重要な関連性が高そうな主要な企業の規則及び手続を検証すること（かかる規則及び手続が内部統制及びリスク管理制度に関連する場合にはいつでも、統制・リスク委員会とともに検証する。）並びにこれらの文書について、その後改正又は補完される必要があるかを精査し、承認のために取締役会に提出すること。
- 取締役会により割り当てられた追加任務を遂行すること。

2020年度の当委員会の活動

以下の表は、2020年度に開催されたコーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員会の会議の月別回数を示している。

1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
0	2	1	1	0	0	1	0	1	0	2	3

合計　　11回

平均開催時間　　２時間

全委員（法定監査役会の会長及び他の通常のメンバーも出席した。）が規則どおりに出席したかかる会議において、コーポレート・ガバナンス及び持続可能性委員は、以下の主な活動を行った。

－2020年１月31日に公表された新たなイタリアのコーポレート・ガバナンス・コードの新しい部分を分析し、エネル内で確実に施行するための広範な措置（2021年初めに取締役会で検討されたもの）を承認した。

－指名・報酬委員会と共に、2020年５月14日に開催された定時株主総会による取締役会の変更を考慮して、エネルの株主に対して提示する取締役会の最適な規模及び構成についての指針を取締役会が策定する際の支援をした。

－指名・報酬委員会とともに、エネルの取締役が重要な規模の他の会社における取締役及び／又は法定監査役（又はそれらと同等の役職）として務めることのできる最大役職数に関する方針について、取締役会にいくつかの修正を提案した。かかる修正は、前述の方針の内容を主なプロキシーアドバイザー及び主要な機関投資家がこの点について策定したベストプラクティスに合わせることを目的としている（この点に関しては、上記「1. 取締役会－1.9 取締役の役職就任数制限」の項を参照のこと。）。

－ボード・レビューの過程を準備し、2020事業年度に関する自己評価手続において取締役会及びその委員会をサポートしてボード・レビューの全過程を監督するためのコンサルティング会社を選定した。

－コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第７次報告及びイタリアのコーポレート・ガバナンス委員会によるその後の提言を検討し、2019年度のコーポレート・ガバナンス報告書の構成及び内容並びに所有構造を共有した。

－エネル・グループの主要な上場会社のコーポレート・ガバナンス制度の段階的コンバージェンス・プロセスを分析した。

－2021-2023年持続可能性計画のガイドラインを検討した。

－2019事業年度についてのエネル・グループの連結財務書類に含まれる予定の、持続可能性に関する主要な記述を検討した。

－2019事業年度について法令第254/2016号により規定された非財務書類と同時に、同年持続可能性報告書を検討し、一般構造、関連内容の構成並びにかかる文書に記載された情報の完全性及び透明性について、その責任の範囲において、肯定的な意見を表明した。

－2020年にエネル・グループにより持続可能性に関して実行された主な活動及び主な持続可能性指数へのエネルの組入れを監視した。

－持続可能なファイナンスに関する欧州行動計画の進捗状況を検討した。

－法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルを更新する提案の内容及び目的を承認した。

－会社法及びコーポレート・ガバナンスに関する国内及びEUの法的枠組みの展開を分析した。これに関連して、委員会は特に、(ⅰ)上場会社の取締役会及び法定監査役（又はそれらと同等の役職の）会におけるジェンダー・バランスに関する規制についての2019年12月27日付け法律第160号（いわゆる2020年「予算法」）による修正、(ⅱ)戦略的分野において事業を行う企業に対するイタリア政府の特別権限に関する規制について、健康上及び経済の緊急事態に鑑みて2020年初めに行われた修正、並びに(ⅲ)非財務情報の開示に関するEU指令第2014/95号の改正についての欧州委員会の協議に注目した。

－主要な国内及び海外におけるベストプラクティスと比較したエネルのコーポレート・ガバナンスの位置付けについて、コンサルタント会社が起草したベンチマーク分析を検討した。

3. 法定監査役会

3.1 現在の構成及び任期

本書提出日現在の法定監査役会は、2019年５月16日の定時株主総会により選任され、以下の正規メンバーから構成される。
・バルバラ・タドリーニ　法定監査役会会長
・ロミナ・ググリエルメッティ
・クラウディオ・ソットリーヴァ
バルバラ・タドリーニは、19の機関投資家（その時点では当社の株式資本を合計1.73%保有していた。）の集団により提出された候補者名簿から指名され、株主総会で代表される株式資本の少数派（当社の議決権付株式資本の約9.70%）により投票されたが、その一方で、ロミナ・ググリエルメッティ及びクラウディオ・ソットリーヴァは、株主である経済財務省（その時点では当社の株式資本を23.59%保有していた。）により提出された候補者名簿から指名され、株主総会で代表される株式資本の多数派（当社の議決権付株式資本の約89.77%）により投票された。
上記の正規の法定監査役の簡潔な職務経歴は、下記「第一部－第５－３ コーポレート・ガバナンスの状況等－(2)役員の状況」に記載されている。
現在の法定監査役会の任期は、2021年度の年次財務書類の承認をもって満了する予定である。

3.2 選任及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、３名の正規の法定監査役及び３名の補欠の法定監査役から構成される。３事業年度の任期で定時株主総会により選任されるが、任期満了時に再任される資格を有する。取締役会に適用される定款の規定と同様に（そして、統一財務法に従って）、定款は、法定監査役会全体の選任が候補者名簿投票制度に従って行われなければならないことを規定している。これは、少数株主により指名された正規の法定監査役（会長の職務に就く資格を有する。）及び補欠の法定監査役（現職者が任期終了前に退任した場合は会長の職務に就く。）が法定監査役会に参加できるようにすることを目的とする。
この選任制度においては、候補者が順番に掲載された候補者名簿は、取締役職に係る候補者名簿の提出に関する規制とともにCONSOBにより規定される当社株式資本の最低株式保有数（すなわち、本書提出日現在のエネルの時価総額を踏まえると、最低株式保有数は株式資本の0.5%相当である。）を単独で又は他の株主と共同して保有している株主によって提出できるものとされている。
さらに、（正規の監査役及び補欠監査役の両方を考慮して）全体の人数が３名以上となる候補者を含む候補者名簿では、名簿中の正規の法定監査役に関する項目の最初の２枠と、補欠の法定監査役に関する項目の最初の２枠に、異なるジェンダーに属する候補者が含まれていなければならない。かかる規定は、法定監査役会の構成がジェンダー・バランスに関する現行の法律を確実に遵守することを目的としたもので、同法律は、2020年に行われた変更以降、常勤監査役の40%以上をより代表されていない性別に留保することを定めている。
法定監査役職に係る候補者名簿は、（取締役職に係る候補者名簿の場合と同様に、）法定監査役会の選任について決議するために招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに、当該名簿を提出する者が、当社の本店に届け出なければならない。当該名簿はその後、当社のウェブサイト上で当社により公表され、候補者の個人的な特徴及び職業上の資格に関する網羅的な情報とともに、総会の日の少なくとも21日前には当社の本店で公衆の閲覧に供されることとなる。法定監査役会の選任手続の透明性を確保するためである。
法定監査役会全体よりも少ない人数が選任されている場合、株主総会は、法律で要求される多数派に従い、上記の手続に従うことを必要とせず、しかしいかなる場合でも以下を確保できる方法で、決議する。
・法定監査役会における少数派株主の代表性を規定する法原則の遵守及び
・ジェンダー間のバランス

適用ある法律によると、法定監査役会のメンバーは、上場会社の法定監査役について規定される誠実性、専門的能力及び独立性の要件を満たさなければならず、この要件は（専門的能力の要件に関してのみ）定款の特別の規定により補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別の規則を通して制定したとおり、イタリア企業における取締役及び法定監査役（又はそれらと同等の職位）としての役職数に関する制限を遵守しなければならない。

2019年５月（すなわち、2019年５月16日の定時株主総会により選任されたメンバーが就任した時）から2020年２月を通じて、法定監査役会は、全ての正規メンバーが、統一財務法及びコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された独立性要件（後者により取締役について規定されている要件と同じ）を満たしていることを確認した。いかなる場合でも、法定監査役は、自身を選任した株主に関しても、自発的にかつ独立して行動している。

3.3 任務及び権限

法律により課せられる（上記「３ コーポレート・ガバナンスの状況等－（1）コーポレート・ガバナンスの概要－コーポレート・ガバナンスの概要及び構造－コーポレート・ガバナンス・モデル」に記載されている）任務の一環として、かつコーポレート・ガバナンス・コードに規定された提言に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

・当社の「監査」部門に、特定の企業の事業分野又は取引に関する検査を実施するよう要求する権限（法定監査役が個別に行使することができる。）
・各自の職務の遂行に関連する情報を統制・リスク委員会との間で迅速に交換する権限

また、法定監査役会は、法定監査に適用される法的枠組みに従って「内部統制及び監査委員会」としても行動する。

3.4 会議

以下の表は、2020年度に開催された法定監査役会の会議の月別回数を示している。

１月	２月	３月	４月	５月	６月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
2	2	3	4	1	1	3	0	1	2	4	4

合計　　27回
平均開催時間　　２時間10分

会議には、通常、全ての正規の法定監査役及びイタリア監査裁判所（Corte dei Conti）を代表する裁判官が出席した。

3.5 法定監査役会の機能の評価

2020事業年度末及び2021年の最初の２ヶ月間、法定監査役会は、2004年から取締役会に関して行われているのと同様にして、スペンサー・スチュアート・イタリア・エスアールエル（この分野を専門とするコンサルティング会社であり、2020年には、エネル・グループとの間で限定された重要性のあるさらに専門的な関係を持ち、いずれにしてもその独立性を具体的に損なうことのないネットワークに属している。）の補佐を得て、法定監査役会自体の規模、構成及び機能に関する評価（いわゆる「ボード・レビュー」）を実施した（取締役会のボード・レビューの方法及び結果については、本セクション「取締役会－取締役会及びその委員会の機能の評価」を参照のこと。）。

これは、コーポレート・ガバナンス・コードの下での具体的な提言はないものの、法定監査役会が2018年から採用してきたベストプラクティスである。ボード・レビューは、「同僚同士のレビュー」方法に従って、すなわち、法定監査役会の全体としての機能だけでなく、各法定監査役によりもたらされた貢献の仕方及び内容も評価することによって、実施された。

法定監査役会に関するボード・レビューも、各法定監査役による質問表（法定監査役会の全体としての規模、構成及び機能に関するもの）の記入を通して行われた。質問表の記入の後には、質問表から生まれた最も関連する側面、並びに貢献の仕方及び内容という観点での各法定監査役の参加度合いの両方について深く分析するためにコンサルティング会社による個人面接が行われた。

現行の規制により法定監査役会に委任された多くの重要な任務を考慮し、質問表及び面接は、(ⅰ)前事業年度のボード・レビュー終了時に提案された行動、及び実績の追跡分析、(ⅱ)強みと改善すべき点を特定するため、法定監査役会の任務の適切な実行を識別する主要な側面、(iii)特に情報フローの完全性及び迅速性、議論の活発さ、採用された意思決定プロセス並びに議事録の質に関して、法定監査役会の会議の組織及び運営、(iv)法定監査役の結束及び強調度合い、並びに取締役会及び経営陣トップとの関係の質、(ⅴ)割り当てられた任務及び責任の認識、並びに支払われる報酬の適切性、(vi)エネルの法定監査役会の規模、並びに職歴、スキル及び経験の観点での法定監査役会の構成に関するものであった。

2020年のボード・レビューの結果は、法定監査役会の規模、構成及び機能について、法定監査役が全員一致で適切と判断した旨を表明したことを示していた。前年の結果と比較すると、法定監査役会が効果的で、効率的で、基準となる規制枠組みに沿った運営方法を採用したことが確認できる。

COVID-19パンデミックを原因とする緊急事態によっても、法的監査役が対面の会議に出席することが困難になっている。それにもかかわらず、任期１年目に得た協調の精神及びお互いの知見により、法定監査役はこれまでと同様の活動を続け、当社及びエネル・グループの事業に関する知識を深め、またリモートワーク中も有効であることが証明された運営方法を強化することができている。

他方、法定監査役は、2020年５月に初めて選出された取締役と直接会って対話することできないため、彼らとは徐々に面識を持つようになっているところである。

特に、2020事業年度のボード・レビューの結果では、以下の強みが強調されている。(ⅰ)法定監査役会の構成が多彩な経歴を持つ人材で特徴付けられており、それが（年齢、ジェンダー、スキル及び職歴により）様々な分野を監督する法定監査役会自体の能力に適していること。(ⅱ)法定監査役会が、落ち着いた雰囲気の中で、特色のある補完的なスキル及び高水準の専門知識の相互認識に基づいて活動しており、また、自身の役割及び活動範囲に関する明瞭なビジョンを有していること。(iii)法定監査役が、事業上の問題を徹底的に検討し、エネル・グループが事業を行う分野に関する自らの知識を広げようとする意思と意欲を有していること（2020年に策定された体系的な誘導プログラムについては、この点に関する大きな感謝の意を示している。）。(iv)法定監査役が、会議のために準備するお互いの勤勉さと、建設的な精神でその職務を遂行しようとする各自の意欲を認識していること。(ⅴ)特に（法定監査役により明確で完全であることが判断される）法定監査役会に提出される書類の作成に係る協力、及びその提出の迅速性に関して、「会社業務」部門の支援が特に評価されていること。

支払われる報酬に関しては、法定監査役は、エネルの各種法人について2020年に彼らが参加しなければならなかった会議の多さ（80を超える。）を考慮すると、任務を精力的にこなすことで求められる関与が報酬額に適切に反映されていないと指摘している。

3.6 法定監査役会の多様性方針

法定監査役会の構成に関して、エネルは、ジェンダーも基礎とした多様性基準を適用している。特に、2018年１月、法定監査役会は、統一財務法により定められる規定の実施に際し、法定監査役会自体の構成の最適な特徴を説明する多様性方針を承認した。これは、法定監査役会が、議論対象の問題を異なる観点から検討することを可能とする複数の適格な視点を具体的に活用して決定することにより、その機能を最も効果的な方法で行使するためである。かかる方針の精神的な原則は、取締役会により承認されたこれに対応する文書に関して説明されるものと同様である（詳細は、上記「1. 取締役会－1.12 取締役会の多様性方針並びに会社組織の中でジェンダーにかかわらず平等な処遇及び機会を促進するために採用された措置」を参照のこと。）。

多様性の種類及び関連する目的に関して、法定監査役会により承認された方針（当社のウェブサイト上で閲覧できる。）は、以下のとおり表明している。

－ジェンダー間のバランスを要求する法律の規定がもはや有効でなくなったときは、いかなる場合でも、選任時と任期中の両方で、法定監査役会の少なくとも1/3が、最も代表されていないジェンダーに属する法定監査役によって構成されることを確保し続けることが重要である。法律で定められた規定に加えて、法定監査役会の少なくとも1/3が、最も代表されていないジェンダーに属するメンバーにより構成されることを確保し続けることも適切であるとみなされる。

－当グループの国際的な活動に関する見地から、十分な国際志向の経験を有する少なくとも１名の正規の法定監査役の参加を確保することが考慮されるべきである。そのような国際的な経歴は、意見の標準化及び「集団思考」の展開を防ぐためにも重要であると考えられ、各法定監査役が国際的な文脈で行う経営的、専門的、学術的又は機関的な活動の基準において評価される。
－経営陣の継続性と刷新のバランスを保つために、異なる年齢とともに、異なる年功のバランスのとれた組合せが法定監査役会の中で保証されるべきである。
－法定監査役は、全体として、エネル・グループが行う事業、つまり電力及びガスのセクターにおいて、有能であるべきである。この目的のために、法定監査役は、当社が組織する誘導プログラムに参加するよう促される。
－法定監査役は、多様性並びに補完的な経歴及びスキルを混在させるべく、経営的／専門的／学術的あるいは機関的な経歴を有しているべきである。特に、少なくとも正規メンバー１名及び補欠メンバー１名は、監査役名簿に登録されなければならず、最低でも３年間の法定監査を経験していなければならない。さらに、職歴に関する要件が法律及びエネルの定款で要求されており、方針において確認されている。加えて、会長により果たされる重要な役割を考慮して、方針では、関連する任務にとってより適したソフトスキルが説明されている。

多様性方針の実施方法に関して、エネルの定款は、法定監査役会の改選の観点で候補指名簿を提出する権利を取締役会に与えていない。こうして、方針は、専ら、法定監査役会全体を改選し又は関連する構成を統合する場合に株主から提出される候補者を志向し、かかる状況で、上述の様々な多様性基準に沿って、法定監査役会自体の調和のとれた構成からもたらされる利益を十分に考慮することを確保することを目的としている。

2020年２月、法定監査役会は、その現在の構成が、異なる種類の多様性に関して当該方針により定められた目的を満たしていることを確認した。

3.7 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規のメンバーの報酬を、要求される努力、その役割の重要性並びにエネルの次元特性及び事業部門特性を考慮して、決定する。特に、2019年５月に定時株主総会は、職務を遂行するために必要な費用の償還に加えて、法定監査役会の会長は年間85,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有し、その他の正規の法定監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受ける権利を有することを確認した。

4. 内部統制及びリスク管理制度

エネル及び当グループの内部統制及びリスク管理制度（以下「SCIGR」という。）は、当グループ内の主な会社リスクが特定され、測定され、管理され、監視されることを目指した、一連の規則、手続、及び組織的事業体から構成される。

SCIGRは、当社及び当グループにより採用されたより一般的な組織及びコーポレート・ガバナンス構造における不可欠の部分であり、イタリアの、そして国際的なベストプラクティスに基づいている。特に、当該制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの提言を考慮に入れ、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「COSO報告書」という。）（分析のために国際的に認識されたベンチマーク及びSCIGRの有効性の統合的評価から構成される。）と一致している。

実施されているSCIGRは、取締役会により決定された会社目標の達成に影響を及ぼす取締役会の能力に関して、主要なリスクが特定され、評価され、管理され、監視されることを可能にするため、当該目標と一致する会社管理に貢献している。特に、SCIGRは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効性、法人及び市場に提供される情報の信頼性、会社定款及び内部手続とともに法令の遵守を確保するために貢献している。

そのため、SCIGRは、会社組織の中で主要な役割を果たしており、十分な情報に基づいてリスクの傾向と一致した意思決定、並びにリスク、法律及び企業価値に関する適切な情報の普及に貢献している。実際、統制の文化は、当グループ規模の価値において重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための方法の展開及び適用において会社組織全体に影響を与える。

より具体的に、SCIGRは以下の特徴を有する。

・全ての事業レベルでの統制活動を定め、SCIGR自体に関与する主要な者の間で作業の重複を避けて協力を確保するため、職務及び責任を明確に特定する。
・共通の責任の下で集中する矛盾した作業を防ぐため、異なる組織ユニット間で、又は同じ組織ユニット内で、職務及び責任の分離を定める。特に、利益相反を防ぎ又はそれが不可能な場合は軽減させるために、事業及び統制活動の必要な分離を確保する。
・共通の言語の普及、リスクの測定及び評価のための補完的な方法及び手段の採用、並びにそれぞれに委ねられた任務の結果に関して異なる機能間での情報フローを定めることにより、統合される。
・統制機能が委ねられる異なるレベルでの報告プロセスにとって信頼でき適切な情報制度を確保することを目的とする。
・リスクの特定、評価、管理及び監視に係る任務の追跡可能性を保証し、そのような任務を支援する情報の源及び要素の再構築を長期にわたって確保する。
・従業員（及び第三者全般）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続に対する潜在的な不正又は違反を報告できるための、国内の、そして国際的なベストプラクティスと一致した内部告発手続を備えている。かかる内部告発手続は、報告者が匿名のままでいることを確保することを目的とした特別の情報経路の存在によって特徴付けられる。
・リスクの測定及び統制のための制度における非効率性の指標を構成し得る異常事態を明らかにする。
・観察された異常が速やかに適切なレベルの会社の責任部門に連絡されることを確保し、適切な是正措置を有効に実施することを可能とする。

SCIGRは、以下の３つの異なる種類の活動から構成される。

・「ライン」又は「第１レベル」統制であり、事業が適正に行われることを確保するために個々の事業ユニット又は当グループの会社がその過程において遂行する全ての統制任務から成る。かかる統制任務は、事業管理の第１の責任部門に委ねられ、全ての会社プロセスの不可欠な部分であると考えられている。
・「第２レベル」統制であり、特別の会社機能に委ねられ、典型的なカテゴリーのリスク（ほんの一例として、事業リスク、市場リスク（商品リスク及び金融リスク等）、信用リスク、戦略リスク、法的リスク及び（ノン）コンプライアンス・リスクを含む。）の管理及び監視を目的とする。エネル・グループの主要な会社リスク並びに目標及び財務リスクの管理方針に関する詳細は、本店又は当社のウェブサイト上で一般に閲覧できる2020事業年度に係る年次財務報告書を参照のこと。
・内部監査活動（「第３レベル」統制）であり、SCIGRの構造及び全般的な機能の検査を目的とし、ライン統制及び第２レベル統制を監視することによるものを含む。

SCIGRは、会社の事業の展開及び問題の状況、並びにイタリアの、そして国際的なベストプラクティスをも考慮に入れて、定期的な検証及び検査を受けている。

SCIGRに関与した主要な者の任務及び責任並びにかかる者の間での協力に関する詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な内部統制及びリスク管理制度のガイドラインを参照のこと。一方で、取締役会により、そしてSCIGRに関する統制・リスク委員会により2020年に行われた活動の詳細は、上記「1. 取締役会－1.3 役割及び機能」及び「2.委員会－2.3 統制・リスク委員会」を参照のこと。

5. 企業会計書類の作成を担当する役員

2020年において、エネルの企業会計書類の作成を担当する役員の役割は、「事務管理、財務及び統制」機能の責任者（すなわち、アルベルト・デ・パオリ）により担われた。当社の定款に従い、当該役員は、法定監査役会との協議に基づき取締役会により任命されたのであり、同定款で定められる専門的資格の要件を満たしている。

かかる担当役員の活動の詳細は、当社のウェブサイト上で閲覧可能な「内部統制及びリスク管理制度のガイドライン」を参照のこと。

5.1 財務情報に関するリスク管理及び内部統制の制度

企業会計書類の作成を担当する役員は、当社及び当グループの両方の観点で、財務情報の開示に重点を置いた特別の内部統制及びリスク管理制度（以下「ICFR制度」という。）を実施した。ICFR制度は、当社の年次財務書類、当グループの連結財務書類、及び当グループの連結半期報告書の作成を監督するものである。ICFR制度の目的は、欧州連合において採用された国際監査基準に合致した開示とするため、財務開示の信頼性、及び上述の財務書類を作成するプロセスの適切性を確保することである。

ICFR制度は、その具体化又は欠如により統制制度の目標達成が部分的に又は全体的に損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するための一連の活動として定義されるものであり、その後の、統制を特定し、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の達成を確保する手続を定義する活動によって補完される。

企業会計書類の作成を担当する役員は、特別な一連の手続（全ての関与する従業員はこの手続について知らされる。）の展開及び実施を監督した。それは、ICFR制度を維持し監視する活動の一環として、採用された方法及び上記の従業員の責任を記録するものである。具体的には、当グループは、当社の組織内での役割及び責任を定義する手続を設け、内部認証の具体的な流れを定めている。

整備された統制は、「設計」（すなわち、当該統制は、もし作動したならば、特定されたリスクを容認可能な方法で軽減するために適切なものであること）及び実際の「有効性」の両方を検査するために監視されてきた。

ICFR制度は、トレッドウェイ委員会組織委員会により発行された「内部統制－統合的枠組み」モデル（以下「COSO報告書」という。）に従って構築されたが、５つの要素（環境統制、リスク評価、統制活動、コミュニケーション制度及び情報フロー、監視活動）から構成されており、これらの要素は、それぞれの特性に応じて、事業体のレベル及び事業プロセスのレベルの両方で作動する。

COSO報告書は、ITの側面に関して、「情報及び関連技術に係る統制目標」モデル（いわゆる「COBIT」）により補完されてきた。

さらに、サーベンス・オクスリー法の第404条に規定されている適正な簿記に関する内部統制は、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式を上場している当グループの一部の南米の企業に適用されている。

ICFR制度の定義、実施及び管理のプロセスは、当グループ内の新たに買収された重要な会社にも適用されるように次第に拡大されてきているが、企業会計書類の作成を担当する役員の責任の下で実施され、以下の段階に分けられる。

・関与する経営陣に対する方法及び指示の伝達とともに、会社、プロセス、リスク及び統制に係る境界の定義
・プロセスとリスク評価の解析及び更新、統制と品質保証の定義、並びにプライマリー・キー・コントロールの特定及び更新（「トップダウン型のリスク・アプローチ」を用いる。）
・関連する経営陣により実行され自己評価を通じて実施される統制の設計及び有効性の評価（「ライン監視」と呼ばれる。）
・外部のコンサルティング会社による独立した検証活動の実施（当社の「監査」機能の独立した監視を受ける情報技術一般統制を除く。）
・乖離の評価、是正措置の承認及び監視
・最高経営責任者並びに年次財務書類、連結財務書類及び半期財務報告書に関する企業会計書類の作成を担当する役員により発行される最終的な証明書（内部証明の報告フローにより補助される。）を確定させるための、ICFR制度の結果の統合及び総合評価
・事務及び会計手続の配分及び公表

評価に含まれるべき当グループの会社の境界は、量的観点（連結財務書類への潜在的な影響の重大さのレベルに関係する。）及び質的観点（事業又はプロセスに関連した特定のリスクを考慮に入れる。）の両方から、具体的なリスクレベルに関して決定される。

ICFR制度の定義のため、まず、その具体化又は欠如により統制制度の目的（例えば、財務書類における要求及び財務情報に関連したその他の統制目的）の達成が損なわれる可能性のある活動又は事態を特定し評価するために、当グループレベルでのリスク評価が行われた。当該リスク評価は、不正行為のリスクに関しても行われた。

リスクは、事業体レベル及びプロセスレベルの両方で特定される。一方では、特定されたリスクは、その発生確率にかかわらず、いかなる場合でも、財務情報に顕著な影響を及ぼすと考えられる。他方で、プロセスレベルにおけるリスクは、質的及び量的な要素の両方を基礎として、潜在的な影響及び発生の可能性の観点で、関連する統制にかかわらず（「固有レベルの評価」として知られる。）、評価される。

リスクの特定及び評価に続いて、事業体レベル及びプロセスレベルの両方において、リスクが具体化する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的とした統制が確立された。

特に、会社又は会社グループの統制の構造は、統制する会社が統制される会社のICFR制度の設計及び有効性に対応し、決定し、監視することを可能とする、中央レベルで決定され当グループ若しくは具体的地域の場面で共通に適用される統制手段として、又は、単独の会社若しくは事業分野の観点で横断的な方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を定める。

事業体レベルでの統制は、COSO報告書で言及されている上記の５つの要素に従って分類される。

プロセスレベルでの統制の構造は、事業活動の実行中に起こり得る誤り又は不正を防ぎ、特定し、是正することを目的とした、手作業の又は自動化された一連の活動として、代わりに、特定の又は監視的な統制を提供する。

ICFR制度の効率性及びその持続可能性を長期にわたって改善するため、統制は、標準統制と重要統制にさらに分けられたが、このうち重要統制は、会計書類における虚偽の表示を防ぐことを目的とする決定的な統制を意味する。包括的な構造的統制もまた、事業活動の適正な実施及び統制を促進する一般的な状況を定義することを目的としたICFE制度の構造的な要素を意味するものとして、特定される。特に、包括的な構造的統制は、両立しない活動及び責任の分離（いわゆる「職務の分離」）に関連した統制であり、不正／過失に係る委任及び／又は隠蔽を促進しかねない任務及び職務が同一人に集中しないように確保することを目的とする。活動がITシステムの支援を得て実行される場合、割り当てられた役割及びユーザー名に関しても適正な分離が確認される。

重要と特定される会社の範囲内では、最大のリスクを有するプロセスが定義されて評価され、「トップダウン型のリスク・アプローチ」が適用された。そこで、当該アプローチに従い、当社は、上記リスクが発生する可能性を許容できるレベルにまで減少させることを目的として、一般的な監視及び特定の統制の両方に関して、最大の影響を及ぼすリスク及び関連する統制（以下「主要な重要統制という。）を特定して評価した。

財務情報に係るプロセスの適切性、リスク及び統制を評価するため、関連するプロセス及び統制の設計及び有効性を検証することを目的として、プロセス・マネージャー（活動、リスク及び統制を担当する者）により、６ヶ月毎に特定の監視が実行されている。

当該監視に加えて、その設計及び運営を確認するため、（当社の「監査」機能の一部による独立の監視を受けるIT統制（情報技術一般統制）を除いて、）主要な重要統制の中の重要な部分に関し、独立した検証活動が、毎年、外部のコンサルタント会社により行われている。

評価される各会社プロセスにとって、適切な書類（「事務及び会計手続」と呼ばれる。）が、役割及び責任、データ及び情報のフロー、並びに統制の要点を説明することを目的として保管される。

実施された評価の結果は、定期的な報告を通じて、企業会計書類の作成を担当する役員に伝達される。この定期的な報告では、統制の有効性及び／又は設計において生じ得る欠陥を、財務情報への潜在的な影響に関して、軽微、重要又は重大のいずれかの欠陥に分類している。

実施された評価により欠陥が明らかとなった場合、上記の情報フローにおいては、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的が達成されるために講じられ又は講じられる予定の是正措置も報告される。

これらのフローは、企業会計書類の作成を担当する役員が法定監査役会、統制・リスク委員会及び監査法人に対して提供する、ICFR制度の妥当性に関する定期的な開示／更新のためにも使用される。

上記の報告に基づき、そして関連する会社部署の責任者により発行された証明を考慮に入れて、企業会計書類の作成を担当する役員は、最高経営責任者とともに、単体財務書類、連結財務書類又は半期報告書（その時々で問題となっている関連書類による。）の作成のために確立された事務及び会計手続の妥当性及び実際の適用に関する特別の証明を発行する。

割り当てられたプロセス／サブ・プロセスの構造及び機能の確認を目的としてプロセスを取り仕切る者により行われた監視活動、並びに特定された関連する統制を受けて、事務及び会計手続から構成される書類（叙述、フローチャート、及び統制のリスト）が、その最終化をもって進めるために、支援制度から取り出される。

そうして、事務及び会計手続は、企業会計書類の作成を担当する役員により公表され、当社のイントラネット上に掲載される。

上記の方法の適正な適用を確保するため、当グループの財務開示に関する内部統制を取り仕切る組織及びライン監視に含まれるプロセスを取り仕切る個人の両方を対象として、特別の研修会が定期的に開催される。

さらに、注目すべきこととして、イタリアの税務当局に対して透明性のある協力的な態度を醸成するため、2017事業年度以降、エネルは、イタリアの国内法により定められた要件を満たす当グループの一定のイタリアの会社に、「租税協調的コンプライアンス」体制への参加を推進した。そのため、エネル・グループは、そのイタリアの会社に代わって、経済協力開発機構（OECD）のガイドライン及びイタリアの税法に沿った、「租税統制枠組み」（以下「TCF」という。）と呼ばれる税務リスクの個別的な報告、管理、統制及び認識の漸進的な実施を誓約した。

かかるTCF制度は、広義のICFR制度に含まれ、そこからマッピング処理基準及びリスク測定指標を借用している。2018年７月、イタリアの税務当局は、エネル及びその子会社であるイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーに、2017事業年度から開始した「租税協調的コンプライアンス」体制の実施を認める旨の命令を発した。

2020年12月、イタリアの税務当局は、他の３社のイタリアの会社（すなわち、セルヴィツイオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー、エネル・エネルジア・エスピーエー及びエネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー）を2019事業年度以降「租税協調的コンプライアンス」体制に参加させる命令を出した。

最後に、2020年12月にも、「租税協調的コンプライアンス」体制に参加するプロセスが、エネル・イタリア・エスピーエーに関して開始された。

6. 外部統制

6.1 監査法人

エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類の法定監査は、監査法人のKPMGエスピーエーが委任されている。

かかる監査法人への委任は、法定監査役会の提案に基づき、2019年５月16日の定時株主総会によって、2020から2028事業年度について行われた。

2020事業年度から、エネルの法定及び連結財務書類の監査を担当するパートナーはレナト・ナスキ（Renato Naschi）氏である。

2009年より、当グループにおいて事業を行う監査法人の独立性を維持するため、かかる監査法人又はかかる監査法人のネットワークに属する法人を当グループに属する会社が任命することを統制するための特定の手続が採用された。同手続は、その自主的な採用以降、エネルの法定監査役会が定めた当グループの主要な外部の監査役に対する独立性要件の管理及び監視に関して、重要なコーポレート・ガバナンスの柱となった。2017年11月、関連するイタリア法及び欧州の法的枠組みが変更した結果、エネルの法定監査役会は、「内部統制及び監査委員会」としての立場で、2010年１月27日付け法令第39号の19条に従い、2018年１月１日付けをもって上記の手続を更新した。かかる手続（直近では2021年２月３日に改正された。）に従い、同法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（すなわち、法定監査委託以外の委託任務で、かつ法令により規定される不適合性のない任務）の当グループの主要外部監査役又はかかる監査役のネットワークに属する法人への委託に関し、事前承認の依頼を受ける。主要な外部の監査役の独立性を妨げる可能性のない一部の類似した追加任務に関しては、法定監査役会は、事前の承認を表明することなく、むしろかかる追加任務の許可に関する事後の定期情報の受取人となるものとする。この場合、エネルの「監査」及び「会社業務」機能は、かかる簡素化された手続につき、必須条件の存在を随時確認するものとする。統制市場に株式又は社債を上場するエネルのグループ会社（エネルを除く。）又はその子会社による主な外部監査役のネットワークに属する法人への追加任務は、当該上場会社及びその経営上の自治に適用する法律に従い、外部監査役の独立性又は事後の定期情報の監視に関し、エネルの法定監査役会が行使するものと類似の機能を行使する企業体による事前承認の対象となる。

6.2 イタリア監査裁判所（Corte dei Conti）の監督

イタリア監査裁判所は、この目的のために選定した裁判官を利用してエネルの財務管理を監督する。この役割は2020年中、受託裁判官であるカルロ・アルベルト・マンフレーディ・サルウェッジが担っていた。

イタリア監査裁判所により選任された裁判官は、取締役会及び法定監査役会に出席する。この点に関して、取締役会は、裁判官に対し、参加した会社組織の各会議につき、1,000ユーロの参加手当を支払うことを決議した。

イタリア監査裁判所は、行われた監督の結果に関する年次報告書を上院議長府及び下院議長府に対して提出する。

7. 機関投資家及び株主一般との関係

エネルは、当社及び当グループが行う事業に関する理解度を高めるために、機関投資家に加え株主一般と各役割の相互理解に基づく継続的でオープンな関係を確保することは市場に対する義務のみならず、自社の利益にも即していると考えてきた。この関係で、エネルは、市場濫用に関するイタリア法及び欧州規制に従い、海外におけるベストプラクティスに即して、投資家との正しい透明性のある対話を継続している。昨年中は、かかる対話が、株主総会に参加する機関投資家数の大幅な増加につながった。

特にエネルは、上場以来、通常の株主と同様に、機関投資家との対話を専門とする部署を設けることが適切であると考えてきた。したがって当社は、(ⅰ)現在「管理、財務及び統制」部門の一部である「投資家関係」部、及び(ⅱ)「法務及び会社業務」部門の一部である「会社業務」部内のエリアを創設した。「投資家関係」部は、とりわけ以下を取り扱う。

－キャピタルマーケット・デーの文脈における、エネルの「エクイティ・ストーリー」の作成、当社の主要経営陣、機関投資家及び金融アナリスト間の会議の主催並びにかかる会議に提出する書類（財務情報の市場への定期的な開示時及び当グループの事業計画の更新時のもの）の作成
－格付機関及び債券投資家との関係管理
－エネルの株価に影響を与えるプレス・リリースの作成及び承認、並びに投資家に向けた当社のウェブサイト及び「エネル・インベスター」と呼ばれるアプリの開発及び更新に関し、「会社業務」部と連携した「コミュニケーションズ」機能の支援
－「イノバビリティ」部門の支援の下、環境、社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である投資家との関係管理
－上場子会社の株式資本を保有している機関投資家との関係管理につき、かかる子会社の所轄部署による調整
－「会社業務」部との連携による、株主総会も考慮に入れた、特定のコーポレート・ガバナンスの問題に関する機関投資家及びプロキシーアドバイザーとの関係の管理。この点に関して、2021年初め、エネルの株式資本における主要なプロキシーアドバイザー及び機関投資家とともに、これを所轄する本社部門は、コーポレート・ガバナンスの問題に関する明確な関与活動を実行したことに留意されたい。

最終的に、「投資家関係」部は、エネルの株価の市場動向に関する市場分析及び報告を作成し、財務アナリストのコンセンサスを監視する。

さらに、エネルは、投資家との有益で効果的な対話を確保するため、必要に応じて、対象となる特定の事項を考慮して、機関投資家との交流に様々な方法を利用している。これらの方法には、以下が含まれる。

－「エネル・インベスター」と呼ばれるアプリを適切に設定し、かつ当社のウェブサイト（「投資家」欄）に機関投資家（一般株主も含む。）に向けた特別な欄を適切に設け、関連性が高いとみなされる全ての書類及び情報を集め、経済／財務情報（財務書類、半期及び四半期報告書、金融界への発表、アナリストの予測、並びにエネル及びその主要な上場子会社が発行する株式の取引に関する情報、信用調査機関がこれらに与えた格付けをいう。）並びに株主及び社債権者一般の利益に関する最新のデータ及び書類（株価に影響を与えるプレス・リリース、未償還の債券、債券発行プログラム、エネルの法人の構成員、当社の定款及び株主総会の規則、株主総会に関する情報及び書類、当社のコーポレート・ガバナンスに関する手続及びその他の書類、倫理規定並びに法令第231/2001号に基づき規定された組織及び管理モデルをいう。）を提供する。

－当社が既に市場に開示した定期的な経済及び財政結果を解説するため、金融アナリスト及び機関投資家との特別な電話会議を開催している。各電話会議が開始すると同時に、各関係書類を当社ウェブサイト上（上記「投資家」欄）に掲載する。当グループの戦略上、重要性が高い臨時の取引が市場に開示された時には、臨時の電話会議を開催することがある。
－主要経営陣が最も関連性の高い機関投資家（と会い、当グループの戦略計画、最新の財政及び経済データ並びに継続している臨時取引（もしあれば）について説明する「ロードショー」を定期的に設定する。かかる機会は、主要経営陣が市場の要請に応えることを可能にする討論の機会である。
－主要経営陣が当グループの最新の戦略計画を機関投資家に説明する、金融界との年１回の会議（いわゆる「キャピタルマーケット・デー」である。）を開催する。かかる会議は、利害関係のある全ての機関投資家に対して開かれており、同じく当社のウェブサイト及び「エネル・インベスター」アプリを通して参加できる。

COVID-19パンデミックに関する健康上の緊急事態を考慮すると、2020年３月以降、（通常は説明会及びキャピタルマーケット・デー等を通じて対面で行われていた）金融界との対話は、バーチャルでのみ行われている。

8. 株主総会

株主総会を株主と取締役会間の協議のための重要な機会とみなすコーポレート・ガバナンス・コードに含まれる提言は、当社によって入念に検討され、完全に承認された。その提言は、株主総会への取締役の定期的な出席を約束するとともに、株主総会を適切に強化する具体策の採用が賢明であるというものであり、特に、（当社及びその子会社の）従業員株主の間での委任状勧誘を強化すること並びに株主総会における意思決定プロセスへの参加を促進することを目的とした当社の定款の規定について言及している（かかる規定は、上記「①－1. 所有構造－1.5 従業員の株式保有：議決権行使の仕組み」の項に詳細に記載されている。）。

イタリア民法、統一財務法及びCONSOBによって採択された施行規則における、上場会社の株主総会の機能に関する適用のある法令は、近年大きく変更及び修正され、株主の権利の行使が実質的に促進された。

株主総会は、定時及び臨時株主総会のいずれにおいても、とりわけ(ⅰ)取締役会及び報酬及び責任を決定する法定監査役の選任及び解任（もしあれば）、(ⅱ)財務書類及び純利益の分配の承認、(ⅲ)自己株式の購入及び売却、(ⅳ)報酬方針及びその実施、（ⅴ）株式に基づく報酬制度、(ⅵ)会社定款の変更、並びに(ⅶ)合併及び分割、（ⅷ）転換社債の発行について決議を行うことができることに留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時及び臨時株主総会は、通例１回招集され（ただし、取締役会が、株主総会は１回より多く招集されることが望ましいとみなす場合、招集通知にその旨を表明することにより、追加設定することができる。）、適用ある法律に規定された過半数をもって構成、決議され、また当社の登録事務所が所在する地方自治体において開催される（別途取締役会により決定された場合を除くが、ただしイタリア国内で開催されるものとする。）。

定時株主総会は財務書類を承認するため事業年度終了後180日以内に少なくとも１年に１回は招集されなければならない。

統一財務法は、株主総会に出席し議決権を行使する権利について、議決権を行使することができる者宛ての連絡によって証明され、仲介機関によって発行者へ送られ、株主総会が開催される日の７営業日前の日（以下「基準日」という。）の終了時の会計記録に基づき発行されなければならない、と規定している。

議決権を行使する資格のある者は、以下を行う。

・議題の事項について、株主総会の前であっても、招集通知中で指定された期限までに質問することができる。かかる質問は、株主総会中までに回答される。
・株主総会の通知に示された当会社のウェブサイトの特定の項目を通して委任状を送付することによって、電子的方法によっても、その委任状を当会社に提出することができる。
・代理人が株主に対して利益相反を生じさせている状況を書面により通知し、株主の代わりに代理人が投票しなければならない各決議について具体的な投票指示がなされている場合、株主総会において利益相反の立場にある代理人によって代理投票されることもできる。

・当社により任命された代理人に対して、全て又はいくつかの議題の事項についての投票指示が記載されている委任状を付与することもでき、これは株主総会の日の２営業日前の日の終わりまでに関係者へ送られなくてはならない。かかる委任状は、株主によってその費用が負担されるものではなく、CONSOBが作成した別表に従い記入されなくてはならず、投票指示がなされているものに関連する提案についてのみ有効である。

統一財務法及びCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの会社定款（当社のウェブサイトにて閲覧可能）は取締役会に、個々の株主総会に関して電子的方法による参加の可能性について定め、株主総会の招集通知においてかかる参加についての条件を指定する権限を与えている。

株主総会は、法律及び定款に加えて、当社のウェブサイト上で閲覧可能な特別規則に従って執り行われる。

株主総会は、取締役会の会長が議長を務めるが、会長が不在若しくは支障のある場合は副会長（もし任命されているならば）が議長を務め、両者が不在の場合、取締役会により指名された者が務め、指名のない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、秘書役の補佐を受けるものとし、議事録のドラフトが公証人に委託される場合には議長は出席しなくてもよい。株主総会の議長は、とりわけ総会が適正に成立していることを検証し、出席者の本人確認及び資格を検証し、手続を規制し、投票の結果を確認する。

各株主が議題の事項についての発言を請求する権利に関しては、株主総会の規則は、総会が確実に１回で終えられるようにするため、議長が、発言を請求する株主の数及び株主総会前に株主による当会社が応答していない質問（もしあれば）の他、協議される具体的な事項の性質及び重要性を考慮に入れ、参加者からの発言及びその応答に係る時間の制限（通常前者は10分以内、後者は５分以内である。）をあらかじめ決定することを規定している。議決権を有する者であれば誰でも、発言権を有しており、意見を述べたり、情報を求めたり、提案をすることができるが、協議される事項についての発言権は１回に限られている。議長又は議長の要望により議長の補佐をする者は、協議されている事項に関して発言した参加者に対し、全員の発言が終わったときに又は各発言が終わってから応答するものとする。発言を要求した者は、簡潔な応答を受けることができる。

総会の決議は、会長及び秘書役又は公証人により署名された議事録に記録される。臨時株主総会の議事録は、公証人により起草される。

2020事業年度において、COVID-19による健康上の緊急事態を考慮して、また感染拡大防止のために制定された特別なイタリア法を踏まえ、当社は2020年５月14日に開催された株主総会に関連して、2020年３月17日付け法令第18号の第106条第４項に従い感染拡大防止のために制定された法令（2020年４月24日付け法律第27号による改正をもって法制化された。）に規定された選択肢を利用することを決定した。これは、統一財務法第135条第11項に従い、総会に出席し議決権を行使する権利を有する者は、当社により任命された代理人を通してのみ参加する権利を有することを定めるもので、株主は同じく統一財務法第135条第９項所定の様式により特別に代理人又は復代理人を指定することができる。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者取引

CONSOBの規則を遵守して取締役会により採択され、当グループにおいて、エネルにより直接であるか又はその子会社を通じて間接にであるかを問わず行われる関連当事者取引に係る承認及び完了について規定する手続が実施された。かかる手続の実施は、関連当事者取引の透明性及び公正性を実体面でも手続／形式面でも確保することを目的とする。当該手続は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2020年に効力のある手続に従い、エネルが直接に実行する関連当事者との取引は、以下の３つのカテゴリーに分けられる。

・取引、取引の対象である事業体の資産、及び買収される事業体の負債の同等価値を考慮に入れた３つの関連する指標について、具体的な量的基準（５%）を超えている「重要な」取引。かかる取引が、適用ある法律又は定款によって株主総会の承認には服さない場合は、取締役会の承認に従う必要がある。
・「重要な」取引及び「少額の」取引以外の取引と定義される「重要でない」取引。
・取引が実行される関連当事者のカテゴリーによって区別される、具体的な基準を下回る同等価値によって特徴付けられる「少額の」取引。上記の手続は、「少額の」取引には適用されない。

関連当事者との取引の完了におけるエネルの利益並びに関連する条件の有利性及び実質的な公正性について、関連当事者委員会が事前に妥当な意見を表明できるようにするため、かかる手続において「重要な」取引についての予備調査も対象とする具体的な情報フローを決定する。

関連当事者委員会が発表した意見の有効性について、2020年に効力のある手続の規定は以下のとおりである。

・「重要でない」取引については、かかる意見は拘束力を持たない。しかしながら、エネルは各四半期の終了から15日以内に、当該四半期において関連当事者委員会の否定的な意見がある中で承認された「重要でない」取引の相手方、目的及び対価並びにかかる意見に従わないことが適切とみなされる理由の記載を含む書類を一般に対して参照可能にするものとする。

・「重要な」取引については、関連当事者委員会が否定的な意見を公表した場合は、当社の取締役会が、定款に規定されていれば（実際に規定されているように）、承認を得るために当該「重要な」取引を定時株主総会に提出することができる。定時株主総会は、利益相反の場合に適用のある法律、定款及び規定が要求する過半数に影響を及ぼすことなく、投票を行う関係のない株主（以下「ホワイト・ウォッシュ」という。）の少なくとも半分の賛成票をもって決議を承認する。どの場合であっても、「重要な」取引の完了は、株主総会に出席している関係のない株主が議決権付きの株式資本の少なくとも10%を示すことによってのみ阻止される。

当社の取締役又はかかる人物に関係のある当事者と関係がある場合、利害関係のある取締役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかに他の取締役及び法定監査役に届け出るものとする。また一方、当社の最高経営責任者又はその関連当事者と関係がある場合、上記に加えて、最高経営責任者は当該取引の実行を差し控え、取引の実行を取締役会に委任する。

当社の正規の法定監査役のうち１名又は当社の正規の法定監査役とつながりのある関連当事者と関係がある場合、利害関係のある監査役は、かかる利害の性質、期間、発端及び範囲を速やかにその他の監査役及び取締役会会長に届け出るものとする。

さらに、2020年に効力のある手続は、当社の最高経営責任者が付与された権限を行使して実行した活動に関する定期的な報告において、取締役会及び監査役会に対して少なくとも四半期毎に「重要な」取引及び「重要でない」関係当事者との取引の実行に関する具体的な情報を提供することを定めている。

エネルが直接ではなく子会社を通して実行した関連当事者との間の取引について、具体的な手続が規定されている。かかる場合において、当社の取締役会又は資格ある代表機関がその時々において有効な権限構造に基づき、関連当事者委員会の拘束力のない事前の意見とともに、以下の１つ又は複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的及び／又は間接的に支配している会社が実行する関連当事者との間の取引の事前の評価を行う。

・非定型的な取引又は異例の取引

・当該手続の適用範囲から外れた取引を除く、同等価値が10百万ユーロを超える取引

エネルが直接実行した「重要でない」取引に関して上述されているように、子会社を通して行われる取引についても、関連当事者委員会が否定的な意見を表明したにもかかわらず、当社の取締役会又はその時々において有効な適用ある権限構造に基づく資格ある代理機関が、かかる手続の目的に関連する子会社の取引の実行について賛成意見を表明した場合、エネルはかかる否定的な意見を無視する理由が含まれた具体的な書類を公表しなければならないと定められている。

2020年に効力のある手続は、関係当事者取引の特別なタイプ（うち主なものは、市場と同等又は標準の条件で実行される通常取引並びにエネルが（共同であっても）支配している会社との間の又はかかる会社間の取引及びエネルの関連会社との間の取引（ただし、取引の相手方である子会社又は関連会社が、エネルの他の関連当事者に重要な利益（当該手続で定義されている。）を有していない場合に限る。）である。）には適用されない。

株主総会によらずに関連当事者取引の承認を得るために、簡易化された手続もまた緊急の場合に備えて定められており、その場合には、かかる取引について、当社のその次の定時株主総会において拘束力のない投票を行うことが必要であると理解されている。

また、2015年１月に、取締役会は、コーポレート・ガバナンスに関して特別なベストプラクティス・ガイドラインを承認した。それに従い以下を行うものとする。

・エネル及び他グループ会社は、取締役（又は取締役の関連当事者に属するといえる自然人若しくは法人）に対していかなる形態でも資金提供を差し控えるものとする。

・取締役は、取締役会及び関係当事者委員会に対して、職務従事又はエネル又は当グループの他の会社との商業上の関係（電力及び／又はガスの供給に関する通常の関係を除く。）について直ちに報告するものとする（想定報酬が関連当事者取引に関する上記の会社手続により設定された最低値（すなわち、年間ベースで合計50,000ユーロ）を下回る場合を含む。）。

9.2 企業情報の処理

当グループは特別な規則を適用するが、それには当社内の機密情報の管理及び処理に関する関連規則が含まれ、エネル及びその子会社に関する書類及び情報（特に内部情報）の公開のために従われるべき手続を指摘している。かかる規則は、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された提言及び内部情報の管理についてのCONSOBガイドライン、並びに適用あるヨーロッパ及びイタリアの市場濫用規則に従って採用された。

かかる規則（直近では2018年９月に、上記のCONSOBガイドラインを考慮に入れるために修正された。）は、市場に公開された企業データ及び情報が正確、完全、十分、適時かつ取捨選択されていないことを確保すると同時に、第一には、機密情報を未公開のままにしておくことを目的としている。

規則では、当社の最高経営責任者及び当グループ会社の最高経営責任者に対し、個別の子会社に関する機密情報の公表は、いかなる場合においてもエネルの最高経営責任者との合意により行われなければならないと定めることにより、各自の権限範囲に係る機密情報の管理に関する一般的な責任を委任している。

また規則は、当グループ外への会社に関する文書及び情報を流通させる場合にとるべき具体的手続（内部管理、当該情報の取扱い及び開示、内部情報並びに財務情報に関する個別の規則を規定する。）についても定めており、会社の代表が報道機関及び他のマス・メディア（並びに金融アナリスト及び機関投資家）と接触する方法について、注意深く規制している。

かかる規則は、当社のウェブサイトにて閲覧可能である。

2020年、市場濫用に関する欧州及び各国の規制に従い、エネルは、以下を行った。

－(ⅰ)雇用、職業又は義務の実行を通して当社若しくは当社以外の当グループの会社に代って部外秘の情報を入手できる全ての個人及び法人を記録する登録簿（「インサイダー・リスト」）、並びに(ⅱ)当該情報を入手することができる人のリストを定期的に更新してきた。2017年６月、最終的には2018年12月、EUの法制により導入された重要な新たな規定及び上記CONSOBガイドラインに含まれる当該指示の両方を考慮するため、この点について当社が採用した方針を更新した。

－当社の主要株主、代表者／利益代理人及びそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の発行株式又は社債、デリバティブ及びその他それらに連動する関連金融商品に係る取引の透明性について内部取引における規則を当グループに対して適用した。特に、2020年中、内部取引に関する法的枠組みは、関連するEU法により特定された取引種別（その取引が、エネルにより発行された株式若しくは債券、デリバティブ又はその他関連金融商品に関係する限りにおいて）に適用され、また「関係人物」により実行された。これには、当社の株式資本の少なくとも10%を所有する株主、エネルの取締役及び正規の法定監査役並びに適用ある法律に定められた基準に従い最高経営責任者によりエネル内で指名された11名のその他の管理役職が含まれるが、これは、かかる役職者が内部情報を常に利用でき、また当社の将来の発展及び事業展望に影響を与えうる経営意思決定を行う権限を有しているためである。2017年３月に、エネルの取締役会は、関連するEUの適用ある法により2016年に採用された重要な修正につき認識し、内部取引について特別の会社規則（2017年７月及び直近では2019年９月に更新された。）を承認することが適切であるとみなしたことに留意されたい（当社のウェブサイトで閲覧可能である。）。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチ及び（内部関係、外部関係の双方において）当グループ自身が高い評価を受けることの重要性を考慮するとともに、当グループが行う活動に伴う社会的及び環境的影響を認識することにより、当グループの倫理規定の作成が促され、当社取締役会において2002年３月に承認された。

2020事業年度に効力を有する倫理規定（数回にわたり改正された。）は、事業の運営に関する公約及び倫理的責任を明示し、全利害関係者に関して最大限の透明性及び公平性を要求する基準に従って、企業行動を規制及び調和させている。具体的には倫理規定は、以下の内容からなる。

・利害関係者との関係に関する一般原則。当該一般原則が、業務を遂行する上で当グループを導く基本価値を決める。かかる原則の中で、誠実性、公平性、機密性、株主の価値創造、人材尊重、情報の透明性及び完全性、サービスの質、環境の保全については、具体的に言及する。
・各種利害関係者に対する行動基準。一般原則の遵守を確保し、非倫理的行為のリスク回避するために、エネルの役員及び従業員が守らなくてはならないガイドライン及び規則に具体化する。
・実施メカニズム。倫理規定の遵守及び継続的更新を確保するために考案された管理制度を規定する。

2021年２月、現行の関連枠組み、当グループの組織構造及び手続制度の変更、並びに国内外のベストプラクティスにその内容を合わせるため、取締役会は倫理規定（当社のウェブサイトにて閲覧可能）のさらなる更新を承認した。

9.4 組織及び管理モデル

会社の利益のための、又は会社自体のための、取締役、役員又は従業員による複数種類の犯罪に関する当該会社に対する行政（事実上は刑事）責任制度をイタリア法制度に導入した、2001年６月８日付け法令第231号の要件に従い、2002年７月より当社の取締役会は、組織及び管理モデルを採用した。

当該モデルは、「総論」（当社のウェブサイトにて閲覧可能）及び個々の「各論」により構成され、事業組織構造の展開及び法令第231/2001号の規定に基づき上記モデルが防止しようとする多種の犯罪の展開を反映するために随時補足更新されている。

同時にエネルは、一般的な観点から、当グループの他のイタリアの会社により導入された組織及び管理モデルの更新を目的とした活動を奨励した。これは当グループの組織及び管理構造を考慮した適正かつ統一的な実施を促進することを目的としている。

2016年９月に、エネルの取締役会はまた、当グループのイタリア国外の会社に宛てた文書である「エネル・グローバル・コンプライアンス・プログラム」（以下「EGCP」という。）を承認した。かかる文書は、当社の刑事責任及び関連する風評リスクをもたらす可能性のあるイタリア国外の犯罪行為（例えば、行政機関に対する犯罪、不正会計、マネーロンダリング、職場安全規則違反の犯罪、環境分野における犯罪等）を防止するための当グループの倫理上及び職務上のコミットメントを強化することを目的とした統治手段である。

EGCPは、かかる問題に関する主要かつ主導的な海外の参考規定（すなわち、汚職防止に向けた主な国際条約、英国贈収賄法、米国海外不正行為防止法）に沿って、また当グループの現在の組織構造及び当グループが業務を展開している様々な国々の法的枠組みに適用される具体的な関連規則を考慮して作成されている。2020年を通じて、当グループの主要な外国会社（当グループが最近新たに取得した会社を含む。）による上記書類の適用が続けられた。

上記のモデルの効果的な適用を監督し、その更新を監督する機関（以下「監督機関」又は単に「SB」という。）は、取締役会が指名した３名乃至５名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性及び職業経験を有し、当社若しくは当グループの出身者又は外部者から選任される。2020年７月、エネルの取締役会は、企業組織事項及び企業犯罪法に関する職業的な専門知識全般を有する外部からの構成員３名（クラウディオ・サルトレリ（委員長も務める。）、アッティリオ・ベフェラ（Attilio Befera）及びアントニオ・ラ・マッティーナ（Antonio La Mattina））から構成される新たなSBを任命した。規則として、SBの会議にはエネルの「監査」部門の責任者も出席する。SBの構成員の任期は当社の取締役会と一致しているため、2022年の財務書類が承認された日において任期は終了する。

2020年中、SBは、上述の組織及び管理モデルに基づき規定された有効な企業行動規範の遵守を確認することを目的としたSBの業務を実行する上で、以下を行った。

・会議を14回開き、かかる会議において、関連ある経営陣の助けも借りて行われた、当社の主要な事業分野（当該モデルにとって重要なもの）の分析及び当該分野の統制手続の調査について議論を行った。
・当グループのその他の会社により実施される統制及び防衛手続に対する監視を強化するために、当グループのその他の会社の監督機関（又は類似の機関）との会議を開催した。
・具体的な法改正及び組織構造において生じた変更を考慮するため、組織及び管理モデルの更新を奨励した。かかる更新は、関係法制の変更に従い、具体的には各論「N」（「租税犯罪」）の追加に関するものであった。

・モデルの内容について従業員の持続的な更新を許容することを目的とする、訓練イニシアチブを推進した。
・活動について、取締役会会長及び最高経営責任者に対して報告をした。また、取締役会（統制・リスク委員会を通じて）及び法定監査役会に対しては定期的に報告をした。

9.5 「汚職ゼロ・トレランス」計画及び腐敗防止管理システム

2006年より当社は、グローバル・コンパクト（2000年に国連が後援した行動計画）及びPACI（ダボスにおける2005年世界経済フォーラムで提案された反汚職パートナー・イニシアチブ）のエネルによる遵守を実質化するために汚職ゼロ・トレランス計画－ZTC（以下「ZTC計画」という。）を制定した。

ZTC計画（当社のウェブサイトにて公開されている。）は、倫理規定及び法令第231/2001号に従って採用された組織及び管理モデルを補完するものであり、汚職に関してさらに重要な進歩を意味し、トランスペアレンシー・インターナショナルにより考案された原則の実行に関する一連の提案を採用することを目的としたものである。

なお、2017年中、エネルは、国際基準であるIS037001:2016（「反賄賂マネジメントシステム」）に認定された反汚職管理制度のコンプライアンスの認証を取得した世界でも最初の企業の１つとなっていたことを再認識されたい。かかる認証は、著名な公認の認証機関が行う独立した査定手続の後に付与され、かかる手続は２段階で行われる。最初にエネルの反汚職管理制度の構造の適切性（ガバナンス、役割及び責任、管理構造等の観点から）を確認し、それゆえに具体的な適用及び有効性の水準を査定する。

2020年中、当社は、当グループに属する他の重要な会社がIS037001:2016の認証を取得するための活動、並びに既にこの認証を取得している当グループの会社による当該承認を維持することに関した活動を実行した。

組織的な観点から、当社は、2018年以降、IS037001:2016の基準に従った「腐敗防止コンプライアンス部門」の役割を、「法務及び会社業務」、「監査」及び「人事及び組織」部門の代表者から構成される内部合議体（とりわけ、内部構造を監視する任務並びに管理及び収賄防止のためのシステムの実施を委ねられている。）に割り当てている。

9.6 人権ポリシー

当社は2013年に、国連により発行された「ビジネスと人権に関する指導原則」を反映した人権に関する方針（当社のウェブサイトにて閲覧可能）を制定し、倫理規定、法令第231/2001号に従って適用された組織及び管理モデル並びに人権問題についてのZTC（「汚職ゼロ・トレランス」）計画に基づき既に規定されていたコミットメントを補強し追及した。

(2)【役員の状況】

(a) 取締役

当社の現在の取締役会の構成員９名（その選任は2020年５月14日に効力が生じ、任期は2022年12月31日時点の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社の認識する限り、2021年６月11日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
会長（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	ミケーレ・クリストモ （1972年１月20日）	1972年にレッチェ県で生まれ、1994年にバーリ大学の法学部を優秀な成績で卒業し、1997年に弁護士となった。1995年にクリフォード・チャンス法律事務所に入所し、1997年にイタリア証券取引所に移籍し、そこで１年間、仲介部門で勤務した。その後クリフォード・チャンスに戻り、ミラノ及びロンドンのオフィスでの勤務後、2003年にパートナーに就任した。2009年にRCCD法律事務所の創設メンバーとなり、ミラノ、ローマ及びロンドンにオフィスを構え、現在もそこでパートナーを務めている。専門活動として、国内外の複数の銀行、保険会社、金融仲介業者に対して資本市場取引（株式、債券及び転換金融商品の発行、パッケージ型リテール投資商品並びに負債管理取引を含む。）に関する助言を行っている。金融仲介業者の自己資本の適切性に影響を与える法規制について深い知識を有しており、ハイブリッド証券及び劣後証券の発行を含む、株式連結を目的とした取引についての豊富な経験を有している。また、上場企業の市場濫用に関する規制、所有構造の透明性及びコーポレート・ガバナンスについて取り組んだ。弁護士としての活動においては、信頼できる国際的な法律調査によりいくつかの表彰を獲得した（チャンバーズ・アンド・パートナーズから「Band 1」、IFLR 1000から「高評価」を授与され、及びLegal 500の「殿堂」入りを果たした。）。彼は複数の著書を出版しており、銀行及び金融市場問題に関するカンファレンス及びセミナーのスピーカーを務めた。2020年10月に世界経済フォーラムの委員長のコミュニティに入会した。2020年12月にB20 Italy 2021「インテグリティ・コンプライアンス」タスクフォースの共同議長に任命された。2017年及び2018年にアンサルドSTSの取締役を務めた。2020年５月より、エネルの取締役会会長を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	フランチェスコ・ストラーチェ（1955年９月22日）	2014年５月よりエネル・エスピーエーの最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを務めている。2000年にエネル・グループに入社し、ビジネス・パワーの責任者（2002年７月から2005年10月）、市場部門のマネージング・ディレクター（2005年11月から2008年９月）を含む、いくつかの上級管理職を務めた。2008年から2014年まで、当グループの再生可能エネルギー発電の会社であり、世界的な再生可能エネルギー産業の主導的なプレイヤーであるエネル・グリーン・パワーの最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーを務めた。2010年11月に、同社の新規株式公開、並びにミラノ及びマドリードの証券取引市場における時価総額８十億ユーロでの上場を監督した。彼の専門キャリアは、発電所の建設管理において開始し、最初はジェネラル・エレクトリック・グループ、そしてABBグループ、その後は全世界でのガスタービン販売の責任者となったアルストム・パワー・コーポレーションにおいて、職務を務めた。エジプト、サウジアラビア、スイス及び米国での勤務により、確かな国際的な専門職務経歴も得た。国連の万人のための持続可能なエネルギー（SEforAll）イニシアチブの諮問委員会のメンバーを2014年６月から2017年の委員会解散まで務め、2020年10月に、SEforAllの理事会会長に任命された。2030年までに国連の持続可能な開発目標７（SDG７：エネルギーをみんなにそしてクリーンに）を達成するために必要なソリューションを促進しかつ十分に提供することを目指している。2015年から2021年まで、国連グローバル・コンパクトのボードメンバーを務めた。2016年１月から2018年１月まで、世界経済フォーラムのエネルギー公益事業及びエネルギー技術コミュニティの共同議長を務めた。2016年10月、B20 Germany 2017の気候・資源の効率性タスクフォースの共同議長に任命され、2020年１月にB20 Saudi Arabia 2020「エネルギー、持続可能性及び気候」タスクフォースの共同議長に就任した。2020年６月より、イタリアが議長国となることに向けてG20ビジネス・アドバイザリー・ボードのメンバーに就任した。それは、ザ・ユーロペアン・ハウス・アンブロゼッティにより主導された。2020年12月に、B20 Italy 2021「エネルギー・資源効率」タスクフォースの議長に任命され、持続可能な開発に向けて実践的かつ実行可能な政策提言を策定することを目指している。2017年６月から2019年５月まで、ヨーロッパの電力産業協会であるユーレレクトリックのプレジデントを務めた。2017年９月、欧州委員会により、「EUにおける持続可能な開発目標の実施に関するマルチステークホルダー・プラットフォーム」の委員となった。2019年９月に、ロックフェラー財団の招致により、エネルギー貧困対策世界委員会のメンバーに就任した。2020年１月より、「ネット・ゼロ・カーボン・シティーズ-システム効率イニシアチブ」を掲げる世界経済フォーラムの共同議長を務め、また2021年１月より、「再生可能で低炭素な水素製造」について欧州クリーン水素同盟のラウンドテーブルの共同議長を務めている。ミラノ工科大学の原子力工学を卒業し、結婚して２人の子息を持つ。	586,601(1) (1)このうち219,620株は同人の配偶者が保有している。

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	チェザーレ・カラリ（1954年５月10日）	1954年にボローニャで生まれ、1977年にボローニャ大学法学部を卒業し、1979年にジョンズ・ホプキンズ大学（ワシントンDC）の高等国際関係論大学院の修士号を取得した。イタリア銀行での短期間の勤務（1980年から1981年）の後、1981年に世界銀行グループに入社し、1982年から2001年まで、世界銀行グループの関連機関であり発展途上国の民間セクター支援を目的とする国際金融公社において次々に責任ある地位に就いた。国際金融公社で就任した地位の中で、彼はサブサハラ・アフリカ部門の責任者（1997年から2000年）及び国際金融市場グループの責任者（2000年から2001年）を務めた。2001年から2006年まで、世界銀行の副総裁を務め、その中で金融部門における同行の運営及び戦略、国際金融アーキテクチャへの取組み並びにマネーロンダリング防止について担当した。この間、金融安定化委員会（旧金融安定化フォーラム）の委員及び小規模金融促進のための信託基金であるCGAP（貧困層支援諮問機関）の理事も務めた。2006年10月より、高度に社会や環境に影響を与える民間資本投資を運営する米国企業であるエンカレッジ・キャピタル（旧ウォルフェンソン・ファンド・マネジメント）のパートナー及び代表取締役を務めており、現在では、ルーフトップ・ソーラー・ファイナンスを支援するインドの金融サービスに特化した民間資本ファンドであるエンカリジ・ソーラー・ファイナンスのパートナー及び投資委員会の委員長を務めている。このような役職を務める中で、金融サービス分野における幅広い経営的及び戦略的経験を積み、また、コーポレート・ファイナンス及びプロジェクト・ファイナンス、コーポレート・ガバナンスに関する問題並びに世界的な金融セクターの規制に関する幅広い知識を得た。チェコのジヴノステンスカ銀行（1992年から1995年）、チリのモネダ・アセット・マネジメント（2001年から2005年）、イタリアのゼネラリ保険会社（2010年から2013年）及びテルナ（2014年から2017年）、ポーランドの国際銀行（1991年から1994年）及びメリトゥム銀行（2011年から2013年）、トルコのグローバル・ポーツ・ホールディング（2013年から2016年）、並びにハンガリーのノムラ・マジャール（1991年から1994年）といった、様々な事業を行う企業の取締役を務めてきた。加えて、ワシントンのジョンズ・ホプキンズ大学高等国際研究大学院（SAIS）で国際金融学の非常勤講師として講義を行った。2017年５月より、エネルの取締役を務めている。	4,104

役名 及び職名	氏　名 （生年月日）	略　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	コスタンツァ・エスクラポン・ヴィルヌーヴ （1965年９月28日）	1965年にフィレンツェで生まれ、1989年にフィレンツェ大学の政治学科を卒業した。フォンディアリアのプレスオフィスのコミュニケーション部門でキャリアを開始し、そこで1990年から1994年まで勤務し、1994年から1997年までは製薬会社であるメナリーニの対外関係マネージャーを務めた。その後、1997年から2002年までエネルのプレスオフィスに勤務し、2000年からはメディア関連マネージャーを務めた。その後、2002年から2008年までインテサ・サンパウロのメディア関連マネージャーを務め、2008年から2012年までウィンド・テレコミュニカッツィオーニの対外関係ディレクターを務めた。アリタリアにおいてコーポレート・コミュニケーション・ディレクターとして短期間勤務（2012年）した後、2012年から2016年までライにおいてコミュニケーション及び対外関係ディレクターを務めた。2016年に通信及びマーケティング分野で事業を行い、会社、組織、デジタル及び金融通信並びに戦略的ポジショニング、ブランド・アイデンティティ及び危機コミュニケーションに重点を置いたコンサルティング会社であるエスクラポン＆コーを設立し、現在もそこで取締役会会長を務めている。FERPI（イタリアPR連合）及びイタリア広告自主規制機関の運営委員であり、ローマのラ・サピエンツァ大学及びミラノのカトリカ大学においてビジネス・コミュニケーション学の講義を行った。2012年には、ベリサリオ賞を受賞した。ライコムの取締役会会長並びにライシネマ及びパブリシタ・プログレッソの取締役を務め、現在はメディアセット、プレリオスSGR及びFAI（イタリア環境基金）の取締役を務めている。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	サミュエル・ジョージ・フリードリヒ・ロイポルド （1970年４月12日）	1970年にバーゼル（スイス）で生まれ、1995年にスイス連邦工科大学チューリッヒ校のエネルギー技術の資格を得る機械工学を卒業した。ABBパワー・ジェネレーションでキャリアを開始し、そこで1996年から2000年まで最初はガスタービン及びコンバインドサイクル発電所の委託業務に従事し、その後、これらの資産のセールス・プロジェクト・マネージャーとなった。2000年から2001年の間にインシアード（フォンテーヌブロー）でMBAを取得した後、2001年にマッキンゼー＆カンパニーのチューリッヒ支店に入社し、公益事業、電気通信、航空宇宙の部門において欧州の顧客のために勤務した。2003年にスイスの多国籍企業であるブーラーで勤務し、初めはCEO秘書、その後は研磨及び分散事業部門でセールスディレクターを務めた。2006年にエネルギー産業に戻り、スイスの電力会社であるBKWにおいてスイス／ドイツの発電事業部門の責任者として入社し、その後2008年に同社の執行役員に就任し、エネルギー・インターナショナル＆トレーディング部門の責任者を務め、特に商品取引や商品リスク管理の責任を担った。2013年にデンマークの多国籍企業であるエルステッド・ウィンド・パワー（Ørsted Wind Power）のCEOとなり、洋上風力発電事業の重要な開発を先導し、また親会社であるエルステッド（Ørsted）の執行役員を務めた。2018年にエルステッドを退職し、ロイポルド・アドバイザリーを設立し、エネルギー及びインフラの分野で独立したコンサルティング・サービスを提供している。現在、シュルンベルジェ・リミテッドの独立取締役及びいくつかの関連アドバイザリー委員会の委員を務めている（2021年４月より）。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	アルベルト・マルキ（1966年５月３日）	1966年にフォルリで生まれ、ミラノのボッコーニ大学でビジネス及びファイナンスを卒業し、その後、公認会計士の資格を取得した。モンテディゾン（1990年から1992年）、ING銀行（1992年から1993年）及びバリュー・パートナーズ・マネジメント・コンサルティング（1993年から1996年）で勤務した後、1996年にマッキンゼー＆カンパニーに入社し、2002年にパートナーとなり、2020年５月に取締役名誉職を授与されるまで勤務した。マッキンゼーでは、いくつかのイタリア及び国外の主導的な事業会社を、戦略、組織、デジタル、規制及びリスクマネジメントといった問題に関してサポートした。国内及び国際的にも、エネルギー、インフラ、基礎商品及び物流の部門において、主導的な専門家として認められている。また、マッキンゼーでは、ブラジル、イタリア、マレーシア及びトルコで、民営化及び自由化、関税及び公共利権、エネルギー戦略及び二酸化炭素排出量削減といった問題に関して、政府及び政府組織をサポートしている。マッキンゼーでは、EMEA諸国の持続可能性プラクティスの責任者（2009年から2013年）、ブリュッセルのマッキンゼー・レギュラトリー・センターの責任者（2013年から2018年）、南欧のグローバル・エナジー及び基礎商品部門の責任者（2014年から2020年）を務めた。2010年から2014年まで、イタリアにある米国商工会議所のサステナビリティ委員会のメンバーであり、エネルギー及び規制部門の複数の記事を著しており、イタリア内外で出版されている。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	マリアンナ・マッツカート （1968年６月16日）	1968年、ローマに生まれ、間もなく米国に移った。同国ボストンのタフツ大学で歴史及び国際関係を専攻して1990年に卒業後、ニューヨークの大学院ニュー・スクール・フォー・ソーシャル・リサーチで1994年に経済学の修士号及び1999年に経済学の博士号を取得した。デンバー大学で教鞭を執り（1997年から1999年）、その後ロンドン・ビジネス・スクールにおいてECマリー・キュリー・ポストドクトラル・フェローシップを得た。その後、オープン大学の経済学部において1999年、講師となり、2005年に正教授となり、イノベーション・知識及び開発リサーチ・センターを設立し、所長を務めた。ミラノのボッコーニ大学の客員教授（2008年から2010年）及びサセックス大学のイノベーション経済RMフィリップス寄付講座教授（2011年から2017年）に任じられた。2017年より、ユニバーシティ・カレッジ・ロンドンでイノベーション経済及びパブリックバリューの教授を務め、そこでイノベーション・公共目的研究所を設立して所長を務めている。経済学のフロンティアを開拓した功績により2018年にレオンチェフ賞、文化の価値に関して2019年度の全欧州アカデミー連合によるマダム・ド・スタール賞ほか多数の受賞歴を持つ。最も有名な２冊の著書が「企業家としての国家－官対民にまつわる神話を論破する」（ペンギン刊、2013年）及び「あらゆる物の価値－グローバル・エコノミーの創出及び受容」（ペンギン刊、2018年）である。著作においてイノベーション、経済成長及び金融市場の間の関係について様々な観点から検討を加え、より包摂的かつ持続可能な成長を促進するため、国家による目標を定めた経済への介入が重要であることを強調している。2017年に英国の社会科学アカデミー、また2018年にイタリアの科学アカデミー（Accademia dei Lincei）の会員に選ばれている。イノベーションが先導する包摂的かつ持続可能な成長に関して、世界中の政策立案者に助言を行っている。現在、スコットランド政府の経済諮問会議、南アフリカ大統領の経済諮問会議、OECD事務局長の新しい成長戦略に関する顧問グループ、国連の開発政策委員会、スウェーデンのイノベーションシステム開発庁（Vinnova）の諮問機関、及びノルウェー総合研究審議会等において委員を務める。またEC委員長の学術研究、科学及びイノベーションに関する特別顧問（2017年から2019年）の職務を通じて、大きな影響を与えた報告書「欧州連合における目的志向型の研究及びイノベーション」を著し、欧州委員会の「Horizon」イノベーション・プログラムにおいて「目的」を新たに不可欠の手段に変えた。2020年５月からエネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	ミレッラ・ペレグリニ（1964年10月30日）	1964年にヴィアレッジョで生まれ、1990年にピサ大学法学部を優秀な成績で卒業し、その後、弁護士となった。1997年にピサ大学で金融市場法の博士号を取得後、2005年にボローニャ大学で経済法研究者となり、ローマのLUISSグイド・カルリ大学の経済学部の経済法及び規制の准教授（2005年から2011年）、その後は教授（2011年より）となり、そこで2019年から事業経営学部の経済及び経営の学士号課程の主任を務める等、アカデミックなキャリアを積んできた。同LUISS大学で現在、公共経済法（2009年より）並びに金融市場及び仲介機関法（2004年より）を教え、金融規制及びデジタル・イノベーション（2018年より）を共同で教えている。国内外の学術誌において複数の科学的出版物を著しており、欧州中央銀行の制度的及び機能的役割、金融紛争の様々な側面の定義、銀行部門における代替的な紛争解決システムの分析等、経済法の様々な側面を取り扱っている。研究活動は、イタリア及び国際金融システムの当局間の関係並びに銀行政策の責任を国内レベルからEUレベルに移すことに関してEUレベルで採択された手法に焦点を当てている。また、前述の問題を扱う主要な学術誌の諮問委員会のメンバーでもある。フィディ・トスカーナの取締役（2012年から2014年）を務め、現在は、ジェネラリ・リアル・エステートSGR（2016年より）及びプレニスファー・インベストメントSGR及びASローマ（2020年より）の独立取締役及び関連する諮問委員会の独立委員を務めている。2020年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
取締役（機関投資家により提示された候補者名簿において指名）	アンナ・チアラ・スヴェルト（1968年10月29日）	1968年にミラノで生まれ、1992年にミラノ大学の法学部を卒業し、1995年に弁護士となった。1996年３月から1998年２月まで、エディソンの法務部に勤務し、その後1998年３月から2000年９月まで、シェル・イタリアの法務及びコーポレート事業部の主任を務めた。そして、ピレリ・グループに入社し、親会社でいくつかの管理職を務め、同グループでは2016年５月まで勤務した。具体的には、コーポレート事業部及びコンプライアンス業務部の主任や、取締役会秘書役、取締役会内部に設置された諮問委員会の秘書役も務めた。2016年６月から2018年12月まで、UBI銀行の主席顧問を務めた。長期にわたってガバナンスの問題に取り組み、多くの会議にスピーカーとして出席し、現在はICGN（国際コーポレート・ガバナンス・ネットワーク）の倫理及びシステミック・リスク委員会の委員である。さらに、長年にわたり、上場会社の取締役会において次々に重要な地位に就いた。特に、2013年４月から2014年２月まで、プレリオスの取締役並びにリスク統制及びコーポレート・ガバナンス委員会の委員を務めた。現在は、クレデム（2021年４月より）並びにブルネロ・クチネリ（2020年５月より）及びテクエッジ（2018年12月より）の独立取締役及び関連する諮問委員会の独立委員を務め、ASTM（2016年４月から2019年５月）及びバンカ・インターモビリアレ・ディ・インベスティメンティ・エ・ジェスティオニ（2019年４月から７月）でも同様の任務を務めた。2014年５月より、エネルの取締役を務めている。	なし

(b)　法定監査役

当社の法定監査役会の正規の構成員３名（2019年５月16日開催の株主総会により選任され、任期は３年間で、2021年12月31日時点の財務書類の承認をもって満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、略歴、そして当社の認識する限り、2021年５月15日現在で所有する当社普通株式の数は、以下のとおりである。

役名 及び職名	氏　　名 (生年月日)	略　　歴	所有 株式数
法定監査役会会長（機関投資家のグループにより提示された少数派候補者名簿において指名）	バルバラ・タドリーニ（1960年３月20日）	1985年７月にジェノヴァ大学の経済学及び経営学の学位を取得し優秀な成績で卒業した。公認会計士であり、船舶仲立人の資格も有している。最初はジェノヴァの会計事務所で、そしてアーサー・アンダーセンに関連する税理士事務所で勤務した後、1991年に自らの事務所を設立した。現在は、ビジネス及び税務のアドバイスを提供して企業評価を行う会計事務所ティエルのパートナーを務めている。公認会計士の分野において様々な役職を務めており、ネッドコミュニティ（イタリアの非業務執行取締役の協会）及びウーマン・コーポレート・ディレクターズのメンバーである。これまで、そして現在も、有力なイタリア企業の取締役会及び法定監査役会において役職に就いている。具体的には、グランディ・ナヴィ・ヴェロキ及びサルモイラーギ・アンド・ヴィガーノの正規法定監査役、フォンディアリア・サイの独立取締役を務めた。現在は、フランチェスコ・バレット及びティスカリの法定監査役会会長、ルックソティカ・グループ及びパルマラットの正規法定監査役に加えて、ウニポルサイの独立取締役も務めている。2019年５月より、エネルの法定監査役会会長を務めている。	なし

役名 及び職名	氏　　名 （生年月日）	略　　歴	所有 株式数
正規法定監査役 （MEFにより提示された候補者名簿において指名）	ロミナ・ググリエルメッティ （1973年３月18日）	パルマ大学の法学部を卒業後、弁護士となり、2001年に法曹の実務を開始した。ボネリ・エレード法律事務所のシニア・アソシエイトとなり、マルチェッティ公証人役場のオブ・カウンセルとなった。2007年から2013年まで、サンタマリア法律事務所（同事務所のパートナーも務めた。）で勤務し、現在は、スタークレックス－ググリエルメッティ法律事務所の設立パートナーである。職務活動においては、特に、コーポレート・ガバナンス、会社法及び金融仲介規制について重点的に取り組んだ。特に、長年、中でも上場会社のコーポレート・ガバナンスに関わる法的問題、具体的には内部統制の在り方、ジェンダーの多様性及び承継プランを専門としている。ネッドコミュニティ（イタリアの非業務執行取締役の協会）のアソシエイトであり、イタリアの機会平等省に対して助言も行っている。現在は、トッズ、コンパス・バンカ、ピニンファリーナ及びエムビーファクタといった有力企業（うち数社が上場会社である。）の取締役を務めており、また、多くの場合同管理組織内に設置された諮問提案機能を備えた委員会のメンバーを同時に務めている。また、バンカ・モンテ・ディ・パッチ・ディ・シエナの監督機関及びフォンダツィオーネ・ミラノ・コルティナ2026の単独監督機関のコーディネーターも務めている。ネッドコミュニティの運営委員会の委員であり、講義やセミナーも行っている。ローマのLUISSグイド・カルリ大学での講義を行っている。2016年５月より、エネルの正規法定監査役を務めている。	なし
正規法定監査役 （MEFにより提示された候補者名簿において指名）	クラウディオ・ソットリーヴァ （1973年10月３日）	ミラノのサクロ・クオーレ・カトリック大学で経済学及び経営学の学位を取得した。現在は、同カトリック大学の経済学部で財務会計の非常勤教授を務めており、また「コーポレート・ガバナンス」の第２レベルの修士の関連学部のメンバーを務めている。主に国内外の会計基準の適用、事業評価及び特別な企業間取引に関する豊富な科学的成果について執筆している。公認会計士の資格を有しており、欧州会計学会（EAA）及び欧州コーポレート・ガバナンス協会（ECGI）のメンバーである。また、ソシエタ・イタリアーナ・ディ・ドチェンティ・ディ・レジオネリア・エ・ディ・エコノミア・アツェンデール（SIDREA）、アカデミア・イタリアーナ・ディ・エコノミア・アツェンデール（AIDEA）及びアソシアツィオーネ・イタリアーナ・ペル・ラナリジ・フィナンツィアリア（AIAF）のメンバーを務めている。さらに、オルガニスモ・イタリアーノ・ディ・コンタビリタ（OIC）の国際会計基準のワーキング・グループのメンバーも務めている。ミラノ裁判所の技術顧問及び刑事顧問として登録されている。また、金融セクター及び産業セクターで事業を営む主要なイタリア企業の法定監査役会において役職に就いている。具体的には、現在は、セラ・パーソナル・クレジット、セラ・リーシング及びスマーティカの法定監査役会会長並びにバンカ・セラ、ネフィス、ピーエルシー、IPGフォトニクス・イタリア及びフリュオルシド・アルケーミアの正規法定監査役を務めている。さらに、ミラノのフォンダツィオーネ・カーサ・ヴェルディの単独の監査役及びフォンダツィオーネ・ルイジ・クレリッチの監査役会会長並びにドン・カルロ・ニョッキ‐オンリュス監督機関のメンバーである。2019年５月より、エネルの正規法定監査役を務めている。	なし

(3)【監査の状況】

(a) 法定監査役

「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会」及び「第一部－第５－３－(2)－(b)法定監査役」を参照のこと。

(b) 内部監査

「第一部－第５－３－(1)－②」の「2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」、「4．内部統制及びリスク管理制度」及び「5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。

内部統制及びリスク管理制度（SCIGR）は、当グループ内の主な会社リスクが特定され、測定され、管理され、監視されるようにすることを目的とした、一連の規則、手続及び組織的事業体から構成される。

特に、SCIGRは、資産の保護、事業プロセスの効率性及び実効性、財務報告の信頼性、並びに法令、定款及び内部手続の遵守を確保するために役立つ。

そのため、SCIGRは、組織において中心的な役割を果たし、リスク傾向に合致した意思決定の採用、並びにリスク、法律及び企業価値に関する正しい理解の普及に貢献する。

特に、SCIGRに関与する機関は、以下のとおりである。

・取締役会（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会」の「1.1 現在の構成及び任期」及び「1.3 役割及び機能」を参照のこと。）
・統制・リスク委員会（「第一部－第５－３－(1)－②－2．委員会－2.3 統制・リスク委員会」を参照のこと。）
・取締役会会長（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.5 会長」を参照のこと。）
・SCIGRを担当する取締役（「第一部－第５－３－(1)－②－1．取締役会－1.6 最高経営責任者」を参照のこと。）
・法定監査役会（「第一部－第５－３－(1)－②－3．法定監査役会－3.1 現在の構成及び任期」を参照のこと。）
・監査機能の責任者
・第２レベル統制制度
・担当する役員（「第一部－第５－３－(1)－②－5．企業会計書類の作成を担当する役員」を参照のこと。）
・監督機関
・従業員

「監査」機能に関して、2014年７月、取締役会は、シルヴィア・フィオリを「監査」機能の責任者として任命した。

取締役会は、2013年11月、エネル・グループに関連する主なリスクが正しく特定され、十分に測定され、管理され、監視されるようにするため、SCIGRのガイドラインを承認した（その後、2015年２月及び2016年２月に更新された。）。詳細は、「第一部－第５－３－(1)－②－4．内部統制及びリスク管理制度」を参照のこと。

さらに、2015年２月、取締役会は、内部監査機関により発行された専門家基準及び上場会社のベストプラクティス、並びにSCIGRのガイドラインの内容に沿って、監査規定を含む文書を承認した。かかる監査規定は、当社のウェブサイト上でも閲覧できる。

(c) 外部監査

監査法人KPMGエスピーエーは、エネルの年次財務書類及び当グループの連結財務書類に係る法定監査を委任されている。
補助者の人数は、５名である。
かかる監査法人への委任は、2019年５月16日の定時株主総会により、法定監査役会の提案に基づき、2020年度から2028年度に関して、承認された。
エネルの法定の連結財務書類に係る監査について責任を負うパートナーは、レナート・ナスチである。
「第一部－第５－３－(1)－②－6．外部統制」を参照のこと。
「第一部－第５－３－(1)－②」の「3．法定監査役会」及び「6．外部統制」の記載に加えて、2020年度連結年次報告書のエネル・エスピーエーの株主総会への法定監査役会の報告に関する項目を参照のこと。

(d) 監査報酬

①外国監査公認会計士等に対する報酬の内容

区分	2019年		2020年	
	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）	監査証明業務に基づく報酬（百万ユーロ）	非監査業務に基づく報酬（百万ユーロ）
提出会社	1.0	1.1	1.4	0.8
連結子会社	13.1	4.0	11.3	1.3
計	14.1	5.1	12.7	2.1

②その他の重要な報酬の内容

監査及び監査関連業務に関するその他の重要な報酬はない。

③外国監査公認会計士等による非監査業務の内容

非監査業務の報酬は、その他の予定された取引に関して履行された手続について請求され又は請求される予定の合計金額である。

④外国監査公認会計士等の監査報酬に関する決定方針

監査証明業務に基づく報酬は、法定監査役会の提案に基づき、定時株主総会により承認される。
非監査業務に基づく報酬は、法定監査役会との合意の上、内部統制委員会により承認される。

(4)【役員の報酬等】

該当なし。

(5)【株式の保有状況】

該当なし。

第６【経理の状況】

エネル・エスピーエー（以下、「エネル」または「当社」という。）は、イタリアの法令で認められているように、欧州連合により導入された国際財務報告基準（以下、「EU版IFRS」という。）に基づき連結財務書類及び個別財務書類を作成している。そして当社は、本国において年次報告書により財務書類を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務書類及び個別財務書類は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務書類及び個別財務書類を翻訳したものである。EU版IFRSと日本における会計原則及び会計慣行の主な相違点に関しては、本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に説明されている。

本項には、2020年12月31日現在および2019年12月31日現在並びに2020年12月31日に終了した２年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類の和文翻訳を掲載している。当該年次連結財務書類及び個別財務書類は、「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項の規定の適用を受けている。

2020年12月31日現在および2020年12月31日に終了した１年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類は、独立登録会計事務所であるKPMG・エスピーエーの監査を受けており、2019年12月31日現在および2019年12月31日に終了した１年間の会計期間の当社の年次連結財務書類及び個別財務書類は、独立登録会計事務所であるEY・エスピーエーの監査を受けた。かかる会計監査人の監査報告書および同意書が本書に添付されている。

なお、上記独立登録会計事務所による監査を受けたことにより、当社の原文の財務書類は「財務諸表等の監査証明に関する内閣府令」（昭和32年大蔵省令第12号）第１条の２の規定で定めるところの、監査証明に相当すると認められる証明を受けたとみなされるため、金融商品取引法第193条の２第１項第１号の規定にもとづき、本邦の公認会計士または監査法人による監査証明を受けていない。

当社の原文の財務書類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務書類及び個別財務書類で表示された主要な計数についての円換算金額は、財務諸表等規則第134条の規定に基づき、2021年６月1日現在の株式会社三菱UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値である１ユーロ＝133.78円の換算レートで換算したものである。

上記の主要な計数の円換算額および本項末尾に記載の「日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違」に関する記載は当社の原文の財務書類に含まれておらず、従って上記独立登録会計事務所の監査報告書の対象に含まれていない。

1【財務書類】

A．連結財務書類

連結損益計算書（IFRS）

2020年および2019年12月31日に終了した年度

		2020年				2019年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
収益									
販売およびサービスからの収益	9.a	62,623	83,777	*4,038*	*5,402*	77,366	103,500	*4,804*	*6,427*
その他の収益	9.b	2,362	3,160	*10*	*13*	2,961	3,961	*16*	*21*
小計		**64,985**	86,937			**80,327**	107,461		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入(1)	10.a	25,049	33,511	*5,385*	*7,204*	38,082	50,946	*7,189*	*9,617*
サービスおよびその他原材料(1)	10.b	18,298	24,479	*2,958*	*3,957*	18,836	25,199	*2,617*	*3,501*
人件費	10.c	4,793	6,412			4,634	6,199		
売掛金およびその他の金融資産の正味減損	10.d	1,285	1,719			1,144	1,530		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	10.e	7,163	9,583			9,682	12,953		
その他の営業費用(1)	10.f	2,202	2,946	*202*	*270*	2,693	3,603	*235*	*314*
資産計上された費用	10.g	(2,385)	(3,191)			(2,355)	(3,151)		
小計		**56,405**	75,459			**72,716**	97,279		
コモディティ・デリバティブからの純収益/（費用）	11	**(212)**	(284)	*1*	*1*	**(733)**	(981)	*11*	*15*
営業利益		**8,368**	11,195			**6,878**	9,201		
デリバティブから生じた金融収益	12	1,315	1,759			1,484	1,985		
その他の金融収益	13	2,763	3,696	*62*	*83*	1,637	2,190	*88*	*118*
デリバティブから生じた金融費用	12	2,256	3,018			1,142	1,528		
その他の金融費用	13	4,485	6,000	*71*	*95*	4,518	6,044	*46*	*62*
超インフレーションから生じた純利益		57	76			95	127		
持分法による投資利益／（損失）	14	(299)	(400)			(122)	(163)		
税引前利益		**5,463**	7,308			**4,312**	5,769		
法人税等	15	1,841	2,463			836	1,118		
継続事業からの当期純利益		**3,622**	4,846			**3,476**	4,650		
非継続事業からの当期純利益		**-**	-			**-**	-		
当期純利益（親会社の所有者および非支配持分に帰属する損益）		**3,622**	4,846			**3,476**	4,650		
親会社所有者帰属分		2,610	3,492			2,174	2,908		
非支配持分帰属分		1,012	1,354			1,302	1,742		
親会社の所有者に帰属する基本的1株当たり利益/（損失）（ユーロ/円）		*0.26*	35			*0.21*	28		
親会社の所有者に帰属する希薄化後1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）		*0.26*	35			*0.21*	28		
親会社の所有者に帰属する継続事業からの基本的1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）		*0.26*	35			*0.21*	28		
親会社の所有者に帰属する継続事業からの希薄化後1株当たりの利益（損失）（ユーロ/円）		*0.26*	35			*0.21*	28		

(1) 2019年度の数値は、『その他の営業費用』から『電力、ガスおよび燃料の購入』及び『サービスおよびその他原材料』への表示の変更が反映されている。当該表示の変更はIFRS第9号における現物決済を伴うコモディティ購入契約の再測定の結果である。

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2020年 百万ユーロ	2020年 億円	2019年 百万ユーロ	2019年 億円
当期純利益		**3,622**	**4,846**	**3,476**	**4,650**
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられる可能性のある項目(税引後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(268)	(359)	39	52
ヘッジ・コストの公正価値変動額		(99)	(132)	120	161
持分法適用投資のその他の包括利益の持分		(9)	(12)	(57)	(76)
その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産の公正価値変動額		(1)	(1)	5	7
為替換算調整勘定変動額		(4,510)	(6,033)	(481)	(643)
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられることのない項目(税引後)					
純従業員給付負債/（資産）の再測定		(353)	(472)	(502)	(672)
他社への株式投資の公正価値変動額		(21)	(28)	-	-
当期その他の包括利益（損失）合計	35	**(5,261)**	**(7,038)**	**(876)**	**(1,172)**
当期包括利益（損失）合計		**(1,639)**	**(2,193)**	**2,600**	**3,478**
帰属先：					
－親会社株主		(1,028)	(1,375)	1,745	2,334
－非支配持分		(611)	(817)	855	1,144

連結財政状態計算書（IFRS）

		2020年12月31日				2019年12月31日			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
資産									
非流動資産									
有形固定資産	17	78,718	105,309			79,809	106,768		
投資不動産	20	103	138			112	150		
無形資産	21	17,668	23,636			19,089	25,537		
のれん	22	13,779	18,434			14,241	19,052		
繰延税金資産	23	8,578	11,476			9,112	12,190		
持分法適用投資	24	861	1,152			1,682	2,250		
非流動金融デリバティブ	25	1,236	1,654	*21*	*28*	1,383	1,850	*15*	*20*
非流動契約資産	26	304	407			487	652		
その他の非流動金融資産	27	5,159	6,902	*1,144*	*1,530*	6,006	8,035		
その他の非流動資産	29	2,494	3,336			2,701	3,613		
合計		**128,900**	**172,442**			**134,622**	**180,097**		
流動資産									
棚卸資産	31	2,401	3,212			2,531	3,386		
売掛金	32	12,046	16,115	*863*	*1,155*	13,083	17,502	*896*	*1,199*
流動契約資産	26	176	235			166	222		
税金資産		446	597			409	547		
流動金融デリバティブ	25	3,471	4,644			4,065	5,438	*8*	*11*
その他の流動金融資産	28	5,113	6,840	*190*	*254*	4,305	5,759	*27*	*36*
その他の流動資産	30	3,578	4,787	*164*	*219*	3,115	4,167	*183*	*245*
現金および現金同等物	33	5,906	7,901			9,029	12,079		
合計		**33,137**	**44,331**			**36,703**	**49,101**		
売却目的資産	34	**1,416**	**1,894**			**101**	**135**		
資産合計		**163,453**	**218,667**			**171,426**	**229,334**		

		2020年12月31日				2019年12月31日			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
負債および株主持分									
親会社株主帰属持分									
資本金		10,167	13,601			10,167	13,601		
自己株式準備金		(3)	(4)			(1)	(1)		
その他の剰余金		(39)	(52)			1,130	1,512		
利益剰余金（繰越欠損金）		18,200	24,348			19,081	25,527		
合計		**28,325**	**37,893**			**30,377**	**40,638**		
非支配持分		**14,032**	**18,772**			**16,561**	**22,155**		
資本合計	35	**42,357**	**56,665**			**46,938**	**62,794**		
非流動負債									
長期借入金	36	49,519	66,247	*984*	*1,316*	54,174	72,474	*715*	*957*
従業員給付	37	2,964	3,965			3,771	5,045		
リスクおよび費用に対する引当金（非流動部分）	38	5,774	7,724			5,324	7,122		
繰延税金負債	23	7,797	10,431			8,314	11,122		
非流動金融デリバティブ負債	25	3,606	4,824			2,407	3,220		
非流動契約負債	26	6,191	8,282	*161*	*215*	6,301	8,429	*151*	*202*
その他の非流動負債	39	3,458	4,626			3,706	4,958		
合計		**79,309**	**106,100**			**83,997**	**112,371**		
流動負債									
短期借入金	36	6,345	8,488			3,917	5,240		
1年以内返済予定の長期借入金	36	3,168	4,238	*108*	*144*	3,409	4,561	*89*	*119*
リスクおよび費用に対する引当金（流動部分）	38	1,057	1,414			1,196	1,600		
買掛金	41	12,859	17,203	*2,205*	*2,950*	12,960	17,338	*2,291*	*3,065*
未払法人税等		471	630			209	280		
流動金融デリバティブ負債	25	3,531	4,724			3,554	4,755	*8*	*11*
流動契約負債	26	1,275	1,706	*16*	*21*	1,328	1,777	*39*	*52*
その他の短期金融負債	42	622	832			754	1,009		
その他の流動負債	40	11,651	15,587	*37*	*49*	13,161	17,607	*30*	*40*
合計		**40,979**	**54,822**			**40,488**	**54,165**		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債	34	**808**	**1,081**			**3**	**4**		
負債合計		**121,096**	**162,002**			**124,488**	**166,540**		
負債および株主持分合計		**163,453**	**218,667**			**171,426**	**229,334**		

次へ

連結持分変動計算書（IFRS）（注記35）

	親会社株主に帰属する資本金および剰余金																																					
	資本金		資本剰余金		自己株式	準備金	資本性金融商品	準備金-永久ハイブリッド債	法定準備金		その他の剰余金		換算剰余金		ヘッジ剰余金		ヘッジコスト剰余金		FVOCIの金融商品の測定による剰余金		持分法適用株式投資による剰余金		数理計算上の差異		支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金		非支配持分の取得による剰余金		利益剰余金		親会社株主帰属持分		非支配持分		資本合計	
	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
2018年12月31日現在	**10,167**	**13,601**	**7,489**	**10,019**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,034**	**2,721**	**2,262**	**3,026**	**(3,317)**	**(4,437)**	**(1,745)**	**(2,334)**	**(258)**	**(345)**	**16**	**21**	**(63)**	**(84)**	**(714)**	**(955)**	**(2,381)**	**(3,185)**	**(1,623)**	**(2,171)**	**19,853**	**26,559**	**31,720**	**42,435**	**16,132**	**21,581**	**47,852**	**64,016**
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-(3,050)	(4,080)	**(3,050)**	**(4,080)**	**(1,190)**	**(1,592)**	**(4,240)**	(5,672)
自己株式の購入	-	-	(9)	(12)	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10)**	**(13)**	**-**	**-**	**(10)**	(13)
組替	-	-	7	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(9)	-	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-
貨幣的再評価（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	139	**104**	**139**	**170**	**227**	**274**	367
非支配持分との取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	82	-	-	**61**	**82**	**593**	**793**	**654**	875
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(220)	(294)	41	55	-	-	-		-	-	(11)	(15)	-		(3)	(4)	-	-	**(193)**	**(258)**	**1**	**1**	**(192)**	(257)
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(265)	(355)	94	126	111	148	5	7	(56)	(75)	(318)	(425)	-	-	-	-	2,174	2,908	**1,745**	**2,334**	**855**	**1,144**	**2,600**	3,478
内訳						-																														
－その他の包括利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(265)	(355)	94	126	111	148	5	7	(56)	(75)	(318)	(425)	-	-	-	-	-	-	**(429)**	**(574)**	**(447)**	**(598)**	**(876)**	(1,172)
－当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,174	2,908	**2,174**	**2,908**	**1,302**	**1,742**	**3,476**	4,650
2019年12月31日現在	**10,167**	**13,601**	**7,487**	**10,016**	**(1)**	**(1)**	**-**	**-**	**2,034**	**2,721**	**2,262**	**3,026**	**(3,802)**	**(5,086)**	**(1,610)**	**(2,154)**	**(147)**	**(197)**	**21**	**28**	**(119)**	**(159)**	**(1,043)**	**(1,395)**	**(2,381)**	**(3,185)**	**(1,572)**	**(2,103)**	**19,081**	**25,527**	**30,377**	**40,638**	**16,561**	**22,155**	**46,938**	**62,794**
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-(3,487)	(4,665)	**(3,487)**	**(4,665)**	**(1,356)**	**(1,814)**	**(4,843)**	(6,479)
自己株式の購入	-	-	(11)	(15)	(2)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(13)**	**(17)**	**-**	**-**	**(13)**	(17)
資本性金融商品－永久ハイブリッド債	-	-	-	-	-	-	2,386	3,192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2,386**	**3,192**	**-**	**-**	**2,386**	3,192
株式報酬準備金（LTI賞与）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6**	**8**	**-**	**-**	**6**	8
第5回エンデサ団体交渉協定の署名後の確定給付制度の縮小についての組合意見書の組替（IAS19）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106	142	-	-	-	-	(106)	(142)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-
組替	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	**(1)**	**(1)**	**-**	**-**	**(1)**	(1)
貨幣的再評価（IAS第29号）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	140	**105**	**140**	**147**	**197**	**252**	337
非支配持分との取引	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	(257)	(344)	(13)	(17)	-	-	-	-	-	-	(28)	(37)	-	-	280	375	(2)	(3)	**(20)**	**(27)**	**(709)**	**(949)**	**(729)**	(975)
当期包括費用	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	(2,987)	(3,996)	(294)	(393)	(95)	(127)	(22)	(29)	(9)	(12)	(231)	(309)	-	-	-	-	2,610	3,492	**(1,028)**	**(1,375)**	**(611)**	**(817)**	**(1,639)**	(2,193)
内訳																																				
－その他の包括利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-(2,987)	(3,996)	(294)	(393)	(95)	(127)	(22)	(29)	(9)	(12)	(231)	(309)	-	-	-	-	-	-	**-(3,638)**	**(4,867)**	**(1,623)**	**(2,171)**	**(5,261)**	(7,038)
－当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,610	3,492	**2,610**	**3,492**	**1,012**	**1,354**	**3,622**	4,846
2020年12月31日現在	**10,167**	**13,601**	**7,476**	**10,001**	**(3)**	**(4)**	**2,386**	**3,192**	**2,034**	**2,721**	**2,268**	**3,034**	**(7,046)**	**(9,426)**	**(1,917)**	**(2,565)**	**(242)**	**(324)**	**(1)**	**(1)**	**(128)**	**(171)**	**(1,196)**	**(1,600)**	**(2,381)**	**(3,185)**	**(1,292)**	**(1728)**	**18,200**	**24,348**	**28,325**	**37,893**	**14,032**	**18,772**	**42,357**	**56,665**

次へ

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

		2020年				2019年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
	注記	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円	百万ユーロ	億円
税引前当期純利益		**5,463**	**7,308**			**4,312**	**5,769**		
調整額：									
売掛金およびその他の金融資産の正味減損	10.d	1,285	1,719			1,144	1,530		
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	10.e	7,163	9,583			9,682	12,953		
純金融費用	12-13	2,606	3,486			2,443	3,268		
持分法適用による株式投資の純利益	14	299	400			123	165		
正味運転資本の変動		(1,567)	(2,096)			(273)	(365)		
－棚卸資産	31	(8)	(11)			318	425		
－売掛金	32	(1,350)	(1,806)	*33*	*44*	(877)	(1,173)	*189*	*253*
－買掛金	41	698	934	*(86)*	*(115)*	(51)	(68)	*(633)*	*(847)*
－その他の契約資産	26	(15)	(20)			(31)	(41)		
－その他の契約負債	26	(142)	(190)			154	206		
－その他の資産／負債		(750)	(1,003)	*34*	*45*	214	286	*18*	*24*
引当金繰入額		834	1,116			515	689		
引当金の目的使用		(1,202)	(1,608)			(1,838)	(2,459)		
受取利息およびその他の金融収益受取額	12-13	1,705	2,281	*62*	*83*	1,582	2,116	*88*	*118*
支払利息およびその他の金融費用支払額	12-13	(3,690)	(4,936)	*(71)*	*(95)*	(4,235)	(5,666)	*(46)*	*(62)*
商品の測定による純（利益）／費用		188	252			(86)	(115)		
法人税の支払額	15	(1,575)	(2,107)			(1,850)	(2,475)		
キャピタル・ゲイン		(1)	(1)			(268)	(359)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		**11,508**	**15,395**			**11,251**	**15,052**		
有形固定資産への投資額	17-20	(8,330)	(11,144)			(8,236)	(11,018)		
無形資産への投資額	21	(1,218)	(1,629)			(1,023)	(1,369)		
非流動契約資産への投資額		(649)	(868)			(692)	(926)		
企業（または事業）への投資額（現金および現金同等物取得額控除後）	7	(33)	(44)			(320)	(428)		
企業（または事業）の売却額（現金および現金同等物売却額控除後）	7	154	206			688	920		
その他の投資活動の（増加）/減少		(41)	(55)			468	626		
投資活動によるキャッシュ・フロー(B)		**(10,117)**	**(13,535)**			**(9,115)**	**(12,194)**		
長期借入金の新規借入	44.3	3,924	5,250			8,899	11,905		
借入金の返済	44.3	(1,950)	(2,609)	*(104)*	*(139)*	(5,511)	(7,373)	*(89)*	*(119)*
純金融債務のその他の変動		(712)	(953)	*(176)*	*(235)*	355	475		
支配の変更を伴わない株式投資の取得および非支配持分とのその他の取引に係る支払い		(1,067)	(1,427)			530	709		
ハイブリッド社債の発行／（償還）		588	787			-	-		
自己株式の購入		(13)	(17)			(10)	(13)		
配当金および中間配当金支払額		(4,742)	(6,344)			(3,957)	(5,294)		
財務活動による／（使用された）キャッシュ・フロー(C)		**(3,972)**	**(5,314)**			**306**	**409**		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		**(497)**	**(665)**			**(76)**	**(102)**		
現金および現金同等物の増加/（減少）(A+B+C+D)		**(3,078)**	**(4,118)**			**2,366**	**3,165**		
現金および現金同等物期首残高(1)		9,080	12,147			6,714	8,982		
現金および現金同等物期末残高(2)		6,002	8,029			9,080	12,147		

(1) うち、2020年1月1日現在の現金および現金同等物は9,029百万ユーロ（2019年1月1日現在は6,630百万ユーロ）、2020年1月1日現在の短期有価証券は51百万ユーロ（2019年1月1日現在は63百万ユーロ）、ならびに、2019年1月1日現在の「売却目的資産」に係る現金および現金同等物は21百万ユーロ。

(2) うち、2020年12月31日現在の現金および現金同等物は5,906百万ユーロ（2019年12月31日現在は9,029百万ユーロ）、2020年12月31日現在の短期有価証券は67百万ユーロ（2019年12月31日現在は51百万ユーロ）、ならびに、2020年12月31日現在の「売却目的資産」に係る現金および現金同等物は29百万ユーロ。

前へ　次へ

連結財務書類の注記

表示基準

注記1 連結財務書類の形式と内容

エネル・エスピーエーは、イタリアのローマ、ヴィアレ レジーナ、マルゲリータ 137にその登録事務所を有し、1999年以来ミラノ証券取引所に上場している。

2020年度においても社名の変更はなかった。

エネルは、多国籍エネルギー企業であり、特にヨーロッパおよびラテンアメリカに重点を置いた、電力およびガス業界における世界でも大手の総合オペレーターである。

2020年12月31日に終了した事業年度に関する連結財務書類は、エネル・エスピーエーおよび子会社の財務書類ならびにグループの関連会社およびジョイント・ベンチャーにおける持分に加え、共同支配事業の資産、負債、費用および収益に対するグループの比例持分（以下、「当グループ」という）で構成されている。

連結の範囲に含まれる子会社、関連会社、共同支配事業およびジョイント・ベンチャーのリストは添付されている。

本連結財務書類は2021年3月18日に取締役会によって公表が承認された。

また、本連結財務書類はケーピーエムジーエスピーエーによる監査を受けている。

表示基準

2020年12月31日に終了した事業年度における当グループの連結財務書類は、規則(EC) 1606/2002号により欧州連合によって公認され、同年末現在有効であった国際会計基準審議会（IASB）公表の国際会計基準（IAS）および国際財務報告基準（IFRS）、ならびにIFRS解釈指針委員会（IFRSIC）および解釈指針委員会（SIC）の解釈指針に準拠して作成されている。これら基準や解釈はすべて以下、「EU版IFRS」という。

連結財務書類は、2005年2月28日制定の政令第38号9条3項の基準にも準拠して作成されている。

連結財務書類は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、および関連する注記より構成されている。

連結財政状態計算書上の資産および負債は「流動/非流動基準」に基づいて分類され、売却目的資産および売却目的の処分グループに含まれる負債は独立表示されている。現金および現金同等物を含む流動資産は、当グループの通常の営業循環過程において現金化、売却または消費することを意図している資産であり、流動負債は、当グループの通常の営業循環過程において決済されると見込まれる負債である。

損益計算書は、費用性質法に基づいて区分されており、親会社の所有者および非支配持分に帰属する継続事業からの利益（損失）および非継続事業からの利益（損失）は、別個に報告されている。

連結キャッシュ・フロー計算書は間接法を使用し作成されており、非継続事業に伴う営業活動、投資活動および財務活動は、別個に報告されている。

特に、当グループは項目の分類においてIAS第7号の規定を逸脱していないが、以下のとおりとなっている。

- **営業活動によるキャッシュ・フローは、中核事業からのキャッシュ・フロー、貸付金および借入金の利息、ならびに、関連会社またはジョイント・ベンチャーから受領した配当を報告している。**
- **投資活動は、有形固定資産および無形資産への投資ならびに当該資産およびサービス委譲契約に関連した契約資産の処分によって構成される。当グループが会社の支配を取得または喪失した場合の企業結合の影響、およびその他の重要でない投資の影響も含まれる。**
- **財務活動によるキャッシュ・フローには、負債管理取引およびリース取引、親会社および非支配持分の所有者に支払われた配当および中間配当、ならびに、関係する会社の支配の状況を変化させない非支配持分の取引による影響が含まれる。**
- **現金および現金同等物に対する為替レートの影響を報告するために別項目が使用され、営業活動によるキャッシュ・フローに対する影響を中立化するために、損益に対するその影響は全額が消去されている。**

キャッシュ・フロー計算書で報告されているキャッシュ・フローに関する詳細については、事業に関する報告の中の「キャッシュ・フロー」に関する注記を参照。

連結財務書類は、個別の項目に適用されている測定基準で説明されているように、IFRSに準拠して公正価値で測定されている項目、ならびに、帳簿価額と公正価値から売却コストを控除した額のいずれか低い方の額で測定されている、売却目的に分類された非流動資産および処分グループを除き、取得原価を基礎として、継続企業を前提に作成されている。

連結財務書類は、親会社エネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロ建で表示されている。すべての数値は特に記載がない限り百万ユーロ単位で表示されている。

連結損益計算書、財政状態計算書および連結キャッシュ・フロー計算書においては、2.2「重要な会計方針」にその定義が記載される関連当事者との取引を開示している。

連結財務書類は、前年度について、比較情報を提供している。

注記2 会計方針および測定基準

2.1 見積りおよび経営者の判断の使用

EU版IFRSに基づく連結財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在で、収益、費用、資産および負債の帳簿価額、これに関連した科目に係る開示、ならびに偶発資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積りおよび仮定を行うことが求められる。見積りおよび経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験およびその他の要因に基づくものである。これらは、資産および負債の帳簿価額をその他の情報源から決定することが容易でない場合に策定される。したがって、実際の結果は、これらの見積りとは異なる場合がある。見積りおよび仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在および将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間および関連する将来の期間に認識される。

次項においては、連結財務書類への理解を向上させるために、見積りの使用の影響を受ける主な科目につき経営者の判断が重要な影響を与える場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。このような評価にあたり、本質的に不確実なものに関する仮定の使用と職業的専門家としての判断は重要な要素となる。

仮定と判断の基礎となる状況の変化は、将来の結果に重大な影響を与える可能性がある。

また、新型コロナウイルス感染症拡大の影響については、当グループを取り巻くマクロ経済・金融・経営環境の将来予測において不確実性が高いという特徴があり、ボラティリティの拡大によって影響を受ける資産・負債の帳簿価額に関する経営者による評価や見積りに反映されている。この点に関し、以下のセクションでは、新型コロナウイルス感染症拡大の影響を最も受けた財務諸表の領域において使用された見積りと判断に関する具体的な情報を記載している。当該記載は、2020年12月31日時点で入手可能な情報に基づき、絶えず変化するシナリオを考慮した上で作成された。新型コロナウイルス感染症拡大の主な影響については、注記9.a「販売・サービス収入」、注記17「有形固定資産」、注記22「のれん」、注記37「従業員給付」、注記44「カテゴリー別の金融商品」を参照すること。

気候変動問題の影響については、当グループは、気候変動は、特定の会計上の項目の評価及び（または）測定において見積りを行うために使用されるメソドロジー及びモデルを適用する際の明示されない要素であると考えている。

また、当グループは、経営者による重要な判断において、気候変動の影響を考慮している。この点に関し、経営者による見積り及び判断の使用により影響を受ける連結財務諸表（2020年12月31日現在）上の主な項目は、発電所に関連する非金融資産及び債務の減損であり、これには発電所の閉鎖及び敷地の原状回復に関するものが含まれる。当該項目の詳細については、注記17「有形固定資産」、注記22「のれん」及び注記38「リスク引当金」を参照すること。

見積りの使用

顧客との契約から生じる収益

エンドユーザー向けの電力およびガスの供給による収益は、電気およびガスが供給されたときに認識されるが、定期的（かつ当該年度に係る）検針または卸売業者および運送業者から通知された販売量に基づく請求金額に加えて、いまだ未請求だが期中に供給されたと見積もられる電力およびガスの見積金額を含めて認識している。この見積金額は電力とガスの供給ネットワークへの供給量に基づく金額と請求額の差額であり、供給ネットワークにおけるロスを考慮に入れたものである。最終のメーター検針日から年度末の間の収益は、消費記録をもとに主に決定され、気候要因やその他見積消費量に影響を及ぼす事項を考慮して調整された個別の顧客の1日当たりの見積消費量に基づいている。

当該収益項目の詳細については、注記9.a「販売およびサービスからの収益」を参照すること。

非金融資産の減損

有形固定資産、投資不動産、無形資産、使用権資産、のれん、および、関連会社・ジョイントベンチャーへの投資の帳簿価額がその回収可能価額、すなわち、処分コスト控除後の公正価値と使用価値のいずれか高い方を上回る場合には、当該資産の減損が発生している。

このような資産の回収可能価額の評価は、注記22「のれん」にその詳細を記載するIAS第36号の規定に基づくものである。

回収可能価額を算定するために、通常、当グループは使用価値を採用している。使用価値は、貨幣の時間的価値に対する現在の市場の評価および資産に固有のリスクを反映した税引前割引率を用いて現在価値に割り引かれた、当該資産がもたらす見積将来キャッシュ・フローに基づく。

使用価値の算定に使用される将来キャッシュ・フローは、数量、収益、営業費用および投資についての予測を含んだ、経営者が承認した最新の事業計画に基づく。

これらの計画は、翌5年間を対象としている。その後の年度については、以下を考慮に入れている。

- **＞　事業の固有の特徴に基づく、キャッシュ・フローの算定において検討した主要な変数の長期の推移および資産の平均残存耐用年数または割引期間に関する仮定。**
- **＞　電力需要の長期的な成長率に等しい長期成長率および（または）いかなる場合にも関連市場の長期平均成長率を上回ることのないインフレ率（国や事業に左右される）**

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に使用される見積りおよび仮定ならびに適用される割引率の影響を受ける。しかしながら、回収可能価額の計算の基礎となった仮定に変更があれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非金融資産グループの分析は独自に行われ、経営者は、特定の状況で慎重かつ合理的とみなされる見積りおよび仮定の使用を求められる。

現行のシナリオでは、新型コロナウイルス感染症拡大の影響により、減損の兆候にかかる分析はこれまで以上に重要視されており、このため、2020年12月31日現在の非金融資産の帳簿価額が減少するか否かの検証が試行された。

当グループは、非金融資産の減損の兆候の有無を判定するにあたり、新型コロナウイルス感染症拡大の影響を慎重に検討している。

当グループのビジネスモデルに沿って、また、電源ミックスの脱炭素化の加速とエネルギー転換プロセスの推進に関連して、気候変動問題が予想キャッシュ・フローの見積りに使用される合理的かつ裏付け可能な仮定に影響を与えているかどうかについても慎重に検討を行っている。その際、必要に応じて、気候変動の長期的な影響についても考慮しており、特に、関連する事業の特性に基づく2030～2050年の電力需要の変動に応じた長期的な成長率を試算する際の検討材料としている。

新型コロナウイルス感染症拡大および気候変動に関連する影響を考慮した資産の回収可能価額の見積りに使用した、主な仮定に関する情報、および、これらの仮定の変更に関する情報は、注記22 「のれん」 に記載されている。

金融資産の予想信用損失

各報告期間の終了時点において、当グループは、償却原価で測定される売掛金およびその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産ならびに範疇に含まれるすべてのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

金融資産に対する損失引当金は、デフォルト・リスクについての仮定および予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、これらの仮定を行う際や減損の計算に用いるインプットを選択する際には、当グループの過去の経験、現在の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づく判断を使用している。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およびデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定される予想信用損失（すなわち、ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（不足分の全額を含む）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

特に、売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当グループは簡便化アプローチを適用し、通常12ヵ月に等しい資産の残存期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。

特定の参照市場および当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収の見込みに基づき、当該資産については、当グループは予想信用損失を決定する際には、信用リスクの著しい増大を効果的に示すと考えられている「支払期限の180日経過」をデフォルトとする定義を主に適用している。このため、支払期限を90日経過している金融資産は通常、一部の特定の規制市場を除いては、デフォルト状態にあるとはみなされない。

売掛金および契約資産については、当グループは売掛金・契約資産を特定の規制上および事業上の状況を考慮した上で特定のクラスターに細分化したものに基づき、集合的アプローチを主に適用している。売掛金が経営者により個別に重要であるとみなされ、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が存在する場合にのみ、当グループは分析的アプローチを適用する。

個別評価の場合においては、PDは主に外部プロバイダーから取得する。

一方、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共有する信用リスク特性および延滞情報に基づき細分化される。

事業別および各国における規制の枠組みに加えて、顧客のポートフォリオにはリスク、デフォルト率および回収の期待値の点でも差異があることに基づき、特定のクラスターが定義される。
契約資産は、同一の種類の契約に対する売掛金と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、当グループは予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を考慮に入れる。

- **＞ PDは、平均デフォルト率として仮定されており、最低24ヵ月の履歴データを考慮して、クラスターごとに計算される。**
- **＞ LGDは、デフォルトした際の回収率の関数であり、EIRで割引かれる。**
- **＞ EADは、報告日時点での帳簿上のエクスポージャーから、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額および発行予定の請求額を含めた現金保証金を控除した額として見積もられる。**

経営者による特定の評価に基づき、ポートフォリオや金融商品のリスクに影響を与える可能性のある将来の事象の可能性やマクロ経済的シナリオを反映するため定性的な情報および定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。
新型コロナウイルス感染症拡大が売掛金の減損に与える影響を考慮するため、IFRS第9号に従い当グループが採用している減損モデルの結果に対する調整（いわゆる「モデル後の調整」）を行った。主に、専門家による与信判断に基づき算定を行ったが、当該与信判断は、特定の顧客セグメントにおける回収状況の悪化に基づくものである。
使用した主要な仮定およびインプットに関する詳細については、注記44「カテゴリー別の金融商品」を参照すること。

2012年法律第134号制定後のイタリア国内の水力発電所の一部の要素の減価償却対象額

2012年8月11日、「成長のための緊急対策」を定める2012年8月7日付法律第134号が官報（*Gazzetta Ufficiale*）に掲載され、水力発電事業権に適用される規則の根本的変革が導入されることとなった。同法は、様々な規定の中でも特に、主要な水力発電用用水路の事業権が満了する5年前、および当該事業権の失効、放棄または取消しがあった場合に、水力発電目的の使用と両立しない異なった目的に水を使用する有力な公共的利益が存在しないことを条件として、20年から最長30年までの範囲の期間にわたる事業権を有償で付与するための公開入札が管轄の公的機関によって行われることを定めている。
同法は、事業の継続性を確保するために、撤退する事業権保有者と付与機関との間の交渉を通じ下記の各要素を十分に考慮して決定される代価の支払と引換えに、事業権に関連するすべての法的関係を含め、撤退する事業権保有者から新たな事業権保有者に対し事業権運用に必要な事業単位が譲渡される方法も定めている。

- **＞ 水路および発電所に適用される統合法（1933年12月11日付勅令第1775号第25条）の下で無償で放棄されるものとされている取水口、制御装置、導水路および流水路について、通常損耗分を減額した後の再評価後原価から、当該施設の建設に関して事業権保有者が受領した政府補助金（同様に再評価後の金額）を控除した金額。**
- **＞ その他の有形固定資産について、市場価値すなわち通常損耗分による価値の減額後の再調達原価。**

この新たな規則は、水力発電事業権の運用に係る事業単位の所有権の譲渡について重要な変更を導入するものであるが、既存事業権の終了時に回収可能な金額（残存価額）の信頼できる見積りを行うことが不確実性のために可能でないことを考えれば、これら原則の実務上の適用は難航する。
このため経営者は、残存価値について合理的かつ信頼性の高い見積を行うことはできないと結論づけた。
この法令が新たな事業権保有者が撤退する事業権保有者に対する支払を行うことを要求している事実により、経営者は2012年法律第134号以前には無償で放棄されるものに分類していた資産の減価償却期間を見直し、（2011年12月31日終了年度までは、当該資産が無償で放棄されることを考慮し、減価償却期間は、事業権の期間と個別の資産の耐用年数終了時までの期間のうち、短い方の期間に相当していた）、個々の資産の耐用年数が事業権の期間よりも長ければ、減価償却費を後者ではなく前者に基づいて算出した。残存価額の計算を可能とするような追加的情報が入手可能となった場合は、関係する資産の帳簿価額は将来に向かって調整されることになる。

金融商品の公正価値の算定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場インプットの使用を最大化した特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を使用して算定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営陣は測定される商品の性格を十分に考慮し、インプットを見積もる。
公正価値で測定される金融商品に関する詳細については、注記48「公正価値で測定される資産および負債」を参照すること。
IFRS第13号に従い、当グループは金融商品の公正価値をカウンターパーティー・リスクについて調整するために、注記48で説明されている方法を使用して、カウンターパーティー（信用評価調整－CVA ）と自社（債務評価調整－DVA ）の両方の信用リスク測定値を算入した。インプット日を見積もる際の仮定の変更は、これらの金融商品について認識された公正価値に影響を与える可能性がある。
特に、市場が不安定で、経済見通しが非常に不確実であり、急速に変化する可能性のある現在の状況においては、インプット・データの推定における仮定の変更は、これらの金融商品の公正価値に影響を及ぼす可能性がある。

開発費

開発費の回収可能性を決定するために、資産の使用または販売の準備が完了する前に発生すると予想される追加的なキャッシュ・アウトフロー、適用される割引率及び便益の見積期間に関する仮定を行なって回収可能価額の見積りを行う。

年金およびその他の退職後給付

当グループの一部の従業員は、給与履歴や勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。
これらの制度の費用と負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算されている。年金数理人は、過年度の費用と将来の予想費用の統計データを含む統計的な要素と年金数理的な要素を合わせて計算に使用している。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、物価上昇率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。

これらの見積りは、実際の医療費の変化だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。
そのような差異は、年金費用やその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。
新型コロナウイルス感染症拡大に関し、当グループは、緊急事態により生じた経済危機が当該制度における資産及び負債の測定に用いる数理計算上の仮定に与える影響を慎重に分析している。
採用された主な年金数理上の仮定の詳細については、注記37を参照。

リスクおよび費用に対する引当金

リスクおよび費用に対する引当金の詳細については注記38 「リスク引当金」を参照すること。
注記53 「偶発資産・負債」においても、当グループの最も重要な偶発債務に関する情報を記載している。

訴訟

当グループは、通常従事する業務に関連し民事、行政および税務上の係争に関わっており、これらが多額の負債を発生させるおそれがある。これらの係争の結果を予測することは、必ずしも可能ではない。この訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務と負債のいずれに分類するかについて、たとえ当グループを支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者が判断することが求められる。
弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、費用の金額を合理的に見積ることが可能であると判断した訴訟に関するすべての重要な負債に対して引当金が認識されている。

除却および敷地の原状回復を含めた発電所に関連した義務

発電事業には、発電所の運転期間終了後に実施されなくてはならない将来の介入に関して事業者に対する義務が伴うことがある。
このような介入には、発電所の除却および敷地の原状回復、または関係する発電技術の種類に関連したその他の義務が含まれることがある。こうした義務の性質は、それらに対して使用される会計処理に対して重要な影響を及ぼすこともある。
原子力発電所の場合には、その費用が廃炉ならびに使用済燃料およびその他の放射性物質の保管の両方が関連しており、費用が最長100年まで見積もられる長期間にわたり発生することから、将来の費用の見積りが重要なプロセスとなる。
義務は、財務的および技術的仮定に基づき、当グループが引き受けた義務を満たすために支払わなくてはならないとみなす将来キャッシュ・フローを割り引き計算される。
負債の現在価値を算定する際に用いられる割引率は税引前リスクフリー・レートであり、発電所が所在する国の経済的パラメーターに基づいている。
当該負債は、測定日現在の技術に基づき経営者により数量化され、保管、除却および敷地の原状回復の技術の発展に加えて、衛生および環境保護を定める法令の枠組みの継続的な進展を考慮して毎年見直しがされる。
その後、義務の価額は時の経過および見積りの変更を反映して調整される。

有償契約

当グループは、契約に基づいて引き受けた義務（罰則を含む）、および、契約から得られると推定される経済的便益を履行するために必要な非裁量的費用を見積もることにより、不利な契約を特定している。

リース

事前にリースの計算利子率が容易に判定できない場合には、当グループは、支払リース料の現在価値を計算するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が、同様の期間にわたり、同様の保証を付けて、使用権資産と同様の価値を有する資産を同様の経済環境において獲得するのに必要な資金を借り入れるために支払わなければならないであろう利率である。観測可能なインプットを入手することができない場合には、当グループは、リースの条件および借手固有の特定の見積りを反映する仮定を行ってIBRを見積もる。

IFRS第16号を採用するにあたり当グループにとり最も重要性がある判断のうちのひとつは、貸手に支払うことが要求される支払リース料の現在価値を計算するために必要なこのIBRを算定することであった。IBRを算定するための当グループのアプローチは、次の主な3つの構成要素の評価に基づく。

- **支払リース料の通貨フロー、リース契約の交渉が行われた経済環境およびリース期間を考慮したリスクフリー・レート**
- **基礎にある親会社からのまたはその他の保証を考慮してリース賃借人に特有のIBRを計算するためのクレジット・スプレッドの調整**
- **割引率が一般的な追加借入利子率であるよりもむしろ原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に、貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。**

リース負債に関する詳細については注記44「カテゴリー別金融商品」を参照すること。

法人税等

繰延税金資産の回収可能性

2020年12月31日現在の連結財務書類には、**税務上の欠損金や繰越税額控除に関する繰延税金資産及び将来の回収可能性が極めて高いと経営者が判断した金額について繰延税金資産が計上されている。**

繰延税金資産の回収可能性は、欠損金を吸収し他の繰延税金資産の便益を利用するに足る十分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

肯定的および否定的なすべての証拠を考慮して繰延税金資産の回収可能性を評価し、認識可能な金額を算定するために、将来予測される課税所得の時期および水準、ならびに、将来のタックス・プランニング戦略および取崩日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかし、当グループが認識済みの繰延税金資産の全額または一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果としての調整が当該状況の発生した年度の損益に計上される。

繰延税金資産の回収可能性は各期間の末日時点で見直されている。未認識の繰延税金資産は、認識の条件を検証するために、各報告日時点で再評価している。必要に応じて、当グループは繰延税金資産の回収期間とともに、新型コロナウイルス感染症拡大により不確実性が高まった結果として生じた将来減算一時差異（もしあれば）の解消に関する繰延税金資産のモニタリングを行っている。

認識されたまたは認識されなかった繰延税金の詳細については、注記23を参照。

経営者の判断

資金生成単位（CGU）の識別

減損テストのために個々の資産の回収可能価額を決定することができない場合には、当グループは、概ね独立したキャッシュ・インフローを生成する資産の最小の集合を特定する。他の資産または資産のグループからのキャッシュ・インフローとは概ね独立したキャッシュ・インフローを生成する資産の最小の集合はCGUとなる。

これらのCGUの特定には、資産および関係する事業に固有の性質（地域別セグメント、事業セグメント、規制の枠組み等）、および、資産のグループのキャッシュ・インフローが相互に密接に依存しており、他の資産（または資産のグループ）に関連するものからは概ね独立していることを示す証拠に関する経営者の判断が含まれる。

経営者が採用したビジネス・モデルの範囲内でこれらの資産を管理および監視する方法も、それぞれのCGUの資産の特定の基礎となっている。

CGUの数および範囲は、当グループが実行する新たな企業結合および組織再編の影響を反映するため、および資産が独立したキャッシュ・インフローを生成する能力に影響を及ぼす可能性のある外部要因を考慮に入れるために、系統的に更新される。

特に、当グループが所有する特定された具体的資産のいずれかが、キャッシュ・フローの生成に寄与するその能力を損なうような経済上または事業上の悪条件の影響を受けた場合は、当該資産はCGUのその他の資産から分離された上で回収可能性が別途分析され、必要に応じて減損処理される可能性がある。

経営者が識別したCGUのうち、連結財務書類において認識されているのれんの配分を受けたもの、および、CGUを特定するために用いられた要件は、注記22「のれん」に示すとおりである。

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当グループが投資先への関与からの変動リターンにさらされるかまたは変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じてこうした変動リターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が実現する。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する活動を指図する現在の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数を所有することのみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。この結果、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当グループに付与する実質的な権利が決定されるかどうかを評価するために、その判断を用いなければならない。

支配を評価する目的で、経営者は、他の投資家との契約、その他の契約上の取決めから生じる権利および潜在的な議決権（コール・オプション、ワラント、非支配株主に付与されたプット・オプション等）を含む、すべての事実および状況を分析する。当グループが投資先に対して保有する議決権または類似した権利が過半数に満たない場合には、これらのその他の事実および環境は、かかる評価においては特に重要となる可能性がある。

当グループは、IFRS第10号の適用において支配の存在のかかる分析を行った上で、特定の企業（エムゲサおよびコデンサ）について、事実上の支配の要件が存在すると判断し、当グループがその議決権の過半数を保有していなかったにもかかわらず比例連結をしていた。
また、当グループは、他の事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、投資先を支配しているか否かについては、全ての事実及び状況を勘案して判断している。
当グループは、事実および環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが投資先を支配しているか否かを再評価する。

共同支配の存在の判定および共同支配の取決めの種類

IFRS第11号の規定の下では、共同支配の取決めとは、2人以上の当事者が共同支配を有する場合における契約である。
共同支配は、関連する活動に関する決定が、共同支配を共有するすべての当事者の全会一致の同意を必要とする場合にのみ存在する。
共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャーまたは共同支配事業として構成することができる。ジョイント・ベンチャーは、共同支配を有する当事者が当該事業の純資産に対する権利を有する共同支配の取り決めである。一方、共同支配事業は、共同支配を有する当事者が当該事業に関連する資産に対する権利および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。
共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類を判定するために、経営者は判断を行い、当該取決めから生じる権利および義務を評価する。この目的のために、経営者は当該取決めの構造および法的形態、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件ならびに、該当する場合は、その他の事実および状況を検討する。
当グループは、この分析の後、アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス・IIに対する当グループの持分が共同支配事業であると考えた。
当グループは、事実および状況が、共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類の検証において考慮された1つ以上の要素に変化が発生したことを示している場合に、当グループが共同支配を有しているか否かを再評価する。
ジョイント・ベンチャーに対する当グループの投資の詳細については、注記24 「株式投資」を参照すること。

関連会社に対する重要な影響力の存在の判定

関連会社とは、当グループが重要な影響力、すなわち、投資先の財務および業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、こうした方針に対して支配も共同支配も有しない会社である。一般的に、20%以上の所有持分を有する場合、当グループは重要な影響力を持つと推定される。
重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、すべての事実および状況を検討しなければならない。
当グループは、事実および状況が、重要な影響力の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当グループが重要な影響力を有しているか否かを再評価する。
当グループの関連会社株式への投資の詳細については、注記24 「株式投資」を参照すること。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」の事業権への適用

「IFRIC第12号」は、「公から民」へのサービス委譲契約に適用され、このサービス委譲契約は、事業権者が公共サービスを提供する義務、すなわち、公的機関（譲渡人）のために主要な経済的、および、社会的サービスへの一定期間のアクセスを与える義務を負う契約と定義できる。

これらの契約では、委譲者は、サービスを提供するために使用されるインフラストラクチャーを管理する権利を事業権者に与える。

より具体的には、IFRIC第12号は、次の各要件に該当する場合について、「公から民」へのサービス委譲契約の事業権者による会計処理に関するガイダンスを与えている。

- **＞　事業権者がインフラストラクチャーによってどのようなサービスを、誰に対して、どのような価格で提供しなければならないかについて、委譲者が支配または規制をしている。**
- **＞　契約期間の終了時点において委譲者が、所有権、受益権またはその他の権利を通じて、インフラストラクチャーに対する重要な残余持分を支配している。**

経営者は、事業権者としての当グループに関してこれらの要件が適用されるかどうかの評価に当たり、既存の事業権を慎重に分析した。

この分析によれば、ブラジル国内で事業を行う多数の会社のインフラストラクチャーの一部にIFRIC第12号の規定が適用される。

IFRIC第12号の適用範囲のサービス委譲契約において使用されるインフラストラクチャーに関する詳細は、注記18に記載されている。

顧客との契約から生じる収益

IFRS第15号の適用プロセスにおいて、当グループは、以下の判断を行った（当グループの収益に対する最も重要な影響に関する詳細は、注記9.a「販売およびサービスからの収益」に記載されている。）。

また、当期は、新型コロナウイルスのパンデミックに関連する不確実性が当グループの収益認識、特に、重要な判断に大きく関わる主要な分野に対する影響を慎重に監視しました。

契約の識別

当グループは、契約が存在する時期およびその契約の強制可能性の条件を算定し、当該契約にのみIFRS第15号を適用するため、法域レベルごとに契約条件を慎重に分析する。

履行義務の識別と充足

契約が複数の約束した財またはサービスを含む場合、個別にまたは集合的に会計処理すべきかについて評価するため、当グループは財／サービスの個別の特性および契約の内容における約束の性質の両方を検討し、関連する法令上および規制上の枠組みにおける特定の契約の関連するすべての事実および環境の評価も行う。

履行義務の充足時期を評価するにあたり、当グループは、主に顧客の観点からの評価を行い、財またはサービスの支配が顧客へ移転された時点を評価する。

取引価格の算定

当グループは、契約が変動対価（すなわち、将来の事象が発生、または発生しないことにより変動または左右される対価）を含むかどうかについて判定する際にすべての関連する事実および状況を考慮する。変動対価を見積もる際には、当グループは、権利を得ることになる対価をより正確に予測する手法を用い、契約期間を通じて一貫してその手法を適用する。同様の契約についても、すべての利用可能な情報を考慮し、不透明性が解消されるまでそうした見積りを更新する。当グループは、不確実性が解消された際に、認識された累積収益の重大な戻入れが発生しない可能性が非常に高い範囲においてのみ、取引価格に変動対価の見積金額を含めている。

本人か代理人かの検討

当グループは、当グループが契約の履行に対する主たる責任を有しておらず、したがって財またはサービスが顧客に移転される前には、その財またはサービスを支配していない一部の契約において、当グループが代理人であるとみなしている。例えば、電力／ガスのネットワーク接続サービスやその他の関連事業の一部の契約においては、各国の法令上および規制上の枠組みによっては、当グループは代理人として行動している。

取引価格の配分

1つ以上の履行義務がある契約（例えば「一括」販売契約）については、当グループは一般的に各履行義務に対する取引価格を個別販売価格の割合に応じて配分する。当グループは、すべての情報を考慮し、観察可能な価格が市場において入手可能であればそれを用いて、入手不可能であれば観測可能なインプットの使用を最大化する見積方法を用い、同様の契約についてはそれを継続的に適用して、個別販売価格を決定する。
契約が重要な権利である追加的な財およびサービスに対するオプション（例えばカスタマー・ロイヤリティー・プログラムや更新オプション）を含むと当グループが評価する場合、当該オプションは追加的な履行義務を発生させるため、当グループは取引価格を当該オプションに配分する。

契約費用

当グループは、契約ごとに、またはこれらの費用が契約群に関連している場合には契約群として、契約の獲得の増分費用に対する回収可能性の評価を行う。
当グループは、その他の同様の取引における経験に基づき、潜在的な更新、改訂および同一の顧客との継続契約を含めてさまざまな要因を評価して、こうした費用の回収可能性の裏付けを行う。
当グループは、こうした費用を平均的な契約期間にわたり償却する。契約による便益のこの見積期間を決定するため、当グループは過去の経験（例えば「チャーンレート（解約率）」）、同様の契約から得られる前兆となる証拠および市場に関して入手可能な情報を検討する。

金融資産の分類および測定

当初認識時において、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で計上される金融資産、および損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は商品の契約上のキャッシュ・フローの特性およびキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネス・モデルの両方を評価する。

商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、金融商品の契約上の条項に対する特定の評価に加えて、必要な場合においては定量的分析を実施して、その条項により元本および元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、商品レベルでのSPPIテストを実施する。

ビジネス・モデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

詳細については、注記44の「カテゴリー別金融商品」を参照すること。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、リスク管理戦略の効果を財務書類に反映するため、デリバティブに適用される。

このため、取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループはヘッジ開始時および継続的に、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い有効性を持つかについて評価を行う。

経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象の間の経済的関係の存在、公正価格の変動およびヘッジ比率における信用リスクの支配のほか、非有効部分の測定に基づいた有効性判定は、特定の事実および状況ならびにヘッジ対象およびヘッジ手段の特性に応じ、定性的評価または定量的計算を通じて評価が行われる。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについては、経営者は当該取引は可能性が非常に高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動に対するエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。

また、当期においては、COVID-19のパンデミックに伴う不確実性がヘッジ関係に与える影響についても慎重に検討した。

ヘッジの有効性判定および非有効部分の測定についての主要な仮定に関する詳細については、注記47.1「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

リース

リース契約の評価は、その複雑性および満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための相当な専門家の判断を必要とする。この判断は、特に以下の事項に関係している。

- **当グループが事業を行っているセクターにおいて典型的な事例へのリースの定義の適用。**
- **リース契約に含まれる非リース構成要素の識別。**
- **IFRS解釈指針委員会が発行した最近の解釈指針を十分に考慮し、当該オプションの行使の可能性および原資産の重要な建物付属設備の改良も行ったうえで、リースの期間を決定するために、リースに含まれている更新および終了オプションを評価すること。**

＞ 利率の変動が将来の支払リース料および使用権資産の金額に影響を及ぼすかどうかを判断するための、指数または利率に左右される変動支払リース料の識別。

＞ 支払リース料の現在価値を計算する割引率の見積り。この率に関する仮定の詳細は、「見積りの使用」の段落に記載されている。

リースに関する詳細については、注記19「リース」を参照すること。

法人所得税務処理に関する不確実性

当グループは、現地の税法を考慮に入れ、いずれのアプローチがそれぞれの不確実性のある税務処理の不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実のある法人所得税務処理を別々に考慮するか、1件または複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するか、および、最も可能性が高い金額または期待値のいずれの方法を用いて不確実性の影響を反映するかを決定する。

当グループは、法人所得税務処理における不確実性を特定する際には、専門的判断を重要視している。特定の税務処理が容認される可能性についての評価、あるいは、不確実性による影響に対する見積りのいずれかに変更を生じさせるような事実および状況の変化が起こった場合、または、その両方に変更が生じた場合には、当該判断および見積りの見直しを行っている。

法人税等の詳細については、注記15 「法人税等」を参照のこと。

2.2 重要な会計方針

関連当事者

関連当事者とは、主に、エネル・エスピーエーと同一の親会社を有する者、すなわち、直接的にまたは1もしくは複数の仲介者を通して間接的にエネル・エスピーエーを支配しているか、エネル・エスピーエーに支配されているか、または、エネル・エスピーエーの共同支配の下にありエネル・エスピーエーが重要な影響力を行使することを可能にする持分を保有している企業をいう。関連当事者には、エネル・エスピーエーまたはその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるフォーペンおよびフォンデネル）、ならびに、エネル・エスピーエーおよびその子会社の法定監査役会の構成員（およびその近親者）および経営幹部（およびその近親者）も含まれる。経営幹部は、当社の事業活動の計画、管理、および統制についての権限および直接的・間接的な責任を有する経営層の人員で構成される。この中には、取締役が含まれる。

子会社

子会社とは、当グループが支配を有するすべての事業体である。当グループは、正式な関係の性質とは無関係に、ある事業体への関与から生じる変動リターンにさらされているまたは変動リターンに対して権利を有し、当該事業体に対するパワーの行使を通じて、そのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、当該事業体を支配している。子会社の財務書類は、支配力を得た日から当該状況が中止するまで完全連結されている。

連結手続

連結財務書類を作成するために使用する子会社の財務書類は、当グループが適用する会計方針に基づき、2020年12月31日時点で作成されている。

子会社が、類似した環境における類似した取引および事実について、連結財務書類の作成のために採用された会計方針とは異なった会計方針を使用する場合、当グループの会計方針への準拠を確実にするために、適切な調整が行われる。

事業年度中に取得または処分された子会社の資産、負債、収益および費用は、それぞれ、当グループが支配を獲得した日から、または当グループが当該子会社の支配を喪失した日まで、連結財務書類に含められる。

当期損益およびその他の包括利益は、たとえ非支配持分にとっての損失となる場合においても、親会社の株主と非支配持分に帰属される。

当グループの事業体間の取引に関連したすべての連結会社間の資産および負債、純資産項目、収益、費用ならびにキャッシュ・フローは、全額が消去される。

支配の喪失に至らない子会社の所有持分の変動は、資本取引として会計処理され、支配持分および非支配持分の帳簿価額は当該子会社におけるそれぞれの持分の変動を反映して、調整される。非支配持分の調整額と授受された対価の公正価値との差額は、連結資本で認識される。

当グループが子会社に対する支配を喪失した場合、当該事業体における残存持分は公正価値で再測定され、当該支配の喪失の日に、損益を通じて認識され、支配の喪失により生じた利益または損失が損益を通じて認識される。加えて、当該旧子会社に関連して以前にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

関連会社およびジョイント・ベンチャーへの投資

関連会社とは、当グループが重要な影響力を有する事業体である。重要な影響力とは、すなわち、投資先の財務および営業の方針の意思決定に参加するパワーであるが、投資先に対しては支配も共同支配も持たないものをいう。

ジョイント・ベンチャーとは、当グループが共同支配を行使し、当該取決めの純資産に対する権利を有する共同支配の取り決めである。共同支配とは、取決めの支配の共有であり、該当する活動に対する意思決定は、支配を共有する当事者の全員一致の合意を必要とする。

関連会社とは、当グループが重要な影響力を有する事業体である。重要な影響力とは、すなわち、投資先の財務および営業の方針の意思決定に参加するパワーであるが、投資先に対しては支配も共同支配も持たないものをいう。

当グループの関連会社およびジョイント・ベンチャーへの投資は、持分法を用いて会計処理される。

持分法の下では、これらの投資は当初認識時に取得原価で認識され、取得日時点の当該投資の取得原価と、投資先の識別可能資産および負債の正味公正価値に対する当グループの持分との差額から生じるのれんは、当該投資の帳簿価額に含められる。のれんに対しては、個別には減損テストが行われない。

取得日以降、当該投資の帳簿価額は、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーの損益に対する当グループの持分を、当グループの損益を通して認識し調整される。

投資先のその他の包括利益の変動の結果、関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する当グループの持分が変動した場合においても、帳簿価額の調整が必要となることがある。これらの変動に対する当グループの持分は、当グループのその他の包括利益で認識される。

ジョイント・ベンチャーおよび関連会社から受け取った配当は、当該投資の帳簿価額を減額させる。

当グループと関連会社またはジョイント・ベンチャーとの間の取引による損益は、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーにおける持分の範囲で消去される。

持分法を適用した後、関連会社または合弁会社に対する投資について減損損失を認識する必要があるかどうかを判断している。このような価値の損失を示す客観的な証拠がある場合には、当該資産についてIAS第36号に準拠した減損テストが実施される。減損の詳細については、注記2.1 「非金融資産の減損」 「見積りの利用と経営判断」を参照すること。

投資先が関連会社またはジョイント・ベンチャーではなくなった場合、当グループは残存する投資を、損益を通じて公正価値で認識する。当該旧関連会社またはジョイント・ベンチャーに関連して以前にその他の包括利益で認識された金額は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する所有持分が減少したものの、当グループが引き続き重要な影響力または共同支配を有する場合、当グループは持分法の適用を継続し、当該減少に関連する、以前にその他の包括利益で認識された利益または損失の持分は、当グループが関連する資産または負債を直接的に処分したかのように会計処理される。

関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の一部が売却目的保有として分類される基準を満たした場合、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の、売却目的保有として分類されていない残存部分は、売却保有目的として分離された部分の処分が実行されるまで、持分法を用いて会計処理される。

共同支配事業とは、共同支配を有する当グループが当該事業に関連する資産に対する権利および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。それぞれの共同支配事業について、当グループは資産、負債、費用および収益を、保有する持分ではなく当該取決めの条項に基づいて認識した。

事業の定義を満たす共同支配の取決めに対する持分が増加した場合：

- 当グループが支配を取得し、取得日の直前に当該共同支配の取決めの資産及び負債に対する権利を有していた場合、当該取引は、段階的に達成される企業結合にあたる。このため、当グループは、以前保有していた共同支配事業に対する持分を取得日現在の公正価値で再測定する等、段階的に達成した企業結合に関する要件を適用している。
- 当グループが共同支配を獲得した場合（すなわち、共同支配を保持せずに共同支配事業に対する持分をすでに保有していた）には、当該共同支配事業に対する従前の持分は再測定しない。

関連会社およびジョイント・ベンチャーに対する当グループの投資の詳細については、注記24 「株式投資」を参照すること。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は当初、各取引日における直物為替レートを用いて認識される。機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に期末の為替レート（具体的には、報告日の直物為替レート）を用いて換算が加えられる。

取得原価で認識された外貨建の非貨幣性資産および負債は、取引日における為替レートを用いて換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣資産および負債は、価値を測定した日における為替レートを用いて換算される。為替差損益は純損益を通じて認識される。

関連する資産の当初認識、非貨幣資産の認識の中止に係る費用または収益（またはその一部）、または外貨建の前渡・前受対価に関連する非貨幣負債に使用する直物為替レートを決定する際において、取引日とは前渡・前受対価に関連する非貨幣資産または非貨幣負債を当グループが当初認識した日付である。

前払または前受が複数回の場合、当グループは前払または前受ごとに取引日を決定するものとする。

外貨建財務書類の換算

連結財務書類における収益・費用ならびに資産・負債はすべて、親会社であるエネル・エスピーエーの表示通貨であるユーロで表示されている。

連結財務書類を作成するにあたり、連結財務書類で使用された表示通貨以外の機能通貨を用いている被連結会社の財務書類は、資産および負債（のれんおよび連結調整を含む）については期末日の為替レートを用いてユーロに換算している。損益計算書項目は、それぞれの取引日の実勢為替レートに近似しているという条件の下、年間の平均為替レートにより換算している。

これらの換算により生じた差額は、株主持分の剰余金に直接計上される。これらの為替換算差額は、子会社の（一部または全部の）処分の際に損益計算書において比例的に認識される。

連結会社の機能通貨が超インフレーション経済下の通貨である場合には、下記の特定の換算方法を適用する前に、IAS第29号に従い財務諸表を修正再表示している。

現地通貨の為替レートに対する超インフレーションの影響を考慮するため、超インフレーション経済下の通貨を機能通貨とする企業の財政状態および業績（すなわち、資産、負債、資本項目、収益および費用）は、比較情報としての前年度における財務諸表上の金額（事後の価格水準および為替レートの変動にかかる調整は行われない）を除き、報告日の実勢為替レートを用いて当グループの表示通貨（ユーロ）に換算されている。その後の価格水準の変動またはその後の為替レートの変動に対して調整されていません。

企業結合

2010年1月1日前に着手して当該年度中に完了した企業結合は、IFRS第3号（2004年）に基づいて認識されている。

これらの企業結合ではパーチェス法が用いられており、取得原価は企業結合日時点における被取得企業の資産、発生または引き受けた負債の公正価値に当該企業結合に直接関連するコストを加えて求められる。この取得原価は、被取得企業の資産、負債および識別可能な偶発債務をそれぞれの公正価値で認識することにより、計上された。取得原価と、純資産のうち親会社の所有者に帰属し取得された純資産の公正価値との間の、正の差額は、のれんとして認識されている。差額が負である場合には、損益を通じて認識される。

非支配持分の価額は、純資産における非支配株主の持分比率によって評価される。企業結合が段階的になされた場合、以前取得した純資産の公正価値に対する調整は支配の取得日において資本において認識され、各取引におけるのれんの金額は、各取引日における被取得企業の純資産の公正価値に基づいて別々に算定された。

2010年1月1日以降に行われた企業結合については、IFRS第3号（2008年）が適用されており、同基準を以下「IFRS第3号（改訂版）」という。
より具体的には、企業結合には取得法が用いられており、取得原価（移転された対価）は、企業結合日における被取得企業の資産、発生または引き受けた負債ならびに取得企業が発行した資本持分の取得日における公正価値に等しい。移転対価には、条件付対価の取決めによる資産または負債の公正価値が含まれる。
当該取得に直接関連するコストは損益を通して認識される。
移転対価は、被取得企業の資産、負債および識別可能な偶発債務を取得日におけるそれぞれの公正価値で認識することにより、計上される。取得日現在の公正価値により測定された移転対価の金額、被取得企業の非支配持分の金額、および、当グループが以前に保有していた被取得企業の持分の公正価値（段階的に達成される企業結合において）の合計額が、取得した識別可能な資産及び公正価値により測定された負債の正味価額を超過した場合の差額をのれんとして認識している。差額が負である場合には、当グループはすべての取得資産およびすべての引受負債を正確に識別したかどうかを検証し、取得日に認識する金額の決定に使用される手続を見直す。この評価の結果、取得された純資産の公正価値が依然として移転された対価合計を上回る場合には、この超過分は割安な購入に基づく利益を表し、損益を通じて認識される。
非支配持分の帳簿価額は、取得日において識別可能な資産および負債の差額の非支配株主比率によるか、取得日における公正価値により決定される。
企業結合が段階的になされた場合、以前から所有していた被取得企業に対する持分については支配獲得日において公正価値に再評価され、正または負のあらゆる差異は損益を通して認識される。
条件付対価は、取得日時点の公正価値で認識される。資産もしくは負債、またはIFRS第9号の適用範囲の金融商品に分類される条件付対価の公正価値のその後の変動は、損益において認識される。条件付対価がIFRS第9号の適用範囲に該当しない場合、その測定は、適切なEU版IFRSに基づいて行われる。資本として分類される条件付対価の再測定は行われず、その後の決済は資本取引として会計処理される。
資産、負債および偶発債務の公正価値が暫定的にしか算定できない場合、企業結合はその暫定的な価値で認識される。測定の完了により発生したすべての調整金額は比較情報を再修正して、取得日から12カ月以内に認識される。

公正価値測定

IFRSで義務付けまたは求められているすべての公正価値測定および公正価値の開示について、当グループはIFRS第13号を適用する。
公正価値は、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、または負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定では、資産の売却または負債の移転取引が、当該資産または負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われると仮定される。主要市場がない場合、取引は当グループが利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化するまたは負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産または負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産または負債の価格設定に使用すると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産または負債の取引を行うことができる独立し、かつ知識があり、取引を行う動機はあるが、取引を行うことを強制もされず、やむなく取引を行うわけではない売り手と買い手である。

公正価値を測定する際に、当グループは、資産または負債の特に以下の特徴を考慮に入れる。

＞　非金融資産については、公正価値測定の際には、市場参加者が当該資産を最有効使用することによって、または当該資産を最有効使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を生み出す能力を考慮に入れる。

＞　負債および自己資本調達手段については、公正価値は、とりわけ当グループ自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち企業が義務を履行しないリスクの影響を反映する。

＞　市場リスクまたは信用リスクに関して相殺されるポジションにあり、かかるリスクに対して企業の正味エクスポージャーで管理される金融資産および金融負債のグループの場合、公正価値は純額ベースで測定することが認められる。

資産および負債の公正価値の測定の際に、当グループは、その状況に適合し、かつ十分なデータが利用可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察可能でないインプットの使用を最小化して使用する。

有形固定資産

有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額および、減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。かかる取得原価には、当該資産を意図した方法で必要な場所および状態に置くことに直接起因するコストが含まれる。

当該資産の除却および当該資産が所在する敷地の原状回復に関して法的または推定的な義務がある場合、その見積り費用の現在価値が当該資産の取得原価に追加される。それに対応する負債は、リスクおよび費用に対する引当金として計上される。これらの費用の見積りに関する変化、時の経過および割引率に関する会計処理は、「リスクおよび費用に対する引当金」に記載されている。

顧客を配電網に接続するため、および／または顧客にその他の関連サービスを提供するために、顧客から譲渡された有形固定資産は、支配が取得された日の公正価値で当初認識される。

意図した使用または販売のための準備が整うまでに相当な期間を要する資産である適格資産の取得、建設または生産に直接起因する借入コストは、当該資産自体の取得原価の一部として資産計上される。この要件を充足しない資産の購入または建設に伴う借入コストは、それが発生した期間に費用計上される。

EU版IFRSへの移行日または過年度において再評価された有形固定資産の一部は、再評価額をもって認識される。再評価額は、再評価日におけるみなし取得原価と考えられている。

有形固定資産の重要な各構成部分が異なる耐用年数を有する場合、これらの部分は個別に認識されて減価償却される。

資産の一部の交換に要したコストにつき、将来の経済的便益が当グループに流入する可能性が高く、さらに当該項目に係るコストが信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後コストは、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべてのコストは、発生時に損益で認識される。

資産の一部または全部を交換するために要したコストは、資産の帳簿価額の増加として認識され、耐用年数にわたり減価償却される。交換された部分の帳簿価額は、損益を通じて認識が中止される。

有形固定資産の残存価額控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、当該年数は毎年見直され、償却要件の変更は将来に向けて適用される。資産が使用可能となった時点で減価償却が開始される。

有形固定資産の主要項目の見積り耐用年数は、以下のとおりである。

民間の建物	10-70年
発電所に含まれる建物および土木工事	10-100年
水力発電所：	
－導水路	7-85年
－機構的および電気的機械	5-60年
－その他の固定水圧工事	5-100年
火力発電所：	
－ボイラーおよび補助機器	3-59年
－ガス・タービン機器	3-59年
－機構的および電気的機械	3-59年
－その他の固定水圧工事	3-62年
原子力発電所	50年
地熱発電所：	
－冷却塔	20-25年
－タービンおよび発電機	25-30年
－液体に接触しているタービン部品	10-25年
－機構的および電気的機械	20-40年
風力発電所：	
－塔	20-30年
－タービンおよび発電機	20-30年
－機構的および電気的機械	15-30年
太陽光発電所	
－機構的および電気的機械	20-30年
公共照明および芸術的照明	
－公共照明装置	10-20年
－芸術的照明装置	20年
輸送線	12-50年
変電所	20-55年
供給設備：	
－高圧線	10-60年
－主要変電所	5-55年
－低圧線、中圧線	5-50年
メーター：	
－電気機械メーター	3-34年
－電力バランス測定機器	3-30年
－電子メーター	6-35年

建物付属設備の耐用年数は、リース期間または、当該改良が生み出す便益の期間のいずれか短い期間に基づいて決定される。

土地は耐用年数が無期限であるため、償却されない。

有形固定資産として認識される資産は、その処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。損益を通じて認識される利得または損失は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と、認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

無償で放棄される資産

当グループの発電所には、事業権の終了時に無償で放棄される資産が含まれている。これらは主に、火力発電所の運営に使用される用水路および公有地に関連するものである。

2011年まで施行されていたイタリアの規制の枠組みにおいては、事業権の更新が行われない場合には、公有地にある取水口、制御装置、導水路、流水路や他の資産は良好な状態で、無償で国へ返還されることとなっていた。このため、当該返還が予定される資産の減価償却費は、事業権の期間と資産の残存耐用年数のどちらか短い期間を用いて計算されていた。

2012年8月7日付法律第134号により導入された法令変更の結果、水力発電用水の用水路事業権に関連しており従来は「無償で放棄される資産」に分類されていた資産は、上記の「2012年法律第134号制定後のイタリア国内の水力発電所の一部の要素の減価償却対象額」の項で述べたように、現在では「有形固定資産」のその他の区分のものと同一方法によるものと考えられており、当該資産の耐用年数（事業権の期間を超える場合）にわたり減価償却される。詳細については同項を参照することを推奨する。

スペインの法律（29/1985および46/1999）によると、スペイン領内の水力発電所は行政によって管理された事業権に基づいて経営され、事業権失効時に発電所は良好な状態のまま政府に返還されることになる。これらの事業権の期間は、2067年までとなっている。

アルゼンチン、ブラジルやメキシコで活動する多くの発電企業は行政によって管理された事業権を有しており、スペインの事業権制度のもとで活動している企業と同等の条件下で活動している。これらの事業権は2088年中に終了する。

IFRIC第12号「サービス譲与契約」の適用範囲外の委譲契約に供されるインフラストラクチャー

配電については、当グループは、イタリアにおいてもこのサービスを対象とする事業権を有している。経済開発省の認可を受けた当該事業権は、費用はかからず、2030年の12月31日に失効することになっている。当該事業権の満了時にその期間が更新されない場合には、委譲者は賠償金を支払うことになっている。賠償金の金額は資産の帳簿価額と収益性の両方に基づき、適切な評価方法を用いて当事者の合意により決定される。

この収益性は将来キャッシュ・フローの現在価値により表示される。事業権を執行するためのインフラは、事業権者により所有され、利用される。これは、有形固定資産として認識され、各資産の耐用年数にわたって減価償却される。

エネルは、その他の国（スペインおよびルーマニアを含む。）における配電に関しても、行政によって管理された事業権の下で事業を行っている。この事業権は、無期限で配電ネットワークの建設と運営を行う権利を付与するものである。

IFRIC第12号 -「サービス委譲契約」の適用範囲のインフラストラクチャー

IFRIC第12号 -「サービス委譲契約」の適用範囲の「公から民」へのサービス委譲契約の下で、営業者はサービス・プロバイダーとしての役割を果たし、契約に規定された条件に従って、公共サービスを提供するために使用するインフラストラクチャーを建設／改修し、当該インフラストラクチャーを委譲期間にわたって運営し、維持管理する。

当グループは、営業者として、IFRIC第12号の適用範囲のインフラストラクチャーを有形固定資産として会計処理せず、履行したサービスについてIFRS第15号に従って収益を認識し測定する。特に、当グループが建設または改修サービスを提供する場合において、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

＞　当グループが委譲者から（または委譲者の指図で第三者から）現金または他の金融資産を受け取る無条件の契約上の権利を有する場合、すなわち委譲者には支払を回避する裁量がほとんどない場合には、金融資産。この場合、委譲者は契約上で営業者に対して、特定のもしくは算定可能な金額、または公共サービスの利用者から受領した金額が特定のもしくは算定可能な金額（契約で定義される）を下回る金額を支払うことを保証し、かかる支払はインフラストラクチャーの使用状況には左右されない。および／または、

＞　当グループが、提供する公共サービスの利用者に対して課金する権利（免許）を受け取る場合には、無形資産。このような場合、金額は一般利用者がサービスを利用する範囲に左右されるため、営業者は無条件に現金を受け取る権利を持たない。

当グループが（営業者として）無形資産（公共サービスの利用者に課金する権利）を受け取る契約上の権利を有する場合、借入コストは、「有形固定資産」の項で詳細に記載した判断基準を使用して資産計上される。

しかしながら、建設／改修サービスに関しては、両方の種類の対価が通常、建設／改修期間において契約資産に分類される。

こうした対価の詳細については、注記9.a「販売およびサービスからの収益」を参照すること。

リース

当グループは、各種の業務のための有形固定資産をリース契約の下で保有している。当グループは、契約の開始時に、契約がリースまたはリースを含むものであるかどうかを評価する。

2019年1月1日以降に締結または変更された契約については、当グループは、契約が、特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合に満たされるIFRS第16号に基づいたリースの定義を適用した。

逆に、2019年1月1日より前に締結された契約については、当グループはIFRIC第4号に基づき契約がリースまたはリースを含むものであったかどうかを決定した。

リース賃借人としての当グループ

当グループは、リース構成要素および1つまたは複数の追加的なリース構成要素または非リース構成要素を含む契約の開始または変更の時点で、それぞれのリース構成要素の独立販売価格の比率に基づき当該構成要素に契約における対価を配分する。

リースの開始日（すなわち、原資産が使用可能となる日）に、当グループは使用権資産およびリース負債を認識する。

使用権資産は、リース期間中に原資産を使用するリース賃借人の権利を表し、当初は取得原価で測定され、取得原価には、開始日以前に行われたリース料支払いに関する調整を加えたリース負債の当初の金額から、受領したリースのインセンティブを控除し、発生した当初の直接費ならびに原資産の解体・撤去および原資産またはそれが所在する場所の回復のための費用の見積りを加えた金額が含まれる。

その後、使用権資産は、リース期間および使用権資産の以下の見積耐用年数のどちらか短い期間にわたって定額法で減価償却される。

	平均残存期間（年）
建物	7
再生可能エネルギー発電所の地上権	30
車両およびその他の輸送手段	5

リース期間末にリースの原資産の所有権が当グループに移転する場合、または、使用権資産の取得原価に、当グループが購入オプションを将来行使するという事実が反映されている場合には、減価償却費は原資産の見積耐用年数を用いて計算される。

加えて、使用権資産は減損およびリース負債の再測定に関する調整の対象となる。

リース負債は、リース期間にわたって行われるリース料支払いの現在価値で当初測定される。支払リース料の現在価値の計算において、事前にリースの計算利子率が判定できない場合には、当グループは、リース開始日のリース賃借人の追加借入利子率を用いる。

指数または利率に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象または条件が発生した期に費用として認識される。

開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、特定の事象が発生した場合には再測定される。

当グループは、そのリース契約に、開始日から12ヵ月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当グループは、原資産の金額が重大であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当グループはオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器およびコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。短期リースおよび少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。

当グループは、「投資不動産」の定義を満たさない使用権資産を「有形固定資産」において、および、リース負債を「借入金」において表示している。

基準の要件に従って、当グループは、リース負債に基づく支払利息を「その他の金融費用」の下で、および、使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費および減損損失」の下で区分して表示している。

貸手としての当グループ

当グループは、貸手として取引に関与する場合には、IAS第17号に基づくものと同様の分類原則を用いてそれぞれのリースがファイナンス・リースであるかオペレーティング・リースであるかをリース開始日に決定する。
当グループが原資産の所有に伴うすべてのリスクと便益を実質的に移転するリースは、ファイナンス・リースに分類される。それ以外はオペレーティング・リースに分類される。この評価を行うために、当グループはIFRS第16号で規定されている指標に基づき検討している。
契約がリース構成要素および非リース構成要素を含んでいる場合には、当グループはIFRS第15号を用いて契約における対価を配分する。
当グループは、オペレーティング・リースから発生する賃料収益をリース期間にわたって定額法で計上し、その他の収益として認識する。

投資不動産

投資不動産は、財およびサービスの生産または提供のために使われるものではなく、賃貸収入またはキャピタル・ゲイン、もしくはその両方を得ることを目的として所有している当グループの不動産で構成される。
投資不動産は、取得原価から減価償却累計額および減損損失累計額を控除した額で測定される。
土地を除く投資不動産は、関連する資産の耐用年数にわたって定額法で減価償却される。
減損損失は後に記載する基準に従って算定される。
投資不動産の公正価値の内訳は、注記48「公正価値で測定した資産および負債」に詳細が記載されている。
投資不動産は、それが移転された時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）、またはその使用を恒久的に取り止め、その処分からの将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。損益を通じて認識される差益または差損は、IFRS第15号の取引価格要件に従って決定される正味処分収入と認識が中止された資産の正味帳簿価額の差額として計算される。
移転は、用途変更があった場合にのみ、投資不動産に対して（または投資不動産から）行われる。

無形資産

無形資産は、当グループが支配する物理的実体がないが、将来の経済的便益を生成する能力がある識別可能な資産である。無形資産は、当該資産の使用が将来の経済的便益を生成する可能性が高く、関連するコストを信頼性をもって決定することができる場合に、その取得原価または内部開発費によって測定される。
これらの費用には、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因する費用も含まれる。
開発費は、当グループが無形資産の完成の技術上の実行可能性、当グループが開発を完了し、資産を使用または売却する当グループの意図と能力、ならびに資産を完成するための資源の利用可能性を合理的に立証できる場合にのみ、無形資産として認識される。
研究費は、費用として認識される。
耐用年数を確定できる無形資産は、償却累計額および減損損失累計額控除後の金額で計上される。

償却額は、当該項目の見積り耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数については少なくとも年に一度は見直しが行われ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。資産が使用可能となった時点で償却が開始される。このため、まだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも年1回行われる。

当グループの無形資産は、いくつかの事業認可およびのれんを除き、耐用年数を確定できる。

耐用年数が確定できない無形資産は償却されないが、減損テストは年1回行われる。

耐用年数が確定不可かどうかについては毎年見直しが行われ、耐用年数が確定できないことを引き続き裏付けできるかが判定される。裏付けがない場合、耐用年数が確定できないものから確定できるものへの変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

無形資産は、その処分の時点（受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。損益を通じて認識される差益または差損は、IFRS第15号の取引価格に関する規定に従って決定される正味処分収入と認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

自己創設資産と取得資産を区分した、主要な無形資産の見積耐用年数は、以下のとおりである。

開発費：	
－自己創設資産	**2-26年**
－取得資産	**3-26年**
工業特許および知的財産権：	
－自己創設資産	**3-10年**
－取得資産	**2-50年**
事業権、ライセンス、商標および類似の権利：	
－自己創設資産	**20年以上**
－取得資産	**1-40年**
サービス委譲契約による無形資産	
－自己創設資産	**-**
－取得資産	**5年**
その他：	
－自己創設資産	**2-28年**
－取得資産	**1-28年**

当グループは、IFRS第15号に従い資産化した顧客との契約の獲得コストについても無形資産として表示している。

当グループは、以下の場合にのみこうした費用を資産として認識している。

- **＞　費用が増分であること、すなわち識別された契約に直接起因する費用であり、当グループは、その契約が獲得されなければその費用を発生させていない場合。**
- **＞　当グループが、払戻（直接的回収可能性）またはマージン（間接的回収可能性）を通じて費用の回収を見込む場合。**

特に、当グループは通常、こうした契約に関して代理人に対して支払った取引手数料や手数料を、資産計上基準が満たされた場合に資産計上する。

資産計上された顧客との契約費用は、費用に関連する財またはサービスの移転のパターンと整合した形で規則的に償却され、認識した資産の帳簿価額が回収可能額を超える範囲において減損損失を特定するため減損テストの対象となる。
当グループは、資産計上された顧客との契約費用を契約による便益が見込まれる期間（すなわち、顧客との関係の平均期間）にわたり定額法で償却し、償却方針の変更は将来に向けて反映される。

のれん

のれんは、企業結合により取得したその他の資産から発生する将来の経済的便益であり、個別に識別され、別個に認識されないものを表している。詳細については、「企業結合」を参照すること。
子会社の取得に伴うのれんは、別個に認識される。当初認識後、のれんは償却されないが、関連する資金生成単位（CGU）の一環として、少なくとも年1回の減損テストが行われる。
減損テストの目的上、取得日から、のれんは結合のシナジーの恩恵を受けることが予想される個々のCGUに配分される。
なお、関連会社およびジョイント・ベンチャーに対する投資に関連するのれんは、その帳簿価額に含まれている。

非金融資産の減損

各報告日において、有形固定資産、投資不動産、無形資産、使用権資産、のれん及び関連会社/ジョイント・ベンチャーに対する出資について、減損の兆候の有無を判定している。
CGUに配分されたのれん、耐用年数が確定できない無形資産、および未だ使用可能でない無形資産の回収可能性は、毎年、あるいは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で検討される。
かかる兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従った関係する資産の使用および将来の処分に基づいてその回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りについては、注記2.1「見積りおよび経営者の判断の使用」の段落を参照。
回収可能価額は、資産が他の資産または資産のグループから概ね独立したキャッシュ・インフローを生成しないため、当該資産が属するCGUに関して回収可能価額が決定される場合を除いて、個々の資産に関して決定される。
資産または資産が割り当てられているCGUの帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合に、連結損益計算書上の「減価償却費、償却費およびその他の減損損失」で減損損失が認識される。
CGUの減損損失は、まず関連するのれんの帳簿価額から減額され、次に各資産の帳簿価額の割合に応じて他の資産から減額されることになる。
以前に認識された減損損失の理由がもはや存在しなくなった場合には、資産の帳簿価額は、減損損失が認識されなかったとした場合の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費およびその他の減損損失」で損益を通じて戻入される。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由がもはや存在しなくなった場合であっても戻入されない。
当グループが所有する特定された具体的資産のいずれかが、キャッシュ・フローの生成に寄与するその能力を損なうような経済上または事業上の悪条件の影響を受けた場合は、当該資産はCGUのその他の資産から分離された上で回収可能性が別途分析され、必要に応じて減損処理される可能性がある。

棚卸資産

棚卸資産は、損益を通して公正価値により測定される売買目的の棚卸資産を除き、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。見積正味実現可能価額は、通常の見積販売価格から見積販売コストを控除したものが用いられるが、適切と考えられる場合には再調達価額が用いられる。

既に約定された販売を履行するために保有している棚卸資産の部分については、正味実現可能価額は当該販売契約に定められた金額に基づいて算定される。

棚卸資産には、報告期間においてコンプライアンス目的に使用されなかった環境関連証明書（例えば、グリーン証書、省エネルギー証書およびヨーロッパのCO_2排出枠）が含まれる。CO_2排出枠については、棚卸資産は、トレーディング目的ポートフォリオと、温室効果ガス排出要件遵守に使用されるコンプライアンス・ポートフォリオとの間で配分される。後者の中では、CO_2排出枠は割り当てられた遵守の年に基づいてそれぞれの下位ポートフォリオに配分される。

棚卸資産には貯蔵核燃料も含まれ、その消費は産出された電力を基礎に決定される。

生産活動に使用するために保有している材料およびその他の消耗品（エネルギー商品を含む。）は、それを組み込んだ完成品が既発生原価の回収を可能にするのに十分な価格で売却されることが見込まれる場合は、簿価の切下げをしない。

金融商品

金融商品とは、一方の企業に金融資産を生じさせ、もう一方の企業に金融負債または資本性金融商品を生じさせる契約であり、IAS第32号およびIFRS第9号に従って、認識・測定される。

金融資産または金融負債は、当グループが当該商品の契約上の条項の当事者となった際（具体的には、取引日）にのみ、連結財務書類上で認識される。

IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約から生じる売掛金は、当該売掛金が重要な金融要素を含有していない場合、または当グループがIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当グループは上述の債権以外の金融資産を公正価値で、損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、公正価値に取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、当グループのビジネス・モデルおよびその商品の契約上のキャッシュ・フローの特性に基づいて、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産および損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類される。

この目的上、その商品により元本および元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定する評価は、SPPIテストとよばれており、商品レベルで実施される。

金融資産を管理する当グループのビジネス・モデルとは、当グループがキャッシュ・フローを創出するために金融資産をどのように管理しているのかを指す。ビジネス・モデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

事後の測定の目的上、金融資産は4つの区分に分類される。

＞　償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）

＞　累積損益の組替のある、OCIを通じて公正価値で測定される金融資産（負債性金融商品）

＞　認識中止時の累積損益の組替のない、OCIを通じた公正価値での測定が指定される金融資産（資本性金融商品）、および

＞　純損益を通じて公正価値で測定される金融資産

償却原価で測定される金融資産

この区分は、主に売掛金、その他の金融資産および貸付金が含まれる。

償却原価で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローを回収するため金融資産を保有し、契約条件により、特定の日において、元本および元本残高に対する利息のみの支払にあたるキャッシュ・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される。

こうした資産は、取引価格について調整された公正価値で当初認識され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。

損益は、資産が認識中止、修正または減損された場合、利益または損失において認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産－負債性金融商品

この区分は、主に当グループの再保険会社により売買目的保有として分類されていない上場負債性証券が含まれる。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローの回収および金融資産売却の両方により達成され、その契約上のキャッシュ・フローにより、特定の日において、元本および元本残高に対する利息の支払のみにあたるキャッシュ・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される資産である。

こうした金融資産の公正価値の変動は、その他の包括利益のほか、金融資産の帳簿価額を減じない損失引当金において認識される。

金融資産の認識が中止される際（例えば売却時）は、従来には資本において認識されていた累積損益（利益または損失において認識される減損および為替損益を除く）は損益に戻し入れられる。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産－資本性金融商品

この区分は、当初認識時にこの区分に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する株式投資が主に含まれる。

これらの金融資産の損益は、決して損益にリサイクルされることはない。当グループは、資本内の累積利益または累積損失を移転することができる。

OCIを通じた公正価値での測定が指定された資本性金融商品は、減損テストの対象とはならない。

これらの投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、利益または損失において認識される。

損益を通じて公正価値で測定された金融資産

この区分には、有価証券、他社への株式投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融資産が主に含まれる。

損益を通じて公正価値で測定される金融資産は、以下のとおりである。

＞　ビジネス・モデルに関わりなく元本および利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産

＞　主に短期での売却または再購入目的で取得または発生した売買目的で保有される金融資産

＞　指定することにより会計上のミスマッチが解消、または大幅に低減する場合にIFRS第9号により認められたオプション（公正価値オプション）に基づき当初認識時に指定された負債性金融商品

＞　売買目的で保有される、または有効なヘッジ手段として指定された区分されたデリバティブ（組込デリバティブを含む）

こうした金融資産は公正価値で当初認識され、公正価値の変動からの事後の利得および損失は純損益に認識される。

この区分は、当グループがOCIを通じて公正価値で測定するものとして分類するという取消不能の選択を行っていない上場資本性金融商品も含まれる。上場資本性金融商品の配当も、支払の権利が決定された際に、損益計算書においてその他の収益として認識される。

条件付対価に該当する金融資産も、損益を通じた公正価値で測定される。

金融資産の減損

各報告日において、当グループは、償却原価で測定される売掛金およびその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産ならびに範疇に含まれるすべてのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

IFRS第9号に従い、2018年1月1日付で、当グループは将来予測アプローチを用いた予想信用損失（ECL）の判定に基づく新たな減損モデルを採用した。本質的には、新たなモデルは以下のことを定めている。

＞　すべての金融資産に単一の枠組みを適用する。

＞　継続的に予想信用損失を認識し、金融商品の信用リスクの変動を反映させるため、各報告期間の末日の当該損失額を見直す。

＞　過度のコストを負担せずに入手可能な、過去の事象、現在の状況、将来の状況の予想に関する合理的な情報に基づき、予想損失を測定する。

売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当グループは簡便化アプローチを採用し、通常12ヵ月に等しい債権の全期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。

売掛金、契約資産およびリース債権以外のすべての金融資産については、当グループは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の一般的アプローチを適用している。こうしたアプローチに基づき、金融資産に対する損失引当金は、それらの金融資産に対する信用損失が当初認識以降に著しく増大した場合、将来予測的なインプットも含めたすべての合理的で裏付け可能な情報を考慮して、全期間の予想信用損失に等しい金額で認識される。

報告日時点において、金融資産に対する信用リスクが当初認識以降に著しく増大していない場合には、当グループは、今後12ヵ月の予想信用損失に等しい額でそれらの金融資産に対する損失引当金を測定する。
前回の報告期間において全期間の予想信用損失に等しい額の損失引当金が認識された金融資産については、信用リスク状態の著しい増大にあたらなくなった場合に、当グループは今後12ヵ月の予想信用損失に等しい額で損失引当金を測定する。
当グループは、報告日時点の損失引当金をIFRS第9号に従って認識する必要がある額に調整する必要がある予想信用損失（または戻入）額を、減損利得または減損損失として、純損益において認識する。
当グループは、低い信用リスクに係る免除を適用し、OCIを通じて公正価値で測定される負債性商品に関して、そのカウンターパーティーが契約上のキャッシュ・フローを履行する十分な資力を備えている場合（例えば投資適格）、信用リスクの著しい増大による、全期間の予想信用損失に等しい金額での損失引当金の認識を回避している。
金融資産の減損に関する詳細については、注記44 「金融商品のカテゴリー別内訳」を参照すること。

現金および現金同等物

この区分には、要求払預金、またはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに容易に一定の金額の換金が可能であり、価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い短期の金融投資が含まれる。
さらに、連結キャッシュ・フロー計算書における現金および現金同等物には、期末日現在の当座借越残高は含まれない。

償却原価で計上される金融負債

この区分には、主に借入金、買掛金、リース負債および負債性金融商品が含まれる。
デリバティブを除く金融負債は、当グループが金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

損益を通じて公正価値で測定された金融負債

損益を通じて公正価値で測定される金融負債は、売買目的で保有される金融負債および当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定された金融負債を含む。
金融負債は、短期間において再購入する目的で発生した場合に売買目的保有と分類される。この区分には、当グループが締結したデリバティブ金融商品で、IFRS第9号が定義するヘッジ関係におけるヘッジ手段として指定されていないものも含まれる。区分された組込デリバティブも、有効なヘッジ手段として指定されていない限り、損益を通じた公正価値での測定として分類される。
純損益を通じて公正価値で測定される負債の損益は、純損益を通じて認識される。
当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定される金融負債は、IFRS第9号の基準が満たされた場合にのみ、当初認識日において指定される。

この場合、公正価値変動額のうち自己の信用リスクに起因する部分はその他の包括利益において認識される。
当グループが、当初認識時に損益を通じて公正価値で測定するものとして指定した金融負債はない。
条件付対価に該当する金融負債も、損益を通じて公正価値で測定される。

金融資産および負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には常に、金融資産の認識が中止される。

＞　資産に伴うキャッシュ・フローを受領する契約上の権利が消滅すること。

＞　当グループが、資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡すること、資産のキャッシュ・フローを受領する権利を譲渡すること、または、IFRS第9号の下で定められた要件を満たす契約に基づいて1もしくは複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務を負うこと（「パス・スルー契約」）。

＞　当グループが資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡したものではなくまたはこれを保持したものであるが、資産に対する支配を移転したものであること。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行された、免除されたまたは失効となった場合に認識が中止される。
既存の金融負債が同一の貸手による大幅に異なる条件の他の金融負債により置き換えられた場合、または既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止し新たな負債を認識するものとして取り扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利益または損失において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、次のような金融商品またはその他の契約である。

＞　その価値が、金利、商品もしくは有価証券の価格、為替レート、価格もしくはレートの指数、信用格付、またはその他の変数等の基礎となる変数の変動に対応して変動する。

＞　当初の純投資を必要としないか、または市場要因の変化に対して同様に反応する契約に比べ必要とする純投資が少ない。

＞　将来日に決済される。

デリバティブ商品は、公正価値が正か負かに応じて金融資産または金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネス・モデル」内の「売買目的保有」として分類され、損益を通じて公正価値で測定される。
ヘッジ会計の詳細については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。
すべての売買目的保有デリバティブは、流動資産または流動負債に計上される。
売買目的保有ではないが、ヘッジ会計および有効なヘッジ手段の要件を満たさないことから損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日および当該金融商品を満期まで保有するか否かの当グループの意図に基づいて、流動または非流動に分類される。

組込デリバティブ

組込デリバティブは、非デリバティブ契約（いわゆる主契約）を含む「複合」契約（いわゆる「ハイブリッド商品」）に含まれているデリバティブであり、複合契約のキャッシュ・フローの一部または全部を生じさせる。
組込デリバティブが含まれる可能性のある当グループの主な契約は、契約価格、取引量または満期に影響を与える条項またはオプションを備えた、非金融項目の売買契約である。
金融資産の主契約を含有するハイブリッド契約に組み込まれるデリバティブは、個別には会計処理されない。金融資産の主契約は組込デリバティブとともに、全体として、損益を通じた公正価値で測定する金融資産としての分類が必要である。
公正価値で測定される金融商品ではない契約は、組込デリバティブを識別するために分析され、組込デリバティブ部分は分離されて、公正価値で測定される。こうした分析は、当グループが契約の当事者になった時点、または当初の関連するキャッシュ・フローを大きく変化させるような形で契約の再交渉が行われた場合に実施される。
組込デリバティブは、以下の場合に主契約から分離されてデリバティブとして会計処理される。

＞　主契約が損益を通じて公正価値で測定される金融商品ではない。
＞　組込デリバティブの経済的リスクおよび性格が、主契約の経済的リスクおよび性格とは密接に関連していない。
＞　組込デリバティブと同一条件の独立した契約が、デリバティブの定義を満たす。

主契約から分離される組込デリバティブは、連結財務書類において公正価値で認識され、公正価値の変動は損益において認識される（組込デリバティブが指定されたヘッジ関係の一部である場合を除く）。

非金融項目の売買契約

概して、当グループにおいて通常見込まれる購入要件、販売要件または使用要件に従って締結され、受渡しのために継続的に保有される非金融項目の売買契約は、IFRS第9号の適用範囲には該当せず、そのため「自己使用の例外」に従って未履行契約として認識される。
非金融項目の売買契約は、以下の条件を満たす場合、「通常の購入または販売」として分類される。

＞　現物決済を目的として締結された。
＞　事業体が見込む購入、販売または使用の必要に応じて締結された。

さらに、自己使用の例外の要件を満たさない現物決済を伴う非金融項目の売買契約（例えばエネルギー商品の固定価格先渡契約）は、以下の場合にはデリバティブとして認識され、損益を通じて公正価値で認識される。

＞　現金での純額決済が可能であり、かつ、
＞　当グループが見込む購入、販売または使用の必要に応じて締結されたものではない。

したがって、これらの契約は取引日から損益を通じて公正価値で認識され、非金融項目の販売契約の場合は「その他の収益」（注記「収益」を参照）として認識され、非金融項目の購入契約の場合は「電気、ガスおよび燃料」または「サービスおよびその他の原材料」（注記10.a 「電気・ガス・燃料」および注記10.b 「サービスおよびその他の資料」をそれぞれ参照のこと。）として認識される。

当グループでは、電力やエネルギー商品の先渡売買に特化して非金融資産の売買に関するすべての契約を継続的に分析し、IFRS第9号に準拠した分類と取扱いをすべきものであるか、それとも「自己使用」のために約定されたものであるかを決定している。

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。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ

＞　純額で決済する意図、または当該資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図がある場合

超インフレーション

超インフレーション下の経済においては、当グループは非貨幣性項目、株主持分および指数に連動した契約から生じる項目を、一般購買力の変動を反映した物価指数を使用して、回収可能価額を上限として調整する。

初度適用の影響は、税効果を控除して資本において認識される。一方、超インフレーションの期間において（解消されるまで）、調整の結果（損益）は損益において認識され、金融収益および金融費用において区分して開示される。

2018年度を初年度として、当該基準は、2018年7月1日からその経済について超インフレーションが宣言されているアルゼンチンにおける当グループの取引に対して適用される。

売却目的に分類された非流動資産（または処分グループ）および非継続事業

非流動資産（または処分グループ）の帳簿価額が、継続的な使用よりもむしろ主に売却取引を通じて回収される場合は、売却目的で保有される資産に分類される。

この分類基準は、当該非流動資産（または処分グループ）を現状のまま直ちに売却でき、売却の可能性が非常に高い場合に限って適用される。

当グループが、子会社に対する支配の喪失を伴う売却計画を約定し、IFRS第5号で規定されている要件を満たした場合、当グループが売却後に当該子会社に非支配持分を留保するか否かとは無関係に、分類の基準が満たされた時点で当該子会社のすべての資産および負債は売却目的保有に分類される。

当グループはこの分類基準を、IFRS第5号で想定しているように、関連会社またはジョイント・ベンチャーへの投資または投資の一部に適用している。関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資の、売却目的保有として分類されていない残存部分は、売却保有目的として分離された部分の処分が実行されるまで、持分法を用いて会計処理される。

売却目的保有に分類された非流動資産（または処分グループ）および処分グループの負債は、財政状態計算書上、他の資産および負債からは独立して表示される。

売却目的保有に分類された非流動資産または処分グループの資産および負債について表示される金額は、表示されている過去の期間について、組替表示も再表示も行われない。

非流動資産（または処分グループ）を初めて売却目的保有として分類の直前に、このような資産（または処分グループ）の帳簿価額は、該当する資産または負債に適用される会計基準に準拠して測定される。売却目的保有に分類される非流動資産（または処分グループ）は、帳簿価額または売却費用控除後の公正価値のいずれか低い方の金額で測定される。当初または分類変更後の資産（または処分グループ）の売却費用控除後の公正価値への評価減による減損損失、およびその戻入による利益は、継続事業からの損益で認識される。

非流動資産は、売却目的保有に分類されている間、または売却目的保有に分類される処分グループに含まれている間、減価償却はなされない。

分類基準を満たさなくなった場合には、当グループは非流動資産（または処分グループ）の売却目的保有としての分類を中止する。その場合、当該非流動資産（または処分グループ）は、以下のうち、低い金額で測定される。

＞　売却目的保有に分類された時点前の当該資産（または処分グループ）の帳簿価額に、当該資産（または処分グループ）が売却目的保有に分類されなかったとすれば認識されたはずの減価償却費、償却費または減損損失の戻入に係る調整を加えた価額。

＞　売却しない旨のその後の決定が行われた日現在で計算される、処分コスト控除後の公正価値または使用価値のうちいずれか高い方に一致する回収可能金額。

売却目的保有への分類を中止した非流動資産の帳簿価額へのあらゆる調整は、継続事業からの損益に含められる。

非継続事業は、処分されたまたは売却目的保有に分類された当グループの構成要素であって、

＞　独立の主要な事業分野または地理的セグメントであり、

＞　独立の主要な事業分野または地理的セグメントを処分する統一された計画の一部であるか、

＞　または、転売のみを目的として取得した子会社である。

当グループは、損益計算書の独立科目で以下の合計から成る単一の金額を表示する。

＞　非継続事業の税引後利益または損失

＞　非継続事業を構成する資産または処分グループの、売却費用控除後の公正価値での測定または処分に関して認識された税引後利益または損失

過年度の損益計算書における対応する金額は再表示され、その結果、開示は最新の報告期間末までに非継続となったすべての事業に関連する。当グループが一構成部分の売却目的保有としての分類を中止した場合、以前に非継続事業の中で表示されていた当該構成部分の業績は、表示されているすべての期間について、継続事業からの損益に含められる。

環境関連証書

一部のグループ会社は、グリーン証書および省エネルギー証書（いわゆるホワイト証書）について定めた国内規制、ならびに欧州の「排出量取引システム」の影響を受ける。

再生可能エネルギー発電所における発電に比例して発生したグリーン証書、ならびに達成され所轄当局の認証を受けたエネルギー節減に比例して発生した省エネルギー証書は、非貨幣性の政府営業補助金として扱われ、公正価値でその他の営業利益に計上され、証書が資本の部にまだ計上されていない場合には資産が非金融資産として認識され、証書が資本の部に計上されている場合には棚卸資産として認識される。
証書が資本の部に計上された時点で、証書はその他の資産から棚卸資産に組み替えられる。
かかる証書の売却による収益は、顧客との契約から生じる収益で認識され、対応する棚卸資産が減額される。
グリーン証書、省エネルギー証書およびCO_2排出枠に関連する規制要件から生じる費用の会計処理上、当グループは「純負債アプローチ」を使用する。
この会計方針では、無償で取得し、または当グループの業務上の成果により自家製作し、コンプライアンス目的で使用される環境証書は、名目価値（ゼロ）で認識される。加えて、コンプライアンス要件を満たすために不足している証書を取得する（市場でのまたは対価と引き換えの他の何らかの取引において）際に発生した報告期間の費用は、規制要件の遵守の結果である「システム費用」を表すため、発生主義に基づき営業費用として損益に認識される。

従業員給付

確定給付制度または雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して退職時または雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、報告日現在発生済みの将来の給付額を年金数理上の仮定を用いて見積ることによって、（予測単位積増方式を用いて）制度ごとに決定される。
具体的には、確定給付債務の現在価値は、報告期間末時点の高格付社債の市場利回りに基づいて決定された割引率を使用して算定される。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、対応する国債利回りを利用する。
当該負債（制度資産控除後）は、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。これらの評価は独立の年金数理人によって実施されている。
制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、超過額は資産として認識される（適用される上限額まで）。
確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る数理計算上の差異、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）および資産上限の影響（関連する利息控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の差異は、純損益を通じて認識される。
現行の確定給付制度の変更または新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに損益に認識される。
また、当グループは、確定拠出制度にも関与しており、当グループはこの制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金がすべての従業員に当年度および過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために十分な資産を保有していない場合でも、当グループはこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、期間中に支払った拠出金の額に基づいて、損益で認識される。

解雇給付

従業員の早期退職に伴う給付債務は、当グループが通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定したこと、または、従業員が退職と引換えに給付を受けることを決定したことにより発生する。義務を生じさせる事象は、従業員の勤務ではなく雇用の終了である。退職給付は、以下の日付のうちいずれか早い時点で認識される。

＞　事業体が給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点

＞　事業体が、IAS第37号の適用範囲内で、解雇給付の支払いが含まれるリストラクチャリング費用を認識した時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。具体的には、給付金が他の退職後給付の増額を表している場合、それに伴う負債はその種類の給付について定めている規則に従って測定される。この他の場合、従業員に支払われるべき退職給付の全額が報告期間末後12ヵ月以内に決済されると見込まれる場合には、企業は当該負債を短期従業員給付の要件に従って測定し、報告期間末後12ヵ月以内に全額が決済されることは見込まれない場合には、企業は当該負債をその他の長期従業員給付の要件に従って測定する。

株式報酬

当グループは、最高経営責任者（CEO）、部長及び経営幹部の報酬に関する方針の一環として、株式報酬取引を行っている。

直近の長期インセンティブ制度では、資本部分と貨幣部分で表されるインセンティブの、受領者への付与を定めている。

エネル株式のボーナス付与を通じて資本部分を決済するために、これらの制度を支えるための自己株式の買取制度が承認された。株式報酬制度の詳細については、注記49「株式に基づく報酬」を参照すること。

当グループは、従業員が提供した役務を人件費として認識し、付与日における資本性金融商品（エネル株式）の公正価値に基づき、間接的に当該役務の価値及びそれに対応する資本の増加額を見積っている。

当該公正価値は、エネル株式の観察可能な市場価格（ミラノ証券取引所における価格）に基づいている。また、株式が付与される条件（公正価値の測定から除外される権利確定条件を除く）についても考慮されている。

これらの株式報酬取引の原価は、役務および業績条件が満たされている期間(権利確定期間)にわたり損益を通じて認識され、対応する仕訳が特定の資本項目に計上される。

認識される費用の総額は、株式市場条件以外の役務および業績条件が満たされる資本性金融商品の、当グループが利用できる数量の最善の見積りを反映する権利確定日まで各報告日時点で調整され、期末時点で認識される金額は、株式市場条件以外の役務および業績条件が権利確定日時点で充足される資本性金融商品の有効な数に基づいている。株式市場条件以外の業績条件および（または）役務条件が充足されていないために最終的に権利が確定しない報酬については、いかなる費用も認識されない。逆に、その他すべての業績および/または役務条件が充足されている場合には、株式市場条件または権利確定以外の条件のいずれかが満たされているかにかかわらず、当該取引は権利が確定しているとみなされる。

リスクおよび費用に対する引当金

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務または推定的債務が存在し、その決済により資源が流出する結果が予想され、その金額について信頼性をもった見積りが可能な場合、引当金が認識される。貨幣の時価価値の影響に重要性がある場合、引当金は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価、および該当する場合は当該負債に固有のリスクも反映した税引前割引率を用いて、見積将来キャッシュ・フローを割引くことにより算定される。

引当金を割引く場合、時間的要因に関する現在価値の定期的調整額は金融費用として認識する。

当グループが費用の一部または全部の払戻しを受けることを見込んでいる場合、かかる償還がほぼ確実である場合にのみ、その償還は別個の資産として認識される。

負債が有形固定資産についての解体および／または敷地の原状回復に関連するものである場合は、引当金の当初認識は関連する資産に対して行われ、その費用は、当該資産の減価償却を通じて損益に認識される。

負債が核廃棄物およびその他の放射性物質の取扱・保管に関するものである場合は、引当金は、関連する営業費用に対して認識される。

リストラクチャリングに関する負債は、当グループが行う事業の範囲又は事業の運営方法を大幅に変更するために、経営者が計画し管理するプログラムに関連している。このような負債は、推定的債務が確定する時点、すなわち、当グループが詳細で正式なリストラクチャリング計画を承認し、その計画の実施を開始した時点またはその影響を受ける者にその主な特性をアナウンスした時点で認識される。

税金負債として認識される不確実性のある税務処理に係る負債は引当金に含まれない。

当グループは、契約、法律または取引慣行に従って、IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約による商品（財またはサービスのどちらであろうとも）の売却に関連して保証を提供できる。この場合、当グループは、その保証が関連する商品が合意された仕様に従っていることにより、当事者が意図したように機能するというアシュアランスを顧客に対して提供しているか、またはその保証が、商品が合意された仕様に従っているというアシュアランスに加えて、サービスを顧客に対して提供しているかについて評価を行う。

評価後、当グループがアシュアランス型の保証の提供を定めている場合は、商品の顧客への移転時に別個の保証負債および対応する費用を財またはサービスの提供の追加費用として認識し、保証に取引価格（したがって収益）は帰属させない。負債は引当金として測定・表示される。

この他、サービス型の保証が提供されていると当グループが判定する場合は、IFRS第15号に従って約束された保証を履行義務として会計処理し、契約負債は保証サービスが提供される期間にわたり収益として認識し、関連費用は発生時に認識する。

最後に、保証がアシュアランス要素とサービス要素の両方を含み、当グループがそれらを区分して合理的に会計処理できない場合には、両方の保証を合わせて単一の履行義務として会計処理する。

契約上の義務を履行するための不可避的なコストが当該契約により受け取ると見込まれる経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当グループは、義務を履行するコストが契約により受取りが見込まれる経済的便益を超過する部分と、義務不履行により発生する補償金または違約金のいずれか低い金額で引当金を認識する。

ここで言及されている引当金発生の見積りの変更は、当該変更が生じた期間の損益において認識されるが、義務を消滅させるために必要な期間および費用の変化または割引率の変化により生じる閉鎖、解体および／または復旧の費用に関する変更はその例外となる。これらの変更は、関連する資産の帳簿価額を増加または減少させ、減価償却費を通じて損益に計上される。見積りの変更が資産価値を増加させる場合には、資産の変更後の帳簿価額が十分に回収可能か否かも判定される。回収可能と認められないときは、回収不能額と同額の損失が損益において認識される。

見積額の減少は、資産の帳簿価額まで認識される。超過分はいずれも即座に損益で認識される。

有形固定資産、特に原子力発電所の廃止措置、廃棄物の保管およびその他の放射性物質に関しての解体および／または用地の原状回復に係る引当金を決定するにあたって採用した見積基準に関する情報については、注記2.1「見積りおよび経営者の判断の使用」を参照。

顧客との契約から生じる収益

当グループは、約束した財またはサービスの顧客への移転を、当該財またはサービスと交換に権利を得ると当グループが見込んでいる対価を反映する金額で表示するように顧客との契約から生じる収益を認識する。

当グループはこの基本原則を5つのステップのモデルを用いて適用している。

＞　顧客との契約の識別（ステップ1）。

当グループは、契約に法的強制力がありステップ1に関して想定されている以下の基準をすべて満たしている場合に、当該基準の範囲内の顧客との契約にIFRS第15号を適用している。

基準が満たされていない場合、顧客から受領する対価は通常前渡金として認識される。

＞　契約の履行義務の識別（ステップ2）。

当グループは、契約で約束されたすべての財またはサービスが別個のものとなりえるものであり、かつ契約の観点において別個のものである場合、個別に会計処理するため履行義務ごとに分離して識別する。

例外として、当グループは、一定の期間にわたり顧客に移転される、ほぼ同一で顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財またはサービスを、単一の履行義務として会計処理する。

履行義務の存在および性質を評価する際は、当グループはステップ1で述べたすべての契約の特性を考慮する。

識別された別個の財またはサービスのそれぞれについて、当グループは約束された特定の財またはサービスの支配が顧客に移転される前に、その支配を当グループが行っているか否かによって、それぞれ本人または代理人として行動しているかについて判定する。当グループが代理人として行動する場合、当グループは権利を得ると見込んでいる手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

＞　取引価格の算定（ステップ3）。

取引価格とは、財またはサービスの顧客への移転と交換に権利を得ると当グループが見込んでいる対価の金額から、第三者に代わり回収した金額（例えば一部の物品販売税や付加価値税）を除いた額である。

当グループは契約開始時に取引価格を算定し、状況に変更があれば各報告期間に更新する。

当グループが取引価格を算定する際には、取引価格が変動対価、顧客から受領した非現金対価、顧客に支払われる対価および重要な金融要素を含んでいるかについて検討する。

＞　取引価格の分配（ステップ4）。

当グループは、個別の履行義務のそれぞれに対して、約束した財またはサービスの移転と交換に権利を得ると当グループが見込んでいる対価の金額を描写するよう、契約開始時に取引価格を配分する。

顧客が重要な権利である追加的な財またはサービスを取得できるオプションが、契約に含まれている場合、当グループは取引価格を当該履行義務（すなわちオプション）に対して配分し、これらの将来の財またはサービスが移転されるまで、またはオプションが消滅する時点まで相対収益を繰り延べる。

当グループは通常、契約で約束された別個の財またはサービスのそれぞれの相対的な個別販売価格（すなわち、当グループが当該財またはサービスを顧客に対して個別に販売した場合の価格）に基づき、取引価格を配分する。

＞　収益の認識（ステップ5）。

当グループは、顧客が財またはサービスの支配を取得した時点となる、各履行義務が約束した財またはサービスの顧客への移転により充足された時点で（または充足されるにつれて）収益を認識する。

当該収益認識において、まず、当グループは一定の期間にわたるという基準のうち1つが満たされているかについて判定する。

一定の期間にわたり充足された各履行義務については、当グループは当該履行義務の完全な充足に向けた進捗を、アウトプット法またはインプット法を用いて測定することによって一定の期間にわたり収益を認識し、契約開始から完全な充足まで、ならびに同様の履行義務に対しておよび同様の状況において、単一の進捗測定方法を適用している。

当グループがその進捗を合理的に測定できない場合には、当グループは発生した費用が回収可能であるとみなされる範囲に限って収益を認識する。

履行義務が一定の期間にわたって充足されるものでない場合、当グループは支配の移転の指標が、顧客が支配を取得していることを集合的に示しているかについて考慮しながら、顧客が支配を取得した時点について決定する。

IFRS第15号において用いられた基準の一般的な要約は、取引の種類に応じて以下のとおりである。

- **財の販売による収益は、当グループが財の販売が特定時点において充足されたとみなす場合、顧客が財の支配を取得した時点で認識される。**
- **サービスの提供による収益は、履行義務が一定の期間にわたり充足されていると当グループがみなす場合には、その進捗をより正確に描写する適切な方法で測定された、履行義務の完全な充足に向けた進捗に基づき認識される。報告日の時点で充足済みとなっている当グループの履行義務をより正確に描写しているその他の手法の利用が特定の契約の分析により推奨される場合を除き、進捗の測定に発生原価法（原価比例法）が適切だとみなされる。**

履行義務が、当初予想された期間が1年以下である契約の一部となっている場合、および、当グループが顧客に請求する権利を有する金額の収益を認識する場合には、当グループは、既存契約の残存履行義務に関する情報を開示しない。

この収益認識モデルの適用に関する詳細は、注記2.1「見積りおよび経営者の判断の利用」および注記9.a「販売およびサービスからの収益」に記載されている。
顧客が対価を支払う以前、または支払期限が到来する以前に、当グループが財またはサービスの顧客への移転を行うことで履行を行う場合、当グループは顧客へ移転された財またはサービスと交換の対価に対する権利に関連した契約資産を認識する。
当グループが財またはサービスを顧客に移転する以前に顧客が対価を支払う場合、当グループは、支払がなされた際（または支払期限が到来した際）に契約負債を認識し、その契約負債は当グループが契約により履行を行った際に収益として認識される。

その他の収益

当グループは、顧客との契約から生じるもの以外には主に以下の収益を認識している。

- **自己使用の例外の定義を満たさないため、IFRS第9号に従い、損益を通して公正価値で認識される現物受渡しを伴う契約に基づいたエネルギー商品の販売から生じる収益。**
- **現物受渡しを伴うエネルギー商品を販売する契約の公正価値の変動のうち、自己使用の例外の要件を満たさないため、IFRS第9号に従い、損益を通して公正価値で認識される**
- **関連するリース契約の実体に従って発生主義で会計処理されるオペレーティング・リースの収益。**

その他の営業利益

その他の営業利益には、主に当グループの経常的活動の産出物ではない資産の処分による利益および政府補助金が含まれる。
公正価値で評価される非貨幣性補助金を含む政府補助金は、かかる補助金を受け取り、当グループが補助金に付随する政府、政府機関および地方、国家または国際的な類似機関が設定したすべての条件を遵守する合理的な保証がある場合に認識される。
政府から、市中金利を下回る金利でのローンの提供を受ける場合、その利益は政府補助金とみなされる。当該ローンは、当初に公正価値で認識および測定され、政府補助金は当初の帳簿価額と受け取った資金の差額として測定される。ローンはその後、金融負債に対する要件に従って測定される。
政府補助金は、当該補助金によって補償することを意図したコストを当グループが費用として認識する期間にわたって、体系的な方法で損益に認識される。
当グループが、政府補助金を当グループが使用するための非貨幣性資産の譲渡の形態で受け取る場合、当グループは、政府補助金と当該資産の両方を、受け入れた非貨幣性資産の譲渡日における公正価値で会計処理する。
公正価値で測定される非貨幣性補助金を含む、資本費補助金、すなわち非流動資産（例えば、有形固定資産項目または無形資産）を購入、建設またはその他の方法で取得するために受け取る補助金は、

当該資産の帳簿価額から控除され、当該資産の耐用年数にわたり減価償却費の減額として損益に計上される。

デリバティブから生じた金融収益および金融費用

デリバティブから生じた金融収益および金融費用には、以下が含まれる。

- **＞　損益を通じて公正価値で評価される金利リスクおよび為替リスクに係るデリバティブから生じた収益および費用**
- **＞　金利リスクに係る公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用**
- **＞　金利リスクおよび為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用**

その他の金融収益および費用

償却原価で測定されるすべての金融資産および金融負債ならびにその他の包括利益を通じた公正価値での測定に分類される利付金融資産について、受取利息と支払利息は実効金利法を用いて認識される。実効金利は、当該金融商品の期間または適切な場合にはそれよりも短い期間にわたって見積もられた将来の現金支払または現金受領を、当該金融資産または金融負債の正味帳簿価額に正確に割り引く利率である。

利息収益は、経済的便益が当グループにもたらされる可能性が高く、その金額が信頼性をもって測定可能である範囲で認識される。

その他の金融収益および費用には、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含まれる。

配当金

配当金は、配当金を受け取る無条件の権利が確立した時点で認識される。

親会社の株主に対する未払配当金および未払中間配当金は、それぞれ株主総会および取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人税等

当期法人税等

各期の法人税は、中間納付額を控除した「未払法人税」または還付残高が存在する場合は「未収税金」として認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に、かかる未払金および未収金は、課税所得額が発生した国において報告期間末時点までに施行されているまたは実質的に施行されている税率および税法を使用して算定される。

当期法人税等は、資本で認識された損益以外で認識された当期法人税等を除き、損益において認識される。

繰延税金

繰延税金負債および資産は、財務書類上の負債および資産の帳簿価額と、税務上認識される対応する金額との間の一時差異について、当該一時差異が解消すると見込まれる日に有効な税率に基づき、報告期間末現在で施行されているまたは実質的に施行されている税率に基づいて、決定される。

繰延税金負債は、すべての将来加算一時差異について認識されるが、当該負債がのれんの当初認識から、または子会社、関連会社およびジョイントベンチャーへの投資に伴う将来加算一時差異に関連して発生する場合、当グループが一時差異の解消の時期を操作でき、当該一時差異が近い将来には解消されない可能性が高い場合は除く。

繰延税金資産は、すべての将来減算一時差異、税務上の繰越欠損金の繰越および未使用の税額控除に対して認識される。

繰延税金および繰延税金負債は、資本で認識された損益以外で認識された繰延税額を除き、損益において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、繰延税金負債又は繰延税金資産の相当額が決済又は回収されると見込まれる将来の各期間において、流動税金資産を流動税金負債と相殺する法的に執行可能な権利が存在し、かつ、流動税金負債及び資産を純額で決済しようとしているか、又は資産を実現し負債を同時に決済しようとしている同一の課税主体又は異なる課税主体のいずれかにおいて同一の税務当局により課された法人税に関連する場合に限り、相殺している。

法人所得税務処理に関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される。）には、当グループは、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産または未払／繰延税金負債を認識および測定する。

逆に、当グループが、税務当局が税務処理を容認する可能性が低いと判断した場合には、不確実性の解決を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映している。

当グループは、いずれのアプローチが不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実性のある税務処理を別々に考慮するか、1件または複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するかを決定する。不確実性が税務処理に影響を与えるかどうか、およびどのように影響を与えるかの評価において、当グループは、税務当局が調査する権利を有している金額を調査し、当該調査を行う際にすべての関連する情報について十分な知識を有していると仮定し、税務当局が不確実性のある税務処理を容認するかどうかを推測する。当グループは、期待値または最も可能性が高い金額のうちいずれかより正確に不確実性の解決を予測する方を用いて当期および未払税金ならびに繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を満たすことから、当グループは、当期税金負債／資産または繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

注記3 新たなおよび改訂された基準および解釈指針

当グループは、2020年1月1日より効力を発した以下の基準、解釈指針および改訂を適用した。

＞ 2018年10月に公表された「事業の定義（IFRS第3号の修正）」は、統合された一連の活動および資産が事業に該当するかどうかを企業が判断する際の一助となることを目的としている。より具体的には、本修正は、統合された一連の活動および資産とみなされる事業は、少なくともインプットおよび実質的なプロセスを含み、これらが一体となってアウトプットを創出する能力に著しく寄与するものでなければならないということを明確にしている。したがって、本修正は、アウトプットを生成するのに必要なインプットおよび実質的なプロセスを含まなければ事業は存在し得ないことを明確にしている。本修正で変更された「アウトプット」の定義は、顧客に提供される財およびサービス、投資利益およびその他の収益に焦点を当てており、コストの低下またはその他の経済的便益による利益を除外している。

＞ 2018年10月に公表された「『重要性のある』の定義（IAS第1号およびIAS第8号の修正）」では、「重要性のある」の定義を会計基準と財務報告に関する概念フレームワークとの間で整合させ、多くの側面を明確化している。重要性の定義は次のとおりである。「情報は、それを省略、誤表示又は覆い隠したときに、特定の報告企業の財務情報を提供する一般目的財務諸表の主要な利用者が当該財務諸表に基づいて行う意思決定に影響を与えると合理的に予想し得る場合には重要性がある」。

より具体的には、本修正は以下を明確化している。

－「不明瞭な情報」は、財務諸表の利用者にとっての影響が、財務諸表を全体として捉えた場合に、その重要性が評価される情報の脱漏または虚偽表示に類似する状況を指している。

－一般目的財務諸表が対象となる「財務諸表の主要な利用者」は、必要とする財務情報の大部分を一般目的財務諸表に依拠しなければならない「既存および潜在的な投資家、貸手およびその他の債権者」である。

－ 「重要性」は、情報の性質、程度またはその両方に左右される。企業は、情報が個々に、または他の情報と組み合わせて、財務諸表を全体として捉えた場合に重要性があるかどうかを評価する。情報の虚偽表示は、財務諸表の主要な利用者が行う意思決定に影響を与えると合理的に見込まれる場合に重要性があるということになる。

＞ 2019年9月に公表された「金利指標改革（IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の修正）」 は、(i) 不確実性の期間に関し、代替的なリスクフリー・レートが、銀行間取引金利（IBOR）改革により確定するまでは、ヘッジ関係を継続できるようにする一時的な例外措置を定め、(ii) 不確実性の影響を直接受けるヘッジ関係に関する追加的な開示を要求している。この点に関し、当該改革により、代替的な金利が定義された場合、公正価値測定、ヘッジ会計の影響および正味の金融収益および金融費用に影響が生じることに留意すること。

＞ 本修正は、2018年3月に公表され、2020年1月1日から適用される最新版の財務報告に関する概念フレームワークに付随するもので、いくつかの新しい概念を含み、更新された定義および認識要件を定め、いくつかの重要な概念を明確にしている。主な修正は以下を含んでいる。

－財務報告目的上、経営資源に関する経営者の受託責任の重要性の増大

－中立性を支える要素としての慎重さの回復

－報告企業の定義。法人の場合もあれば法人の一部の場合もある
－資産および負債の定義の修正
－認識における蓋然性基準の削除および認識の中止に関するガイドラインの追加
－純損益は、業績の主要な指標であり、原則として、その他の包括利益に含まれる利益および費用は、損益計算書においてより目的適合性のある情報またはより忠実な表現を提供する結果となる場合には、純損益に振り替えなければならない。

当該改訂の適用は本連結財務書類に重要な影響を与えなかった。

注記4 アルゼンチン－超インフレーション下の経済：IAS第29号の適用の影響

2018年7月1日付で、アルゼンチン経済は「IAS第29号－超インフレ経済下における財務報告」が定めた基準に基づき超インフレーション下にあるとみなされるようになった。この指定は、過去3年間の累積インフレ率が100%以上となっていること含めた一連の定性的および定量的状況の評価に従い判定される。
2020年12月31日現在の連結財務書類の作成の目的およびIAS第29号に従って、アルゼンチンにおける投資先の財政状態計算書の一部の項目は、当該企業の報告日時点のアルゼンチン・ペソの購買力の変動を反映するため一般消費者物価指数を履歴データに適用して再測定された。
エネル・グループがアルゼンチンの会社の支配を2009年6月25日に取得したことを念頭に置き、非貨幣性の財政状態計算書の数値の再測定は同日を起点としたインフレ指数を適用して実施した。当該再測定の会計上の影響は、期首財政状態計算書に既に反映されていることに加えて、期中の変動も含んでいる。より具体的には、2020年に認識された非貨幣性項目、純資産の項目および損益計算書の項目の再測定の影響は、損益計算書の特定の項目において金融収支として認識された。関連する税効果は当期税金において認識された。

また、現地通貨の為替レートへの超インフレーションの影響を考慮に入れるため、超インフレーション下の通貨で表示された損益勘定残高は、IAS第21号に従い、その金額を現在価値に調整するため期間中の平均レートではなく期末の為替レートを適用して当グループの表示通貨（ユーロ）で換算された。

2018年12月31日、2019年12月31日および2020年12月31日現在の一般物価指数の累積的変動は、以下の表に表示されている。

期間	一般消費者物価指数の累積的変動
2009年7月1日から2018年12月31日	346.30%
2019年1月1日から2019年12月31日	54.46%
2020年1月1日から2020年12月31日	35.41%

2020年には、IAS第29号の適用により、57百万ユーロの純金融収益（税引前）が発生した。

以下の表は、2020年12月31日現在の残高に対するIAS第29号の影響および2020年度の損益計算書の主要項目に対する超インフレーションの影響を、一般消費者物価指数に基づく再評価に係るものと、IAS第21号の規定に従って期間中の平均レートではなく期末の為替レートを超インフレーション下の経済に適用することによるものを区別して報告している。

百万ユーロ

	2019年12月31日現在の超インフレーションの累積影響	超インフレーション期間中の影響	為替換算差額	2020年12月31日現在の超インフレーションの累積影響
資産合計	**857**	313	(208)	**962**
負債合計	**164**	86	(58)	**192**
資本	**693**	227 (1)	(150)	**770**

(1) この数値には25百万ユーロの2020年度の利益が含まれている。

百万ユーロ

	IAS第29号の影響	IAS第21号の影響	影響の合計
収益	119	(199)	(80)
営業費用	169 (1)	(177) (2)	(8)
営業利益	**(50)**	**(22)**	**(72)**
純金融費用	(4)	(4)	(8)
超インフレーションから生じた純利益／（費用）	57	-	57
税引前利益／（損失）	**3**	**(26)**	**(23)**
法人税等	28	(3)	25
当期純損失（親会社の所有者および非支配持分）	**(25)**	**(23)**	**(48)**
親会社所有者帰属分	-	(10)	(10)
非支配持分帰属分	(25)	(13)	(38)

(1) 49百万ユーロの減価償却費、償却費および減損損失に対する影響を含む。
(2) （18）百万ユーロの減価償却費、償却費および減損損失に対する影響を含む。

注記5　非金融項目に関する開示

新型コロナウイルス感染症拡大に関する開示

現在の状況の複雑性を鑑み、当グループは、2020年3月、5月、7月及び10月に公表されたパブリック・ステートメントにおけるESMAの提言及び2020年4月9日付No.6/2020、2020年7月16日付No.8/2020及び2021年2月16日付No.1/2021の警告書におけるCONSOBの提言に沿って、当グループが営業活動を行う主な領域及び国に関し新型コロナウイルス感染症拡大の動向を注意深くモニタリングしている。当グループは、事業運営、財政状態及び業績に対する新型コロナウイルスの影響（当グループの事業計画の前提条件にも反映されている）を分析し、「事業に関する報告」の「リスク管理」セクションで報告されているように、当グループがさらされる主なリスク及び不確実性を特定している。2020年12月31日時点で新型コロナウイルス感染症拡大により生じた影響の詳細については、「事業に関する報告」の「新型コロナウイルス感染症拡大の財務上の影響」のセクションを参照すること。

「事業に関する報告」ですでに提供されている開示情報と同様に、2020年12月31日現在の連結財務書類では、同日現在の当グループの財政状態及び業績への影響を説明するために、企業固有の状況及び信頼のおける入手可能な情報に基づいて、新型コロナウイルス感染症拡大に関する追加の具体的な情報を提供している。

この点に関し、新型コロナウイルス感染症拡大の財務上の影響に関する追加的な情報は、注記2.1「見積りおよび経営者の判断の使用」及び特定項目に対する注記に記載されている。

気候変動に関する開示

当グループは、パリ協定（COP21）及び国際連合が定めた持続可能な開発目標（SDGs）の目的に沿ってエネルギー転換を推進することを確約し進めている。

特に当グループは、CO2排出量の削減を達成し、産業化以前の水準と比較して世界の気温の上昇を2度以内に抑えるというパリ協定の目的と整合する長期的に持続可能なビジネス・モデルの開発を全面的に確約している。

2019年以降、当グループは正式にこの確約を維持し、国際連合の行動への要請に応えており、世界の気温の上昇を1.5度以内に抑え2050年までにゼロエミッションを達成する確約書に署名した唯一のイタリア企業である。

これらの目的は、2020年11月に示した2021年から2030年の戦略的計画の基礎を成すものである。それは、エネルギー・ミックスの脱炭素化、エネルギー消費の電化及び新しいビジネス及び運営モデルの開発に向けたデジタル・プラットフォームの創造を通じてのエネルギー転換プロセスにおける当グループのリーダーシップを基礎としている。

当グループは2020年12月31日現在の連結財務書類を作成するにあたり気候変動に関するリスク及びパリ協定の目的を検討し、2050年までに正味ゼロエミッション達成することで資産、負債、利益及び損失に生じる影響を適切に反映し、IFRSのフレームワークに定められる重要かつ予見可能な影響を盛り込んでいる。

さらに、IFRS財団が2020年11月20日に公表した文書に従って、当グループは気候変動の影響が財務書類にどのように反映されているかに関する明確な情報を、当該連結財務書類に対する注記において提供している。[1]
気候変動に関する問題の財務上の影響の詳細については、注2.1「見積りおよび経営者の判断の使用」及び特定項目に対する注記を参照すること。
2020年連結財務書類の作成に用いた会計上の仮定は、「事業に関する報告」の「リスク管理」のセクションで報告されている気候変動から生じるリスクに関する情報と整合している。さらなる詳細な情報を得るために同報告書を参照すること。

---

1 「気候関連事項が財務諸表に与える影響」は、国際会計基準審議会の委員であるニック・アンダーソンが2019年11月に記載したこの問題に関する論文を拡張したものである。

注記6 比較開示の修正再表示

財務書類の注記における記述および表の中で表示されている数値は、一貫しており、比較可能である。
なお、現物決済を伴う非金融項目の売買契約のうち、自己使用の例外が認められないため、純損益を通じて公正価値で測定する契約（IFRS第9号の適用範囲内）については、2020年においては、損益計算書の2つの表示科目の間で費用の単純な組替を行い、認識の方法を若干変更することにより、より関連性の高い情報とともに原価と収益の相関を高めることとした。この組替により、当期純利益又は株主持分に影響が生じることはない。
より具体的には、2019年において、非金融項目におけるこれらの取引の従来の会計処理では、以下のとおり認識すると規定されていた。

＞ 売却契約の公正価値の変動及び決済日時点の関係する収益、並びにデリバティブ資産又は負債の認識の中止による純損益の影響を「その他の収益」に認識していた。
＞ 購入契約の公正価値の変動を「その他の営業費用」に認識し、決済日時点の関係するコスト並びにデリバティブ資産又は負債の認識の中止による純損益の影響を「電気、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他の原材料」に認識していた。

非金融項目におけるこれらの取引（注記2.2の「非金融商品の売買契約」のセクション「重要な会計方針」を参照）の現在の会計処理は、代わりに、次のとおり認識すると規定している。

＞ 売却契約の公正価値の変動及び決済日時点の関係する収益、並びにデリバティブ資産又は負債の認識の中止による純損益の影響を「その他の収益」に認識している。
＞ 購入契約の公正価値の変動を「電気、ガス及び燃料」に認識している。
＞ 決済日時点の関係するコスト並びにデリバティブ資産又は負債の認識の中止による純損益の影響を「電気、ガス及び燃料」又は「サービス及びその他の原材料」に認識している。

したがって、比較している2年間の唯一の相違は、非金融項目を購入する契約の公正価値の変動に関する2019年度の金額が、「その他の営業費用」から「電気、ガス及び燃料」及び「サービス及びその他の原材料」に組替られたことであった。
このため、比較の対象となった両会計年度の差異は、当該契約の公正価値の測定方法の変更に係る2019年度の金額の組替（「その他の営業費用」から「電気、ガス及び燃料」及び「サービス及びその他の原材料」に組替）のみである。

損益計算書への影響

百万ユーロ

	2019年	組替	2019年 修正後
収益			
販売およびサービスからの収益	77,366		77,366
その他の収益	2,961		2,961
小計	**80,327**		**80,327**
営業費用			
電力、ガスおよび燃料	33,755	4,327	38,082
サービスおよびその他原材料	18,580	256	18,836
人件費	4,634		4,634
売掛金およびその他の金融資産の正味減損	1,144		1,144
減価償却費、償却費およびその他の減損損失	9,682		9,682
その他の営業費用	7,276	(4,583)	2,693
資産計上された費用	(2,355)		(2,355)
小計	**72,716**		**72,716**
コモディティ・デリバティブからの純費用	**(733)**		**(733)**
営業利益	**6,878**		**6,878**
デリバティブから生じた金融収益	1,484		1,484
その他の金融収益	1,637		1,637
デリバティブから生じた金融費用	1,142		1,142
その他の金融費用	4,518		4,518
超インフレーションから生じた純利益	95		95
持分法による投資利益／（損失）	(122)		(122)
税引前利益	**4,312**		**4,312**
法人税等	836		836
継続事業からの当期純利益	**3,476**		**3,476**
非継続事業からの当期純利益	**-**		**-**
当期純利益（親会社の所有者および非支配持分）	**3,476**		**3,476**
親会社所有者帰属分	2,174		2,174
非支配持分帰属分	1,302		1,302
親会社の所有者に帰属する基本的1株当たり利益/（損失）（ユーロ/円）	*0.21*		*0.21*
親会社の所有者に帰属する希薄化後1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）	*0.21*		*0.21*
親会社の所有者に帰属する継続事業からの基本的1株当たり利益（損失）/（ユーロ/円）	*0.21*		*0.21*
親会社の所有者に帰属する継続事業からの希薄化後1株当たりの利益（損失）（ユーロ/円）	*0.21*		*0.21*

また、2019年度の損益計算書については、中南米において2020年3月31日以降、発電事業者が管理する大口顧客に帰属する金額が、エンドユーザー・マーケット事業ラインに再配分されたことを踏まえ、多くの調整が行われた。
この変更はセグメント報告に影響を与えたが、グループの全体数値には影響を与えていない。ただし、各事業部門では再組替を行っている。

連結範囲の主な変更

注記7　期中の主な取得および処分

開示される2期間における多数の取引の結果、連結範囲に変更が生じた。

2019年

- ＞ 2019年3月1日、メルキューレ・バイオマス発電所および関連する法的関係によって構成される事業単位が以前に譲渡された先の会社であるメルキューレ・エスアールエルの100%を売却。当該取引価格は168百万ユーロであった。
- ＞ 2019年3月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーにより、その米国の再生可能エネルギー子会社であるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGPNA。現在はエネル・ノース・アメリカに社名が変更されている。）を通じて、EPGNAが50%およびゼネラル・エレクトリック・キャピタルのエナジー・フィナンシャル・サービシズが50%所有するジョイント・ベンチャーであるエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ（EGPNA REP）から、稼働中の再生可能エネルギー発電所を所有している13社の100%を取得。
- ＞ 2019年3月27日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（EGP）により、その米国の再生可能エネルギー子会社であるEGPNA（現在はENA）を通じて、カンザス州レネクサを拠点とする再生可能エネルギープロジェクト開発会社であるトレードウィンド・エナジーを取得。EGPは、米国内に所在する13GWの風力、太陽光および蓄電のプロジェクトが含まれるトレードウィンドの開発プラットフォーム全体を組み込んだ。契約には、トレードウィンドの完全子会社であるサヴィオンの売却も規定されており、この売却は6月に行われた。
- ＞ 2019年4月30日、エネル・エックス・イタリアが、エネルギーサービスのセクターで事業を行っており、大口電力消費者に支援を提供しているイタリアの会社であるディ・ユーセーブ・エスピーエーの100%を取得。
- ＞ 2019年5月31月、再生可能事業を手掛ける子会社、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパコエス・エルティーディーエーを通じ、ブラジル国内の3件の再生可能エネルギー工場の100%の売却を最終的に締結。取引価格総額は603百万ユーロに相当する約27億レアルであった。
- ＞ 2019年11月14日、エネル・エックス・エスアールエルにより、その顧客の日常生活を促進するための金融サービスを当該顧客に提供している公認決済機関であるディ・ペイティッパーの55%を取得。契約には残り45%に関するプット・オプションも伴っている。

2020年

- ＞ 2020年1月、トレードウィンドが100%を所有するワイルドプレーンズ（プロジェクト会社）が売却された。当該売却による損益への影響はなかった。
- ＞ 2020年5月11日、エンデサ・エネルギアはエンデサ・ソルチオネスの80%を21百万ユーロで売却した。従来、1行ごとに連結していた持分については、現在は持分法を適用している。
- ＞ 2020年7月7日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャはパルクエ・エオリコ・チコ・エスエルユー、チコ・ソーラー1・エスエルユーおよびチコ・ソーラー2・エスエルユーの100%を計40百万ユーロで取得した。

＞ 9月14日、エンデサ・ジェネレーション・ポルトガルはサジェスチョン・パワー（ユニペソアル）・エルディーエーの100%を計6百万ユーロで取得した。

＞ 2020年9月17日、エネル・エックス・インターナショナルはヴィヴァ・ラブス・エーエスの60%を計3百万ユーロで取得した。

＞ エネル・グリーン・パワー・パナマは2020年にジャグィート・ソーラーおよびプログレッソ・ソーラーの100%を計2百万ユーロで取得した。

その他の増減額

上記の連結範囲の変更に加え、以下の取引で、支配の取得または喪失を伴わなかったものの、当グループが保有する被投資会社の持分の変化が生じた。

＞ 2020年には、エネルノースアメリカの水力発電事業ポートフォリオの50%を所有していた多くのジョイント・ベンチャーが売却された。2019年12月、ポートフォリオ全体はIFRS第5号に従って売却目的保有に分類されており、純損益に認識された利益は2百万ユーロであった。

＞ エネル・エスピーエーは、2020年中に、金融機関と締結した株式交換契約の条項によりエネル・アメリカスに対する持分を5.03%引き上げ、当グループの持分は65%となった。エネル・エスピーエーは、エネル・チリ・エスエーに対するその持分を金融機関と締結した2件の株式交換取引の条項により、エネル・チリの持分を2.89%増加させた。当グループの全体持分は64.93%になった。

重要性のない取得

当グループは、その他の重要性のない取得については、取得資産および引受負債の公正価値を取得日から12ヵ月以内に決定する予定である。

のれんの算定

百万ユーロ	Parque Eólico Tico SLU、Tico Solar 1 SLUおよびTico Solar 2 SLU	Suggestion Power (Unipessoal) Lda	Viva Labs AS	Jaguito Solar、Progreso Solar
取得純資産	**40**	**6**	**-**	**-**
取得原価	**40**	**6**	**3**	**2**
（うち現金支払）	*14*	*3*	*2*	*2*
のれん/（負ののれん）	-	-	3	2

ペイティッパーの取得

2020年において、2019年12月23日にエネル・エックス・エスアールエル社に取得されたペイティッパー社は、取得した資産および引き受けた負債の公正価値の算定を確定し、取得価格の配分を完了した。帳簿価額に関する主な調整は、技術的なプラットフォームに関連する無形資産の認識および関連する税効果によるものである。

百万ユーロ	2019年12月23日 以前の帳簿価格	取得価格の配分による調整	調整後の帳簿価格 （2019年12月23日）
取得純資産	**4**	**39**	**43**
取得原価	**22**	**1**	**23**
のれん/（負ののれん）	18		(20)

購入価格の最終的な配分後、負ののれんが2020年の純損益に認識された。

合計で24.5百万ユーロになる取得価格には、プット・オプションの行使に関連する18.3百万ユーロの条件付対価が含まれている。プット・オプションの価値は、株主契約書に定められるメカニズムに基づき、取締役会で承認された事業計画の将来のEBITDAを用いて見積もられた。

事業別セグメント

注記8 セグメント情報

ここで表示する事業セグメントごとの財政状態および業績は、比較される2期間について経営者がグループ業績の監視のために用いたアプローチを基にしている。

連結財務書類注記6で既に述べたように、2020年3月に大規模な世代の顧客の多くを南米とメキシコのエンドユーザー市場セグメントに再配分したため、セグメント報告の再編成を行った。

IFRS第8号の開示の目的上の基本的および補足的報告セグメントの新たな内訳本注記において述べる数値の完全な比較可能性を確保するために、2019年度の比較数値を適切に修正再表示した。

年度中の業績および財政状況に関する詳細な情報については、事業に関する報告の該当個所を参照する。

2020年および2019年のセグメント報告

2020年の業績(1)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
外部からの収益およびその他の収益	19,350	7,409	17,824	17,647	970	1,803	(18)	64,985
他のセグメントとの取引による収益およびその他の収益	1,454	283	1,518	11,861	151	67	(15,334)	-
収益合計	**20,804**	**7,692**	**19,342**	**29,508**	**1,121**	**1,870**	**(15,352)**	**64,985**
費用合計	18,570	3,113	11,909	26,651	969	1,911	(15,166)	47,957
商品デリバティブからの純収益/（費用）	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
減価償却費および償却費	778	1,252	2,597	366	150	172	28	5,343
減損損失	950	728	621	1,079	18	11	1	3,408
減損損失の戻入益	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)
営業利益（損失）	**15**	**2,734**	**4,262**	**1,817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8,368**
資本的支出	**694**	**4,629**	**3,937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10,197**

(1) セグメント収益は、外部収益とその他のセグメントからの収益の両方を含んでいる。当期のその他の収入、および費用についても同様の方法が採用された。

2019年の業績(1)(2)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
外部からの収益およびその他の収益	30,480	7,344	20,092	19,537	967	1,901	6	80,327
他のセグメントとの取引による収益およびその他の収益	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
収益合計	**32,012**	**7,717**	**21,789**	**32,599**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
費用合計	29,972	3,143	13,511	29,194	972	1,855	(16,757)	61,890
商品デリバティブからの純収益/（費用）	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
減価償却費および償却費	1,142	1,241	2,692	333	145	171	26	5,750
減損損失	4,031	99	371	930	111	33	1	5,576
減損損失の戻入益	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
営業利益（損失）	**(3,525)**	**3,260**	**5,277**	**2,210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
資本的支出	**851**	**4,293** (3)	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1) セグメント収益は、外部収益とその他のセグメントからの収益の両方を含んでいる。当期のその他の収入、および費用についても同様の方法が採用された。

(2) 2019年の比較数値については、2020年以降、南米・メキシコにおいて発電事業者が管理する大口顧客に係る金額が、エンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを踏まえて調整している。

(3) 「売却目的」に分類された4百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2020年12月31日現在

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	10,747	30,655	36,718	154	516	699	10	79,499
無形資産	184	4,883	21,490	3,775	676	418	79	31,505
非流動および流動契約資産	4	1	340	-	42	14	79	480
売掛金	2,670	2,053	6,493	4,034	358	755	(4,311)	12,052
その他	1,433	1,095	2,674	756	297	769	(812)	6,212
営業資産	**15,038** (1)	**38,687** (2)	**67,715**	**8,719**	**1,889** (3)	**2,655**	**(4,955)**	**129,748**
買掛金	2,816	2,751	5,405	4,678	426	868	(4,061)	12,883
非流動および流動契約負債	147	152	7,172	42	5	8	(60)	7,466
各種引当金	3,528	947	3,794	400	46	603	479	9,797
その他	1,133	1,434	7,856	2,245	179	1,101	284	14,232
営業負債	**7,624**	**5,284** (4)	**24,227**	**7,365**	**656**	**2,580**	**(3,358)**	**44,378**

(1) うち、3百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(2) うち、855百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、11百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、35百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2019年12月31日現在(1)

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
有形固定資産	11,863	30,351	36,333	160	442	663	11	79,823
無形資産	134	4,697	23,782	3,624	605	466	29	33,337
非流動および流動契約資産	-	-	482	-	53	75	43	653
売掛金	3,181	1,711	7,703	3,838	607	676	(4,633)	13,083
その他	1,426	1,421	1,654	543	1,098	1,283	(1,350)	6,075
営業資産	**16,604** (2)	**38,180** (3)	**69,954** (4)	**8,165**	**2,805**	**3,163**	**(5,900)**	**132,971**
買掛金	3,375	2,192	5,417	5,030	414	949	(4,417)	12,960
非流動および流動契約負債	199	167	7,271	75	5	16	(104)	7,629
各種引当金	3,410	903	4,412	494	34	578	459	10,290
その他	1,074	1,843	8,867	2,642	415	1,451	(503)	15,789
営業負債	**8,058**	**5,105**	**25,967** (5)	**8,241**	**868**	**2,994**	**(4,565)**	**46,668**

(1) 2019年の比較数値については、2020年以降、南米・メキシコにおいて発電事業者が管理する大口顧客に係る金額が、エンドユーザー市場事業ラインに再配分されたことを踏まえて調整している。。
(2) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、7百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、10百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、3百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

以下の表は、セグメント資産、セグメント負債と連結財政状態計算書上の数値を調整したものである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日
資産合計	**163,453**	**171,426**
持分法適用投資	861	1,682
非流動デリバティブ資産	1,236	1,383
その他の非流動金融資産	5,159	6,006
「その他の非流動資産」に含まれる非流動税金資産	1,539	1,587
その他の流動金融資産	5,113	4,305
流動金融デリバティブ資産	3,471	4,065
現金および現金同等物	5,906	9,029
繰延税金資産	8,578	9,112
税金資産	1,294	1,206
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	548	80
セグメント資産	**129,748**	**132,971**
負債合計	**121,096**	**124,488**
長期借入金	49,519	54,174
非流動金融デリバティブ負債	3,606	2,407
短期借入金	6,345	3,917
1年以内返済予定の長期借入金	3,168	3,409
その他の短期金融負債	622	754
流動金融デリバティブ負債	3,531	3,554
繰延税金負債	7,797	8,314
法人所得税に係る負債	471	209
その他の税金負債	886	1,082
「売却目的保有負債」に含まれる金融負債および税金負債	773	-
セグメント負債	**44,378**	**46,668**

損益計算書に関する情報

注記9 収益

9.a 販売およびサービスからの収益 - 62,623百万ユーロ

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
電力販売(1)	34,745	39,584	(4,839)	-12.2%
電力輸送(1)	10,710	10,931	(221)	-2.0%
送電網事業者の手数料	932	866	66	7.6%
機関マーケット・オペレーターからの振替	1,395	1,625	(230)	-14.2%
ガス販売	2,718	3,294	(576)	-17.5%
ガス輸送	611	617	(6)	-1.0%
燃料販売(	602	914	(312)	-34.1%
配電網およびガス配給網の接続料	759	785	(26)	-3.3%
工事契約	732	749	(17)	-2.3%
環境関連証書販売)	35	36	(1)	-2.8%
付加価値サービス販売	862	918	(56)	-6.1%
その他販売およびサービス	764	720	44	6.1%
収益（IFRS第15号）合計	**54,865**	**61,039**	**(6,174)**	**-10.1%**
現物決済を伴う契約に基づくエネルギー商品の販売（IFRS第9号）	7,513	10,775	(3,262)	-30.3%
現物受渡しを伴う商品の販売に関するデリバティブの利益/（損失）(IFRS第9号)	224	5,519	(5,295)	-95.9%
その他の収益	21	33	(12)	-36.4%
販売およびサービスからの収益合計	**62,623**	**77,366**	**(14,743)**	**-19.1%**

(1) コロンビアの流通セグメントでは、データの表示を改善するため、これまで電力販売に分類されていた多くの品目が電力輸送に再分類された。数値の統一性と比較可能性を確保するため、2019年度の金額についても合計461百万ユーロの組替えを行った。

電力販売による収益は34,745百万ユーロで、前年同期に比べ4,839百万ユーロ減少（-12.2%）した。主な減少の要因は以下の通りである。

＞ スペイン（1,390百万ユーロ）およびイタリア（808百万ユーロ）における規制市場および自由市場の両方で、電力のエンドユーザーへの販売から生じる収益が減少し、特に新型コロナウイルス感染症拡大の影響を反映し、自由市場では、ビジネス・ツー・ビジネス取引における販売数量の減少が生じた。

＞ 特に現地通貨が対ユーロで減価したことおよび取引高の縮小ならびに販売に適用された平均価格により、中南米における収益の大幅な減少（2,248百万ユーロ）

＞ 主に電気料金の下落により、イタリアの現物市場の売上高が減少した結果として、エネル・グローバル・トレーディングが計上した収益の減少（82百万ユーロ）

＞ 2019年10月にレフティンスカヤの石炭火力発電所を売却したことによるロシアにおける収益の減少（362百万ユーロ）

＞「送電」から生じる2020年の収益は、10,710百万ユーロで、新型コロナウイルス感染症拡大の影響によるグリッドでの送電量が減少したことが主因となり、221百万ユーロの減少となった。

「機関マーケット・オペレーターからの振替」は、需要の減少およびコモディティ価格の上昇を背景に、スペインで新たに導入された2020年から2025年の半島外での発電に対する報酬パラメータを反映し、前年度比で230百万ユーロ減少した。
2020年の「ガスの販売」からの収益は、2,718百万ユーロで前年度（2019年：3,294百万ユーロ）との比較で、576百万ユーロの減少となった。この減少は、主にスペインとイタリアに集中しており、新型コロナウイルス感染症拡大の健康緊急事態に関連した販売数量の減少も反映していた。

「燃料の販売」からの収益は、エネル・グローバル・トレーディングが扱う取引高が減少したことにより312百万ユーロ減少し、当グループが開始したエネルギー転換とそれに伴う従来型の発電の縮小を一部反映している。

現物決済を伴う契約（IFRS第9号）に基づくエネルギー商品の販売からの収益および当該契約の公正価値測定による利得は、総額で8,557百万ユーロ減少し、取引高および現物価格の減少を反映している。

以下の表は、IFRS第9号の適用範囲内で損益を通じて公正価値で測定する、現物決済を伴う商品の売買契約に関する純費用を示している。

百万ユーロ

	2020	2019	増減	
現物決済を伴うエネルギー商品の販売契約（IFRS第9号の範囲内）				
電力				
電力販売	2,478	4,278	(1,800)	-72.6%
電力販売契約の公正価値測定による利益	156	988	(832)	-
電力合計	**2,634**	**5,266**	**(2,632)**	**-**
ガス				
ガスの販売	4,723	6,235	(1,512)	-32.0%
ガスの販売契約の公正価値測定による利益	123	4,296	(4,173)	-
ガス合計	**4,846**	**10,531**	**(5,685)**	**-**
環境証明書				
環境証明書の販売	312	262	50	16.0%
環境証明書の販売契約の公正価値測定による利益（損失）	(55)	235	(290)	-
環境証明書合計	**257**	**497**	**(240)**	**-93.4%**
収益合計	**7,737**	**16,294**	**(8,557)**	**-**
現物決済を伴うエネルギー商品の購入契約（IFRS第9号の範囲内）				
電力				
電力購入	4,011	7,064	(3,053)	-76.1%
電力購入契約の公正価値測定による利益（損失）	(155)	233	(388)	-
電力合計	**3,856**	**7,297**	**(3,441)**	**-89.2%**
ガス				
ガスの購入	4,664	6,575	(1,911)	-41.0%
ガスの購入契約の公正価値測定による利益（損失）	(185)	4,094	(4,279)	-
ガス合計	**4,479**	**10,669**	**(6,190)**	**-**
環境証明書				
環境証明書の購入	301	1,060	(759)	-
環境証明書の購入契約の公正価値測定による利益	71	256	(185)	-
環境証明書合計	**372**	**1,316**	**(944)**	**-**
費用合計	**8,707**	**19,282**	**(10,575)**	**-**
純費用	**(970)**	**(2,988)**	**2,018**	**-**

2020年の顧客との契約から生じる収益（IFRS第15号）合計は54,865百万ユーロとなっており、下表に示すとおり、特定時点の収益および一定期間にわたる収益に分解することができる。

百万ユーロ	2020年															
	イタリア		イベリア半島		中南米		欧州		北米		アフリカ、アジアおよびオセアニア		その他、消去および調整		合計	
	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点
収益（IFRS第15号）合計	21,107	441	16,355	460	13,433	200	1,418	580	586	51	67	79	16	72	52,982	1,883

百万ユーロ	2019年															
	イタリア		イベリア半島		中南米		欧州		北米		アフリカ、アジアおよびオセアニア		その他、消去および調整		合計	
	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点	一定期間	特定時点
収益（IFRS第15号）合計	22,635	522	17,860	785	15,573	503	1,383	934	646	27	76	81	7	7	58,180	2,859

下表は、販売およびサービスからの収益の地理的セグメント別の内訳である。

百万ユーロ		
	2020年	2019年
イタリア[1]	23,968	26,420
その他の欧州		
イベリア半島[1]	16,173	18,265
フランス	503	1,259
スイス	99	217
ドイツ	1,860	3,746
オーストリア	66	173
スロベニア	2	40
ルーマニア	1,322	1,311
ギリシャ	110	73
ブルガリア	9	8
ベルギー	18	26
チェコ共和国	33	152
ハンガリー	165	418
ロシア	533	897
オランダ	2,743	6,553
英国	399	726
その他欧州諸国	78	(22)
米州		
米国	502	501
カナダ	25	18
メキシコ[1]	218	233
ブラジル	6,666	7,752
チリ	2,811	3,263
ペルー	1,118	1,261
コロンビア	2,022	2,243
アルゼンチン	816	1,323
パナマ	136	169
その他		
アフリカ	79	92
アジア	149	249
合計	**62,623**	**77,366**

履行義務

下表は、主な収益の流れのみに関する顧客との契約から生じる当グループの履行義務に関する情報、ならびに行われた具体的判断および関連する収益認識方針の要約を示す。

顧客との契約からの収益における見積りの使用については、注記2.1 「見積りの活用と経営判断」を参照すること。

製品／サービスの分類	*履行義務の充足の性質および時期*	*会計方針*
エンドユーザーへの電力／ガスの販売／輸送	エンドユーザーとの間で締結された電力／ガス供給契約は、単一の履行義務（商品の販売および輸送）を含む。これは、当該契約は別個の財/サービスを提供しておらず、商品が輸送地点に輸送された時点で商品に対する支配が顧客へ移転されることにより約束は充足されるとの決定を当グループが行ったためである。こうした契約に含まれる約束の性質を決定するため、当グループは各契約および商品に適用される事実および環境を慎重に分析する。 しかしながら、当グループは、エンドユーザー向け電力／ガスの提供に関連する供給契約または輸送契約のような反復的なサービス契約に規定される履行義務は、ほぼ同一で顧客への移転のパターンが同じである一連の別個の財/サービス（すなわち商品の各単位）の一部として、通常、一定の期間にわたり充足される（顧客に提供される商品の便益を受領すると同時に消費しているため）とみなしている。こうした場合、当グループはアウトプット法を適用して、その金額が顧客に対するそれまでに履行完了済みの価値に直接合致する場合に顧客に請求する権利がある金額で収益を認識する。	エンドユーザー向け電力／ガスの販売および輸送から生じる収益は、請求書が未発行であっても、これらの商品が顧客に引き渡された時点で、その期間において提供された数量に基づいて認識される。数量は、見積のほか定期的なメーター検針を用いて判定される。 適切と考えられる場合には、当該収益は、適用される期間における法令またはエネルギー、ネットワークおよび環境規制当局（ARERA）および同様の外国当局が定めた率および関連する制限を基準とする。

製品／サービスの分類	*履行義務の充足の性質および時期*	*会計方針*
ネットワーク接続サービス	電力／ガス配送ネットワークへの顧客の接続に対して顧客から受領したネットワーク接続手数料は、各国の状況、接続契約のすべての条件を考慮に入れた特定のグループ評価を必要とする。 この評価は、その他の別個の財またはサービス（例えば、商品を受領するためのインフラストラクチャーに対する継続的なアクセスを取得する権利、または接続手数料が契約開始日またはその近辺の日に支払われる「返金不能の前払報酬」である場合には、履行義務に対して発生する重要な権利など）をその契約が含んでいるかを決定することを目的とする。 特に、当グループが事業を行う一部の国においては、当グループは、受領した対価の性質が、その支払が顧客に対して重要な権利を提供する「返金不能の前払報酬」であると決定した。この重要な権利が認識されるべき期間が当初の契約期間の後まで及ぶかどうかを決定するため、当グループは契約に適用され当事者に影響を及ぼす現地の法令上および契約上の枠組みを考慮に入れる。そうした場合において、当初の顧客から新たな顧客への重要な権利や義務の黙示的な割当があれば、当グループは、当初の顧客および将来の顧客が追加的な接続手数料を支払うことなく継続的なアクセスにより恩恵を受けることができる期間としての委譲条件を考慮して、当初の顧客との関係を超えた期間にわたり接続手数料を認識する。その結果、手数料は、その支払により将来の顧客がより低い価格を利用できるようにする義務を当グループに対して創出する期間にわたり認識される（すなわち、顧客が更新に当たって「返金不能の前払報酬」を支払うことなく継続的なアクセスサービスから恩恵を受けることが見積もられている期間）。	電力およびガス配送ネットワークへの接続に関連する貨幣および現物による手数料からの収益は、契約に含まれる履行義務の充足に基づいて認識される。別個の財またはサービスの識別には、接続契約条件が各国の状況、規制および法令に基づき国別で異なる可能性があることから、接続契約条件の慎重な分析が必要である。この評価を完了するために、当グループは財／サービスそのものの特性（すなわち、財またはサービスが別個のものとなり得ること）のみならず、顧客が当該約束を交渉された交換、つまり顧客が受領すると見込んでおりすでに支払済みの財／サービスの一部（すなわち、財またはサービスを顧客へ移転する約束は、契約内の他の約束から分離して識別可能であること）としてとらえる妥当な期待を有している含意された約束も考慮する。 さらに、電力／ガスのネットワーク接続サービスやその他の関連事業の一部の契約においては、各国の法令上および規制上の枠組みによっては、当グループは代理人として行動している。かかる場合、当グループは権利を得ると見込んでいる手数料に応じて純額ベースで収益を認識する。

製品／サービスの分類	*履行義務の充足の性質および時期*	*会計方針*
工事契約	工事契約は通常、一定の期間にわたり充足される履行義務を含む。これらの契約については、当グループは通常、特定の契約の分析により報告日の時点で充足済みの当グループの履行義務をより正確に描写しているその他の手法の利用が推奨される場合を除き、進捗の測定にインプット法を用いることが適切だとみなす。	一定の期間にわたり充足される履行義務が含まれる工事契約については、当グループは当該履行義務の完全な充足に向けた進捗を測定することで、一定の期間にわたり収益を認識する。通常は、原価比例法が報告日時点において充足されている当グループの履行義務を描写する最良の手法とみなされる。 工事契約に基づく顧客からの未収金は契約資産として表示され、建設契約に基づく顧客への未払金は契約負債として表示される。

9.b その他の収益 - *2,362百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
事業補助金	12	19	(7)	-36.8%
環境関連証明書補助金	342	475	(133)	-28.0%
資本助成金（電気およびガス事業）	24	25	(1)	-4.0%
その他の払戻	371	521	(150)	-28.8%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業、および売却目的非流動資産の処分益	15	325	(310)	-95.4%
有形固定資産および無形資産の処分による差益	58	79	(21)	-26.6%
サービス継続によるボーナス	40	32	8	25.0%
その他の収益	1,500	1,485	15	1.0%
合計	**2,362**	**2,961**	**(599)**	**-20.2%**

環境関連証明書補助金は、342百万ユーロとなり、前年比133百万ユーロの減少となった。これは主にイタリア国内での配送に関して取得された省エネルギー証明書に対する補助金の減少によるものであり、取扱量の減少によるものである。

その他の払戻が減少したのは、主に2019年にチリの大口電力取引先がエネル・ジェネラシオン・チリからの電力供給契約を解約するオプションを行使したことによる求償権（契約上想定されていた）の認識の影響によるものである。（合計160百万ユーロ。うち80百万ユーロは火力発電およびトレーディング事業ラインに関連し、80百万ユーロはエネル・グリーン・パワー事業ラインに関連していた。）

2020年における子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、ジョイント・オペレーション、売却目的で保有していた非流動資産の処分益は15百万ユーロとなり、310百万ユーロ減少したが、これは主に以下の影響による。

＞ エネル・プロデュツィオーネが以前にバレ・デル・メルキューレ・バイオマス発電所を譲渡した先の特別目的事業体であるメルキューレ・エスアールエルの売却益（108百万ユーロ）

＞ **（i）エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・エルエルシーにより売却された多数の会社（106百万ユーロ）および（ii）関連会社から完全子会社に移行したトレードウィンド（負ののれん75百万ユーロ）の購入価格の確定配分に起因する負ののれん（181百万ユーロ）**

＞ **トレードウィンドが開発した2件の再生可能エネルギー・プロジェクトであるグラティオットおよびアウトローの売却益42百万ユーロ**

2020年の「その他の収益」合計は15百万ユーロ増加した。これは主に、当期に認識した以下の取引に起因する。

＞ **エネルギー、ネットワークおよび環境規制機関（ARERA）の議決No.50/2018および461/2020に基づきシステム費用およびグリッド手数料の支払いに関し、イー・ディストリビュージオネにより認識された収益（158百万ユーロ）**

＞ **エネル・ノース・アメリカが計上した税務パートナーシップからの収益（139百万ユーロ）、免責および訴訟からのその他の収益（31百万ユーロ）およびヘイスタック風力プロジェクトの売却（45百万ユーロ）から生じた収益の増加**

＞ **エネル・エックス・イタリア（20百万ユーロ）が計上したエネルギーおよび耐震改修に関するエコボーナス補助金収入**

＞ **購入価格配分プロセスの完了後に認識されたペイティッパーの取得に関する負ののれん（20百万ユーロ）**

2019年の当該項目は、主に以下に関する収益を含んでいた。

＞ **イー・ディストリビュージオネがエネル・レテ・ガスで保有する持分の2009年における処分に関連した第二次補償の早期の包括的解決（50百万ユーロ）**

＞ **2006年から2016年までの期間に生じた相互の紛争を解決するためのアルゼンチン政府とのエデスールの和解契約（233百万ユーロ）**

＞ **契約条項の適用による、2017年のイーモーターワークスの取得の価格調整（98百万ユーロ）**

以下の表は、事業セグメント別の内訳を表しており、比較される2年について経営者がグループ業績の監視のために用いたアプローチを基にしている。

百万ユーロ	2020年							
	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
販売およびサービスからの収益	20,242	7,150	18,381	29,151	1,026	1,841	(15,168)	62,623
その他の収益	562	542	961	357	95	29	(184)	2,362
収益合計	**20,804**	**7,692**	**19,342**	**29,508**	**1,121**	**1,870**	**(15,352)**	**64,985**

	2019年							
	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他、消去および調整	合計
販売およびサービスからの収益	31,705	7,157	20,599	32,098	1,011	1,946	(17,150)	77,366
その他の収益	307	560	1,190	501	119	35	249	2,961
収益合計	**32,012**	**7,717**	**21,789**	**32,599**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**

費用

10.a 電力、ガスおよび燃料- *25,049百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	増減	
電力[1]	16,158	20,449	(4,679)	-22.9%
ガス[1]	7,952	10,706	(2,754)	-25.7%
電力およびガスの購入契約の公正価値測定による利益（損失）	(340)	4,327	(4,667)	-
核燃料	117	125	(8)	-6.4%
その他燃料	1,162	2,475	(1,313)	-53.1%
合計	**25,049**	**38,082**	**(13,033)**	**-34.2%**

(1) 2019年の数値は、現物決済を伴う商品（IFRS第9号）の購入契約に係る公正価値利得／（損失）をその他の営業費用から組み替えたことを考慮して修正している。

電力 の購入費用は、主にCOVID-19パンデミックの影響により、平均価格が下落する環境下での購入量が減少したこと等により、減少した。

「ガス」の購入に関する原価の減少は、主に発電の減少、ならびにガスのコストの下落による取扱数量の減少を反映している。特に、後者の要因は、ナイジェリアの供給品に適用される価格見直しに関するNLNGとの契約の最終決定による財務的利益も反映していた。

現物決済を定める契約（IFRS第9号）からの購入および当該契約の公正価値測定による利得（損失）は、主にガスに起因し、前年度比で4,667百万ユーロ減少した（4,279百万ユーロ）。

「その他の燃料」における減少は主に、火力発電量の減少に起因しており、エネルギー転換プロセスに伴うイタリアおよびスペインにおける石炭火力発電に関連する燃料棚卸資産の評価減を含む。

10.b サービスおよびその他原材料 - *18,298百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
託送	9,619	9,879	(260)	-2.6%
保全および修理	1,127	1,145	(18)	-1.6%
電話および郵便	172	181	(9)	-5.0%
通信サービス	116	142	(26)	-18.3%
ITサービス	823	806	17	2.1%
リースおよび賃借料	396	382	14	3.7%
その他サービス	3,648	3,935	(287)	-7.3%
環境証明書の購入	673	481	192	39.9%
環境証明書の購入契約の公正価値測定による利益（IFRS第9号） (1)	71	256	(185)	-72.3%
その他原料	1,653	1,629	24	1.5%
合計	**18,298**	**18,836**	**(538)**	**-2.9%**

(1) 2019年の数値は、現物決済を伴う商品（IFRS第9号）の購入契約に係る公正価値利得／（損失）をその他の営業費用から組み替えたことを考慮して修正している。

サービスおよびその他の原料のコストは18,298百万ユーロ（2020年）で、538百万ユーロ（2019年) 減少した。主な要因は次のとおりである。

＞　輸送量の減少に伴い、スペイン、チリ、ブラジルを中心に託送費が減少;

＞　これは、その他サービスのコストが287百万ユーロ減少したことによるもので、これは主に、電気・ガス事業（93百万ユーロ）、付加価値サービス事業（40百万ユーロ）および旅費（85百万ユーロ）に関連するサービスのコストが減少したことによる。

上記の影響は、いずれもCOVID-19のパンデミックへの対策の影響を大きく受けている。

10.c 人件費 - *4,793百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
賃金および給与	3,133	3,240	(107)	-3.3%
社会保障料	824	875	(51)	-5.8%
イタリアにおける退職後給付	103	103	-	-
その他の退職後給付および長期給付	(485)	108	(593)	-
早期退職奨励金	152	101	51	50.5%
リストラクチャリングの合意に係る早期退職奨励金	882	-	882	-
その他費用	184	207	(23)	-11.1%
合計	**4,793**	**4,634**	**159**	**3.4%**

2020年度の人件費は、159百万ユーロ増加して4,793百万ユーロとなった。
当グループの従業員数は1,536名減少したが、これは主に以下の要因により、早期退職優遇制度の導入や連結範囲の変更（565名）により、新規雇用と退職のバランスが悪化したこと（-971名）によるものである。

＞　ロシアでのレフティンスカヤ・グレス発電所の売却

＞　米国での水力発電所の棄却

＞　ヴィヴァラブスの取得

賃金および給与の減少は、2020年の従業員の平均および総数の減少を大幅に反映している。

「退職後およびその他の長期給付」の593百万ユーロの減少は主に、第5次エンデサ団体協約の更新により、スペインにおける従業員向け電力割引給付の条件変更に起因し、それにより515百万ユーロの関連する引当金が解放された。
2020年の「早期退職インセンティブ」に関する費用は、51百万ユーロ増え152百万ユーロとなったが、その大半がスペインにおいて、上述の新たな団体協約の締結の結果、一定の個人契約に関する雇用契約の停止に関する個人契約の消滅オプションの廃止により、プラン・デ・サリダに関する引当金が783百万ユーロに増加したことによるものである。また、イタリアにおける2018年に主に適用された法律92/2012（「フォーネロ法」）の第4条の規定の適用による雇用の終了も反映している。
総従業員数の減少にもかかわらず賃金および給与が増加したことは、基本的に2018年6月からのみ効力を生じたエネル・ディストリブシオン・サンパウロの連結による2019年の平均従業員数の増加を反映している。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2020年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	平均数(1)			従業員数(1)
	2020年	2019年	**増減**	**2020年12月31日**
シニア・マネージャー	1,397	1,375	22	1,397
ミドル・マネージャー	11,258	11,016	242	11,592
事務職	36,027	35,066	961	35,883
ブルーカラー	18,396	20,846	(2,450)	17,845
合計	**67,078**	**68,303**	**(1,225)**	**66,717**

(1) 比例的に連結されている会社については、人数はエネルの持分比率にあわせている。

10.d 売掛金およびその他の金融資産に係る正味減損 *- 1,285百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
売掛金の減損損失	1,505	1,239	266	21.5%
その他の金融資産の減損損失	46	116	(70)	-60.3%
売掛金およびその他の金融資産の減損損失合計	**1,551**	**1,355**	**196**	**14.5%**
売掛金の減損損失の戻入益	(194)	(202)	8	-
その他の金融資産の減損損失の戻入益	(72)	(9)	(63)	-
売掛金およびその他の金融資産の減損損失の戻入益計	**(266)**	**(211)**	**(55)**	-
売掛金およびその他の金融資産の正味減損損失	**1,285**	**1,144**	**141**	**12.3%**

1,285百万ユーロは、営業債権及びその他の金融資産の減損損失及び売却益を含んでいる。受取手形及び売掛金の減損損失は、主に新型コロナウイルス感染症拡大の影響により、2019年と比較すると、合計で141百万ユーロ増加した。

10.e 減価償却費、償却費およびその他の減損損失 *- 7,163百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
有形固定資産	4,118	4,481	(363)	-8.1%
投資不動産	2	3	(1)	-33.3%
無形資産	1,223	1,266	(43)	-3.4%
その他の減損損失	1,857	4,221	(2,364)	-56.0%
その他の減損損失の戻入	(37)	(289)	252	-87.2%
合計	**7,163**	**9,682**	**(2,519)**	**-26.0%**

2020年の減価償却費、償却費およびその他の減損損失の減少は、2019年にイタリア、スペイン、チリ、および、ロシアの一部の石炭火力発電所において合計4,010百万ユーロの減損損失を計上したことと、その結果として2020年に減価償却費が減少したことによるものである。

これらの影響は、次の要因によって一部相殺される。

＞　2020年に認識したボカミーナIIのチリ石炭火力発電所の減損（737百万ユーロ）。

＞　ブリンディジ発電所2号機を含むイタリアの石炭火力発電所の減損損失135百万ユーロ;

＞　メキシコ、アルゼンチンおよびオーストラリアのCGUの減損750百万ユーロ;

＞　159百万ユーロのその他の減損損失において、最も重要なものは、イタリアのエネル・グリーン・パワーのソーラーパネル製造工場（65百万）と米国のスナイダー工場（47百万ユーロ）である。

2020年及び2019年に石炭プラントに関連して認識された減損損失は、発電の脱炭素化に関する当グループの戦略目標の達成に関連しており、減損テストの実施に際しては気候変動の影響が考慮されたことに留意のこと。

10.f **その他の営業費用** - *2,202百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
システム費用 － 排出枠	90	430	(340)	-79.1%
省エネルギー証明書費用	277	416	(139)	-33.4%
グリーン証書購入費用	61	62	(1)	-1.6%
有形固定資産および無形資産の処分の損失	65	76	(11)	-14.5%
税金および関税	1,130	1,035	95	9.2%
その他	579	674	(95)	-14.1%
合計 (1)	**2,202**	**2,693**	**(491)**	**-18.2%**

(1)　2019年の数値は、現物決済を伴う商品（IFRS第9号）の購入契約に係る公正価値利得／（損失）をその他の営業費用から組み替えたことを考慮して修正している。

その他の営業費用は、主にイタリアにおける環境コンプライアンス費用の減少および持分法を適用して測定されていたウインドファームを所有する複数の企業の売却を主に反映して、2019年にエネル・ノース・アメリカがキャピタル・ロスを認識した影響により、前年度比で491百万ユーロ減少した。

これらの要因はスペインでの増税および関税により一部相殺されており、電気の発電および従来型の火力発電および原子力発電に使用される燃料に課せられる税金の2019年の一時停止の影響と、2020年7月からカタルニアで新しい「エコ・タックス」が導入された影響を主に反映している。

10.g 資産計上された費用 - *(2,385）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
人件費	(836)	(899)	63	-7.0%
原料	(846)	(980)	134	-13.7%
その他	(703)	(476)	(227)	-47.7%
合計	**(2,385)**	**(2,355)**	**(30)**	**-1.3%**

資産計上された費用は30百万ユーロ増加した。これは主にエネルグリーン電力事業ラインによる社内開発および新プラントの建設、およびエネルX事業ラインで実施された新たな商業活動に関連するものである。

注記11 コモディティからの純費用 - *（212）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
収益：				
－ヘッジ・デリバティブに指定されたデリバティブから生じた収益	76	200	(124)	-62.0%
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	4,904	1,311	3,593	-
収益合計	**4,980**	**1,511**	**3,469**	**-**
費用：				
－ヘッジ・デリバティブに指定されたデリバティブから生じた費用	(132)	(23)	(109)	-
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	(5,060)	(2,221)	(2,839)	-
費用合計	**(5,192)**	**(2,244)**	**(2,948)**	**-**
コモディティ・デリバティブからの純費用	**(212)**	**(733)**	**521**	**-71.1%**

2020年度のコモディティ・デリバティブに関する純費用は212百万ユーロ（2019年度は733百万ユーロの純費用）となり、その内訳は以下のとおりである。

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する純費用56百万ユーロ（2019年度は177百万ユーロの純益）。

＞　損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する純費用156百万ユーロ（2019年度は910百万ユーロの純費用）。

デリバティブに関する詳細については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記12 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） *- (941)百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
収益：				
－ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブから生じた収益	639	1,120	(481)	-42.9%
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	676	364	312	85.7%
収益合計	**1,315**	**1,484**	**(169)**	**-11.4%**
費用：				
－ヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブに関する費用	(1,945)	(538)	(1,407)	-
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	(311)	(604)	293	-48.5%
費用合計	**(2,256)**	**(1,142)**	**(1,114)**	**97.5%**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	**(941)**	**342**	**(1,283)**	**-**

2020年度の金利および為替レートのデリバティブから生じた純費用は941百万ユーロ（2019年度は342百万ユーロの純収益）となり、その内訳は以下のとおりである。

- **主にキャッシュ・フロー・ヘッジに関連するヘッジ・デリバティブとして指定されたデリバティブに関する純費用1,306百万ユーロ（2019年度は582百万ユーロの純収益）**
- **損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する純収益365百万ユーロ（2019年度は240百万ユーロの純費用）。**

ヘッジ・デリバティブおよびトレーディング・デリバティブに関して2020年に認識された純収支は、いずれも主に為替リスクのヘッジに関連するものである。デリバティブに関する詳細については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記13. その他の純金融収益/（費用） - *（1,665）百万ユーロ*

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
金融資産からの受取利息（短期および長期）：				
－非流動の証券および金融資産に対する実効金利での受取利息	110	126	(16)	-12.7%
－流動金融投資に対する実効金利での受取利息	69	162	(93)	-57.4%
実効金利での受取利息の合計	**179**	**288**	**(109)**	**-37.8%**
損益を通じて公正価値で測定される非流動証券に関する金融収益	**-**	**-**	**-**	**-**
為替差益	**2,182**	**915**	**1,267**	**-**
株式投資に関する収益	**23**	**4**	**19**	**-**
超インフレーションによる収益	**529**	**832**	**(303)**	**-36.4%**
その他の収益	**379**	**430**	**(51)**	**-11.9%**
その他の金融収益合計	**3,292**	**2,469**	**823**	**33.3%**

その他の金融収益は前年比823百万ユーロ増加して3,292百万ユーロとなった。その主な要因は、為替差益の増加であるが、超インフレーション下の経済の会計処理に関連したIAS第29号のアルゼンチンの会社への適用の結果得た収益の減少（‐303百万ユーロ）により一部相殺された。
詳細については、2020年12月31に終了した事業年度の連結財務書類の注記4を参照すること。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
金融負債に対する支払利息（短期および長期）：				
－銀行借入金の支払利息	291	386	(95)	-24.6%
－社債利息	1,887	2,030	(143)	-7.0%
－その他の借入金の支払利息	149	183	(34)	-18.6%
支払利息合計	**2,327**	**2,599**	**(272)**	**-10.5%**
為替差損	**1,245**	**1,229**	**16**	**1.3%**
退職給付およびその他従業員給付の調整	**109**	**135**	**(26)**	**-19.3%**
その他の引当金の調整	**150**	**186**	**(36)**	**-19.4%**
株式投資に関する費用	**1**	**2**	**(1)**	**-50.0%**
超インフレーションによる費用	**472**	**737**	**(265)**	**-36.0%**
その他の費用	**653**	**367**	**196**	**53.4%**
金融費用合計	**4,957**	**5,255**	**(298)**	**-5.7%**

その他の金融費用は、2019年度と比べて合計で298百万ユーロ減少し、4,957百万ユーロとなった。この増減は特に、債券を中心とした支払利息が272百万ユーロ減少したこと、および、アルゼンチンにおけるIAS第29号の適用に伴う手数料が減少したこと（-265百万ユーロ）が要因である。これらの影響は、Slovenské elektrárneへの投資の売却に関する金融資産の減損損失により一部相殺された（401百万ユーロ）。

注記14 持分法による投資利益／（損失） - *（299）百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
関連会社の収益分	131	120	11	9.2%
関連会社の損失分	(430)	(242)	(188)	-77.7%
合計	**(299)**	**(122)**	**(177)**	**-**

持分法による投資純損益は、前年度と比較して177百万ユーロ増加した。この変動は、基本的に、エネル・プロディツィオーネとEPHの間で2020年12月22日に締結された、スロヴァク・パワー・ホールディングに対する投資の減損によるものである（433百万ユーロ）。

EPHは、2015年12月18日に締結された、スロヴァク・パワー・ホールディングに対するエネル・プロディツィオーネの投資の売却に関する契約のいくつかの条項を修正した（2018年において既に修正済み）。

当該負の影響は、次の要因によって一部相殺された。

＞　OpEn Fiberの利益は、2019年度と比較すると、60百万ユーロ増加したが、これは主に法令104/2020の規定に基づく資産再評価のために登録された税効果によるものである。

＞　25百万ユーロの利益は、紛争が解決した後、2020年9月にヌクレノールに関してスペインで認められた。

＞　2019年にEGPNA REPから13社を再取得したことによる影響が認識され、EGPNA REPで資本損失（88百万ユーロ）が認識された。

注記14 法人税等 – *1,841百万ユーロ*

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
当期法人税	1,898	2,137	(239)	-11.2%
過年度の法人税等の調整	(168)	(132)	(36)	-27.3%
当期法人税合計	**1,730**	**2,005**	**(275)**	**-13.7%**
繰延税金費用	180	(567)	747	**-**
繰延税金収益	(69)	(602)	533	-88.5%
合計	**1,841**	**836**	**1,005**	**-**

2020年度における対前年での税金等の減少は、基本的に、2019年に認識された脱炭素化プロセスに関連する減損損失の影響に関連する繰延税金資産によるものである。一方、スロヴェンスケ・エレクトラルネの一部の資産の減損損失と、エネル・プロディツィオーネの所有するEPスロバキアBVからの金融資産（持分の売却のために保有）の減損損失の計上については、繰延税金資産は生じなかった。

また、税負担は、前年度に比べて以下により増加した。

＞　エネル・ブラジル・インベスティメントス・スデステ・エスエー（エネル・スデステ）との合併後のエネル・ディストリブシオン・サンパウロによる494百万ユーロの繰延税金の取崩

＞　知的財産の使用に起因する利益の優遇課税について規定する「パテント・ボックス」オプションに関する税務当局との合意（53百万ユーロ）

＞　発電会社であるエネル・ジェネラシオン・コスタネラおよびセントラル・ドック・スードが税優遇措置に係る「税の再評価（*revalúo impositivo*）」オプション行使の結果としてアルゼンチンで認識した税の減額（35百万ユーロ）。この仕組みは、代替税の支払いと引き換えに特定の資産の税務目的上の再測定を許可しており、繰延税金資産の認識および将来の減価償却の控除可能額の拡大をもたらす。

＞　EGPNA REPからの多数の会社の取得の付随的効果としてのEGPNAによる繰延税金負債の取崩

＞　エネル・ジェネラシオン・チリへのガスアタカマの吸収合併に起因するのれんの控除可能額

繰延税金資産および負債における変動の詳細については、注記23を参照すること。

以下は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ				
	2020年		2019年	
税引前利益	5,463		4,312	
理論上の税額	1,311	24.0%	1,035	24.0%
減損損失、キャピタル・ゲインおよび負ののれんに関連する税効果の増減	202		93	
ブラジルにおける繰延税金の取崩	-		(494)	
期間差異に係る繰延税金に対する影響（純額）	16		-	
繰延税金に対する税率変更の影響	-		(33)	
イタリアにおけるパテント・ボックスの仕組み	-		(53)	
アルゼンチンにおける特定の資産の税務目的上の再測定	-		(35)	
イタリア地方法人税	249		235	
その他差異、イタリアの理論税率と外国子会社の税率が異なることによる影響、およびその他の重要でない項目	63		88	
合計	1,841		836	

注記16 株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

これらの指標はいずれも、長期インセンティブプラン(「LTIプラン」)を支援するために取得した自己株式の平均数2,067,594株（2019年12月31日現在は348,092株）について調整を加えた後の額面価額1株1ユーロの10,166,679,946株の期中平均株式数に基づいて計算された。

2020年12月31日および2019年12月31日現在の自己株式の正確な数は、それぞれ3,269,152株および1,549,152株であり、額面価額は1ユーロである。自己株式の詳細については、注記49 「株式報酬」を参照のこと。

百万ユーロ				
	2020年	2019年	**増減**	
親会社の所有者に帰属する継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	2,610	2,174	436	20.1%
親会社の所有者に帰属する非継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	-	-	-	-
親会社の所有者に帰属する当期純利益（百万ユーロ）	2,610	2,174	436	20.1%
普通株式数	10,166,679,946	10,166,679,946	-	-
普通株式の平均数（自己株式は除く）	10,164,612,352	10,166,331,854	(1,719,502)	0.0%
基本的および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.26	0.21	0.05	23.8%
継続事業からの基本的および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.26	0.21	0.05	23.8%
非継続事業からの基本的および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	-	-	-	-

財政状態計算書に係る情報

注記17 有形固定資産 - *78,718百万ユーロ*

2020年度の有形固定資産の内訳および増減は以下のとおりである。

百万ユーロ	土地	建物	設備および機械	産業および商業設備	その他の資産	リース資産	建物付属設備	建設仮勘定および前渡金	合計
減損累計額控除後の取得原価	663	10,265	160,068	527	1,471	2,614	427	8,266	184,301
減価償却費の累計額	-	5,469	96,604	366	1,149	613	291	-	104,492
2019年12月31日現在残高	**663**	**4,796**	**63,464**	**161**	**322**	**2,001**	**136**	**8,266**	**79,809**
資本的支出	2	277	2,780	23	81	4	7	5,155	8,329
資産の使用開始	8	188	2,711	1	57	19	13	(2,997)	-
為替換算差額	(26)	(287)	(2,475)	(1)	(23)	(90)	(1)	(907)	(3,810)
連結範囲の変更	-	-	(9)	-	(15)	(1)	-	15	(10)
処分	(1)	(3)	(81)	(1)	(15)	(40)	-	(8)	(149)
減価償却費	-	(174)	(3,515)	(26)	(92)	(280)	(31)	-	(4,118)
減損損失	(8)	(65)	(1,091)	-	-	(10)	-	(369)	(1,543)
減損損失の戻入益	-	-	31	-	-	-	-	-	31
その他の増減額	(1)	75	15	(14)	17	572	-	261	925
売却目的資産との組替	-	-	(226)	-	-	-	-	(520)	(746)
増減額合計	**(26)**	**11**	**(1,860)**	**(18)**	**10**	**174**	**(12)**	**630**	**(1,091)**
減損累計額控除後の取得原価	637	10,263	159,411	523	1,487	2,994	443	8,896	184,654
減価償却費の累計額	-	5,456	97,807	380	1,155	819	319	-	105,936
2020年12月31日現在残高	**637**	**4,807**	**61,604**	**143**	**332**	**2,175**	**124**	**8,896**	**78,718**

設備および機械には、無償で放棄される資産の正味帳簿価額8,083百万ユーロ（2019年12月31日現在は8,976百万ユーロ）が含まれており、主に、3,808百万ユーロ（2019年12月31日現在は4,267百万ユーロ）がイベリア半島および中南米の発電所に、計3,626百万ユーロ（2019年12月31日現在は3,911百万ユーロ）が中南米の配電網に関連している。

リース資産の詳細については、注記19を参照。

以下は、2020年度中に行われた資本的支出の種類を要約したものであり、無形資産および投資不動産への支出が含まれる。これらの支出の合計額は、対2019年度比で289百万ユーロ増加し、9,548百万ユーロとなった。この増加は、特に太陽光発電所に集中していた。

百万ユーロ

	2020年	2019年
発電所：		
－火力	452	602
－水力	332	382
－地熱力	145	145
－原子力	137	130
－代替エネルギー	4,007	3,695
発電所合計	**5,073**	**4,954**
配電網設備(1)	3,288	3,213
エネル・エックス（e-mobility, e-city, e-industries, e-home)	303	270
小売における顧客	460	449
その他	424	373
合計(2)	**9,548**	**9,259**

(1) 2020年の数値はIFRIC第12号の適用範囲のインフラストラクチャー投資649百万ユーロ（2019年は692百万ユーロ）を含まない。
(2) 2019年の数値には、「売却目的で保有」に分類されるユニットに関する4百万ユーロが含まれている。

エネルグループは、二酸化炭素排出削減に関するパリ協定に従って、エネルギー効率およびエネルギー転換目標を指針として、代替的なエネルギー源を活用する発電所への投資を特に行っている。発電所への設備投資は主に、チリの太陽光発電所および米国、ロシア、南アフリカ、インドおよびイタリアにおけるウインドファームを対象としている。
かつてないほど変動性が高い気候変動に対応し、グリッドの復元力を改善するために、当グループは、配電事業部門への投資を継続した（3,288百万ユーロ）。75百万ユーロの増加は主に、グリッドのメンテナンス活動に関しイタリアおよびルーマニアにおける投資の増加および接続要請の増加に起因しており、その一部は、特に南米における開発およびサービスの質への投資が縮小したことで相殺されたことによるものである。デジタル・メーターに関する支出は、COVID-19緊急事態によりメーターの大量更新の遅れにより縮小している。

アーバンセンターの持続可能性に向けた転換において、エネル・エックスは、電気自動車が果たす中心的な役割を確信しており、とりわけコロンビアにおけるE-Busプロジェクトでエコシティ・ビジネスに投資してきた。イタリアでは、経済再生やエネルギーの改善および耐震強化の促進措置が導入され、エネル・エックスは、ビビ・メグリオ・イニシアティブに関連するe-Home事業の開発により多くの投資を行った。

3,810百万ユーロの為替損失は主に、南米通貨の対ユーロでの一般的な減価を反映している。
2020年の「連結範囲の変更」は主に、スペインの企業エンデサ・ソルシオンズ・エスエルユーに対し保有していた持分を売却し（現在の持分は14%）、エネル・グリーン・パワー・イタリアによる複数の再生可能エネルギー企業の支配権を取得したことに関連している。

「減損損失」は1,543百万ユーロで、主に当グループが開始した脱炭素化プロセスに起因しており、2020年にはボカミナII発電所およびイタリアの複数の火力発電所の一部の資産およびブリンディジ・スド発電所のユニット2に係る減損損失を計上した。さらに当グループは、減損テストの実施にあたり気候変動の影響を考慮した。

減損テストの後、本項目はまた、オーストラリアでは市況の悪化に伴う資産の減損損失が、メキシコでは以下に起因する資産の減損損失が計上されたことによる影響を受けた。
＞　最近承認された法律（「ポーテオ」）の結果生じる規制上の費用の増加
＞　特にドロレス施設に関する、規制および発電所の制約による発電の減少
＞　水力発電所の非統合化

売却目的で保有する資産の組替は、主に第4ラウンドに参加している南アフリカ企業の工場、エネル・グリーンパワー・ブルガリア、およびTynemouth Energy Storageが所有する貯蔵プラントを指す。

その他の変更には、142百万ユーロの工場解体費用および敷地の原状回復費用、569百万ユーロの新規リース費用、および154百万ユーロ（2019年度は150百万ユーロ）の有形固定資産の設備投資に特化した貸付利息の資産計上の影響が含まれており、内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ						
	2020年	%率	2019年	%率	**増減**	
エネル・グリーン・パワー	-	-	4	1.2%	(4)	-
エネル・グリーン・パワー・ブラジル	12	2.4%	16	5.8%	(4)	-25.0%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	10	0.2%	16	0.2%	(6)	-37.5%
エネル・グリーン・パワー・メヒコ	23	4.1%	36	7.0%	(13)	-36.1%
エネル・グリーン南アフリカ	47	6.3%	17	6.4%	30	-
エネル・アメリカス・グループ	7	5.8%	14	8.3%	(7)	-50.0%
エネル・チリ・グループ	21	7.2%	12	8.0%	9	75.0%
エンデサ・グループ(1)	3	1.7%	3	1.8%	-	-
EGPスペイン・グループ	-	-	3	1.8%	(3)	-
エネル・ロシア・グループ	10	7.2%	5	9.13%	5	-
EGPインド・グループ	1	7.5%	3	7.5%	(2)	-66.7%
EGPオーストラリア・グループ	1	3.4%	-		1	-
EGPコロンビア・グループ	2	1.3%	-		2	-
エネル・プロデュツィオーネ	4	4.3%	9	4.8%	(5)	-55.6%
ヌオヴァ・エネルギア	1	0.5%	-		1	-
エネル・グリーン・パワー・イタリア	1	3.3%	-		1	-
エネル・グリーン・パワー・チリ	4	4.6%	-		4	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル	15	1.8%	21	1.6%	(6)	-28.6%
合計(2)	**162**		**159**		**3**	**1.9%**

(1) 2020年度のEGPスペイングループの金額は、エンデサグループの金額に含まれている。

(2) 2020年の総額には、無形資産に関する資産化された財務費用7百万ユーロ（2019年度は1百万ユーロ）、およびその他の固定資産1百万ユーロ（2019年度は8百万ユーロ）が含まれる。

2020年12月31日現在、有形固定資産購入のための契約上のコミットメントは6,409百万ユーロとなった。

注記18 IFRIC第12号 -「サービス委譲契約」の適用範囲のインフラストラクチャー

IFRIC第12号に従って認識されたサービス委譲契約は、ブラジルおよびコスタリカ国内の配電事業権に利用される特定の社会基盤に関連するものである。

下表では、こうした事業権のうち、顕著な詳細をまとめている。

百万ユーロ

	委譲者	事業	国	事業権の期間	事業権の残存期間	更新オプション	2020年12月31日付契約資産のうち認識された金額	2020年12月31日付の金融資産のうち認識された金額	2020年12月31日付の無形資産のうち認識された金額
エネル・ディストリブシオン・リオ・デジャネイロ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1997-2026	6年	可	52	678	442
エネル・ディストリブシオン・セアラ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	8年	可	40	475	412
エネル・グリーン・パワー・モウラン	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	26年	不可	-	5	-
エネル・グリーン・パワー・パラナパネマ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2016-2046	26年	不可	-	21	-
ディストリブシオン・ゴイアス	ブラジル政府	配電	ブラジル	2015-2045	25年	不可	165	35	461
エネル・グリーン・パワー・ヴォルタ・グランジ	ブラジル政府	発電	ブラジル	2017-2047	27年	不可	-	226	-
エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	ブラジル政府	配電	ブラジル	1998-2028	8年	不可	40	823	621
ピーエイチ・チュカス	コスタリカ電力公社	水力発電所	コスタリカ	2002-2022	11年	不可	-	46	172
合計							**297**	**2,309**	**2,108**

金融資産として分類された事業権終了時の資産の価値は、公正価値で測定された。詳細については、注記48「公正価値で測定された資産および負債」を参照。

注記19 リース

下表は、2020年における使用権資産の増減を示す。

百万ユーロ	土地のリース	建物のリース	プラントのリース	その他のリース資産	合計
2019年12月31日の合計	**545**	**601**	**488**	**367**	**2,001**
増加	241	109	16	194	560
為替換算差額	(40)	(16)	(21)	(13)	(90)
減価償却費	(30)	(119)	(33)	(98)	(280)
その他の増減額	(9)	(24)	29	(12)	(16)
2020年12月31日の合計	**707**	**551**	**479**	**438**	**2,175**

リース負債および年度中の増減は下表に示すとおりである。

百万ユーロ	
2019年12月31日の合計	**1,964**
増加	441
支払い	(208)
その他の増減額	(129)
2020年12月31日の合計	**2,068**
うち中・長期	*1,821*
うち短期	*247*

2020年度については、**パンデミックの影響にもかかわらず、リースの変更や再交渉は行われていないことに留意すること。**

百万ユーロ	
	2020年
使用権資産の減価償却費	280
リース負債の支払利息	66
短期リースに関連する費用（サービスおよびその他原材料に含まれる）	42
少額資産のリースに関連する費用（サービスおよびその他原材料に含まれる）	1
変動支払リース料（サービスおよびその他原材料に含まれる）	17
合計	**406**

注記20 投資不動産 - ***103百万ユーロ***

2020年12月31日現在の投資不動産は103百万ユーロとなり、前年比9百万ユーロの減少であった。

百万ユーロ	
減損累計額控除後の取得原価	157
減価償却費の累計額	45
2019年12月31日現在残高	**112**
投資	1
為替換算差額	(3)
減価償却費	(2)
減損損失	(7)
その他の増減額	2
増減額合計	**(9)**
減損累計額控除後の取得原価	159
減価償却費の累計額	56
2020年12月31日現在残高	**103**

当グループの投資不動産は、イタリア、スペイン、ブラジルおよびチリにおける不動産で構成されており、投資不動産の売却や、または収益および売却収入の送金に対して制限は設けられていない。加えて、当グループは投資不動産の購入、建設もしくは開発、または修繕、維持もしくは改良に対する契約上の債務を有していない。
年度中の増減は主にエンデサの多数の資産およびブラジリアンレアルの下落に関して認識された減損損失によるものであった。

投資不動産の評価に関する詳細については、注記48「公正価値で測定された資産および負債」および注記48.2「財政状態計算書上、公正価値で測定されない資産」の記載を参照すること。

前へ　　次へ

注記21 無形資産 - *17,668百万ユーロ*

2020年の無形資産の内訳および変動は以下のとおりである。

百万ユーロ	開発費	産業的特許および知的財産権	事業権、ライセンス、商標および類似の権利	サービス委譲契約	その他	建物付属設備	開発中の資産および前渡金	契約費用	合計
減損累計額控除後の取得原価	46	2,767	15,083	6,987	3,747	10	1,060	1,275	30,975
減価償却費の累計額	23	2,185	1,837	4,370	2,802	3	-	666	11,886
2019年12月31日現在残高	**23**	**582**	**13,246**	**2,617**	**945**	**7**	**1,060**	**609**	**19,089**
資本的支出	4	75	29	-	71	-	731	308	1,218
資産の使用開始	4	176	10	-	311	-	(501)	-	-
為替換算差額	(2)	(18)	(1,193)	(768)	(26)	-	(52)	(1)	(2,060)
連結範囲の変更	(2)	-	-	-	59	-	59	-	116
処分	-	-	(5)	(15)	-	-	(7)	-	(27)
減価償却費	(2)	(257)	(168)	(300)	(307)	(1)	-	(202)	(1,237)
減損損失	-	-	-	-	(27)	-	(6)	-	(33)
減損損失の戻入益	-	-	2	-	-	-	-	-	2
その他の増減額	(4)	9	(499)	574	469	-	106	-	655
売却目的資産との組替	-	-	(2)	-	-	-	(53)	-	(55)
増減額合計	**(2)**	**(15)**	**(1,826)**	**(509)**	**550**	**(1)**	**277**	**105**	**(1,421)**
減損累計額控除後の取得原価	44	2,985	12,988	5,452	4,821	10	1,337	1,581	29,218
減価償却費の累計額	23	2,418	1,568	3,344	3,326	4	-	867	11,550
2020年12月31日現在残高	**21**	**567**	**11,420**	**2,108**	**1,495**	**6**	**1,337**	**714**	**17,668**

前へ　　次へ

2020年、エネル・グループは、脱炭素化、電化およびプラットフォームの構築という戦略目標の達成に向けて、当グループの競争優位の源泉としての知的資産の改善および開発に対するコミットメントを新たにし、強化した。
この点、法的に保護されているか否かにかかわらず、無形資産に対する投資の増加は、特にITおよびデジタル・アプリケーションに関して明らかである。当該投資は当グループのすべてのグローバル・ビジネス・ラインに集中し、主に内部開発ソフトウェア（すなわち、外部購入のソフトウェアの内部カスタマイズ）に関連していた。当社はとりわけ以下を強調している。

＞ ペイティッパーの技術的インフラ。異なる事業ニーズを満たすために開発される周辺インターフェイスが統合されるアプリケーション・バスで構成され、1日あたり数百万件の金融取引の管理の取扱いを目標とする。その他のモニタリングおよびコントロール・モジュールで、利用者は、監督、監査およびパフォーマンス分析活動を実施できる。
＞ スマート・メーター、リモート・グリッド・コントロールおよびコミュニケーション・ソフトウェアの管理に関するネットワークへの投資
＞ エネル・エックスでの需要対応システムへの投資
＞ 予測的なメンテナンス・システムに関する発電投資
＞ 当グループERP（企業資源計画）の追加的なカスタマイズ

当グループの特許活動も活発化しており、137のテクノロジー・ファミリーに関し837件の特許が出願されている。そのうち、692件の特許が承認され、145件が審査中である。
当グループはまた、知的財産部門による内部への普及に向けた固有のプロジェクトおよびOpen Innovability®モデルに従ってエネルで創出された価値あるすべての情報を、反復的に識別、確認、保護および保存するための固有のツールの作成を通じて、その革新モデルの開発を引き続き支援し推進していくことを意図している。詳細については、業務報告書の「業績および計数」の章の「革新およびデジタル化」の節を参照されたい。

下表は、2020年12月31日現在で残高があり、IFRIC第12号の適用範囲に入らないサービス委譲契約である。

百万ユーロ

	委譲者	事業	国	事業権の期間	事業権の残存期間	更新オプション	2020年12月31日	当初の公正価値
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ	-	配電	スペイン	確定できない	確定できない	-	5,678	5,673
コデンサ	コロンビア共和国	配電	コロンビア	確定できない	確定できない	-	1,291	1,839
エネル・ディストリブシオン・チリ（旧チレクトラ）	チリ共和国	配電	チリ	確定できない	確定できない	-	1,388	1,667
エネル・ディストリブシオン・ペルー（旧エンプレサ・デ・ディストリブシオン・エレクトリカ・デ・リマ・ノルテ）	ペルー共和国	配電	ペルー	確定できない	確定できない	-	535	548
エネル・ディストリブティエ・ムンテニア	ルーマニア経済省	配電	ルーマニア	2005-2054	33年	可	125	191

当該項目には、耐用年数を確定できない資産が8,892百万ユーロ含まれる（2019年12月31日現在は9,218百万ユーロ）。これは基本的に配電業務の委譲に関するもので、スペインで5,678百万ユーロ、コロンビアで1,291百万ユーロ、チリで1,388百万ユーロおよびペルーで535百万ユーロであり、これらには法定の終了日も現在予測可能な終了日もない。予測によれば、様々な事業権を伴うそれぞれのCGUのキャッシュ・フローは、帳簿価額を回収するのに十分である。年度中の増減は、基本的に為替レートの変動によるものである。サービス委譲契約に関する詳細については、注記18を参照。

2020年における連結範囲の変更は、主にスペインにおける多くの企業の買収とペイティッパーエスピーエーおよびイタリアにおける多くの再生エネルギー企業に係るPPA（取得原価配分）を反映したものである。

2020年の減損損失は33百万ユーロとなった。詳細については、注記10.eを参照。

その他の増減額には、ブラジルの自動車会社数社の買収に関連する設計コストが含まれる。

前へ　　次へ

注記22 のれん - *13,779百万ユーロ*

百万ユーロ	2019年12月31日			連結範囲の変動	為替換算差額	減損損失	減損累計額による取得原価の相殺	その他の増減額	2020年12月31日		
	取得原価	減損累計額	正味帳簿価額						取得原価	減損累計額	正味帳簿価額
イベリア半島	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-	-	11,177	(2,392)	**8,785**
チリ	1,209	-	1,209	-	(4)	-	-	-	1,205	-	**1,205**
アルゼンチン	276	-	276	-	-	(253)	-	(1)	275	(253)	**22**
ペルー	561	-	561	3	-	-	-	-	564	-	**564**
コロンビア	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	**530**
ブラジル	1,411	-	1,411	-	(138)	-	-	-	1,273	-	**1,273**
中米	23	-	23	2	-	-	-	-	25	-	**25**
メキシコ	19	-	19	-	(1)	(18)	-	-	18	(18)	**-**
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	70	-	70	-	-	-	-	-	70	-	**70**
エネル・エックス・ノース・アメリカ	335	-	335	-	(28)	-	-	(123)	184	-	**184**
エネル・エックス・アジア・パシフィック	-	-	-	-	-	-	-	84	84	-	**84**
エネル・エックス・その他ヨーロッパ諸国(1)	3	-	3	4	-	(3)	-	39	46	(3)	**43**
エネル・エックス・イタリア	19	-	19	(19)	-	-	-	-	-	-	**-**
イタリア市場(2)	579	-	579	-	-	-	-	1	580	-	**580**
エネル・グリーン・パワー・イタリア	20	-	20	-	-	-	-	-	20	-	**20**
ルーマニア	414	(13)	401	-	(7)	-	-	-	407	(13)	**394**
合計	**16,646**	**(2,405)**	**14,241**	**(10)**	**(178)**	**(274)**	**-**	**-**	**16,458**	**(2,679)**	**13,779**

(1) タインマスおよびヴィヴァラブスを含む。

(2) エネル・エネルギアを含む。

のれんマトリックス（2020年12月31日時点）

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他	合計
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・イタリア	-	20	-	-	-	-	-	20
イタリア市場(1)	-	-	-	580	-	-	-	580
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	-	-	8,785
アルゼンチン	-	3	19	-	-	-	-	22
ブラジル	-	397	876	-	-	-	-	1,273
チリ	-	992	213	-	-	-	-	1,205
コロンビア	-	307	223	-	-	-	-	530
ペルー	43	201	320	-	-	-	-	564
中米	-	25	-	-	-	-	-	25
ルーマニア	-	-	336	58	-	-	-	394
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	70	-	-	-	-	-	70
エネル・エックス・ノース・アメリカ	-	-	-	-	184	-	-	184
エネル・エックス・その他ヨーロッパ諸国(2)	-	-	-	-	84	-	-	84
合計	-	-	-	-	43	-	-	43
	43	**3,205**	**7,775**	**2,445**	**311**	**-**	**-**	**13,779**

(1) エネル・エネルギアを含む。

(2) ヴィヴァラブスを含む。

のれんマトリックス（2019年12月31日時点）

百万ユーロ	火力発電およびトレーディング	エネル・グリーン・パワー	インフラおよびネットワーク	エンドユーザー市場	エネル・エックス	サービス	その他	合計
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・イタリア	-	20	-	-	-	-	-	20
イタリア市場(1)	-	-	-	579	-	-	-	579
エネル・エックス・イタリア	-	-	-	-	19	-	-	19
イベリア半島	-	1,190	5,788	1,807	-	-	-	8,785
アルゼンチン	-	40	236	-	-	-	-	276
ブラジル	-	397	1,014	-	-	-	-	1,411
チリ	-	996	213	-	-	-	-	1,209
コロンビア	-	307	223	-	-	-	-	530
ペルー	43	198	320	-	-	-	-	561
中米	-	23	-	-	-	-	-	23
ルーマニア	-	-	342	59	-	-	-	401
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	70	-	-	-	-	-	70
メキシコ	-	19	-	-	-	-	-	19
エネル・エックス・ノース・アメリカ	-	-	-	-	335	-	-	**335**
エネル・エックス・その他ヨーロッパ諸国(2)	3	-	-	-	-	-	-	3
合計	**46**	**3,260**	**8,136**	**2,445**	**354**	**-**	**-**	**14,241**

(1) エネル・エネルギアを含む。
(2) タインマスを含む。

前へ　次へ

のれんが462百万ユーロ減少した主な要因は、アルゼンチン（253百万ユーロ）とメキシコ（18百万ユーロ）での減損テスト実施に伴う減損損失274百万ユーロと、タインマウスに関連して計上されたのれん300万ユーロである。

連結範囲の変更に起因する減少は、エネル・グリーンパワー・北米グループがペイティッパーの取得原価の配分を完了したことのみによるものであり、ヴィヴァラブスがPPAプロセスを通じて配分を保留していた連結上の差異に関して計上した4百万ユーロと、新規企業（ロス・ピノス、エネルソーラー）の買収により認識したのれんによって一部相殺されている。

為替差額は、主にブラジル、米国、ルーマニア、チリ、メキシコにおける為替の悪影響によるものである。

その他の増減は、2020年に当グループが終結した企業再編の影響を反映するために、いくつかのCGUに関連するのれんを再配分したことに起因しており、特に以下の点に関連している。
＞　中央アメリカセグメントからのメキシコの再生可能エネルギー事業の分離。これは2020年に実施された組織変更に伴いアストリッドの事業の一部として合併された。
＞　エネルエックス・その他ヨーロッパ諸国、および、エネルエックス・アジアパシフィックCGUの定義を変更し、エネルエックス北米の資産（本質的に知的財産に関連している）を再編成するプロセスを完了。

減損テスト実施の際に資金生成単位（CGU）の識別に用いられる基準は、経営者の事業戦略および営業上の視点に沿ったものであり、基本的に、事業の具体的な特性、エネルが事業を行っている市場における事業上の規則および規制、会社組織、および経営者によって監視される報告レベルに基づいている。

上記の新設されたCGU間でののれんの再配分は、適用される会計基準に従い、各CGUの相対価値に基づき、個別に行われたものである。
認識されたのれんの回収可能価額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用してCGUの使用価値を算定することによって見積もられており、この作業は、将来の期待キャッシュ・フローの見積りと、リスクフリー・レート、ベータおよび市場リスクプレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された割引率の適用を含んでいる。
キャッシュ・フローは、見積りの時点で入手可能な最善の情報に基づき、各CGUの固有のリスクを考慮に入れて決定されており、次のとおりである。

＞　明示的期間については、2020年11月23日に親会社の取締役会が承認した事業計画（販売量、収益、営業費用、資本的支出、産業上および経済上の組織、ならびに主要なマクロ経済変数（インフレ、名目利子率および為替レート）および商品価格の動向に関する予測が含まれている。）である。減損テストにおいて考慮された明示的なキャッシュ・フローの期間は3年間であった。
＞　その後の期間については、キャッシュ・フローを決定する主要な変数の長期的な動向、資産の平均残存耐用年数または事業権の期間に関する前提による。

より具体的には、減損テストの対象となった様々なCGUに関連する事業の固有の特徴に基づいて以下の方法によりターミナルバリューを計算した。

＞ 免許および公的事業権が長期的性質を有しており、更新が容易である大規模水力（LH）発電および配電事業、ならびに長期的に持続可能な特定のノウハウの開発を特徴とするエネル・エックスの事業については、一定成長。

＞ 主にリテール業務によって特徴付けられ、したがって残存年数が基本的に顧客関係の平均期間と相関するCGU、および従来型の火力発電（G&T）事業については一定期間。一定期間は、再生可能エネルギー（エネル・グリーン・パワー）事業についても、（i）プラントの残存耐用年数によってもたらされる価値、ならびに（ii）プラントが廃止される場合のライセンス権、（天然資源に関する）生産設備の競争力およびネットワーク接続に関連する残存価額を考慮に入れるために用いられる。

名目成長率（g-rate）は、（関係する国および事業に応じて）電力の長期的成長率および/またはインフレ率に等しくかついずれの場合であっても当該市場の長期的な平均成長率を上回らない。

当グループはまた、特にターミナル・バリューの見積りにおいて、特に関連する事業の特性に基づき、2030年から2050年の電力需要の変化に伴う長期成長率を考慮することによって、気候変動の長期的な影響も考慮に入れている。

したがって、当グループは、エネルギー転換に伴う動向を踏まえ、当グループの戦略的な方向性を確認した。資本の活用は、再生可能資源を利用する発電資産の開発を通じた脱炭素化、ネットワークの開発につながるイネーブリング・インフラストラクチャー、エネルギー消費の電化およびエンドユーザーに向けた新しいサービスの開発を促進する、テクノロジーおよびデジタルの進化を最大限利用するプラットフォーム・モデルの実装に焦点が当てられている。

2020年、エネルの脱炭素化ロードマップが更新され、2020キャピタル・マーケッツ・デーに示された新しい2021年から2023年の戦略的計画および2030年アンビションで想定されている再生可能エネルギーの普及の加速と火力発電能力の削減が盛り込まれ、パリ協定に沿って以下の目標を定めている。

期間		温室効果ガス(GHG) 削減目標
短期	2023	・スコープ1の温室効果ガスの直接的な排出を148 gCO_{2eq}/kWhに(2020年と比較して32%削減)
中期	2030	・スコープ1の温室効果ガスの直接的な排出を82 gCO_{2eq}/kWhに(2017年と比較して80%削減、SBTiにより証明された1.5 °C 目標に整合) ・16% reduction in indirect Scope 3 emissions associate with gas consumption by end users compared with 2017
長期	2050	・エネルギー・ミックスの全面的な脱炭素化

また、キャッシュ・フローの算定に使用したシナリオは、新型コロナウイルス感染症拡大の影響を考慮している。

上記により算出した使用価値は、財政状態計算書に計上した金額を上回っている。CGUの使用における価値の頑健性を検証するために、金額の主な要因、特にWACC 、長期成長率と利幅について感度分析が行われ、結果は、当該金額を完全に裏付けるものであった。

以下の表では、適用された割引率および予想キャッシュ・フローが割引される期間とともに、CGU別の主な営業権金額の構成を報告している。

前へ　　次へ

百万ユーロ	のれんの金額	成長率[1]	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示的期間	ターミナルバリュー[3]	のれんの金額	成長率[1]	税引前加重平均資本コスト割引率(2)	キャッシュ・フローの明示的期間	ターミナルバリュー[3]
	2020年12月31日					2019年12月31日				
イベリア半島	8,785	1.65%	4.06%	3 years	一定成長／EGPは24年／G&Tは11年	8,785	1.80%	4.59%	5年	一定成長／EGPは26年／G&Tは9年
チリ	1,205	1.97%	6.95%	3 years	一定成長／EGPは25年／G&Tは7年	1,209	2.07%	7.41%	5年	一定成長／EGPは25年／G&Tは9年
アルゼンチン	275	11.79%	41.61%	3 years	一定成長／G&Tは1年／LHは5年	276	6.36%	21.84%	5年	一定成長／G&Tは1年／LHは4年
ペルー	564	2.30%	6.73%	3 years	一定成長／EGPは24年／G&Tは10年	561	2.39%	7.46%	5年	一定成長／EGPは23年／G&Tは9年
コロンビア	530	3.04%	8.54%	3 years	一定成長／EGPは28年／G&Tは17年	530	2.97%	9.01%	5年	一定成長／EGPは27年／G&Tは16年
ブラジル	1,273	3.25%	9.35%	3 years	一定成長／EGPは26年／G&Tは8年	1,411	3.61%	10.64%	5年	一定成長／EGPは26年／G&Tは7年
中米	25	1.97%	8.15%	3 years	22年	42	2.01%	9.68%	5年	22年
メキシコ	18	1.43%	8.83%	3 years	25年	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	70	1.97%	5.49%	3 years	25年	70	2.01%	6.58%	5年	25年
エネル・エックス・ノース・アメリカ	184	1.97%	8.25%	3 years	一定成長	335	2.01%	10.89%	5年	一定成長
エネル・エックス・アジア・パシフィック	84	2.02%	9.07%	3 years	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
エネル・エックス・その他ヨーロッパ諸国	39	2.02%	8.70%	3 years	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
イタリア市場	580	1.30%	9.98%	3 years	15年	579	0.48%	10.23%	5年	15年
エネル・グリーン・パワー・イタリア	20	1.38%	5.44%	3 years	一定成長／24年	20	1.03%	6.15%	5年	一定成長／25年
ルーマニア	394	2.35%	7.98%	3 years	一定成長／26年	401	2.00%	7.27%	5年	一定成長／18年
のれんは認識されていないが、IAS第36号で規定されている減損の兆候が存在することから減損テストが実施されたCGU[4]										
オーストラリア	-	1.35%	4.42%	3 years	26年	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。

(2) 税引前キャッシュ・フローを用いて計算された使用価値が税引後加重平均資本コストを用いて割り引かれた税引後キャッシュ・フローに一致することを保証する割引率である。

(3) ターミナルバリューは、表に記載された年数にわたり、利回りが永久または一定成長することを前提に見積もられている（G&T＝発電および トレーディング、EGP＝エネル・グリーン・パワー、LH＝大規模水力）。

(4) オーストラリアに関しては、現地の市場状況の悪化を受けて減損テストを実施する必要が生じた。

前へ　次へ

2020年12月31日現在、のれんが配分されているCGUの減損テストの結果、アルゼンチンCGUが253百万ユーロ、EGPメキシコCGUが308百万ユーロの減損損失を計上しており、のれんが計上されていないCGUに関しては、オーストラリアCGUが23百万ユーロの減損損失を計上している。

注記23 繰延税金資産および負債 - *8,578百万ユーロおよび7,797百万ユーロ*

一時差異の種類別分類につき、適用される規制により定められた税率を用いて算定された繰延税金資産および負債の増減、ならびに認められた場合には繰延税金負債と相殺可能な繰延税金資産は、以下のとおりである。

百万ユーロ		損益計算書に計上された増加／（減少）	資本に計上された増加/（減少）	連結範囲の変更	為替換算差額	その他の増減額	売却目的資産への組替	
	2019年12月31日							2020年12月31日
繰延税金資産：								
－無形資産および有形固定資産の帳簿価格の差異	2,372	(259)	-	15	(34)	29	-	2,123
－将来損金算入可能なリスクおよび費用に係る引当金、減損損失の計上	1,702	226	-	-	(162)	(41)	-	1,725
－税務上の繰越欠損金	502	70	-	-	(113)	49	-	508
－金融商品の測定	786	(22)	(189)	-	(5)	8	(17)	561
－従業員給付	1,086	(211)	163	-	(145)	5	-	898
－その他の項目	2,664	265	1	-	(88)	(79)	-	2,763
合計	**9,112**	**69**	**(25)**	**15**	**(547)**	**(29)**	**(17)**	**8,578**
繰延税金負債：								
－非流動資産および金融資産に係る差異	6,093	(181)	-	24	(459)	(19)	(16)	5,442
－金融商品の測定	481	55	(100)	-	(18)	52	-	470
－その他の項目	1,740	306	(3)	-	(149)	(9)	-	1,885
合計	**8,314**	**180**	**(103)**	**24**	**(626)**	**24**	**(16)**	**7,797**
相殺不能な繰延税金資産								**4,637**
相殺不能な繰延税金負債								**3,078**
相殺考慮後の純繰延税金負債								**778**

2020年12月31日現在、回収可能性が高いと考えられる繰延税金資産の合計額は、8,578百万ユーロ（2019年12月31日現在は9,112百万ユーロ）であった。

当期の繰延税金資産は、534百万ユーロ減少した。これは主として、中南米の為替レートの不利な変動、主にイタリアとスペインにおける非流動資産の帳簿価額の差異に関する繰延税金資産の戻入れ、キャッシュ・フロー・デリバティブ金融商品の公正価値の変動に伴う繰延税金資産の減少およびスペインにおける電力割引引当金の戻入れに関する税効果の認識によるものである。これらの影響は、イタリアとスペインの早期退職インセンティブの引当金の増加に関し認識された繰延税金資産により一部相殺された。

また、過去の税務上の欠損金769百万ユーロに関する繰延税金資産は計上されていない。これは直近の将来課税所得の見積りに基づけば、当該繰延税金資産（205百万ユーロ）の回収可能性が高くないからである。

2020年12月31日現在の繰延税金負債は7,797百万ユーロであった（2019年12月31日現在では8,314百万ユーロ）。基本的には、この数年において行われた取得につき、最終的な取得原価配分の一環として取得した純資産の価値の調整に係るものと、加速償却費を含んだ税務目的の減価償却費と見積耐用年数に基づいた減価償却費との間の差異に関連する繰延税金に係るものである。
繰延税金負債は、特に、ラテンアメリカの為替レートの悪化と、イタリア、スペイン、チリの石炭火力発電所の評価損に伴う戻入の影響によるものであり、合計517百万ユーロ減少した。

前へ　　次へ

注記24 持分法適用投資 - *861百万ユーロ*

持分法を用いて計上されたジョイントベンチャー、および関連会社への投資は、以下のとおりである：

百万ユーロ	2019年12月31日	保有割合	損益への影響	連結範囲の変動	配当金	売却目的資産との組替	その他増減額	2020年12月31日	保有割合
ジョイントベンチャー									
スロヴァク・パワー・ホールディング	504	50.0%	(385)	-	-	-	(15)	104	50.0%
EGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ	137	20.0%	8	(9)	-	-	(21)	115	20.0%
オーペン・ファイバー	384	50.0%	2	-	-	(489)	103	-	50.0%
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	130	20.6%	(1)	-	-	-	(14)	115	20.6%
プロジェクト・キノ関連会社	60	20.0%	(17)	-	-	-	(3)	40	20.0%
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	58	43.8%	(3)	-	(9)	-	-	46	43.8%
ロッキー・ケニー・ホールディング	46	20.0%	5	-	-	-	(6)	45	20.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト	36	50.0%	3	-	-	-	(4)	35	50.0%
フロント・マリティム・デル・ベソス	37	61.4%	(4)	-	-	-	-	33	61.4%
エネル・グリーン・パワー・バンガラ	-	50.0%	(3)	-	-	-	34	31	51.0%
ラス・エネルゴソビト	40	49.5%	45	-	(43)	-	4	46	49.5%
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	26	32.0%	1	-	(2)	-	(3)	22	32.0%
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ	7	50.0%	1	-	-	-	1	9	50.0%
パワークロップ	-	50.0%	-	-	-	-	2	2	50.0%
ヌクレノール	-	50.0%	25	-	-	-	(25)	-	50.0%
関連会社									
シーイーエスアイ	61	42.7%	(4)	-	-	-	3	60	42.7%
テクナトム	30	45.0%	(2)	-	-	-	-	28	45.0%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	11	33.5%	5	-	(3)	-	(1)	12	33.5%
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	9	37.5%	-	-	(1)	-	-	8	37.5%
コジェニオ・エスアールエル	11	20.0%	1	-	(1)	-	1	12	20.0%
その他	95		24	4	(14)	-	(11)	98	
合計	**1,682**		**(299)**	**(5)**	**(73)**	**(489)**	**45**	**861**	

前へ　次へ

損益への影響には、エネルグループが当該企業に対して保有する持分に応じて認識した損益が含まれており、主にスロヴァク・パワー・ホールディングスに対する投資に係る減損損失に関連し、スロベンスケ・エレクトラーネに対するエネル・プロデュツィオーの持分の売却に関する2015年12月18日付で締結された契約の一部の条件を変更する、2020年12月22日にエネル・プロデュツィオーネとEPHの間で締結された一般的なターム契約が考慮されている。価格計算式に基づいて算定されるこの調整は、一般的なターム契約の条項により、両当事者の異なる機会に応じて発生する異なるシナリオを考慮に入れている。各シナリオに関連する値は、各シナリオに割り当てられた発生確率に基づき加重された。

これらの評価に基づき、2020年12月31日現在の対価は208百万ユーロと見積られている。したがって、残存する投資に関する433百万ユーロの評価減が認識され、最初の持分の売却に伴う354百万ユーロに相当する金融債権の認識が中止され、同時に47百万ユーロのリスクおよび費用に対する引当金が認識された。

紛争が成功裏に解決したことにより2020年9月に認識された収益に寄与した最大の企業には、ロシアの主要な鉄道輸送企業に電力を供給する契約に基づくルーセナゴスビト（45百万ユーロ）およびスペイン企業のニュークレノール（25百万ユーロ）がある。

連結範囲の変更に伴う減少は、主に複数の北米企業の売却に関連しており、過去に比例連結されていたエンデサ・ソルシオーン・エスユーエルに対しエンデサ・エネルジア・エスエーが保有していた持分の減少によるものであり、スペインで計上されている増加と一部相殺されている。

売却目的で保有する資産への分類変更は、拘束力を有する取得提案の受領およびIFRS第5号の規定に従った追加的な条件の発生後のオーペン・ファイバーへの投資のみに関連している。

「その他の増減」には、主にOCIの準備金の比例配分による増減や、資本に直接計上されるその他の増減が含まれる。特に、オーペン・ファイバーに関する13百万ユーロは、増資による113百万ユーロであり、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの公正価値損益によって一部相殺されている。オーストラリアのバンガラ州の企業は、オーストラリア先物市場の価格下落に伴う顧客とのPPA契約の公正価値の増加（32百万ユーロ）も反映している。

下表では、IFRS第5号に基づく売却目的の保有として分類されていない、当グループのジョイントベンチャーおよび関連会社毎につき、財務情報の概要を示している。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		資本	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
ジョイントベンチャー														
スロヴァク・パワー・ホールディング(1)	10,813	10,206	676	700	11,489	10,906	6,922	6,461	802	754	7,724	7,215	3,765	3,691
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	1,253	1,376	117	99	1,370	1,475	729	753	90	73	819	826	551	649
ラス・エネルゴソビト	2	3	120	144	122	147	-	-	106	131	106	131	16	16
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	82	146	128	132	210	278	21	25	33	85	54	110	156	168
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	62	77	18	20	80	97	5	6	6	8	11	14	69	83
関連会社														
シーイーエスアイ	202	198	25	13	227	211	17	21	-	-	17	21	210	190
テクナトム	60	62	58	64	118	126	23	35	33	24	56	59	62	67
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	67	19	32	66	99	85	18	33	45	20	63	53	36	32
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	21	4	3	23	24	27	2	2	2	2	4	4	20	23

(1) 2019年12月31日現在のスロヴァク・パワー・ホールディングの数値は、2019年度報告書で公表された数値を更新し、2020年5月29日に承認された財務諸表と整合させた。

百万ユーロ	収益合計		税引前利益（損失）		継続事業からの当期純利益（損失）	
	2020年	2019年	**2020年**	2019年	**2020年**	2019年
ジョイントベンチャー						
スロヴァク・パワー・ホールディング(1)	2,954	2,601	163	125	120	96
サカパ・トプコ・エスエーアールエル	221	208	7	(22)	(3)	(32)
ラス・エネルゴソビト	2,198	2,548	112	111	90	89
テホ・エネルジア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・デ・エネルジア・エレクトリカ	114	145	17	21	8	14
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	33	37	5	9	3	6
関連会社						
シーイーエスアイ	122	111	(14)	9	(16)	6
テクナトム	78	104	(5)	2	(5)	2
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	25	18	21	11	14	11
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	8	12	-	2	-	1

(1) 2019年12月31日現在のスロヴァク・パワー・ホールディングの数値は、2019年年次報告書で公表された数値を更新し、2020年5月29日に承認された財務書類と整合させた。

また、重要な非支配持分を有する子会社に対するIFRS第12号の財務情報の開示要件は以下のとおりである。

百万ユーロ	非流動資産		流動資産		資産合計		非流動負債		流動負債		負債合計		株主持分		親会社に帰属する持分		非支配持分	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
子会社																		
エネル・アメリカス・グループ	21,337	26,278	4,582	5,570	25,919	31,848	8,827	11,230	5,495	5,668	14,322	16,898	11,597	14,950	6,643	8,231	4,954	6,719
エネル・チリ・グループ	9,295	9,711	170	367	9,465	10,078	3,027	3,332	1,066	1,049	4,093	4,381	5,372	5,697	3,326	3,363	2,046	2,334
エンデサ・グループ	41,819	41,722	1,386	1,087	43,205	42,809	12,869	12,440	7,101	6,943	19,970	19,383	23,235	23,426	17,366	17,466	5,869	5,960

百万ユーロ	収益合計		税引前利益		継続事業からの当期純利益		親会社に帰属する持分		非支配持分	
	2020年度	2019年度	**2020年度**	2019年度	**2020年度**	2019年度	**2020年度**	2019年度	**2020年度**	2019年度
子会社										
エネル・アメリカス・グループ	10,350	12,601	1,187	1,974	738	1,844	274	784	464	1,060
エネル・チリ・グループ	2,775	3,482	(133)	469	(40)	394	(25)	230	(15)	164
エンデサ・グループ	17,065	18,468	1,965	114	1,551	93	1,082	57	469	36

前へ　　次へ

注記25 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	**2020年12月31日現在**	2019年12月31日現在
デリバティブ金融資産	1,236	1,383	3,471	4,065
デリバティブ金融負債	3,606	2,407	3,531	3,554

非流動金融資産として分類されているデリバティブの詳細については、ヘッジ・デリバティブとトレーディング・デリバティブに関する注記47を参照。

注記26　契約資産／（負債）（流動／非流動）

百万ユーロ	非流動		流動	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
契約資産	304	487	176	166
契約負債	6,191	6,301	1,275	1,328

顧客との契約から生じる非流動資産（契約資産）は、主にIFRIC第12号に従って認識され、満了まで12ヵ月を超える期間がある公から民へのサービス委譲契約から生じた開発中の資産（297百万ユーロ）によるものである。こうした事例は、資産を稼働させることを確保する契約上の義務が残っているという委譲契約の仮説に基づく結論により、契約者が資産を認識する全権を委譲者からまだ取得していない場合に発生する。2020年12月31日時点の数値は、649百万ユーロの当期中の投資金額を含んでいる。

契約資産（流動）については、主に、契約に対する支払は履行義務の充足を条件とする未充足の工事契約（154百万ユーロ）によるものである。

2020年12月31日現在の契約負債（非流動）の数値は、主にイタリアの配電（3,359百万ユーロ）、スペインの配電（2,400百万ユーロ）、およびルーマニアにおける配電（425百万ユーロ）に起因しており、履行義務の履行完了前に、新規顧客と請求書を結んだことによる収益の会計処理の結果である。

契約負債（流動）は、イタリアおよびスペインにおいて認識された859百万ユーロの12ヵ月以内に満了する送電系統への接続による収益に関連した契約負債、ならびに未成工事契約に対する負債（387百万ユーロ）を含む。

注記27 その他の非流動金融資産 - *5,159百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	増減	
公正価値で測定された他社への株式投資	70	72	(2)	-2.8%
純金融債務に含まれる金融資産および有価証券（注記27.1を参照）	2,745	3,185	(440)	-13.8%
サービス委譲契約	2,300	2,702	(402)	-14.9%
非流動金融前払金	44	47	(3)	-6.4%
合計	**5,159**	**6,006**	**(847)**	**-14.1%**

その他の非流動金融資産の減少は、主に以下によるものである。

＞　注記27.1に記載されている純金融負債に含まれる金融資産の減少。

＞　主にブラジルにおけるサービスの委譲契約（IFRIC解釈指針第12号の適用上）を中心とした為替の悪影響。

下表は公正価値で測定された他社への株式投資の内訳である。

百万ユーロ	保有割合		保有割合		
	2020年12月31日現在		2019年12月31日現在		増減
ガルシ	-	17.6%	14	17.6%	(14)
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	11.1%	17	11.1%	(12)
欧州エネルギー取引所	13	2.4%	8	2.2%	5
アソネット・エスアールエル	7	16.0%	7	16.0%	-
大韓海運	1	0.3%	2	0.3%	(1)
ハブジェクト・ゲーエムベーハー	10	12.5%	10	12.5%	-
テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マーティン・エスエー	10	3.3%	-	-	10
テルモエレクトリカ・マニュエル・ベルグラーノ・エスエー	11	3.7%	-	-	11
その他	13		14		(1)
合計	**70**		**72**		**(2)**

公正価値で測定された他社への株式投資における変動は、ガルシで保有する投資のエネル・プロデュツィオーネにより認識された減損損失の全額と、プレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスピーエーでエネル・エスピーエーが保有する投資の減損損失12百万ユーロによるものである。当該影響額は、特に、テルモエレクトリカ・ホセ・デ・サン・マーティン・エスエーおよびテルモエレクトリカ・ホセ・マニュエル・ベルグラーノ・エスエーについて認識された新しい帳簿価額によって相殺された。

27.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産 - *2,745百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在	増減	
有価証券（FVOCI）	408	416	(8)	-1.9%
その他の金融資産	2,337	2,769	(432)	-15.6%
合計	**2,745**	**3,185**	**(440)**	**-13.8%**

FVOCIで測定された有価証券は、オランダの保険会社がその手元流動性の一部を投資している金融商品である。

「その他の金融資産」の減少は、主に以下に起因する。

＞ 354百万ユーロについては、イーピー・スロヴァキア・ビーヴィからのエネル・プロデュツィオーネによる債権の減損損失のうち、スロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴィへの投資の50%の売却に関連するもの。

＞ 93百万ユーロについては、中・長期の金融資産から短期金融資産および有価証券への組替に関連するものであり、イー・ディストリブッツィオーネの「エネルギー・環境サービスファンド」に対する債権金額の当年度分（56百万ユーロ）、および、同社の、配電業者が電気機械式メーターの電子デバイスとの早期交換に関して負担した特別費用の払戻しに関する債権（37百万ユーロ）が含まれる。

注記28 その他の流動資産 – 5,*113百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	増減	
純金融債務に含まれる流動金融資産（注記 28.1を参照）	4,971	4,158	813	19.6%
その他	142	147	(5)	-3.4%
合計	**5,113**	**4,305**	**808**	**18.8%**

28.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - *4,971百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	増減	
長期金融資産1年以内回収分	1,428	1,585	(157)	-9.9%
有価証券（FVOCI）	67	61	6	9.8%
金融資産および現金担保	3,223	2,153	1,070	49.7%
その他	253	359	(106)	-29.5%
合計	**4,971**	**4,158**	**813**	**19.6%**

この項目の増減は主として以下の要因による。

＞ デリバティブ取引の相手方に対する現金担保の増加（1,070百万ユーロ）

＞ 長期金融資産の1年以内返済分の減少（157百万ユーロ）。当該減少は、基本的に、以下によるものである。

- スペインの電力システムの赤字に関連する金融資産の減少（71百万ユーロ）。
- 2020年度における、ブラジルの金利差に関連する金融資産と、裁判所の紛争解決及び司法当局による公共電力供給事業の利権保有者に対する有利な裁定の規制項目に関する多数の負債の相殺（95百万ユーロ）。
- 保証金における金融資産の増加（46百万ユーロ）。

＞ それ以外の項目 （「その他」） の減少。（主に南アフリカとイタリアにおける多数の金融資産の減少およびラテンアメリカにおける通貨の下落による）（106百万ユーロ）。

注記29 その他の非流動資産 - *2,494百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	増減	
機関マーケット・オペレーターに対する債権	186	232	(46)	-19.8%
その他の債権	2,308	2,469	(161)	-6.5%
合計	**2,494**	**2,701**	**(207)**	**-7.7%**

機関マーケット・オペレーターに対する売掛金は前年比で46百万ユーロ減少した。これは主に配電業務の報酬によるものである。

2020年12月31日現在のその他の資産は、主に、1,539百万ユーロの未収税金（2019年12月31日現在は1,587百万ユーロ）、330百万ユーロの保証金（2019年12月31日現在は418百万ユーロ）、および、グリーン証書に関連して受領する権利がある非貨幣的助成金合計73百万ユーロ（2019年12月31日現在は37百万ユーロ）であった。
当年度中の増減は、主にエネル・ディストリブシオン・サンパウロおよびエネル・ディストリブシオン・セアラがブラジルにおけるPIS／COFINS紛争に関連して認識した未収税金（211百万ユーロ）を反映しており、当該金額はブラジルレアルの下落による相殺を上回るものであった。

注記30 その他の流動資産 - *3,578百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在	増減	
機関マーケット・オペレーターに対する債権	1,265	732	533	72.8%
仕入先への前渡金	309	314	(5)	-1.6%
従業員に対する債権	30	28	2	7.1%
その他の債権	956	1,084	(128)	-11.8%
各種の税金資産	848	797	51	6.4%
未収収益および前払金	170	160	10	6.3%
合計	**3,578**	3,115	**463**	**14.9%**

機関マーケット・オペレーターに対する債権には、イタリアのシステムに関連する890百万ユーロの債権（2019年12月31日現在は450百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する337百万ユーロの債権（2019年12月31日現在は254百万ユーロ）が含まれている。
この増加は、基本的には、イコライゼーションの仕組みに関連して、主としてイー・ディストリブッツィオーネ（207百万ユーロ）とセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ（249百万ユーロ）が保有するエネルギー・環境サービス基金に対するイタリアでの支払額の増加によるものである。
その他の税金資産が51百万ユーロ増加したのは、主に間接税控除の増加によるものである。
未払金の減少の主な要因は、第三者への立替金の減少、年金・保険関連の未収入金の減少およびその他の雑項目の減少によるものである。

注記31 棚卸資産 - *2,401百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在	増減	
原材料、副資材および消耗品：				
－燃料	595	857	(262)	-30.6%
－原料、工具およびその他の棚卸資産	1,542	1,493	49	3.3%
合計	**2,137**	**2,350**	**(213)**	**-9.1%**
環境関連証明書：				
－CO_2排出枠	159	96	63	65.6%
－グリーン証書	5	12	(7)	-58.3%
－ホワイト証書	7	1	6	-
合計	**171**	**109**	**62**	**56.9%**
売却可能建物	52	54	(2)	-3.7%
還付残高	41	18	23	-
合計	**2,401**	**2,531**	**(130)**	**-5.1%**

原材料、消耗品および貯蔵品は、発電所および配電網の操業、保守および建設に使用される原料および工具、ならびに発電およびトレーディング活動に関する当グループの所要量を賄うための燃料在庫から構成されている。
年度中の棚卸資産の増減は、主にイタリアにおいて減損の対象となった発電所に関連する燃料、原料の棚卸資産の評価減によるものである。

当期の変動は主に、当グループが開始したエネルギー転換プロセスの結果として、主にイタリアおよびチリにおける減損の対象となった発電所に関連する燃料および原材料の棚卸資産の評価減に起因している。その他の要因としては、2019年第4四半期におけるレフティンスカヤ石炭火力発電所の処分に伴うロシアにおける棚卸資産の減少が挙げられる。こうした動きは、高排出発電の削減によるコンプライアンス上の義務が減少した結果、スペインにおける二酸化炭素排出許容量の増加により一部相殺された。

注記32 売掛金 - *12,046百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年 12月31日現在	2019年 12月31日現在	増減	
顧客：				
－電力の販売および輸送	7,986	8,532	(546)	-6.4%
－ガスの配給および販売	900	1,284	(384)	-29.9%
－その他の資産	2,945	3,014	(69)	-2.3%
顧客債権の合計	**11,831**	**12,830**	**(999)**	**-7.8%**
関連会社およびジョイントベンチャーへの売上債権	215	253	(38)	-15.0%
合計	**12,046**	**13,083**	**(1,037)**	**-7.9%**

顧客への売掛金は損失引当金控除後の金額で認識されており、貸倒引当金の合計は、当年度の期末残高が3,287百万ユーロ、前年度の期末残高は2,980百万ユーロであった。具体的には、イタリア（819百万ユーロ）を中心に及び中南米（176百万ユーロ）との合計1,037百万ユーロの減少となったが、これは、COVID-19のパンデミックの影響に伴う電気・ガスの販売・輸送に係る受取債権の減少、受取債権の回収状況の悪化及び評価減の増加、ラテンアメリカの通貨の下落等によるものであった。
売掛金に関する詳細については、注記44の「金融商品」を参照。

注記33 現金および現金同等物 - *5,906百万ユーロ*

下表に詳細が記載された現金および現金同等物は、主に親会社において、ラテンアメリカの子会社株式の追加取得や現地通貨の減価償却に伴うキャッシュ・アウトフローにより減少した。

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	**増減**	
銀行および郵便預金	5,699	7,910	(2,211)	-28.0%
手許現金および現金同等物	42	87	(45)	-51.7%
その他の流動投資	165	1,032	(867)	-84.0%
合計	**5,906**	**9,029**	**(3,123)**	**-34.6%**

注記34 売却目的保有に分類された処分グループに含まれる資産および負債– *1,416百万ユーロおよび808百万ユーロ*

2020年度の売却目的資産の増減内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	**流動および非流動資産との間の組替**	**処分および連結範囲の変更**	**その他の増減額**	**2020年12月31日現在**
有形固定資産	14	747	(10)	30	781
無形資産	7	56	(7)	2	58
繰延税金資産	-	17	-	1	18
持分法適用投資	80	489	(79)	(1)	489
非流動金融資産	-	11	-	-	11
現金および現金同等物	-	28	-	1	29
棚卸資産、売掛金、およびその他の流動資産	-	29	-	1	30
合計	**101**	**1,377**	**(96)**	**34**	**1,416**

2020年度における売却目的で保有した処分グループに含まれる負債の増減は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2019年12月31日	流動および非流動資産との間の組替	その他の増減額	2020年12月31日現在
長期借入金	-	660	27	687
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動部分	-	2	-	2
繰延税金負債	-	16	1	17
その他の非流動金融負債	-	54	3	57
その他の非流動負債	3	-	(3)	-
その他の短期金融負債	-	11	1	12
買掛金およびその他の流動負債	-	33	-	33
合計	**3**	**776**	**29**	**808**

2020年12月31日現在の売却目的で保有する処分グループに含まれている資産および負債は、それぞれ1,416百万ユーロと808百万ユーロであり、主に南アフリカとブルガリアの売却目的で保有されている複数の再生可能エネルギー会社で構成されている。これらの企業は、経営者による意思決定に従って、この集約区分内の分類に関するIFRS第5号の要件を満たしている。
2020年12月31日現在、持分法で会計処理されている帳簿価額489百万ユーロのオーペン・ファイバーに対する投資は、売却目的保有に分類変更されている。本集約区分には、4百万ユーロのテルミネ・イレメーゼの「エットーレ・マヨラナ」サイトで構成されているエネル・プロデュツィオーネ事業部門の売却目的で保有されている発電所およびパナマ企業、リャノ・サンチェス・ソーラー・パワー・ワン・エスエーが保有している帳簿価額2百万ユーロの発電所も含まれている。

2020年には、過去に売却可能区分に分類されていたエネル・ノース・アメリカが保有していた複数の水力発電会社が売却され、約2百万のキャピタル・ゲインが生成された。同じように売却可能区分に分類されていたコロンビアのリオネグロ発電所からもキャピタル・ゲインが生成されている。
最終的に売却目的で保有する資産および負債に関連する債務純額は、646百万ユーロであった。

注記35 株主持分 - *42,357百万ユーロ*

35.1 親会社所有者帰属持分 - *28,325百万ユーロ*

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2020年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、各額面1.00ユーロの同数の全額引受および払込済み普通株式により表示される合計10,166,679,946ユーロとなった。資本金は、2019年12月31に計上されていたものから変更はない。

2020年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付の政令第58号第120条に従いイタリア国家証券委員会（CONSOB）に提出され親会社が受領した通知、およびその他入手可能な情報に基づくと、親会社の資本金の3%を超える株式を保有する株主には、イタリア経済財務省（23.585%を保有。）、ブラックロック・インク（資産運用目的で直接持分5.081%を保有。）およびキャピタル・リサーチ・アンド・マネージメント・カンパニー（資産運用目的で5.029%を保有。）が含まれていた。

自己株式準備金 - *（3）百万ユーロ*

2020年12月31日現在、自己株式は、適格仲介機関を通じて総額23百万ユーロで購入した額面価額1株1.00ユーロのエネル・エスピーエーの普通株式3,269,152株である（2019年12月31日時点は1,549,152株）。払込金額と額面金額との差額は、資本剰余金の持分の減少として認識しております。

その他の剰余金 – *(39)百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,476百万ユーロ*

イタリア民法第2431条に基づき、額面以上の価格で株式が発行されている場合に、資本剰余金には、株式の発行価格と額面との差額（社債からの転換に由来するものを含む。）が含まれる。資本準備金にあたるこの剰余金は、法定準備金がイタリア民法第2430条の下で定められた閾値に達するまで配当できない。当年度における11百万ユーロの増減は、2020年のLTIプランを支えた自己株式の購入によるものである。

資本性金融商品準備金（永久ハイブリッド債） - *2,386百万ユーロ*

当該準備金は、592百万ユーロの取引費用控除後の金額で永久ハイブリッド債に応募し、既に発行されている債券の転換および1,794百万ユーロの取引費用控除後の金額で永久ハイブリッド債に変換して設定された。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

法定準備金は、イタリア民法第2430条に従い配当として分配できない利益の一部により構成されている。

その他の剰余金 - *2,268百万ユーロ*

これらは、エネルが国営会社から株式会社へ移行したときに実行された調整の残余部分2,215百万ユーロを含んでいる。

統一所得税規則（*Testo Unico Imposte sul Reddito*、「TUIR」）の第47条に従い、この金額は分配されるときに課税所得とはならない。

為替換算調整勘定 - *(7,046)百万ユーロ*

当年度における減少3,244百万ユーロは、主に子会社が使用する外貨に対するユーロの正味での上昇およびエネル・アメリカスの5.03%、および、エネル・チリの2.89%の購入に関連する連結範囲の変更による。

ヘッジ剰余金 - *(1,917)百万ユーロ*

これには、資本において認識されている、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定による純費用を含む。なお、税効果累積額は305百万ユーロである。

ヘッジコスト剰余金 - *(242)百万ユーロ*

IFRS第9号の適用において、これらの剰余金は為替ベーシス・ポイントおよびフォワード・ポイントの公正価値評価による評価差額を含んでいる。なお、税効果累積額は5百万ユーロである。

FVOCIの金融商品の測定による剰余金 – *(1)百万ユーロ*

これには、金融資産の公正価値評価による未実現評価損を含む。

なお、税効果累積額はマイナス2百万ユーロである。

持分法適用株式投資による剰余金 - *(128)百万ユーロ*

この剰余金は、持分法適用株式投資の資本で直接認識される包括利益の持分を表す。なお、税効果累積額は26百万ユーロである。

数理計算上の差異 - *(1,196)百万ユーロ*

この剰余金は、税効果控除後のすべての数理計算上の差異を含む。この変動は、主に当期に認識された数理計算上の正味損失の減少によるものであり、主に割引率の変更を反映している。また、当該減少は、第5版エンデサ団体交渉協定の締結に伴う確定給付型年金制度の縮小に伴う再分類によるものである。なお、税効果累積額は329百万ユーロである。

支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金 - *(2,381)百万ユーロ*

この項目は主に以下の要因によるものである。

＞　エネル・グリーン・パワー株式の公募について計上された、処分関連費用および関連課税分控除後の利益

＞　エネルシス（現社名エネル・アメリカスおよびエネル・チリ）の増資の結果認識された非支配持分の売却

＞　エンデサの21.92%の公募に起因する、処分関連費用および関連課税分控除後の資本損失

＞　エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズの非支配持分の処分による利益

＞　エンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスのエネル・アメリカスへの合併の影響

＞　エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・リニューアブル・エナジー・パートナーズおよび南アフリカ国内の多数の会社の少数持分の支配権の喪失を伴わない第三者への処分

2020年度におけるこの剰余金の増減はない。

非支配持分の取得による剰余金 - *(1,292)百万ユーロ*

この剰余金は、主に中南米およびイタリアにおいてすでに支配している会社（エネル・グリーン・パワー・エスピーエー）に対する追加持分を第三者から取得した際の取得持分の帳簿価額に対する取得価格の超過額を含む。

当期の増減は、主に以下の影響を反映している。

＞　エネル・アメリカスにおける全保有持分を65%に高めた当該持分の5.03%の増加、および、エネル・チリにおける全保有持分を64.93%に高めた当該持分の2.89%の増加。

利益剰余金- *18,200百万ユーロ*

この余剰金は、配当されていない、またはその他の剰余金に割り当てられていない、前年からの収益が計上される。

前へ　　次へ

下表は、非支配株主持分および関連税効果を含めて、その他の包括利益で直接認識された利得又は損失の増減を示したものである。

百万ユーロ

	2019年12月31日現在			増減					2020年12月31日現在		
	合計	うち親会社株主	うち非支配持分	純利益／（純損失）当期上計上分	資本計算書への組替分	税効果	合計	うち親会社株主	うち非支配持分	合計	うち親会社株主	うち非支配持分
換算剰余金	(7,190)	(3,471)	(3,719)	(4,510)	-	-	(4,510)	(2,987)	(1,523)	(11,700)	(6,458)	(5,242)
ヘッジ剰余金	(1,968)	(1,627)	(341)	(2,121)	2,003	(150)	(268)	(294)	26	(2,236)	(1,921)	(315)
ヘッジコスト剰余金	(145)	(147)	2	(91)	(6)	(2)	(99)	(95)	(4)	(244)	(242)	(2)
FVOCIの金融商品の測定による剰余金	1	2	(1)	1	(3)	1	(1)	(1)	-	-	1	(1)
持分法適用投資の関連会社のOCIの持分	(166)	(168)	2	(10)	-	1	(9)	(9)	-	(175)	(177)	2
他社への株式投資の測定による剰余金	(11)	(11)	-	(21)	-	-	(21)	(21)	-	(32)	(32)	-
数理計算上の差異	(1,475)	(1,045)	(430)	(516)	-	163	(353)	(231)	(122)	(1,828)	(1,276)	(552)
資本において認識された利益／（損失）合計	(10,954)	(6,467)	(4,487)	(7,268)	1,994	13	(5,261)	(3,638)	(1,623)	(16,215)	(10,105)	(6,110)

前へ　次へ

35.2 配当金

百万ユーロ

	分配額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2019年の支払配当金		
2018年の配当金	2,847	0.28
2019年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2019年の支払配当金合計	**2,847**	**0.28**
2020年の支払配当金		-
2019年の配当金	3,334	0.33
2020年の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2020年の支払配当金合計	**3,334**	**0.33**

(1) 2019年11月12日の取締役会で承認され2020年1月22日以降支払われた（1株当たり0.16ユーロで合計1,627百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2020年11月5日の取締役会で承認され2020年1月20日以降支払われた（1株当たり0.175ユーロで合計1,779百万ユーロの中間配当金）。

2020年の配当金は、1株当たり0.358ユーロで総額3,640百万ユーロ（2021年1月20時点で、うち1株当たり0.175ユーロで総額1,779百万ユーロが中間配当として既に支払われた）で、2020年3月18日の取締役会で承認され、2020年5月20日の年次株主総会において提案された。これらの連結財務書類は、取締役会が2020年11月5日に承認し、基準日である2020年1月21日現在所有していた3,269,152株の自己株式に関連する部分を除いて2021年1月20日以降支払われる潜在的に最大1,779百万ユーロの2020年の中間配当金に関わる株主に対する負債を除き、株主に対する2020年の配当金の分配の影響を反映していない。

資本管理

当グループの資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当グループは、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な株式資本を維持するとともに、十分な格付けを維持することなどによって外部の資金調達源へのアクセスを確保することを目指している。

こうした状況において、当グループは資本構成を管理し、経済的状況の変化により必要となった場合はこの構成を調整する。2020年度中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。

資本管理の目的で、当グループは資本との関係における負債の水準の動向を常に監視している。2020年および2019年12月31日現在の状況の概要は下表に示すとおりである。

百万ユーロ

	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	増減
非流動金融債務	49,519	54,174	(4,655)
正味流動財政状態	(1,359)	(5,814)	4,455
非流動金融資産および長期有価証券	(2,745)	(3,185)	440
純金融債務	**45,415**	**45,175**	**240**
親会社株主帰属持分	28,325	30,377	(2,052)
非支配持分	14,032	16,561	(2,529)
資本	**42,357**	**46,938**	**(4,581)**
デット・エクイティ・レシオ	**1.07**	**0.96**	**-**

負債の利用の比率の増加は、期中の投資の資金調達所要額、IFRS第16号の初度適用を受けた負債の認識およびEGPNA REPジョイント・ベンチャーからの多数の会社の支配の取得を主に反映した純金融負債の増加に起因する。

負債の利用の比率の増加は、基本的に、為替の影響等による自己資本の減少と、期中の投資の資金調達所要額、エネル・アメリカスおよびエネル・チリの持分追加取得に伴う非支配持分への配当金支払いおよび臨時取引等を主に反映した純金融負債の増加に起因する。

表中の個別項目の内訳は、注記43を参照のこと。

35.3 非支配持分 - *14,032百万ユーロ*

次の表は、非支配持分の構成を地域別に示したものである。

百万ユーロ	非支配持分		非支配持分帰属分の当期純利益	
	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在
イタリア	2	1	-	(2)
イベリア半島	5,869	5,961	468	36
中南米	7,206	9,277	477	1,256
欧州	638	903	55	6
北米	160	222	6	(1)
アフリカ、アジアおよびオセアニア	157	197	6	7
合計	**14,032**	**16,561**	**1,012**	**1,302**

非支配持分に帰属する金額の減少は、主に為替の影響、配当金の支払額、及び、エネル・アメリカス及びエネル・チリの持株比率の増加によるものである。

注記36 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	**2020年12月31日現在**	2019年12月31日現在
長期借入金	49,519	54,174	3,168	3,409
短期借入金	-	-	6,345	3,917
合計	**49,519**	**54,174**	**9,513**	**7,326**

借入金の性質の詳細については、注記44の「金融商品」を参照。

注記37 従業員給付 - *2,964百万ユーロ*

当グループはその従業員に、繰延報酬給付、一定年齢到達者または高齢者年金受給資格者への追加月分の支払、勤続年数達成に応じたロイヤルティ賞与、補足的年金および健康保険制度、ならびに住宅電力割引および同様の給付を含む、様々な給付を提供している。より具体的には、以下のとおりである。

- **「年金給付」の項目は、イタリアについては、退職後の役員に関する追加的退職給付制度に基づく給付、および法律または契約に基づき雇用関係が終了する時点で職員に支払うべき給付を賄うための、発生額の見積りに関するものである。国外の会社については、この項目は退職後給付を表している。このうち、最も重要なものは、スペインのエンデサの年金給付制度に関するものである。これは、従業員の勤続年数と会社に基づいて3つのタイプに分類される。一般的に、2000年10月25日の枠組み合意の下、従業員は特定の確定拠出型年金制度に加入し、現役従業員の障害または死亡が発生した場合には、適切な保険契約で保証される確定給付制度に加入する。さらに、当グループには、他に加入が限定される2つの制度が存在するが、それは(1)先述した枠組み合意に伴って導入された変更に先立つ、電力業界団体交渉合意によって保障された現役および退職したエンデサ従業員に対するものと(2)以前合併したカタルーニャのグループ会社（Fecsa/Enher/HidroEmpordà）の従業員に対するものである。両者は確定給付制度であり、退職した従業員が死亡した場合に対して給付する、以前の制度を除いて、給付は完全に保証されている。最後に、ブラジルの企業も確定給付制度を設けている。**
- **「電力割引」は、外国会社に関連する電力供給に係る給付によって構成される項目である。イタリアに関しては、退職した従業員のみに2015年末まで付与されていたこの給付が一方的に廃止された。**
- **「健康保険」の項目は、現役および退職後の従業員の医療費を対象とする給付を表している。**
- **「その他の給付」は、主にロイヤルティ賞与に関するものである。様々な国で採用されており、イタリアについては、電力会社従業員の全国的な団体交渉の同意の対象となる従業員に対し、達成勤続年数（25年および35年間の勤務）に応じた賞与を付与する給付に関する債務の見積額である。これには、一定の会社のマネージャーに対する特定の条件に基づく金銭的賞与としての報償といった他のインセンティブ制度も含まれている。**

次の表は、それぞれ2020年12月31日および2019年12月31日現在の退職後給付およびその他の長期従業員給付の確定給付債務の増減、ならびに当該債務と数理計算上の債務の調整を示す。

百万ユーロ	2020年					2019年				
	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	電力割引	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減										
期首現在の数理計算上の債務	**5,691**	**904**	**263**	**242**	**7,100**	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**
勤務費用	18	3	4	38	**63**	20	4	4	32	**60**
利息費用	249	5	7	4	**265**	335	15	10	5	**365**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	45	12	6	1	**64**	(16)	-	1	-	**(15)**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	105	19	(2)	2	**124**	701	91	15	8	**815**
実績の調整	466	(21)	(7)	(8)	**430**	94	55	(4)	13	**158**
過去勤務費用	(24)	(504)	(13)	(1)	**(542)**	(8)	-	-	2	**(6)**
清算による（利得）／損失	(584)	-	-	-	**(584)**	-	-	-	-	**-**
為替換算差額	(1,206)	(1)	(30)	(7)	**(1,244)**	(84)	-	(2)	1	**(85)**
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	1	-	-	-	**1**	2	-	-	-	**2**
給付支払額	(358)	(16)	(11)	(48)	**(433)**	(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**
その他の増減額	5	2	-	(1)	**6**	6	3	-	(5)	**4**
売却目的保有に分類される処分グループに含まれる負債	-	-	-	-	**-**	-	-	-	-	**-**
期末現在の数理計算上の債務 (A)	**4,408**	**403**	**217**	**222**	**5,250**	**5,691**	**904**	**263**	**242**	**7,100**
年金資産の増減										
期首現在の年金資産の公正価値	**3,374**	**-**	**-**	**-**	**3,374**	**3,160**	**-**	**-**	**-**	**3,160**
受取利息	160	-	-	-	**160**	235	-	-	-	**235**
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	85	-	-	-	**85**	272	-	-	-	**272**
為替換算差額	(782)	-	-	-	**(782)**	(50)	-	-	-	**(50)**
雇用主拠出	342	16	11	21	**390**	186	31	14	16	**247**
従業員拠出	1	-	-	-	**1**	2	-	-	-	**2**
給付支払額	(358)	(16)	(11)	(21)	**(406)**	(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**
他の支払	**(523)**	**-**	**-**	**-**	**(523)**	-	-	-	-	-
連結範囲の変更	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
期末現在の年金資産の公正価値 (B)	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**3,374**	**-**	**-**	**-**	**3,374**
アセット・シーリングの影響										
期首現在のアセット・シーリング	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**
受取利息	3	-	-	-	**3**	2	-	-	-	**2**
アセット・シーリングの変更	(24)	-	-	-	**(24)**	20	-	-	-	**20**
為替換算差額	(11)	-	-	-	**(11)**	(1)	-	-	-	**(1)**
連結範囲の変更	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	-	-	-	-
期末現在のアセット・シーリング (C)	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**
財政状態計算書の純負債（A-B+C）	**2,122**	**403**	**217**	**222**	**2,964**	**2,362**	**904**	**263**	**242**	**3,771**

2019年と比較して807百万ユーロ減少したのは、ブラジルのサンパウロのエネル・ディストリブシオン・サンパウロが従業員給付制度の一部を外部企業に移転したことが主な要因である。これにより、これらの制度は確定拠出制度となり、数理計算上の測定の対象とはならない。
また、新型コロナウイルスの緊急事態の影響は一時的かつ短期的なものであるため、エネル・グループの従業員に関する義務に多大な影響を及ぼしていない。

百万ユーロ

	2020年	2019年
損益に計上される（利益）/損失		
勤務費用および過去勤務費用	(509)	32
純利息費用	108	129
清算による（利得）／損失	(61)	-
他の長期給付の数理計算上の（利益）／損失	31	25
その他の増減額	(9)	-
合計	**(440)**	**186**

百万ユーロ

	2020年	2019年
OCIの（利益）/損失の変動		
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	(85)	(272)
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	626	958
受取利息に含まれる金額を除いたアセット・シーリングの変動	(24)	20
その他の増減額	(1)	(4)
合計	**516**	**702**

純損益に認識したコストの減少は、626百万ユーロであった。したがって、損益計算書への影響は、主に現役および旧従業員に対する電力割引給付の条件を変更する第5次エンデサ団体協約の締結により（その結果、関連する引当金が戻し入れられた）、2019年よりも小さくなった。
期末時点で財政状態計算書に認識される負債は、2020年12月31日現在2,299百万ユーロとなった年金資産の公正価値を差し引いて報告されている。これらの資産はすべてスペインおよびブラジルにあり、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日
活発な市場における公表市場価格のある投資額		
資本性金融商品	7%	8%
確定利付証券	63%	68%
投資不動産	2%	3%
その他	-	-
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	28%	21%
合計	**100%**	**100%**

従業員給付に係る負債および年金資産の計算に用いられる数理計算上の主な仮定は以下のとおりであり、前年に用いたものと同様となっている。

	イタリア	イベリア半島	中南米	その他の国	イタリア	イベリア半島	中南米	その他の国
	2020年				2019年			
割引率	0.00%-0.50%	0.00%-0.61%	2.55%-7.95%	0.75%-6.30%	0.00%-0.70%	0.00%-1.14%	3.40%-7.59%	1.20%-6.45%
インフレ率	0.50%	1.00%	3.00%-4.85%	0.75%-3.83%	0.70%	2.00%	3.00%-8.00%	1.00%-3.94%
昇給率	0.50%-2.50%	1.00%	3.80%-5.04%	2.25%-3.83%	0.70%-1.70%	2.00%	3.80%-8.00%	2.50%-3.94%
医療費増加率	1.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-	1.70%	3.20%	7.12%-8.00%	-
年金資産の期待運用収益率	-	0.57%	6.08%-7.33%	-	-	1.09%	6.44%-7.38%	-

次の表は、感応度分析の結果を示したもので、債務の見積りに用いられた数理計算上の仮定が期末日現在で合理的に可能な範囲で変動した場合に確定給付債務に及ぼす影響を表している。

百万ユーロ	**年金給付**	**電力割引**	**健康保険**	**その他の給付**	**年金給付**	**電力割引**	**健康保険**	**その他の給付**
	2020年12月31日				2019年12月31日			
割引率の0.5%の下落	239	30	11	(1)	321	78	15	5
割引率の0.5%の上昇	(190)	(30)	(15)	(11)	(285)	(73)	(19)	(7)
インフレ率の0.5%の上昇	(1)	(5)	(3)	(7)	(2)	(74)	(5)	(3)
インフレ率の0.5%の下落	33	2	7	(4)	31	79	10	1
報酬の0.5%の上昇	14	(2)	(3)	(3)	19	2	(2)	5
現在支払中の年金の0.5%の上昇	15	(2)	(3)	(6)	9	(2)	(3)	(1)
医療費の1%の上昇	-	-	(2)	-	-	-	12	-
現役および退職した従業員の平均余命1年の増加	27	(11)	2	(34)	179	36	19	(1)

感応度分析では、その他の仮定を一定にしたまま、それぞれ数理計算上の仮定の合理的な変動が確定給付債務に及ぼす影響を推定する方法を用いている。
翌連結会計年度に確定給付制度に払い込まれることが予想される拠出額は、80百万ユーロである。

次の表は、確定給付制度に関して翌連結会計年度以降予想される給付支払額を示している。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日
1年以内	366	461
1～2年	337	447
2～5年	971	1,288
5年超	1,534	2,040

注記38 リスクおよび費用に対する引当金 - *6,831百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日		2019年12月31日	
	非流動	**流動**	**非流動**	**流動**
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金				
－原子炉の廃炉	596	-	640	-
－用地の廃棄、撤去および原状回復	2,017	99	1,840	102
－訴訟	734	86	938	132
－環境関連証書	-	42	-	33
－税金および関税	288	43	312	24
－その他	757	343	762	504
合計	**4,392**	**613**	**4,492**	**795**
早期退職奨励およびその他のリストラ計画に対する引当金	623	444	832	401
エネルギー転換に伴う事業再編関連引当金	759	-	-	-
合計	**5,774**	**1,057**	**5,324**	**1,196**

百万ユーロ	2019年12月31日	発生	戻入	目的使用	割引	用地の廃棄および回復の引当金	連結範囲の変更	為替換算差額	その他の増減額	売却目的保有処分グループの負債への組替	2020年12月31日
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金											
－原子炉の廃炉	640	1	-	-	1	(46)	-	-	-	-	596
－廃棄、撤去および用地の原状回復	1,942	99	(50)	(44)	17	187	-	(36)	2	(1)	2,116
－訴訟	1,070	187	(160)	(136)	37	-	-	(198)	21	(1)	820
－環境関連証書	33	41	(8)	(24)	-	-	-	-	-	-	42
－税金および関税	336	46	(18)	(17)	34	-	-	(46)	(4)	-	331
－その他	1,266	331	(147)	(178)	10	-	-	(51)	(131)	-	1,100
合計	**5,287**	**705**	**(383)**	**(399)**	**99**	**141**	**-**	**(331)**	**(112)**	**(2)**	**5,005**
早期退職奨励およびその他のリストラ計画に対する引当金	1,233	223	(39)	(443)	59	-	-	(2)	36	-	1,067
エネルギー転換に伴う事業再編関連引当金	-	759	-	-	-	-	-	-	-	-	759
合計	**6,520**	**1,687**	**(422)**	**(842)**	**158**	**141**	**-**	**(333)**	**(76)**	**(2)**	**6,831**

原子炉の廃炉のための引当金

2020年12月31日現在、この引当金は、国王令第1349/2003号および法律第24/2005号に従い、原子炉の廃炉についての責任を負うスペインの公社であるエンレサが原子炉の廃炉時に負担する費用のみを反映するものである。費用の算定は、2001年9月に経済省の承認を受けたエンレサと電力会社間の標準契約に基づいており、この契約では原子力発電所の廃止および閉鎖に関して規定している。3年という想定期間は、発電終了から発電所の管理をエンレサに移管するまでの期間に対応しており（いわゆる運転終了後費用）、金額の見積りに使用される様々な前提の中でも特に、委譲契約の規定に基づくスペインのそれぞれの原子力発電所の閉鎖時点の未使用核燃料の予想量が考慮されている。

施設の廃止、除去および原状回復引当金

非原子力プラントの廃止および用地の原状回復のための引当金は、法律上のまたは推定的な義務が存在する場合における、非原子力プラントの廃止・撤去に係る見積費用の現在価値である。この引当金は、主にエンデサ・グループ、エネル・プロデュツィオーネおよび中南米の会社に関連したものである。

2020年度における引当金の変動は、主にイベリアの一部の発電所の将来の退職費用を再度算定したこと、および、気候変動の影響を緩和するために当社グループの戦略目標である脱炭素化発電を達成するためにイベリア、イタリア、チリの石炭火力発電所からの発電の中止を促進すると当社グループが決定したことに起因する廃棄費用の引当金の増加に関連している。

訴訟引当金

訴訟引当金は、係争中の訴訟およびその他の紛争に関する偶発債務に備えるものである。過年度に始まった紛争に関する潜在的な費用の修正後の見積りに加え、当年度中に発生した紛争に関する潜在的な負債の見積りを含む。訴訟に係る残高は、主にスペイン（178百万ユーロ）、イタリア（107百万ユーロ）および中南米（522百万ユーロ）のグループ会社に関連している。

前年度末対比での減少は250百万ユーロであり、これは特にブラジルやアルゼンチンの為替相場の下落、および、米国における多数の係争の解決による中南米および米国における引当金の変動を主に反映している。

環境関連証明書の引当金

環境関連証明書費用の引当金は、国家または超国家的な環境保護要件のコンプライアンスに必要な環境証明書の不足分のコストを穴埋めするものであり、主としてエネル・エネルジア、エンデサ・エネルジアおよびウネルコに関連している。

税金および関税に関する引当金

税金および関税に関する費用に対する引当金は、直接税および間接税に関する税務上の紛争から発生する見積負債を包含している。引当金残高には、イタリアの地方税である固定資産税（不動産に関する地方税－*Imposta Comunale sugli Immobili*（「ICI」）または新しい単一地方税－*Imposta Municipale Unica*（「IMU」））に関する現在係争中のおよび潜在的な係争に対する引当金も含まれている。当グループは、係争中の訴訟に関連して発生する可能性の高いリスクを算定するため、ならびに土地管理局事務所および地方自治体の査定が完了していないポジションについて発生する可能性が高い将来費用を合理的に評価するために、当該税金負債を見積るにあたり、（タービンなど、発電所では典型的な資産を含め、不動産登記上関連性があるとみなされる動産の評価方法に係る解釈上の問題を解決した）公有地管理局通達第6/2012号で導入された基準をしかるべく考慮した。

2019年12月31日において、この条項は事実上変更されなかった。

その他の引当金

その他の引当金は、主として、規制に関する紛争および、様々な公課やその他の課徴金についての地方官庁との間の係争に関連する多様なリスクと費用を対象とする。

当年度中のその他の引当金における166百万ユーロの減少は、主に、エネル・エネルジアおよび中南米における為替の下落に起因するものである。

また、スロヴァク・パワー・ホールディングに対する投資の50%の売却評価損の計上に伴い、47百万円のリスク引当金を認識した。

早期退職奨励およびその他のリストラクチャリング計画引当金

早期退職奨励およびその他のリストラクチャリング計画引当金は、組織上の必要性に応じた雇用契約の自発的解除に関する法的拘束力のある契約に関連する見積費用を含む。当年度中の減少166百万ユーロは、主に、スペインおよびイタリアで過年度に設定された奨励引当金の使用を反映するものである。

イタリアでは、後者は、法律第92/2012号（フォルネロ法）第4条第1～7項の3に規定された仕組みをイタリアの多数のグループ会社で実施するものとして2013年9月および2015年12月に締結された労使協定に主に関係している。後者の協定は、2016～2020年にイタリアにおいて約6,100人の従業員の自主退職を想定している。

スペインでは、引当金は、2014年にスペインで導入された自主的転職に関する協定（*Acuerdo de Salida Voluntaria*）に関するものである。ASVの仕組みは、エンデサの改革および再編成計画に関連してスペインにおいて合意され、黙示による年次の雇用契約の更新の停止を規定している。同社は、この計画に関連して2014年12月30日に労働組合代表者との間の合意に署名し、その中で、ASVの仕組みに参加している従業員に関しては、その後の年次更新日に職務に復帰するよう要請する選択権を行使しないことを約束した。

エネルギー転換に関連するリストラクチャリング計画に関する引当金

エネルは、エネルギー転換のリーダーとしての役割において、世界における脱炭素化および再生可能エネルギーの成長をその戦略の中心に据えている。

このような状況において、エネルは、当グループが事業を行う地理的領域のすべてにおける火力発電所を対象とする、エネルギー転換プロセスに関連する活動のリストラクチャリングを開始した。

これに伴い、プロセスと事業モデルの見直しを行い、従業員の役割とスキルの変更を求めることになり、当グループは、再展開プログラムに基づく持続可能性の高い計画、主要な技能向上およびスキルアップ計画および全世界で1300名を対象とする任意の個人早期退職契約を実行することを意図している。エネルギー転換もデジタル・ツールの革新的で拡張的な開発が基礎になる。デジタル化は、複数の外部要因に対応し、当グループ内のあらゆるレベルで十分な情報に基づいた十分に検討された意思決定を行うのに不可欠である。

したがって、リストラクチャリング計画に関する引当金が繰り入れられ、2020年12月31日現在759百万ユーロが計上されている。これは主にスペインおよびイタリアに起因し、プロセスおよび事業モデルならびに従業員の役割およびスキルの見直しに関連するすべての直接的および間接的な活動に関する、エネルギー転換プロセスを加速するために当グループが引当金を繰り入れた見積コストを表している。

注記39 その他の非流動負債 - *3,458百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
未払営業費用および繰延収益	500	552	(52)	-9.4%
その他の項目	2,958	3,154	(196)	-6.2%
合計	**3,458**	**3,706**	**(248)**	**-6.7%**

「未払営業費用および繰延収益」の52百万ユーロの減少は、主にエネル・ファイナンス・インターナショナルが表示の目的で行った（現在は同表の「その他の項目」に計上されている）デリバティブ契約の交渉に関連する繰延収益59百万ユーロの分類変更に起因している。
「未払営業費用および繰延収益」に関する上述の分類変更に加え、「その他の項目」の変動は、米国における12ヵ月を超える税務パートナーシップに関する負債の増加およびブラジルにおける330百万ユーロの社会負担金（PIS/COFINS）訴訟の結果（すでに「その他の非流動資産」で説明している）に関する負債の増加を反映していた。これらの変動は、主に中南米における為替レートの不利な変動による相殺を上回るものであった。

注記40 その他の流動負債 - *11,651百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
顧客に対する債務	1,481	1,670	(189)	-11.3%
機関マーケット・オペレーターに対する債務	4,012	4,507	(495)	-11.0%
従業員に対する債務	438	496	(58)	-11.7%
その他の未払税金	886	1,082	(196)	-18.1%
社会保険機構への未払金	207	212	(5)	-2.4%
条件付対価	53	116	(63)	-54.3%
非支配株主に提供されたプット・オプション債務	1	3	(2)	-66.7%
流動未払費用および繰延収益	346	372	(26)	-7.0%
配当金	2,135	2,143	(8)	-0.4%
その他	2,092	2,560	(468)	-18.3%
合計	**11,651**	**13,161**	**(1,510)**	**-11.5%**

顧客に対する債務には、電気およびガスの供給契約の一環でイタリアの顧客から受領した金額に関する保証金822百万ユーロ（2019年12月31日現在は880百万ユーロ）が含まれている。
契約の終了後、その使用が何ら制限されていない電気の販売に関する保証金は、親会社が返還を12ヵ月超延期できる無条件の権利を有していないことを踏まえ、流動負債に分類されている。
機関マーケット・オペレーターに対する債務には、イタリア市場における2,444百万ユーロ（2019年12月31日現在：3,064百万ユーロ）、スペイン市場における1,538百万ユーロ（2019年12月31日現在：1,267百万ユーロ）および南米市場における30百万ユーロ（2019年12月31日現在：176百万ユーロ）の電力購入に均等化メカニズムを適用したことにより生じる負債が含まれている。
条件付対価は主に、当グループが北米に保有する複数の資本投資に関するものであり、その公正価値は、両当事者間の契約における契約条件に基づいて算定されている。

その他は主に、流動性を提供しパンデミックの影響を最小限に抑えるために送電事業者に付与された融資に関連する、国家電力庁（ANEEL）に対するブラジル企業の負債に関するものである（6月23日付規制決議No.885/2020）。
その他の減少は主に、エネル・アメリカスおよびエネル・チリ株式の、金融仲介機関を通じた（株式スワップ付きの）追加購入に関連する358百万ユーロの債務を2019年に認識した影響に起因している。これには、主にイタリアとスペインで計上されている、失効した商品デリバティブの負債が2020年に減少した影響も含まれている。
これらの影響は、新規発電所が操業を開始した結果により、北米における再生可能エネルギー会社の181百万ユーロにより計上された税務パートナーシップ（87百万ユーロ）に関する負債の増加により一部相殺された。

注記41 買掛金 - ***12,859百万ユーロ***

12,859百万ユーロ（2019年は12,960百万ユーロ）となったこの項目には、提供やその他のサービスに関連する電力供給、燃料、原料および設備に係る債務が含まれている。

具体的には、支払期限が12カ月以内の買掛金は、12,282百万ユーロ（2019年12月31日は12,322百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、577百万ユーロ（2019年は638百万ユーロ）である。

注記42 その他の流動金融負債 - ***622百万ユーロ***

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**	
繰延金融費用及び繰延金融収益	535	607	(72)	-11.9%
その他の項目	87	147	(60)	-40.8%
合計	**622**	**754**	**(132)**	**-17.5%**

その他の流動金融負債の減少は、主に社債に対する利息の減少に関係し繰延金融費用が73百万ユーロ減少したこと、スペイン電力システムの赤字について負債が41百万ユーロ減少したこと、及び未払利息の社債権者に対する負債が20百万ユーロ減少したことに起因する。

注記43 正味財政状態、非流動金融資産および有価証券 - *45,415百万ユーロ*

次の表は、連結財政状態計算書の項目を基に正味財政状態、長期金融資産および有価証券を示すものである。

百万ユーロ

	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
長期借入金	36	49,519	54,174	(4,655)	-8.6%
短期借入金	36	6,345	3,917	2,428	62.0%
その他の流動金融借入金(1)		5	47	(42)	-89.4%
1年以内返済予定の長期借入金	36	3,168	3,409	(241)	-7.1%
純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産	27.1	(2,745)	(3,185)	440	13.8%
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	28	(4,971)	(4,158)	(813)	-19.6%
現金および現金同等物	33	(5,906)	(9,029)	3,123	34.6%
合計		**45,415**	**45,175**	**240**	**0.5%**

(1) その他の短期金融負債に含まれるその他の流動金融借入を含む。

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、エネル・グループの表示方法に規定された純金融負債と調整された、2020年12月31日と2019年12月31日現在の正味財政状態を示すものである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減	
手許現金および現金同等物	42	87	(45)	-51.7%
銀行および郵便預金	5,699	7,910	(2,211)	-28.0%
その他の流動投資	165	1,032	(867)	-84.0%
有価証券	67	51	16	31.4%
手元流動性	**5,973**	**9,080**	**(3,107)**	**-34.2%**
短期の貸付金	3,476	2,522	954	37.8%
長期貸付金の1年以内回収分	1,428	1,585	(157)	-9.9%
短期貸付金	**4,904**	**4,107**	**797**	**19.4%**
短期銀行借入金	(711)	(579)	(132)	-22.8%
コマーシャル・ペーパー	(4,854)	(2,284)	(2,570)	-
長期銀行債務の1年以内返済分	(1,369)	(1,121)	(248)	-22.1%
発行済社債（短期部分）	(1,412)	(1,906)	494	25.9%
その他の借入金（短期部分）	(387)	(382)	(5)	-1.3%
その他の短期借入金(1)	(785)	(1,101)	316	28.7%
短期金融債務計	**(9,518)**	**(7,373)**	**(2,145)**	**-29.1%**
正味短期財政状態	**1,359**	**5,814**	**(4,455)**	**-76.6%**
銀行借入	(8,663)	(8,407)	(256)	-3.0%
社債	(38,357)	(43,294)	4,937	11.4%
その他の借入金	(2,499)	(2,473)	(26)	-1.1%
長期金融負債	**(49,519)**	**(54,174)**	**4,655**	**8.6%**
CONSOB指示書に準拠した正味金融債務	**(48,160)**	**(48,360)**	**200**	**0.4%**
長期金融資産および有価証券	**2,745**	**3,185**	**(440)**	**-13.8%**
純金融負債	**(45,415)**	**(45,175)**	**(240)**	**-0.5%**

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動借入金を含む。

金融商品

注記44 カテゴリー別金融商品

この注記は、ユーザーが当グループの財政状態および業績に対する金融商品の重要度を評価するために必要な開示を提供する。

44.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号に基づき分類された金融資産の各カテゴリー別の帳簿価額であり、流動金融資産と非流動金融資産の区分、ヘッジ・デリバティブと損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
償却原価で測定された金融資産	44.1.1	**3,966**	**4,258**	**22,967**	**26,326**
FVTOCIで測定された金融資産	44.1.2	**448**	**480**	**67**	**61**
損益を通じて公正価値で測定された金融資産					
FVTPLで測定されたデリバティブ金融資産	44.1.3	52	29	2,765	3,086
FVTPLで測定されたその他の金融資産	44.1.3	2,087	2,370	301	51
当初認識の際に指定された金融資産（公正価値オプション）	44.1.3	-	-	-	-
損益を通じて公正価値で測定された金融資産の合計		**2,139**	**2,399**	**3,066**	**3,137**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.1.4	50	32	28	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.1.4	1,134	1,322	678	979
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産の合計		**1,184**	**1,354**	**706**	**979**
合計		**7,737**	**8,491**	**26,806**	**30,503**

公正価値測定の詳しい情報は、注記48「公正価値で測定された資産及び負債」を参照。

44.1.1 償却原価で測定した金融資産

以下の表は、その性質により償却原価で測定される金融資産を示し、流動および非流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
現金および現金同等物		-	-	33	5,702	9,029
売掛金	32	1,200	917	32	10,846	12,166
長期貸付金の1年以内回収分		-	-	28,1	1,331	1,534
現金担保		-	-	28,1	3,223	2,153
その他の金融資産	27.1	2,337	2,769	28,1	253	370
償却原価で測定されたサービス委譲契約による金融資産	27	243	340	28	9	13
償却原価で測定されたその他の金融資産		186	232		1,603	1,061
合計		**3,966**	**4,258**		**22,967**	**26,326**

償却原価で計上される金融資産の減損

2020年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は3,624百万ユーロ（2019年12月31日現在は3,370百万ユーロ）となり、予想信用損失引当金控除後で計上した。

当グループは、減損テストの対象となる以下の償却原価で測定する金融資産を保有している。

＞ 現金および現金同等物

＞ 売掛金および契約資産

＞ 貸付金

＞ その他の金融資産

現金および現金同等物もIFRS第9号の減損要件の対象となっているが、識別された減損損失は軽微であった。

デフォルト確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およびデフォルト時エクスポージャー（EAD）を用いて決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（すなわち、不足分の全額）を当初の実効金利（EIR）で割引いた額である。

ECLの計算には、当グループは2つの異なるアプローチを適用している。

＞ 売掛金、契約資産およびリース債権以外の金融資産については、一般的アプローチ。このアプローチは、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、各報告日において、組成時のPDと報告日におけるPDを比較して実施される。

その後、評価の結果に基づき、損失引当金が12ヵ月のECLまたは全期間のECLに基づき認識される（すなわちステージング）。

－ 当初認識以降の信用リスクの著しい増大がない金融資産に対しては、12ヵ月のECL。

－ 信用リスクが著しい増大をしている金融資産または信用減損をしている（すなわち、期日経過の情報に基づきデフォルトしている）金融資産に対しては、全期間のECL。

＞　重要な金融要素を含有する、またはしない売掛金、契約資産およびリース債権については、信用リスクの変動を調査することなく全期間のECLに基づき、簡便化アプローチ。

顧客との契約から生じる資産に関する詳細な情報については、注記26「流動契約資産／（負債）および非流動契約資産／（負債）」を参照すること。

ポートフォリオや金融商品のリスクに影響を与える可能性のある将来の事象やマクロ経済の展開を反映するため定性的な情報および定量的な情報を考慮して、将来の見通しに関する調整が適用されることがある。

金融資産の性質および利用可能な信用リスク情報に応じて、クレジット・リスクの増加の評価は、以下のように実施可能である。

＞　債権が個別に重要である場合、および合理的で裏付け可能な情報に基づき減損と個別に識別されたすべての債権については、個別ベース

＞　合理的で裏付け可能な情報が過度のコストを負担せずに、または個別の商品ベースでの予想信用損失の測定の取組みを行うことなく、入手可能ではない場合には、集合的ベース

金融資産全体、またはその一部の回収の合理的な見込みがない場合には、金融資産の帳簿価額の総額を減額する。評価減は、認識の中止が発生したことを表す（キャッシュ・フローに対する権利が法的にまたは契約上で消滅、移転または失効する、など）。

以下の表は、一般的な簡便化アプローチに基づいた償却原価で測定した金融資産の予想信用損失を示している。

百万ユーロ	2020年12月31日			2019年12月31日		
	総額	予想損失引当金	合計	総額	予想損失引当金	合計
現金および現金同等物	5,702	-	5,702	9,029	-	9,029
売掛金	15,333	3,287	12,046	16,063	2,980	13,083
貸付金	7,352	208	7,144	7,057	231	6,826
償却原価で計上されるその他の金融資産	2,170	129	2,041	1,805	159	1,646
合計	**30,557**	**3,624**	**26,933**	**33,954**	**3,370**	**30,584**

予想損失を測定するため、当グループは、個別的（例えば、政府機関、当局、金融相手方、卸売販売業者、貿易会社、大手企業など）と集合的（リテール顧客など）の両方で簡便化アプローチを用いて、売掛金および契約資産の評価を行う。

個別評価の場合においては、PDは通常の場合には外部プロバイダーから取得する。

その他の場合には、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共通の信用リスク特性および延滞ポジションに関する情報に基づき細分化される。

事業別および各国における規制の枠組みに加えて、顧客のポートフォリオの間の差異（そのデフォルト率および（90日経過後の回収額の期待値によって構成される）回収率を含む。）に基づいて、以下の作業が行われる。

- **当グループは、主に180日間の延滞としてデフォルト発生ポジションを定義する。したがって、この期限後の売掛金には信用減損が生じたと推定される。**
- **具体的な市場、事業およびリスク特性に基づいて特定のクラスターが定義される。**

契約資産は、同一の種類の契約に対する売掛金と実質的に同一のリスク特性を有する。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、当グループは予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を用いる。

- PDは、平均デフォルト率に等しいと仮定されており、少なくとも24ヵ月の履歴データを考慮して、クラスターごとに計算される。
- LGDは、それぞれのクラスターの回収率の関数であり、実効金利を用いて割引かれる。
- EADは、報告日時点での帳簿価額から、請求書が発行されたものの期限を過ぎていない請求額および発行予定の請求額を含めた現金保証金を控除した額に等しいものとして見積もられる。

以下の表は、一般的な簡便化アプローチに従った貸付金の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	12ヵ月の予想損失	全期間の予想損失
2019年1月1日の期首残高	**87**	**142**
繰入	-	26
目的使用	-	-
損益への戻入	(1)	(3)
その他の増減額	(8)	(12)
2019年12月31日の期末残高	**78**	**153**
2020年1月1日の期首残高	**78**	**153**
繰入	354	8
目的使用	-	-
損益への戻入	(4)	(4)
その他の増減額	(363)	(14)
2020年12月31日の期末残高	**65**	**143**

以下の表は、売掛金の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ	
2019年1月1日の期首残高	**2,828**
繰入	1,239
目的使用	(834)
損益への戻入	(202)
その他の増減額	(51)
2019年12月31日の期末残高	**2,980**
2020年1月1日の期首残高	**2,980**
引当金	1,505
目的使用	(819)
損益への戻入	(194)
その他の増減額	(185)
2020年12月31日の期末残高	**3,287**

以下の表は、償却原価で計上されるその他の金融資産の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

	全期間の予想損失
2019年1月1日の期首残高	**64**
繰入	105
目的使用	-
損益への戻入	(7)
その他の増減額	(3)
2019年12月31日の期末残高	**159**
2020年1月1日の期首残高	**159**
繰入	22
目的使用	-
損益への戻入	(23)
その他の増減額	(29)
2020年12月31日の期末残高	**129**

注記45「リスク管理」は、信用リスクと予想損失に対するエクスポージャーに関する追加情報を提供している。

44.1.2 その他の包括利益を通じて公正価値で測定した金融資産

以下の表は、その性質によりその他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産を示し、流動および非流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
他社への株式投資（FVOCI）	27	40	64		-	-
有価証券	27.1	408	416	28,1	67	61
合計		**448**	**480**		**67**	**61**

FVOCIで計上される金融資産の増減

他社への株式投資

百万ユーロ	非流動	流動
2020年1月1日の期首残高	**64**	**-**
購入	6	-
売却	-	-
OCIを通じた公正価値の変動	(21)	-
その他の増減額	(9)	-
2020年12月31日の期末残高	**40**	**-**

有価証券（FVOCI）

百万ユーロ	非流動	流動
2020年1月1日の期首残高	**416**	**61**
購入	124	-
売却	(54)	-
OCIを通じた公正価値の変動	(3)	-
組替	(75)	75
その他の増減額	-	(69)
2020年12月31日の期末残高	**408**	**67**

44.1.3 損益を通じて公正価値で測定された金融資産

以下の表は、その性質により損益を通じて公正価値で測定された金融資産を示し、非流動金融資産および流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
FVTPLのデリバティブ	47	52	29	47	2,765	3,086
流動資産への投資		-	-	32	204	-
金融資産(FVTPL)		-	-	28および28.1	97	51
他社への株式投資（FVTPL）	27	30	8		-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	27	2,057	2,362		-	-
合計		**2,139**	**2,399**		**3,066**	**3,137**

44.1.4 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産

デリバティブ金融資産の詳細については、注記47の「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

44.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号に基づき分類された金融負債の各カテゴリー別の帳簿価額であり、流動金融負債と非流動金融負債の区分、ヘッジ・デリバティブと損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示する。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
償却原価で測定された金融負債	44.2.1	**50,254**	**54,931**	**29,598**	**28,261**
損益を通じて公正価値で測定された金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	44.4	29	20	2,887	2,981
損益を通じて公正価値で測定された金融負債の合計		**29**	**20**	**2,887**	**2,981**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	44.4	-	1	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	44.4	3,577	2,386	644	573
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債の合計		**3,577**	**2,387**	**644**	**573**
合計		**53,860**	**57,338**	**33,129**	**31,815**

公正価値測定の詳しい情報は、注記48「公正価値で測定された負債」を参照。

44.2.1 償却原価で測定された金融負債

以下の表は、その性質により償却原価で測定された金融負債を示し、流動および非流動金融負債に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
長期借入金	44.3	49,519	54,174	44,3	3,168	3,409
短期借入金		-	-	44,3	6,345	3,917
買掛金	41	577	638	41	12,282	12,322
その他の金融負債		158	119		7,803	8,613
合計		**50,254**	**54,931**		**29,598**	**28,261**

前へ　次へ

44.3 借入金

44.3.1 長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - 52,687*百万ユーロ*

以下の表は、カテゴリー別に分類された1年以内に満期を迎える分を含む長期負債及び金利の帳簿価額と公正価値を示す。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	支払期限 流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	支払期限 流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	帳簿価額の変動
	2020年12月31日					2019年12月31日					
社債：											
－上場、固定金利	23,629	23,052	1,041	22,011	27,470	27,312	26,593	1,621	24,972	31,073	(3,541)
－上場、変動金利	2,817	2,800	260	2,540	2,937	3,515	3,488	258	3,230	3,655	(688)
－非上場、固定金利	13,262	13,184	-	13,184	15,753	14,458	14,359	-	14,359	15,794	(1,175)
－非上場、変動金利	733	733	111	622	828	760	760	27	733	753	(27)
社債合計	**40,441**	**39,769**	**1,412**	**38,357**	**46,988**	**46,045**	**45,200**	**1,906**	**43,294**	**51,275**	**(5,431)**
銀行借入金											
－固定金利	790	782	254	528	833	896	893	279	614	947	(111)
－変動金利	9,278	9,250	1,115	8,135	9,259	8,610	8,565	842	7,723	8,642	685
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	-	-	-	-	70	70	-	70	70	(70)
銀行借入金の合計	**10,068**	**10,032**	**1,369**	**8,663**	**10,092**	**9,576**	**9,528**	**1,121**	**8,407**	**9,659**	**504**
リース											
－固定金利	1,979	1,979	225	1,754	1,979	1,856	1,856	257	1,599	1,856	123
－変動金利	89	89	22	67	89	108	108	18	90	108	(19)
リース合計	**2,068**	**2,068**	**247**	**1,821**	**2,068**	**1,964**	**1,964**	**275**	**1,689**	**1,964**	**104**
その他のノンバンク借入金											
－固定金利	607	639	74	565	630	792	822	92	730	811	(183)
－変動金利	191	179	66	113	160	86	69	15	54	75	110
その他のノンバンク借入金の合計	**798**	**818**	**140**	**678**	**790**	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**(73)**
固定金利借入金の合計	**40,267**	**39,636**	**1,594**	**38,042**	**46,665**	**45,314**	**44,523**	**2,249**	**42,274**	**50,481**	**(4,887)**
変動金利借入金の合計	**13,108**	**13,051**	**1,574**	**11,477**	**13,273**	**13,149**	**13,060**	**1,160**	**11,900**	**13,303**	**(9)**
合計	**53,375**	**52,687**	**3,168**	**49,519**	**59,938**	**58,463**	**57,583**	**3,409**	**54,174**	**63,784**	**(4,896)**

前へ　次へ

以下は、通貨別および金利別の長期金融債務の表である。

通貨別および金利別の長期金融債務

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	現在の名目平均金利	現在の実効金利
	2020年12月31日		2019年12月31日		2020年12月31日	
ユーロ	**25,581**	**26,089**	**27,272**	**27,915**	**2.2%**	**2.6%**
米国ドル	18,500	18,589	20,103	20,239	4.5%	4.7%
英ポンド	3,955	3,998	4,354	4,394	5.1%	5.3%
コロンビア・ペソ	1,283	1,283	1,381	1,381	6.8%	6.8%
ブラジル・レアル	1,832	1,864	2,412	2,458	5.3%	5.3%
スイス・フラン	328	329	419	419	1.8%	1.8%
チリ・ペソ／ＵＦ	368	374	414	421	4.9%	5.0%
ペルー・ソル	388	388	426	426	5.8%	5.8%
ロシア・ルーブル	281	286	225	227	7.1%	7.1%
その他通貨	171	175	577	583		
ユーロ以外の通貨合計	**27,106**	**27,286**	**30,311**	**30,548**		
合計	**52,687**	**53,375**	**57,583**	**58,463**		

主要通貨の換算レートのプラスの影響に主に起因して、ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は3,205百万ユーロ減少した。

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	連結範囲の変動	新規発行	その他の増減額	為替換算差額	額面価額
	2019年12月31日						2020年12月31日
社債	46,045	(2,109)	-	668	(1,797)	(2,366)	40,441
借入金	12,418	(1,638)	(389)	3,256	(48)	(665)	12,934
－うちリース	1,964	(208)	-	441	-	(129)	2,068
金融債務合計	**58,463**	**(3,747)**	**(389)**	**3,924**	**(1,845)**	**(3,031)**	**53,375**

2020年12月31日の長期債務の名目価値は53,37百万ユーロであり、2019年12月31日と比べ5,088百万ユーロの減少となった。3,924百万ユーロの新規発行に起因する債務の増加は、3,747百万ユーロの償還に関連する減少、3,031百万ユーロの為替差益、389百万ユーロ（非連結の企業による2020年の新規発行を除く）に及ぶ南アフリカの複数の企業の債務の連結除外、および総額1,845百万ユーロの債務のその他の変動で容易に相殺された。この価値には、新規発行の特徴と整合させるためのユーロ建ての3件の非転換劣後ハイブリッド社債の保有者を対象とする同意の要請を行ったことによる会計上の影響を反映する1,797百万ユーロが含まれている。より具体的には、これらの金融商品の主な変更は、固定から永久に転換されたその満期に関するものであった。すなわち、それらは清算の場合にのみ償還される。その結果、これらの社債は、負債性金融商品としてではなく、資本性金融商品として認識されている。

2020年の返済は、社債2,109百万ユーロおよび借入金合計1,638百万ユーロに係るものである。

より具体的には、2020年に満期を迎えた主な社債には以下のものが含まれていた。

＞　エネル・エスピーエーが発行した2020年1月満期の固定金利ハイブリッド債による410百万ユーロ相当

＞　エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2020年1月満期の固定金利債による100百万ユーロ

＞　エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2020年3月満期の固定金利債による482百万ユーロ

＞　エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2020年6月満期のスイスフラン建ての固定金利債による93百万ユーロ相当

＞　エネル・エスピーエーが発行した2020年9月満期のポンド建ての固定金利債による438百万ユーロ相当

＞　エネル・エスピーエーが2020年9月に早期償還したポンド建ての固定金利ハイブリッド債による274百万ユーロ相当

＞　ラテンアメリカに在する会社により発行された社債の286百万ユーロ相当

当年中の主な借入金の返済には、以下のものが含まれていた。

＞　エネル・エスピーエーの変動金利ローンに関連する150百万ユーロの繰上返済

＞　エンデサの借入返済に関連する182百万ユーロ。

＞　イタリアのグループ会社のサステナビリティの目標達成に関連するローンに関連する285百万ユーロ

＞　ラテンアメリカに在する会社に関連する585百万ユーロ相当額。

2020年に行われた新規借入れは、668百万ユーロの社債および3,256百万ユーロの借入れであった（両方とも発行日における換算レートで換算されている）。

下表は、2020年に実施され、2020年12月31日現在の為替レートでユーロに換算された、債券発行および銀行借入を伴う最も重要な金融取引の主な特徴を示す。

	発行体/借手	発行/譲与日	金額（百万ユーロ）	通貨	金利	金利タイプ	満期
社債：							
	エネル・ファイナンス・インターナショナル	2020年10月20日	557	ポンド	1.00%	固定金利	2027年10月20日
	コデンサ	2020年8月25日	60	コロンビア・ペソ	CPI + 2.5%	変動金利	2027年8月25日
	コデンサ	2020年8月25日	60	コロンビア・ペソ	4.700%	固定金利	2024年8月25日
社債合計			677				
銀行借入金							
	エネル・エスピーエー	2020年10月26日	500	ユーロ	Euribor 6M + 1%	変動金利	2026年10月15日
	エネル・エスピーエー	2020年11月27日	500	ユーロ	Euribor 6M + 1%	変動金利	2026年10月15日
	エネル・ファイナンス・アメリカ	2020年1月21日	277	米ドル	LIBOR 6 M + 1.3%	変動金利	2026年11月20日
	エンデサ	2020年4月20日	300	ユーロ	Euribor 3M + 0.7%	変動金利	2022年4月19日
	イー・ディストリブッツィオーネ	2020年3月30日	250	ユーロ	Euribor 6M + 0.42%	変動金利	2035年3月30日
	ドロレス・ウインド・エスエー・デ・シーブィ	2020年3月9日	57	米ドル	LIBOR 6 M + 1.4%	変動金利	2027年1月15日
	エネル・ディストリブシオン・サンパウロ	2020年4月17日	71	米ドル	2.96%	固定金利	2021年4月19日
	エネル・ロシア・ウインド・コラ	2020年3月27日	39	ロシア・ルーブル	OFZ 3Y+ 1.55%	変動金利	2034年2月26日
	エンデサ	2020年9月1日	35	ユーロ	Euribor 6M + 0.51%	変動金利	2035年9月3日
	パルク・アミニスタッド・アイブイ・エスエー・デ・シーブィ	2020年3月9日	33	米ドル	LIBOR 6 M + 1.4%	変動金利	2027年1月15日
	イージーピー・マグダレナ・ソーラー・エスエー・デ・シーブィ	2020年3月9日	33	米ドル	LIBOR 6 M + 1.4%	変動金利	2027年1月15日
	エネル・ディストリブシオン・セアラ	2020年1月7日	30	米ドル	2.1%	固定金利	2021年1月7日
	エネル・ディストリブシオン・ゴイアス	2020年3月6日	27	米ドル	1.8%	固定金利	2021年3月8日
	エネル・ディストリブシオン・リオデジャネイロ	2020年12月23日	32	米ドル	1.4%	固定金利	2022年12月23日
銀行借入金の合計			2,184				

当グループの主な長期金融負債には、国際的な商慣行で一般的に採用されている制限条項が適用される。これらの負債は主に、グローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組み内で実行される社債発行、非転換型劣後ハイブリッド債（いわゆる「ハイブリッド社債」）の発行、ならびに、銀行その他の金融機関（欧州投資銀行および預託貸付公庫（Cassa Depositi e Prestiti SpA）を含む。）からの借入れに関連している。

この(i)エネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが発行し、エネル・エスピーエーが保証する、当グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトの資金に使用されるグリーンボンドを含む）、ならびにエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが米国市場で発行するエネル・エスピーエーが保証する債券に係る、グローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組み内で実行される社債発行に関する主な制限条項の要約は以下のとおりである。

＞　条項の対象となっている債券に対しても同等の担保等が均等にまたは残高比例按分により提供される場合でない限り、発行体および保証人が特定の金融負債を担保するためにそれぞれの資産または収益の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権を設定または維持することができないことを定める、担保提供制限条項。

＞　社債および関連する担保が、発行体および保証人の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、それぞれの間での優先権なしに発行されたものであって、発行体および保証人の現在および将来の他の非劣後無担保債券と少なくとも同じ優先権を持つものであることを定める、パリ・パス条項。

＞　発行体、保証人または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

2019年以降に、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）発行プログラムの一部として）欧州市場において、および米国市場において、いずれもエネル・エスピーエーによる保証付きで、国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の一定数の達成に連動し、同一種類の他の社債と同一の制限条項を定める多くの「サステナビリティ」債を発行した。

エネルのハイブリッド債の主な制限条項は、9月に発行される永久ハイブリッド債を含め、会社の解散または清算の際に償還されるもので、要約は以下のとおりである。

＞　劣後条項。各ハイブリッド社債は会社が発行するその他の債券すべてに劣後し、発行済みのその他のすべてのハイブリッド金融商品と同一の優先順位に位置付けられること、および、資本性金融商品のみに優先することを定める。

＞　他社との合併、会社の資産の全部または実質的な部分の別会社への売却またはリースの禁止。ただし当該別会社が発行会社の全債務を引き継ぐ場合を除く。

2019年及び2020年にEnelが取得した持続可能性に関連した貸付ファシリティ契約を含む、エネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィならびに当グループの他のグループ会社の借入契約において想定されている主な制限条項は、以下のように要約することができる。

＞　借主および場合によっては保証人が、明示的に許可された担保権等を例外として、それぞれの資産の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権の設定の制限に服すことを定める、担保提供制限条項。

- ＞ 借主および場合によっては保証人が、明示的に許可された処分を例外として、それぞれの資産または事業を処分することができないことを定める、処分条項。
- ＞ 借主の支払約束が、他の無担保の非劣後の支払債務と同一の優先順位となることを定める、パリ・パス条項。
- ＞ 借主および場合によっては保証人が、資金調達の条件を再交渉することまたは付与されたローンの強制的繰上返済を行うことを要求されることを定める、支配権変更条項。
- ＞ 借主または保証人が規定された特定の水準を超えるそれぞれの格付けを維持すべきことを規定する、格付け条項。
- ＞ 発行体または場合によっては保証人の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

場合によっては、制限条項は義務を負った当事者の重要な会社もしくは子会社を拘束する。検討されたすべての借入れが、例えば支払不能、破産手続きまたは企業の営業中止などの、国際的取引慣行に通常伴う「債務不履行事由」を規定している。
加えて、預託貸付公庫からイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへの特定のローンに関連してエネルがイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーのために提供した保証は、それぞれの6カ月の測定期間末時点でエネルの連結金融債務純額が年間の連結EBITDAの4.5倍を超えないことを要求している。
最後に、エンデサ・エスエー、エネル・アメリカス・エスエー、エネル・チリ・エスエー並びにその他のスペイン及び中南米の子会社（特にエネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー）の負債には、国際商習慣で一般的な財務制限条項および債務不履行事由が含まれるが、2020年12月31日現在においてすべて遵守されている。

前へ　　次へ

下表は、為替リスクを軽減するための長期債務総額に対するヘッジの影響である。

ヘッジ後の通貨別の長期金融債務

百万ユーロ	2020年12月31日						2019年12月31日					
	当初の負債構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の負債構造		当初の負債構造			ヘッジの影響	ヘッジ後の負債構造	
	帳簿価額	額面金額	%				帳簿価額	額面金額	%			
ユーロ	**25,581**	**26,089**	**48.9%**	**18,423**	**44,512**	**83.4%**	**27,272**	**27,915**	**47.8%**	**20,218**	**48,133**	**82.3%**
米国ドル	18,500	18,589	34.8%	(14,955)	3,634	6.8%	20,103	20,239	34.6%	(16,445)	3,794	6.5%
英ポンド	3,955	3,998	7.5%	(3,998)	-	-	4,354	4,394	7.5%	(4,394)	-	-
コロンビア・ペソ	1,283	1,283	2.4%	-	1,283	2.4%	1,381	1,381	2.4%	-	1,381	2.4%
ブラジル・レアル	1,832	1,864	3.5%	794	2,658	5.0%	2,412	2,458	4.2%	968	3,426	5.9%
スイス・フラン	328	329	0.6%	(329)	-	-	419	419	0.7%	(419)	-	-
チリ・ペソ／ＵＦ	368	374	0.7%	-	374	0.7%	414	421	0.7%	-	421	0.7%
ペルー・ソル	388	388	0.7%	-	388	0.7%	426	426	0.7%	-	426	0.7%
ロシア・ルーブル	281	286	0.5%	-	286	0.5%	225	227	0.4%	-	227	0.4%
その他通貨	171	175	0.4%	65	240	0.5%	577	583	1.0%	72	655	1.1%
ユーロ以外の通貨合計	**27,106**	**27,286**	**51.1%**	**(18,423)**	**8,863**	**16.6%**	**30,311**	**30,548**	**52.2%**	**(20,218)**	**10,330**	**17.7%**
合計	**52,687**	**53,375**	**100.0%**	**-**	**53,375**	**100.0%**	**57,583**	**58,463**	**100.0%**	**-**	**58,463**	**100.0%**

前へ　　次へ

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場金利が上昇した場合に損益計算書に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性があるリスク要因となっている。

百万ユーロ	2020年				2019年			
	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%
変動金利	19,458	32.6%	13,672	22.9%	17,113	27.4%	12,208	19.6%
固定金利	40,267	67.4%	46,053	77.1%	45,314	72.6%	50,219	80.4%
合計	**59,725**		**59,725**		**62,427**		**62,427**	

2020年12月31日現在、金融負債の32.6%が変動金利であった（2019年12月31日現在は27.4%）。EU版IFRSに準じて有効と考えられる金利のヘッジを考慮に入れると、2020年12月31日現在の純金融負債の22.9%（2019年12月31日現在は19.6%）が金利リスクにさらされていた計算である。2020年12月31日現在の純金融負債に占めるヘッジ対象外の金利デリバティブの割合は、ヘッジ目的でヘッジ処理しているがヘッジ会計の対象としていないものを含めて、前年と変化はない。

これらの結果は、リスク管理方針によって確立された限度に基づく。

44.3.2 短期借入金－6,345*百万ユーロ*

2020年12月31日現在、短期借入金は、2019年12月31日と比較して2,428 百万ユーロ増加し、6,345百万ユーロとなった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
短期銀行借入金	711	579	132
コマーシャル・ペーパー	4,854	2,284	2,570
デリバティブの現金担保およびその他の資金調達	370	750	(380)
その他の短期借入金(1)	410	304	106
短期借入金	**6,345**	**3,917**	**2,428**

(1) その他の短期金融借入に含まれる流動金融債務を含まない。

コマーシャル・ペーパーは4,854百万ユーロとなり、エネル・ファイナンス・インターナショナル、エネル・ファイナンス・アメリおよびエンデサが発行を行った。
主なコマーシャル・ペーパーのプログラムは以下のとおりである。

＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルの6,000百万ユーロ

＞ エンデサの4,000百万ユーロ

＞ エネル・ファイナンス・アメリカの3,000百万ドル（2020年12月31日現在2,445百万ユーロ相当）

2020年のエネル・ファイナンス・インターナショナルとエンデサのストラクチャード・コマーシャル・ペーパー・プログラムは、持続可能性の目標にリンクされており、2020年12月31日現在で総額3,901百万ユーロとなっている。

44.4 デリバティブ金融負債

デリバティブ金融負債に関する詳細な情報については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

44.5 純損益

次の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純損益を示す。

百万ユーロ	2020年		2019年	
	純利益／（損失）	*うち：減損損失／利益*	**純利益／（損失）**	*うち：減損損失／利益*
償却原価で測定された金融資産	**(1,326)**	**(1,334)**	**(525)**	***(1,137)***
FVOCIで計上される金融資産				
FVOCIで計上される株式投資	1	-	1	-
FVOCIで計上されるその他の金融資産	6	-	5	-
FVOCIで計上される金融資産合計	**7**	**-**	**6**	**-**
FVTPLの金融資産				
FVTPLの金融資産	(125)	(346)	177	*(23)*
当初認識の際に指定された金融資産（公正価値オプション）	-	-	-	-
FVTPLの金融資産の合計	**(125)**	**(346)**	**177**	***(23)***
償却原価で測定された金融負債	**(1,385)**	**-**	**(3,514)**	**-**
FVTPLの金融負債				
トレーディング目的金融負債	**-**	**-**	-	-
当初認識の際に指定された金融負債（公正価値オプション）	**-**	**-**	-	-
FVTPLの金融負債の合計	**-**	**-**	**-**	**-**

デリバティブによる純損益に関する詳細については、注記12「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照。

注記45 リスク管理

金融リスク管理のガバナンスおよび目的

業務の一環として、エネル・グループは様々な金融リスク、特に金利リスク、商品リスク、為替リスク、信用及びカウンターパーティ・リスク並びに流動性リスク等にさらされている。

業務報告書の「リスク管理」の節で言及したように、当グループの金融リスクについてのガバナンスの取決めには、社内委員会ならびに具体的な方針と業務上の限度額の確立が含まれている。エネルの主たる目的は、金融リスクが業績に予想外の変動をもたらさないように、金融リスクを適切に軽減することである。

当グループの金融リスクの管理方針では、金利および為替レートの変動の影響（勘定を連結することによる換算リスクは除く）の緩和を規定している。この目標は、リスクの原因について金融商品の性質および収益源の両方の分散を通じて、また店頭市場で締結されるデリバティブまたは特定の商業契約を用いて特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することによって達成される。

金融リスクのガバナンスの一環として、エネルは、清算義務の発動に関する規制当局の定めた閾値に関連して、店頭デリバティブのポートフォリオのサイズを定期的に監視している（EMIR - 欧州市場インフラ規則 - 欧州議会および欧州理事会第648/2012号）。2020年度中に、これらの閾値の超過は検知されなかった。

これらのリスクに対するエクスポージャーの原因は、前年比で変化はない。
最後に、リスク管理上の問題に対するCOVID-19の影響は限定的であり、いかなる場合も、デリバティブ商品の評価や、為替レート、金利および商品のヘッジの有効性の評価結果に直接かつ実質的に影響を及ぼすものではありません。
財務基盤にもCOVID-19の悪影響はなく、エクスポージャーにも変化はありませんでした。

金利リスク
金利リスクは、主として、金融負債が変動金利に連動している場合および/もしくは新規の借入手段の交渉における財務条件の不確実性にさらされている場合に、金融商品の利用に由来するものであり、金融負債の予想外の変動として、あるいは公正価値で測定される金融商品の予想外の変動として生じる（固定金利借入等）。
当グループが負う主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の貸付人からの借入、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ、商業取引またはデリバティブ取引を保証するために受領した現金保証金（保証、現金担保）が含まれる。
エネル・グループは主として最適金融構造の定義を通して、金利リスクを管理しており、これには借入コストの安定化と資金コストの抑制という二重の目的が定められている。
この目標は、契約タイプ、満期および金利によって金融負債のポートフォリオを分散化すること、および金利スワップと金利オプションを中心とした店頭デリバティブを使用し、特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することによって達成を目指す。このようなデリバティブの公正価値またはキャッシュ・フローの変動が、ヘッジ対象である原金融負債の公正価値および/またはキャッシュ・フローの対応する変動によって相殺されるように、当該契約の期間が原金融負債の満期を超過しないようにしている。
代替ヘッジは、リスク要因のヘッジ手段が当該市場で利用できない、あるいは、十分な流動性がない場合に、用いられることが多くある。
EMIRコンプライアンスを目的として、採用したヘッジング技術の実際の有効性をテストするため、当グループは、グループのヘッジポートフォリオを定期的な統計評価の対象とする。
金利スワップを使用して、エネル・グループは、変動金利フローと固定金利フローを、両者とも同じ名目上の元本金額に基づいて計算して、定期的に交換することをカウンターパーティーと合意する。
変動金利から固定金利のスワップは、変動金利負債を固定金利負債に変換するもので、キャッシュ・フローを金利の変動にさらすことを無効化するものである。
固定金利から変動金利のスワップは、固定金利負債を変動金利負債に変換するもので、公正価値を金利の変動にさらすことを無効化するものである。
変動金利から変動金利のスワップは、変動金利金融負債が連動する基準を変換するものである。
いくつかの構造化された借入金は、金利スワップによりヘッジされる複数段階のキャッシュ・フローを有し、報告される日の限定された時間において、固定金利フローのスワップを可能にする。

金利オプションには、一定の基準値（オプション行使価格）に達した場合における、想定元本に基づいて計算された金利差の交換が含まれる。これらの基準値は、ヘッジの結果として、合成的な金融商品が連動する最高上限金利（キャップ）または下限金利（フロアー）を規定するものである。一部のヘッジ戦略では、下限金利と上限金利を同時に設定するオプションの組合わせ（カラー）の使用を規定している。このような場合、オプションの行使価格は通常、取引に関するプレミアムが支払われないように設定される（ゼロコスト・カラー）。
そのような取引は通常、金利スワップにより得られる固定金利が将来の金利動向に関する市場の予測との関係で高すぎると思われる場合に用いられる。加えて、金利オプションは、将来の金利動向に関する不確実性が高い時期に金利の低下から利益を得ることができるため最適と考えられている。

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の金利デリバティブの想定元本を、取引の種類別に開示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2020年	2019年
変動金利から固定金利スワップ	7,323	7,932
固定金利から変動金利スワップ	173	152
固定金利から固定金利スワップ	-	-
変動金利から変動金利スワップ	276	327
金利オプション	50	50
合計	**7,822**	**8,461**

金利デリバティブの詳細については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

金利リスクの感応度分析

エネルは、金融商品のポートフォリオの金利変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析する。
具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値やヘッジされない総負債に伴う金融費用の変動を引き起こす市場シナリオに基づく損益や資本への潜在的影響を測定する。
これらの市場シナリオは、報告日の利回り曲線の上方および下方の平行移動のシミュレーションによって得られる。
感応度分析で使用される方法と条件については、前年度から変更はなかった。

他のすべての変数が一定だとすると、金利レベルの変動によるグループの税引前利益への影響は以下に示す通りである。

百万ユーロ	2020年				
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の長期変動金利借入金の総計の金融費用の変動	25	18	(18)	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	6	(6)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	112	(112)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-

2020年12月31日現在、長期金融負債総額の24.6%が変動金利であった（2019年12月31日現在は22.5%）。（EU版IFRSの規定に準じて）有効な金利リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジを考慮に入れると、2020年12月31日現在は長期金融負債総額の86.3%（2019年12月31日現在は85.9%）がヘッジされていた計算である。

流動リスク

流動リスクは、主として、表示通貨以外の外貨建て取引に伴う財務書類項目の予想外の変動として生じる。当グループの連結財務書類はまた、当グループの表示通貨であるユーロへの外国子会社の現地通貨建て財務書類の換算の結果として、換算リスクにもさらされている。

当グループの為替リスクに対するエクスポージャーは、燃料および電力の購入または販売、投資（資産計上されたコストのキャッシュ・フロー）、持分投資の配当および購入または売却、商業取引ならびに金融資産および金融負債に関連している。

当グループの為替リスクの管理方針では、為替レートの水準の変動の損益に対する影響（連結に関連する換算の影響は除く）の緩和を規定している。

為替リスクに対するエクスポージャーを最小化するために、エネルは収益および費用の源泉の地域的分散を実行し、商業契約にインデックス化のメカニズムを使用している。エネルはまた、通常は店頭市場での各種のデリバティブを利用している。

当グループの金融商品ポートフォリオにおけるデリバティブには、クロス・カレンシー金利スワップ、為替予約および通貨スワップが含まれている。このような商品の公正価値または予想キャッシュ・フローの変動がヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの対応する変動を相殺するように、当該契約の期間が原商品の満期を超過しないようにしている。

クロス・カレンシー金利スワップは、表示通貨以外の外貨建ての長期金融負債を、表示通貨による等価の負債に変換することに使用される。

為替予約は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実行レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。この取引では、2つの元本金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、または予約実行レートと満期における為替レートの差異によって算出される差金の支払（ノンデリバラブル・フォワード）が求められる場合がある。後者の場合、予約実行レートおよび/または直物為替レートが、所与の期間に観察されたレートの平均値として決定される場合もある。
通貨スワップは、異なる通貨により建てられた、取引相手先が将来の異なる日に反対符号の2件の取引（通常、1件はスポットであり、もう1件は予約である）を行う契約である。

次の表は、2020年12月31日と2019年12月31日現在の取引残高の想定元本をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2020年	2019年
ユーロ以外の外貨建負債をヘッジするクロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	20,636	22,756
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	5,469	4,291
ユーロ建以外の通貨の将来キャッシュ・フローをヘッジする為替予約／スワップ	3,971	4,760
その他の為替予約	990	1,488
合計	**31,066**	**33,295**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- ユーロ以外の外貨建負債に関する為替リスクをヘッジするための想定元本20,636百万ユーロのCCIRS（2019年12月31日現在は22,756百万ユーロ）
- ユーロ以外の通貨の天然ガスの購入及び燃料の購入、並びに予想キャッシュ・フローに関する為替リスクをヘッジするための想定元本合計9,440百万ユーロの為替予約（2019年12月31日現在は9,051 百万ユーロ）
- その他の為替予約には、再生可能エネルギー並びにインフラおよびネットワークのセクターにおける投資財（新世代のデジタル・メーター）購入に関連し、表示通貨以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの供給に関する営業コストならびに再生可能エネルギーの販売からの収益に関する為替リスクを軽減するために実行された店頭デリバティブ取引が含まれる。

2020年12月31日現在、グループの長期借入金の51%（2019年12月31日現在は52%）がユーロ以外の通貨建てによるものであった。
為替リスクのヘッジを考慮すると、このリスクに対してヘッジされていない借入金の割合は、2020年12月31日現在で、17%となった（2019年12月31日現在は18%）。

為替リスクの感応度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオの為替レート変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析する。

具体的には、感応度分析は、デリバティブの公正価値やヘッジされない中/長期負債の総計に伴う金融費用の変動を引き起こす市場シナリオに基づく損益や資本への潜在的影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべての通貨に対するユーロの上昇/下落のシミュレーションを行うことによって得られる。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。

他のすべての変数が一定であるとすると、為替レートの変動による税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ		2020年			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	為替レート	増加	減少	増加	減少
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	10%	605	(739)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(2,968)	3,626
公正価値ヘッジ	10%	(53)	65	-	-

商品価格リスク

電力、ガス、石油、CO 2などのようなエネルギー商品価格の変動リスクは、価格のボラティリティおよび商品間の構造的相関によって発生し、これによって、変動価格による電力および燃料の購入および販売（例えば、指標連動二者間契約、直物市場での取引、等）に関するマージンが不確実になる。

指標付き取引に関するエクスポージャーは、原リスク・ファクターに対するエクスポージャーを生成する取引を分解することによって定量化される。

変動による影響を抑え、マージンを安定させるため、グループのガバナンスによって決定された方針および業務上の限度額に従って、また、短期的な機会をとらえるための適切な柔軟性の余地を残しておくために、エネルは先行調達や長期商業契約など、電力およびガスの生産と販売に関連する産業プロセスの様々な段階に影響する戦略、ならびにデリバティブ取引を用いたリスク軽減（ヘッジ）のための計画や技術を開発し、立案する。

エネルは、当グループが販売する電力について、二者間の現物契約（PPA）および金融契約（差金取引、VPP契約等）の形で固定価格契約を主に使用するが、市場電力価格が権利行使価格を上回った場合にはカウンターパーティーに、逆の場合にはエネルに差額が支払われる。これらの契約でヘッジされない現物市場でのエネルギー販売に関する残余エクスポージャーは、市場でのヘッジ取引で管理可能な統一的リスク要因別に集計される。産業用ポートフォリオについて、エクスポージャーを発生させる特定のリスク要因のヘッジ手段が当該市場で利用できない、あるいは、十分な流動性がない場合に、代替ヘッジ技法が利用されることがある。加えて、エネルはグループ会社間エクスポージャーをネッティングする機会を評価するために、ポートフォリオ・ヘッジ技法を使用する。

当グループは、ヘッジに一般的なデリバティブを使用する（具体的には、予約、スワップ、商品のオプション、先物、および差金契約）。

これらの製品のいくつかは、様々な基礎(石炭、ガス、石油、CO 2、地理的地域など。)にインデックス化することができ、アプローチを評価し、特定のニーズに適合させることができる。

エネルはまた、当グループが関与するエネルギー商品市場における存在を維持するために自己勘定取引を行っている。これらの取引には、規制市場および店頭市場にて取引される金融デリバティブおよび現物契約を利用してエネルギー商品（石油製品、ガス、石炭、CO_2排出許可証および電力）のエクスポージャーを取得すること、および、予想される市場動向に基づいて実行する取引を通じた利益の最適化が含まれる。

次の表は、2020年12月31日と2019年12月31日現在の取引残高の想定元本を商品の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2020年	2019年
予約および先物契約	48,064	35,824
スワップ	1,862	5,706
オプション	576	654
組込デリバティブ	7	68
合計	**50,509**	**42,252**

詳細については、注記47「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

商品リスクの感応度分析

下表は、他のすべての変数は常に一定とした場合の、同一日のシナリオに使用される評価モデルに基づいて、合理的に可能な商品価格の変動に対する感応度を分析した結果を示したものである。

燃料シナリオを構成する主要な商品の価格曲線における+15%と-15%の平行移動ならびに契約に使用されている算式グループの税引前利益に対する影響は、主に電力、ガスおよび石油製品、そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2の価格の変動に起因する。同一の平行移動の株主資本に対する影響は、主として電力、石油製品そしてそれよりも程度は少ないものの、CO_2の価格変動によるものである。その他の商品の価格変動に対する当グループのエクスポージャーは軽微である。

百万ユーロ		2020年			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	商品価格	増加	減少	増加	減少
商品関連トレーディング・デリバティブの公正価値の変動	15%	(43)	43	-	-
ヘッジ手段と指定された商品のデリバティブの公正価値の変動	15%	-	-	25	(25)

信用リスク、カウンターパーティ・リスク

当グループの商業取引、商品取引および金融取引により、当グループは信用リスク及びカウンターパーティ・リスク、すなわち債権ポジションの期待値に不利な影響を及ぼす、または買掛金に限っては、平均回収期間を長期化させる、取引相手の信用度の悪化の可能性にさらされている。

したがって、信用リスクへのエクスポージャーは、次の種類の取引に起因する。

＞　自由市場および規制市場における電力およびガスの販売および配給、ならびに財およびサービスの供給（売掛金）

＞　資産の物理的な交換、または金融商品の取引が伴うトレーディング活動（商品ポートフォリオ）

＞　デリバティブ、銀行預金および、より一般的に金融商品のトレーディング（金融ポートフォリオ）

信用エクスポージャーは、信用リスクを最小化するために、異なるユニットが地域/国/グローバル事業分野別に管理しており、それによって、リスク管理と統制業務の必要な分離が確保されている。一体化されたエクスポージャーの監視は、エネル・エスピーエーによって実行される。

加えて、この方針はグループレベルで、債権残高の質の低下や講じるべき緩和措置を速やかに特定するために、商業信用エクスポージャーの測定において、すべての主要地域/国/グローバル事業分野および連結レベルで、統一基準を使用することを規定している。

商業活動に伴う信用リスクの管理のための方針では、取引相手の信用度の予備的評価、および担保の取得または無担保保証等の軽減手段の採用を規定している。

また、当グループは償還請求権のない債権譲渡取引を実行しており、この結果、これらの債権に伴うリスクと経済価値は移転されているため、当該債権譲渡に対応する資産全体について認識の中止を行った。

最後に、金融取引および商品取引に関連して、リスク軽減は、地域レベル、国レベル、グローバル事業分野レベルでの実施を含め、グループレベルで取引相手の評価のための統一システム、ならびにリスク軽減条項（例えば、ネッティングの取決め）および場合によっては現金担保の交換を含んだ標準化された契約の枠組みの採用を用いて実行される。

売掛金の減損評価において考慮される一部の顧客区分の回収状況の悪化にもかかわらず、当グループのポートフォリオは、これまで世界的なパンデミックに対してレジリエンスを示してきた。これは、デジタル回収チャンネルの強化およびCOVID-19の影響を受けにくい商業顧客（例：ユーティリティおよび送電企業）の健全な分散化を反映している。

貸付金

百万ユーロ

		2020年12月31日			
ステージ	予想損失引当金認識の根拠	平均損失率（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	純価値
正常債権	12か月の予想信用損失	0.9%	7,088	65	7,023
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失	25.0%	88	22	66
不良債権（破綻）	全期間の予想信用損失	68.8%	176	121	55
合計			**7,352**	**208**	**7,144**

契約資産、売掛金およびその他の金融資産：単一測定

百万ユーロ

	2020年12月31日			
	平均損失率（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	純価値
契約資産	**4.3%**	**23**	**1**	**22**
売掛金				
支払期限前売掛金	1.3%	4,953	66	4,887
支払期限経過売掛金				
- 1-30日	1.5%	453	7	446
- 31-60日	2.8%	106	3	103
- 61-90日	12.8%	39	5	34
- 91-120日	28.0%	25	7	18
- 121-150日	12.9%	31	4	27
- 151-180日	100.0%	53	53	-
- 180日超（信用減損）	83.8%	1,692	1,418	274
売掛金合計		**7,352**	**1,563**	**5,789**
その他の金融資産				
支払期限前その他金融資産	3.1%	1,243	38	1,205
支払期限経過その他金融資産				
- 1-30日	15.6%	499	78	421
- 31-60日	-	11	-	11
- 61-90日	-	-	-	-
- 91-120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	40.0%	5	2	3
- 180日超（信用減損）	6.3%	79	5	74
その他の金融資産合計		**1,837**	**123**	**1,714**
合計		**9,212**	**1,687**	**7,525**

契約資産、売掛金およびその他の金融資産：混合測定

百万ユーロ

	2020年12月31日			
	平均損失率（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	純価値
契約資産	**1.2%**	**163**	**2**	**161**
売掛金				
支払期限前売掛金	0.6%	5,487	32	5,455
支払期限経過売掛金				
- 1-30日	7.2%	554	40	514
- 31-60日	16.2%	154	25	129
- 61-90日	26.4%	110	29	81
- 91-120日	36.6%	71	26	45
- 121-150日	43.1%	58	25	33
- 151-180日	100.0%	79	79	-
- 180日超（信用減損）	100.0%	1,468	1,468	-
売掛金合計		**7,981**	**1,724**	**6,257**
その他の金融資産				
支払期限前その他金融資産	2.2%	274	6	268
支払期限経過その他金融資産				
- 1-30日	-	3	-	3
- 31-60日	-	1	-	1
- 61-90日	-	-	-	-
- 91-120日	-	-	-	-
- 121-150日	-	-	-	-
- 151-180日	-	-	-	-
- 180日超（信用減損）	-	55	-	55
その他の金融資産合計		**333**	**6**	**327**
合計		**8,477**	**1,732**	**6,745**

流動性リスク

流動性リスクは、現金または他の金融資産を提供することにより決済される金融負債に関連する義務を履行する当グループの能力についての不確実性として生じる。

エネルは、金融資源の流動性を適切な水準に確保する方策を実施しており、関連する機会費用を最小化し、満期プロファイルと資金調達源に関して均衡のとれた借入構造を維持することにより、流動性リスクを管理している。

短期的には、手許流動性と短期預入金、利用可能なコミットメント付き融資枠、および流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能なリソースの適切な水準を維持することにより、流動性リスクは緩和される。

長期的には、流動性リスクは、当社負債に対し調和の取れた満期プロファイルを維持することにより緩和され、異なる通貨および多様なカウンターパーティーにおいて異なる市場における資金調達の源泉領域へのアクセスを可能にする。

流動性リスクの軽減により、当グループは資本市場へのアクセスを確保し、資金コストを抑制するための信用格付を維持することが可能となると同時に、財政状態および業績にも好影響を及ぼす。

COVID-19における緊急事態が発生した場合の特別な事態に対応するため、当社グループは2020年、コミットメント・ラインとコマーシャル・ペーパー・プログラムを拡充することにより、すでに大きく強固な手元資金をさらに拡充することを決定した。

当グループは、以下のとおり未使用の信用枠およびコマーシャル・ペーパー・プログラムを有する。

百万ユーロ	2020年12月31日		2019年12月31日	
	1年以内に満期	1年超満期	1年以内に満期	1年超満期
コミットした融資枠	4,028	14,531	215	15,461
コミットしない融資枠	802	-	927	-
コマーシャル・ペーパー	7,591	-	9,627	-
合計	12,421	14,531	10,769	15,461

満期分析

以下の表は、グループ会社の長期負債の満期プロファイルの概要である。

百万ユーロ	満期						
	3ヵ月未満	3か月～1年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降
社債：							
－上場、固定金利	175	866	2,256	2,085	4,595	3,408	9,667
－上場、変動金利	-	260	437	580	397	308	818
－非上場、固定金利	-	-	1,677	2,032	1,217	1,213	7,045
－非上場、変動金利	-	111	97	97	97	97	234
社債合計	175	1,237	4,467	4,794	6,306	5,026	17,764
銀行借入金							
－固定金利	69	185	233	63	32	32	168
－変動金利	181	934	944	713	722	683	5,073
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	-	-	-	-	-	-
銀行借入金の合計	250	1,119	1,177	776	754	715	5,241
リース							
－固定金利	62	163	194	159	121	115	1,165
－変動金利	5	17	15	13	13	13	13
リース合計	67	180	209	172	134	128	1,178
その他のノンバンク借入金							
－固定金利	21	53	63	90	130	24	258
－変動金利	44	22	24	17	14	19	39
その他のノンバンク借入金の合計	65	75	87	107	144	43	297
合計	557	2,611	5,940	5,849	7,338	5,912	24,480

商品購入に係るコミットメント

事業を遂行するにあたり、エネル・グループは、将来のある日付に、自己使用のため、特定の数量の商品を購入する契約を行い、それによって、IFRS第9号に基づいて、自己使用の例外の適用を受ける。

下表は、2020年12月31日現在のコミットメント残高に関連する割引前キャッシュ・フローを示す。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2021-2024年	2025-2029年	2030-2034年	それ以降
商品購入に係るコミットメント					
－電力	67,400	19,058	15,730	13,273	19,339
－燃料	41,855	21,207	12,855	5,832	1,961
合計	**109,255**	**40,265**	**28,585**	**19,105**	**21,300**

注記46 金融資産と金融負債の相殺

金融資産と負債を純額決済することはエネル・グループの方針ではないため、2020年12月31日現在、当グループは資産と負債を相殺するポジションを保有していない。

注記47 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、ヘッジ会計の要件を満たすかまたはFVTPLにより測定されるデリバティブ金融資産およびデリバティブ金融負債の想定元本および公正価値を、ヘッジ関係およびヘッジ対象リスクの種類に基づいて分類し、流動部分および非流動部分の内訳別にして示す。

デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが生じた場合の基礎となる金額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。ユーロ以外の通貨建ての金額は、WM/ロイター社（WMR）が提示した期末時点の公式為替レートによって換算されている。

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
デリバティブ資産								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	138	12	22	7				
－為替	639	166	28	25	79		28	
合計	**777**	**178**	**50**	**32**	**79**	**-**	**28**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	161	335	21	26		133		
－為替	5,061	11,705	685	1,081	698	2,717	51	132
－商品	2,541	1,628	428	215	2,165	3,081	627	847
合計	**7,763**	**13,668**	**1,134**	**1,322**	**2,863**	**5,931**	**678**	**979**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	50	50	2	2	-	-	-	-
－為替	71	-	4	-	3,430	3,399	79	34
－商品	379	322	46	27	21,424	17,203	2,686	3,052
合計	**500**	**372**	**52**	**29**	**24,854**	**20,602**	**2,765**	**3,086**
デリバティブ資産の合計	**9,040**	**14,218**	**1,236**	**1,383**	**27,796**	**26,533**	**3,471**	**4,065**

百万ユーロ	非流動				流動			
	想定元本		公正価値		想定元本		公正価値	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
デリバティブ負債								
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－為替	-	5	-	1	-	-	-	-
合計	-	5	-	1	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	7,201	7,704	938	779	122	65	2	1
－為替	16,310	11,049	2,491	1,560	3,766	2,573	263	115
－商品	1,535	601	148	47	1,466	1,613	379	457
合計	**25,046**	**19,354**	**3,577**	**2,386**	**5,354**	**4,251**	**644**	**573**
トレーディング・デリバティブ								
－金利	50	62	4	6	100	100	88	79
－為替	28	2	3	-	984	1,679	41	38
－商品	89	154	22	14	20,910	17,650	2,758	2,864
合計	**167**	**218**	**29**	**20**	**21,994**	**19,429**	**2,887**	**2,981**
デリバティブ負債の合計	**25,213**	**19,577**	**3,606**	**2,407**	**27,348**	**23,680**	**3,531**	**3,554**

47.1 ヘッジ手段として指定されたデリバティブ

デリバティブは取引約定額の公正価値で認識され、その後、公正価値で再評価される。価格が上昇または下落した結果としての利得又は損失を認識する方法は、そのデリバティブがヘッジ手段として指定されているかどうかによって異なるが、指定されていればデリバティブはヘッジ目的と分類されることになる。

ヘッジ会計は、IFRS第9号のすべての要件を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品価格リスクおよび在外営業活動に対する純投資などのリスク抑制のため取引されるデリバティブに適用される。

取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当グループは、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を、ヘッジ手段が高い水準で効果的に相殺しているかについての評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについて、当グループはそれらの取引の可能性が非常に高いか、また損益に影響を与えるキャッシュ・フローの変の変動リスクに晒されるかを評価し、文書化する。

リスク・エクスポージャーの性質により、グループはデリバティブを以下のいずれかに分類している。

＞　公正価値ヘッジ

＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ

当グループが晒されている金融商品から生じるリスクの性質およびその程度に関する詳細については、注記45「リスク管理」を参照。

効果的なヘッジ関係は以下のすべての要件を満たすこととする。

＞　ヘッジ手段およびヘッジ対象間の経済的関係の存在

＞　信用リスクによる影響がヘッジ関係における価値変動の大部分を占めていない

＞　当初認識時のヘッジ比率は、リスク管理目的で用いるヘッジ比率と同じである（すなわち、事業体が実際にヘッジするヘッジ対象と、そのヘッジ対象をヘッジするために実際に用いるヘッジ手段の数が同数）

経済関係の存在は、IFRS第9号の要件に基づき、以下の状況に応じ、定性的評価または定量的計算を通じて当グループが評価する。

＞　ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが同じ場合、経済関係の存在は定性分析で評価する。

＞　一方、ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが異なる場合、経済関係の存在は経済関係の性質の定性的分析に加え、定量的な方法で評価する（線形回帰）。

ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動きに沿っていることを立証するため、複数のシナリオを分析する。

商品価格リスクのヘッジについては、経済関係の存在は、潜在する各リスク要因に市場で使用可能な全ての標準デリバティブを定義したランキング・マトリクスより推定する。

このランキングは、考えられるリスクのヘッジ有効性に基づいて導き出される。信用リスクを評価するため、当グループは、リスク緩和手段（担保、中途解約条項、ネッティング契約など）の存在を考慮する。

ヘッジ・デリバティブの潜在的リスクはヘッジ・リスクと同等であるため、当グループでは、ヘッジの非有効性を最小化するため、すべてのヘッジ関係について（商品価格リスクのヘッジを含む）ヘッジ比率を1.1に設定している。

ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価または定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段のクリティカル・タームが整合し、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整に他の非有効性の発生原因が存在しない場合、定性的評価に基づき、ヘッジ関係は十分に有効であると考慮する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段のクリティカル・タームが整合しない、または非有効性の発生原因が少なくとも一つは存在する場合、ヘッジの非有効性は仮想デリバティブを用いたドル・オフセット法の累積により定量化する。この手法では、報告日および取引開始日における、ヘッジ手段および仮想デリバティブの公正価値の変化を比較する。

ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。

＞　簿価の差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローが、ヘッジ手段のキャッシュ・フローまたは公正価値の変動に影響を与える変数とは異なる変数に因る）

＞　時間の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段の決済または発生が異なるタイミングで生じる）

＞　数量または想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段が異なる数量または想定元本に基づいている）

＞　その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段またはヘッジ対象のキャッシュ・フローまたは公正価値の変動がヘッジされる特定のリスク以外に関連する）

＞　信用リスク（すなわち、カウンターパーティー信用リスクが、ヘッジ手段およびヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、損益に影響する特定のリスクに起因する資産、負債、確定約定の公正価値の変動から当グループを保護するために使用される。

ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動については、ヘッジリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動と併せて損益計算書に認識される。

ヘッジがヘッジ会計の要件をもはや満たしていない場合、満期までの期間にわたり、実効金利法を用いたヘッジ対象の帳簿価額の修正を純損益に償却する。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産または負債に伴う特定のリスク、または、純損益に影響を与える可能性が極めて高い取引に起因する将来のキャッシュ・フローの変化に対する当グループのエクスポージャーをヘッジするため使用される。

キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブの公正価値の変動における有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する損益は、直ちに損益計算書で認識される。

資本における累計損益は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間の純損益として組み替えられる。（例：ヘッジされた売上予測が行われる場合）

ヘッジ対象が非金融資産（すなわち、有形固定資産）または非金融負債の認識につながる、もしくはヘッジされた非金融資産または非金融負債の予定取引が公正価値ヘッジの会計処理を適用する確定約定になった場合、資本に累計される金額（すなわち、ヘッジ・リザーブ）は除去されヘッジされた資産または負債の初期値（費用またはその他の帳簿価額）に振り替えられる。（「ベーシス調整」を行う）

ヘッジ手段が期限切れまたは売却されたり、ヘッジがもはやヘッジ会計の要件を満たさなくなった場合、その時点で資本に累積されている損益は資本に残し、予定取引が最終的に損益計算書に認識されたときに認識される。予定取引が発生しないと予測される場合、資本の部に計上された利得又は損失の累計額は即座に損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段に先渡取引を用いるヘッジ関係について、スポット要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定される場合、フォワード要素（損益またはOCI）の会計処理は、ケースごとに判断する。このアプローチは、再生可能資産の為替リスクのヘッジとして、当グループが用いるものである。

逆に、ヘッジ手段としてクロス・カレンシー金利スワップを使用するヘッジ関係では、グループは、ヘッジ・デリバティブを指定する際に外国通貨のベーシス・スプレッドを切り離し、ヘッジコストとしてその他の包括利益（OCI）に表示する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジについては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、エネル・グループは一定の流動性要件に基づき、ダイナミック・ヘッジ会計のアプローチ（一般的に、流動性に基づくアプローチとして知られる）を採用する。

このアプローチでは、市場で取引される最も流動性の高いデリバティブの使用を通じてヘッジを指定し、それを対象リスクをより効果的に回避する他のデリバティブに置き換える。
リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、デリバティブのロールオーバー時に、新たなデリバティブに置き換えることが可能である。これは、満期に達した時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の両方の条件を満たしている場合に使用できる。
＞　格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。
＞　一定の流動性要件を満たしている。
これらの要件を満たしているかは四半期ごとに確認する。
ロールオーバー時に、ヘッジ関係は解消されない。そのため、その日以降、新たなデリバティブの有効な公正価値が資本（・ヘッジ・リザーブ）で認識され、従前のデリバティブの公正価値の変動は純損益で認識される。

金利および関連するリスクの決定に関する指標金利の改革

概要
銀行間取引金利（IBOR）は、翌日から12ヵ月までの間の所与の期間で、銀行が銀行間取引市場において特定の通貨建ての資金を無担保で借り入れることができる指標金利である。
近年、銀行がこのような利率を操作して指標金利を算出している事例が相次いでいた。
このような理由により、各国の規制当局は、いくつかの指標指数を代替的なリスク・フリー参照金利に置き換えることを含む、金利決定のための抜本的な指標金利改革（IBOR改革）に着手した。
各国におけるその時期および移行手続きには著しい不確実性がある中、当グループは、国別および事業区分別に収集したデータに基づく調査を実施し、その数および名目価値に関するグローバルな範囲を明確にした後に、IBOR改革が契約に及ぼす影響について最終的な評価を行っている。さらに、契約の修正は、2021年も継続するプロセスにおいて徐々に実施され始めているものの、金利決定のためのベンチマークおよび市場の流動性に関する代替的なリスク・フリー参照金利の改革の進展に左右される可能性がある。

デリバティブ
当グループは、リスク管理の目的上、主にキャッシュ・フロー・ヘッジ関係として指定されている金利スワップおよびクロス・カレンシー金利スワップを保有しており、公正価値ヘッジとして指定されているのは、ほんの一部である。
金利スワップとクロス・カレンシー金利スワップは、基本的にドル建てまたはポンド建てのEuriborまたはLIBORのいずれかに連動している。当グループのデリバティブ金融商品は、主に国際スワップデリバティブ協会（ISDA）が定義する枠組合意に基づく契約を通じて管理されている。

ISDAは、指標金利改革を踏まえて標準的な契約を修正し、特定の主要なIBORが永久的に廃止となった時点で適用されるであろう代替条項（フォールバック条項）を含めるために、変動金利に関する2006年ISDAの定義を修正する予定である。ISDAは、ISDA2006の定義を修正するための補足文書（ISDAフォールバック・サプリメント）および当該補足文書が発効する前に実行されたデリバティブ取引に修正後の変動金利オプションを含めるための複数当事者間の修正を促進するためのプロトコール（ISDAフォールバック・プロトコール）を公表した。当グループは、本プロトコールを採用すべきかどうかを評価しており、もう一方の当事者が採用しているかどうかをモニタリングしている。当該計画の変更の場合、または特定の相手方当事者がプロトコールを採用していない場合、当グループは、新しいフォールバック条項を追加することについて当該相手方当事者と二者間で交渉する。

ヘッジ関係

当グループは、ヘッジ手段とヘッジ対象の両方を参照して、IBOR改革により生じる不確実性が2020年12月31日現在のヘッジ関係に及ぼす影響を評価した。ヘッジ対象と当グループのヘッジ手段の両方が、2021年に発効する契約上の修正の結果、そのパラメータは、銀行間取引市場ベースの指標金利（IBORs）から代替的なリスク・フリー金利（RFRs）に変更される。より具体的には、Euriborに連動するヘッジ手段については、置換金利はEURO STR(ユーロ短期金利)に基づき、ドル建ておよびポンド建てのLIBOR連動ヘッジ手段はそれぞれSOFR(担保付翌日物調達金利)およびSONIA（ポンド翌日物平均金利）を参照することになる。

当グループの最も重要なエクスポージャーはEuriborに対するもので、ポンドおよびドルのLIBORに対する重要なエクスポージャーも含まれる。ただし、置換プロセスを巡る不確実性が最も大きいのは、確実にユーロ側である。

しかしながら、当グループが2021年末以降に銀行間取引市場に基づく指標金利が廃止されると見込む場合にも、ヘッジ対象とヘッジ手段の両方について、これらの指標を置き換える時期および手続きには不確実性がある。したがって、当グループは、2019年9月に公表されたIFRS第9号の修正を、IBOR改革の直接的な影響を受けるヘッジ関係に適用している。

IBOR改革の影響を受けるヘッジ関係は、銀行間取引市場に基づく金利を決定するための指標が代替的な金利に移行する時について、市場参加者の予想により、非有効となる可能性がある。こうした移行は、ヘッジ対象とヘッジ手段とで異なる時期に発生し、非有効性につながり得る。いずれの場合も、当グループは、同時に置換が実行されるように取り組んでいる。

2019年9月に公表されたIFRS第9号の修正で定められている例外措置が適用される、IBOR改革の影響を受けるヘッジ関係に対するエネルグループのエクスポージャーは、2020年12月31日現在のヘッジ手段の想定元本で9,434百万ユーロである。以下の表は、ヘッジ手段の想定元本のIBOR金利別の内訳を示している。

百万ユーロ	想定元本
	2020年12月31日
ヘッジ手段	
英ポンドLIBOR	1,225
米ドルLIBOR	1,595
欧州銀行間取引金利（Euribor）	6,614
合計	**9,434**

47.1.1リスクヘッジの種類によるヘッジ関係

金利リスク

下表は、2019年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクをヘッジする手段の想定元本と平均金利を満期別に示したものである。

	満期					
百万ユーロ	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降
2020年12月31日						
金利スワップ						
想定元本合計	122	461	178	155	591	6,115
ユーロ建て金利スワップに関連する想定元本	-	135	178	155	591	5,295
ユーロ建て金利スワップの平均金利		5.0139	4.1593	4.4380	1.9058	1.8321
米ドル建て金利スワップに関連する想定元本	122	326	-	-	-	639
米ドル建て金利スワップの平均金利	2.0350	3.5227				2.4648

百万ユーロ	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降
2019年12月31日						
金利スワップ						
想定元本合計	199	140	499	187	170	7,054
ユーロ建て金利スワップに関連する想定元本	47	-	143	187	170	6,042
ユーロ建て金利スワップの平均金利	3.1825		4.9699	4.0516	4.1629	1.8298
米ドル建て金利スワップに関連する想定元本	134	134	356	-	-	665
米ドル建て金利スワップの平均金利	1.5740	2.0350	3.5227			2.9665

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクに対応したヘッジ手段の想定元本と公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	ヘッジ対象	資産	負債		資産	負債	
		2020年12月31日			2019年12月31日		
公正価値ヘッジ							
金利スワップ	変動金利のノンバンク借入金	15		126	-	-	-
金利スワップ	固定金利の銀行借入金	7		12	7	-	12
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
金利スワップ	変動金利債	-	(232)	1,190	11	(499)	3,953
金利スワップ	変動金利の貸付金	21	-	161	15	-	140
金利スワップ	変動金利のノンバンク借入金	-	(708)	6,133	-	(281)	4,144
合計		**43**	**(940)**	**7,622**	**33**	**(780)**	**8,249**

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2020年12月31日および2019年12月31日現在の想定元本と公正価値をヘッジの種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
デリバティブ	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
公正価値ヘッジ								
金利スワップ	138	12	22	7	-	-	-	-
金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	**138**	**12**	**22**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
金利スワップ	161	468	21	26	7,323	7,769	(940)	(780)
金利オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	**161**	**468**	**21**	**26**	**7,323**	**7,769**	**(940)**	**(780)**
金利デリバティブ合計	**299**	**480**	**43**	**33**	**7,323**	**7,769**	**(940)**	**(780)**

2020年12月31日の時点でヘッジ手段として分類されたデリバティブの想定元本は7,622百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は897百万ユーロとなった。

2019年12月31日と比較し、想定元本は627百万ユーロ減少した。これは主に以下を反映した結果である。

＞ 満期の金利スワップの合計180百万ユーロ

＞ アフリカ、アジアおよびオセアニア地域における売却可能会社に用いられる連結方法の変更に伴い金利スワップの127百万ユーロの減少

＞ 新規金利スワップの40百万ユーロ。この金額には、分割満期金利スワップの想定元本の減少360百万ユーロも反映されている。

公正価値の減少150 百万ユーロは、主にイールドカーブの進展を反映している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

下表は、2020年度および前年度の両方についての、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動および金利リスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動から生じた損益を通じて認識される純利益および損失を示している。

百万ユーロ	2020年	2019年
	純利益／(損失)	純利益／(損失)
金利ヘッジ手段	15	-
ヘッジ対象	(14)	-
無効部分	**1**	**-**

下の表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクに対する公正価値ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2020年			2019年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
金利スワップ	138	22	22	12	7	7

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2020年			2019年		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
固定金利の借入	20	7	(7)	20	7	(7)
変動金利の借入	146	15	(15)	-	-	-
合計	**166**	**22**	**(22)**	**20**	**7**	**(7)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2020年12月31日	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降
金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	21	4	4	4	3	2	5
負の公正価値	(940)	(149)	(141)	(141)	(125)	(104)	(306)

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2020年			2019年		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
金利スワップ	7,484	(919)	(919)	8,237	(754)	(754)
合計	**7,484**	**(919)**	**(919)**	**8,237**	**(754)**	**(754)**

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2020年					2019年				
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	損益認識するキャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの指定日の公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	損益認識するキャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの指定日の公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
変動金利債	232	-	(232)	-	-	486	-	(486)	-	(2)
変動金利の貸付金	(21)	-	21	-	-	(15)	-	15	-	-
変動金利のノンバンク借入金	653	(44)	(653)	-	(11)	275	(49)	(226)	-	(6)
合計	**864**	**(44)**	**(864)**	**-**	**(11)**	**746**	**(49)**	**(697)**	**-**	**(8)**

最後に、金利のキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブについては、2020年にその他の包括利益から損益に振り替えられた金額は82百万ユーロの税効果総額を生じ、前年に認識された財務費用は1,315百万ユーロであったことに留意する。

為替リスク

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクをヘッジする手段の想定元本の満期プロファイルと関連する平均約定為替レートを示したものである。

百万ユーロ	満期						
	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降	合計
2020年12月31日							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）							
CCIRSの想定元本合計	859	1,702	3,120	3,088	1,336	10,882	20,987
ユーロ-米ドルCCIRSの想定元本	185	1,630	2,038	1,223	1,223	6,928	13,227
ユーロ/米ドル平均為替レート	1.1348	1.1213	1.2493	1.1039	1.1593	1.2397	
ユーロ-英ポンドCCIRSの想定元本	278	-	-	946	-	3,443	4,667
ユーロ/英ポンド平均為替レート	0.8248			0.8765		0.7876	
ユーロ-スイスフランCCIRSの想定元本	-	-	-	208	-	120	328
ユーロ/スイスフラン平均為替レート				1.0642		0.904	
米ドル-ブラジルレアルCCIRSの想定元本	395	71	64	-	-	244	774
米ドル/ブラジルレアル平均為替レート	4.3935	4.1779	5.1967			3.4489	
為替予約							
為替予約の想定元本	3,684	1,871	12	-	-	-	5,567
想定元本 - ユーロ/米ドル為替予約	2,671	1,786	12	-	-	-	4,469
平均為替予約レート - ユーロ/米ドル	1.1473	1.1535	1.1976				
想定元本 - 米ドル/ブラジルレアル為替予約	379	37	-	-	-	-	416
平均為替予約レート - 米ドル/ブラジルレアル	5.2226	5.4405					
想定元本 - 米ドル/コロンビアペソ為替予約	187	-	-	-	-	-	187
平均為替予約レート - 米ドル/コロンビアペソ	3,782						
想定元本 - ユーロ/チリペソ為替予約	121	-	-	-	-	-	121
平均為替予約レート - ユーロ/チリペソ	716.8847						
想定元本 - ユーロ/ロシアルーブル為替予約	100	-	-	-	-	-	100
平均為替予約レート - ユーロ/ロシアルーブル	91.8464						

百万ユーロ

	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降	合計
2019年12月31日							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）							
CCIRSの想定元本合計	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723
ユーロ-米ドルCCIRSの想定元本	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562
ユーロ/米ドル平均為替レート		1.1348	1.1213	1.2184	1.1039	1.2067	
ユーロ-英ポンドCCIRSの想定元本	470	587	-	-	999	3,041	5,097
ユーロ/英ポンド平均為替レート	0.8466	0.8245			0.8765	0.8062	
ユーロ-スイスフランCCIRSの想定元本	92	-	-	-	207	120	419
ユーロ/スイスフラン平均為替レート	1.2169				1.0642	1.21	
米ドル-ブラジルレアルCCIRSの想定元本	269	326	-	-	-	288	883
米ドル/ブラジルレアル平均為替レート	3.9273	3.4742				3.5655	
為替予約							
為替予約の想定元本	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492
想定元本 - ユーロ/米ドル為替予約	2,899	958	18	-	-	-	3,875
平均為替予約レート - ユーロ/米ドル	1.1774	1.1803	1.1609				
想定元本 - 米ドル/チリペソ為替予約	527	44	-	-	-	-	571
平均為替予約レート - 米ドル/チリペソ	678.0443	680					
想定元本 - 米ドル/ブラジルレアル為替予約	313	14	-	-	-	-	327
平均為替予約レート - 米ドル/ブラジルレアル	4.1274	4.133					
想定元本 - ユーロ/南アフリカランド為替予約	221	-	-	-	-	-	221
平均為替予約レート - ユーロ/南アフリカランド	17.7856						
想定元本 - ユーロ/ロシアルーブル為替予約	181	-	-	-	-	-	181
平均為替予約レート - ユーロ/ロシアルーブル	74.1277						

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクに対するヘッジ手段の想定元本および公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		公正価値		想定元本	公正価値		想定元本
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	資産	負債		資産	負債	
		2020年12月31日			2019年12月31日		
公正価値ヘッジ							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入／社債	28	-	639	25	(1)	171
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入れ	28	-	79	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ							
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利借入れ	67	(15)	579	55	(5)	999
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利借入れ	50	-	484	-	(4)	72
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て変動金利債	12	-	356	6	(1)	302
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て固定金利債	588	(2,374)	18,499	1,022	(1,535)	20,877
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	外貨建て将来キャッシュ・フロー	7	(4)	351	-	(17)	302
為替予約	外貨建て将来キャッシュ・フロー	3	(12)	574	3	(63)	811
為替予約	外貨建て商品先物購入	5	(309)	4,167	124	(7)	3,462
為替予約	外貨建て投資財の購入他	4	(40)	825	3	(43)	1,219
合計		**792**	**(2,754)**	**26,553**	**1,238**	**(1,676)**	**28,215**

キャッシュ・フロー・ヘッジと公正価値ヘッジ:

- **ユーロ以外の外貨建て固定金利債務の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨金利スワップの想定元本は19,622百万ユーロで、公正価値はマイナス1,708百万ユーロだった。**
- **ユーロ以外の外貨建て変動金利債務の為替リスクをヘッジするために用いられた通貨金利スワップの想定元本は1, 365百万ユーロで、公正価値はプラス95百万ユーロだった。**
- **ユーロ以外の外貨建て天然ガスの購入、燃料の購入、および予想キャッシュ・フローに伴う為替リスクをヘッジするために用いられた為替予約の想定元本は4,741百万ユーロで、公正価値はマイナス313百万ユーロだった。**
- **店頭デリバティブ取引に関する為替予約の想定元本は825百万ユーロで、公正価値はマイナス36百万ユーロだった。目的は、再生可能エネルギーならびにインフラおよびネットワークのセクターにおける投資財（新世代のデジタル・メーター）購入に関連し表示通貨以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、またはクラウド・サービスの提供に関する営業コストならびに再生可能エネルギーの販売による収益に対する為替リスクを軽減するためのものである。**

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の為替デリバティブの想定元本および公正価値をヘッジの種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
デリバティブ	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
公正価値ヘッジ								
クロス・カレンシー金利スワップ	718	166	56	25	-	5	-	(1)
合計	**718**	**166**	**56**	**25**	**-**	**5**	**-**	**(1)**
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
為替予約	476	3,253	12	130	5,090	2,238	(361)	(113)
クロス・カレンシー金利スワップ	5,582	11,169	724	1,083	14,687	11,384	(2,393)	(1,562)
合計	**6,058**	**14,422**	**736**	**1,213**	**19,777**	**13,622**	**(2,754)**	**(1,675)**
為替デリバティブ合計	**6,776**	**14,588**	**792**	**1,238**	**19,777**	**13,627**	**(2,754)**	**(1,676)**

2020年12月31日の時点でのクロス・カレンシー金利スワップの想定元本は20,987百万ユーロ（2019年12月31日では22, 724 百万ユーロ）となり、1,737 百万ユーロ減少した。合計金額831百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップが満了した一方、新たに締結されたデリバティブは1,108百万ユーロとなり、このうち、557百万ユーロは、2020年10月の英ポンド建ての社債発行に関連している。また、294百万ユーロのクロス通貨金利スワップは早期に終了した。金額はまた、他の主要通貨に対するユーロ相場の変動の動向も反映しており、その償却の影響が想定元本を1,720百万ユーロ減少させた。

2020年12月31日の時点での為替予約の想定元本は5,566百万ユーロ（2019年12月31日では5,491百万ユーロ）となり、75百万ユーロ増加した。米ドルに対するものを中心とした為替リスクへのエクスポージャーは、主に天然ガスの購入、燃料の購入および投資に関連するキャッシュ・フローによるものである。想定元本の変動は、通常の事業の動向に関連している。

公正価値ヘッジ・デリバティブ

下表は、2020年および前年度の為替リスクに起因する公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の変動および為替リスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動を反映した損益を通じて認識される純利益および損失を示すものである。

百万ユーロ	**2020年**	2019年
	純利益/（損失）	**純利益/（損失）**
金利ヘッジの手段	44	1
ヘッジ対象	(51)	(4)
非有効部分	(7)	(3)

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における為替リスクに対する公正価値ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日			2019年12月31日		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	718	56	56	171	24	24

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における公正価値ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日			2019年12月31日		
	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	帳簿価額	ヘッジ対象の公正価値の調整累計額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
外貨建固定金利借入	637	34	(34)	81	11	(11)
外貨建変動金利借入	79	28	(28)	90	15	(15)
合計	**716**	**62**	**(62)**	**171**	**26**	**(26)**

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2020年12月31日	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降
為替レートに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	736	140	105	178	87	13	53
負の公正価値	(2,754)	(139)	(180)	(18)	(96)	27	(98)

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日			2019年12月31日		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
クロス・カレンシー金利スワップ（CCIRS）	20,269	(1,669)	(1,463)	22,552	(479)	(345)
為替予約	5,566	(349)	(342)	5,491	17	52
合計	**25,835**	**(2,018)**	**(1,805)**	**28,043**	**(462)**	**(293)**

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日				2019年12月31日			
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
外貨建て変動金利借入れ	(52)	52	-	-	(49)	49	1	-
外貨建て固定金利借入れ	(50)	50	-	-	3	(3)	(1)	-
外貨建て変動金利債	(12)	12	-	-	(5)	5	-	-
外貨建て固定金利債	1,580	(1,580)	(205)	-	378	(378)	(135)	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー	(3)	3	-	-	17	(17)	-	-
外貨建て将来キャッシュ・フロー	7	(7)	(3)	-	59	(59)	(1)	-
外貨建て商品先物購入	305	(305)	-	1	(119)	119	-	(2)
外貨建て投資財の購入他	30	(30)	(5)	(1)	9	(9)	(32)	1
合計	**1,805**	**(1,805)**	**(213)**	**-**	**293**	**(293)**	**(168)**	**(1)**

最後に、為替レートのキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブについては、2020年にその他の包括利益から損益に振り替えられた金額は1,483百万ユーロの税効果控除前の総額を生じさせ、前年に認識された財務費用は7,700百万ユーロであったことに留意されたい。

商品価格リスク

	満期						
百万ユーロ	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降	合計
2020年12月31日							
商品スワップ							
電力の想定元本	78	65	64	65	53	281	**606**
電力の平均商品スワップ価格（€/MWh）	40.3	37.9	37.7	37.7	37.6	37.7	
石炭/運送の想定元本	32	2	-	-	-	-	**34**
石炭/運送の平均商品スワップ価格（$/ton）	51.2	57.9	-	-	-	-	
ガスの想定元本	-	-	-	-	-	-	**-**
ガスの平均商品スワップ価格（€/MWh）	-	-	-	-	-	-	
商品先渡し/先物							
電力の想定元本	1,065	244	246	197	191	741	**2,684**
電力の平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	43.2	25.0	19.1	17.9	17.4	15.2	
ガスの想定元本	1,521	973	17	20	20	108	**2,659**
ガスの平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	14.3	14.9	15.2	4.9	4.9	2.5	
CO_2の想定元本	317	134	37	-	-	-	**488**
CO_2の平均商品先渡し/先物価格（€/ton）	24.2	26.6	27.9	-	-	-	
石油の想定元本	744	413	-	-	-	-	**1,157**
石油の平均商品先渡し/先物価格（$/bbl）	45.0	44.3	-	-	-	-	
商品オプション							
電力の想定元本	-	8	9	9	9	45	**80**
商品の平均オプション価格	-	29.7	26.4	26.4	26.4	31.7	

	満期						
百万ユーロ	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**	**合計**
2019年12月31日							
商品スワップ							
電力の想定元本	703	123	121	135	128	712	1,922
電力の平均商品スワップ価格（€/MWh）	47.7	20.5	20.2	20.2	20.2	20.7	
石炭/運送の想定元本	253	-	-	-	-	-	253
石炭/運送の平均商品スワップ価格（$/ton）	62.4	-	-	-	-	-	
ガスの想定元本	13	13	13	13	41	66	159
ガスの平均商品スワップ価格（€/MWh）	3.0	3.0	3.0	3.0	7.0	7.9	
商品先渡し/先物							
電力の想定元本	726	2	-	-	-	-	728
電力の平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	50.5	50.4	-	-	-	-	
ガスの想定元本	1,869	662	1	-	-	-	2,532
ガスの平均商品先渡し/先物価格（€/MWh）	15.9	19.1	17.2	-	-	-	
CO_2**の想定元本**	217	9	-	-	-	-	226
CO_2**の平均商品先渡し/先物価格（€/ton）**	18.0	25.0	-	-	-	-	
石油の想定元本	988	115	-	-	-	-	1,103
石油の平均商品先渡し/先物価格（$/bbl）	64.8	59.7	-	-	-	-	
商品オプション							
電力の想定元本	-	-	-	-	-	-	-
商品の平均オプション価格	-	-	-	-	-	-	

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、商品価格リスクをヘッジする手段の想定元本と公正価値を商品の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	369	1,301	70	234	236	621	(56)	(107)
－先渡し/先物	2,066	280	361	34	571	448	(16)	(44)
－オプション	70	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	**2,505**	**1,581**	**431**	**268**	**807**	**1,069**	**(72)**	**(151)**
石炭/運送のデリバティブ:								
－スワップ	34	-	11	7	-	253	-	(54)
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭/運送のデリバティブ合計	**34**	**-**	**11**	**7**	**-**	**253**	**-**	**(54)**
ガスおよび石油のデリバティブ：								
－スワップ	-	79	-	9	-	80	-	(1)
－先渡し/先物	1,674	2,823	456	694	2,189	812	(455)	(298)
－オプション	11	-	18	-	-	-	-	-
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**1,685**	**2,902**	**474**	**703**	**2,189**	**892**	**(455)**	**(299)**
CO_2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	482	226	139	84	5	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO_2のデリバティブ合計	**482**	**226**	**139**	**84**	**5**	**-**	**-**	**-**
商品関連デリバティブ合計	**4,706**	**4,709**	**1,055**	**1,062**	**3,001**	**2,214**	**(527)**	**(504)**

表は、商品に関する価格リスクをヘッジするデリバティブに関し、2020年12月31日および2019年12月31日現在の想定元本と公正価値を、ヘッジの種類別に示したものである。

商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの正の公正価値は、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ474 百万ユーロ、CO_2に係るデリバティブ139百万ユーロ、電力に係るデリバティブ431百万ユーロ、ならびにこれらよりも少額ではあるが、電力会社が要求した石炭購入価格のヘッジ、11百万ユーロに関連している。最初のカテゴリーは主として、原油の商品およびガス製品のため売買の双方においての天然ガス価格の変動に対するヘッジに関わるものである。

CO_2カテゴリーには、主にエネルグループのコンプライアンスのために行われるヘッジ取引が含まれる。

電力カテゴリーには、特に北米における中長期のヘッジ取引が含まれる。

負債に含まれる商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ455百万ユーロ(主にデリバティブのヘッジ取引)、および72百万ユーロの電力のデリバティブである。

当社グループの主要なヘッジ会計の取引は、現在のところ、世界的にも地域経済レベルでもCOVID-19の緊急事態に関連して、特定の悪影響 (例えば、中止、無効)による影響を受けていない。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、商品価格リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
	2020年12月31日	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降
商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ							
正の公正価値	1,055	626	131	34	18	19	227
負の公正価値	(527)	(392)	(99)	(23)	(6)	(6)	(1)

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書における商品価格リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日			2019年12月31日		
	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
電力のスワップ	605	23	23	1,922	127	127
石炭/運送のスワップ	34	11	11	253	(47)	(47)
ガスおよび石油のスワップ	-	-	-	159	8	8
電力の先渡し/先物	2,717	375	356	728	(10)	(10)
石炭/運送の先渡し/先物	-	-	-	-	-	-
ガスおよび石油の先渡し/先物	3,794	(20)	(20)	3,635	396	396
CO_2の先渡し/先物	487	139	139	226	84	84
電力オプション	70	-	-			
合計	**7,707**	**528**	**509**	**6,923**	**558**	**558**

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の財政状態計算書におけるキャッシュ・フロー・ヘッジのヘッジ対象の影響を示す。

百万ユーロ	2020年12月31日				2019年12月31日			
	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	キャッシュ・フロー・ヘッジデリバティブの帳簿価額の非有効部分
電力の先物取引	(316)	374	-	24	(110)	110	-	7
石炭/運送の先物取引	(11)	11	-	-	47	(47)	-	-
ガスおよび石油の先物取引	20	(20)	-	-	(404)	404	-	-
CO_2の先物取引	(139)	139	-	-	(84)	84	-	-
合計	**(446)**	**504**	**-**	**24**	**(551)**	**551**	**-**	**7**

最後に、商品価格のキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブについては、2020年にその他の包括利益から損益に振り替えられた金額は293百万ユーロの税効果前の総額を生じさせ、前年に認識された財務利益は20百万ユーロであった。

47.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じて公正価値で測定）に関するデリバティブの想定元本と公正価値である。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
FVTPLのデリバティブ								
－金利のデリバティブ:								
－金利スワップ	50	50	2	2	100	112	(88)	(80)
－金利オプション	-	-	-	-	50	50	(4)	(5)
－為替のデリバティブ:								
－為替予約	3,501	3,399	83	34	1,012	1,648	(44)	(38)
－クロス・カレンシー金利スワップ	-	-	-	-	-	33	-	-
－商品関連のデリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ:								
－スワップ	144	282	14	25	109	281	(18)	(28)
－先渡し/先物	5,493	5,353	75	403	5,626	4,329	(428)	(155)
－オプション	137	3	24	2	9	27	(12)	(14)
電力のデリバティブ合計	**5,774**	**5,638**	**113**	**430**	**5,744**	**4,637**	**(458)**	**(197)**
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	47	311	4	69	16	367	(1)	(80)
－先渡し/先物	200	-	40	-	144	-	(27)	-
石炭のデリバティブ合計	**247**	**311**	**44**	**69**	**160**	**367**	**(28)**	**(80)**
ガスおよび石油のデリバティブ：								
－スワップ	635	1,259	81	168	259	852	(34)	(97)
－先渡し/先物	13,993	9,782	2,108	2,126	14,121	11,047	(1,999)	(2,190)
－オプション	185	315	165	247	170	309	(173)	(273)
ガスおよび石油のデリバティブ合計	**14,813**	**11,356**	**2,354**	**2,541**	**14,550**	**12,208**	**(2,206)**	**(2,560)**
CO_2のデリバティブ：								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	770	185	209	31	290	524	(72)	(32)
－オプション	-	-	-	-	5	-	(5)	-
CO_2のデリバティブ合計	**770**	**185**	**209**	**31**	**295**	**524**	**(77)**	**(32)**
その他のデリバティブ:								
－スワップ	-	4	-	2	13	16	(7)	(1)
－先渡し/先物	195	6	9	3	234	9	(1)	(4)
その他のデリバティブ合計	**195**	**10**	**9**	**5**	**247**	**25**	**(8)**	**(5)**
組込デリバティブ	4	25	3	3	3	43	(3)	(4)
デリバティブ合計	**25,354**	**20,974**	**2,817**	**3,115**	**22,161**	**19,647**	**(2,916)**	**(3,001)**

2020年12月31日の時点での金利のトレーディング・デリバティブの想定元本は200百万ユーロであった。負の公正価値の純額は90 百万ユーロとなり、主にイールドカーブの動向が原因で前年から7百万ユーロ悪化した。

2020年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は4,513 百万ユーロだった。想定元本の全体的な減少と関連するプラスの正味公正価値43百万ユーロの増加は、通常の事業活動と為替レートの動向を反映している。

2020年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は42,802百万ユーロだった。資産に分類される商品に対するトレーディング・デリバティブの公正価値は、ガスと石油のヘッジ2,354百万ユーロと電力デリバティブ113百万ユーロの市場価値を主として反映している。

負債として分類された商品に対するトレーディング・デリバティブの公正価値は、ガスと石油のヘッジ2,206百万ユーロと電力デリバティブ458百万ユーロに主として関連している。

「その他」のカテゴリーには、天候デリバティブを利用したヘッジが含まれている。商品リスクに加えて、当グループのグループ会社は天候の状況に伴う量的変動にもさらされている（例えば、気温はガスおよび電力の消費に影響を及ぼす）。

組込デリバティブは、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカにより保有されており、新たな再生可能エネルギーの容量への投資の資金調達に用いられている複雑性の高いタックス・エクイティ契約の中の補足的金融条項に主に関連している。

純損益を通じて公正価値で評価されるデリバティブには、トレーディング・ポートフォリオ内で管理されている取引及びヘッジ目的で設定されているがヘッジ会計の要件を満たしていない取引が含まれる。

公正価値測定

注記48 公正価値で測定された資産および負債

当グループは、認識または測定基準として、IFRSにより公正価値測定が要求される場合は常に、IFRS第13号に基づき公正価値を算定する。

公正価値は、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、または負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値として最も優れているものは市場価格、つまり、流動性があり活発な市場において実際に使用されている、入手可能な現在の公表価格である。

資産と負債の公正価値は、算定用いたインプットと評価技法により、以下の3つのヒエラルキー・レベルに従って分類される。

＞　レベル1：公正価値は、測定日時点で当該企業が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相場価格（無調整）に基づいて算定される。

＞　レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる相場価格以外のインプットのうち、資産または負債について直接（例えば価格）または（価格から得られた）間接に観察可能なものに基づいて算定される。

＞　レベル3：公正価値は観察不能なインプットに基づいて算定される。

この注記は、こうした測定を行うための評価技法やインプットについての詳細な情報を開示するものでもある。

つまり、

＞　資産または負債の経常的な公正価値測定は、IFRS上、各期末の財政状態計算書で要求または容認されている。

＞　資産または負債の非経常的な公正価値測定は、IFRS上、特定の状況において財政状態計算書で要求または容認されている。

こうした状況における会計上の取扱いに関する一般的事項や特定の開示については、注記2「会計方針」を参照されたい。

注記48.1 財政状態計算書上で公正価値で測定された資産

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各資産クラス別に、報告期間末の公正価値、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
他社への株式投資（FVOCI）	27	40	4	13	23	-	-	-	-
有価証券（FVOCI）	27.1, 28.1	408	408	-	-	67	67	-	-
他社への株式投資（FVTPL）	27	30	21	-	9	-	-	-	-
サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）	27	2,057	-	2,057	-	-	-	-	-
公正価値で測定された貸付金およびその他の金融資産	27	-	-	-	-	301	226	75	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利	47	22	-	22	-	-	-	-	-
－為替	47	28	-	28	-	28	-	28	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
－金利	47	21	-	21	-	-	-	-	-
－為替	47	685	-	685	-	51	-	51	-
－商品	47	428	102	282	44	627	279	333	15
トレーディング・デリバティブ									
－金利	47	2	-	2	-	-	-	-	-
－為替	47	4	-	4	-	79	-	79	-
－商品	47	46	5	40	2	2,686	1,637	1,049	-
公正価値で測定された棚卸資産	47	-	-	-	-	55	41	2	12
条件付対価	29, 30	21	-	8	13	23	-	11	12

「他社への株式投資（FVOCI）」の公正価値は、上場企業については期末の最終営業日の相場価格に基づいて算定されるが、非上場企業については、関連資産および負債についての信頼性のある評価に基づく。

「サービス委譲契約による金融資産（FVTPL）」は、主としてエネル・ディストリブシオン・リオ・デジャネイロ、エネル・ディストリブシオン・セアラおよびエネル・ディストリブシオン・ゴイアスによるブラジルでの配電事業及びコスタリカにおけるPH Chucasの発電所に関連しており、IFRIC第12号に基づき会計処理されている。公正価値は、最新の金利情報とブラジル市場での一般物価指数に基づく純代替コストで見積られている。

「公正価値で測定された貸付金およびその他の金融資産」には、基本的に流動性投資を対象とする。それらの公正価値は、レベル1またはレベル2の市場インプットを用いて決定される。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場で取引されるデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場していない商品の公正価値については、各金融商品の種類に適した評価方法および期末の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用い、市場の利回り曲線に基づく将来キャッシュ・フローを割り引き、ユーロ以外の通貨についてワールド・マーケット・リファイニティフ (WMR) 社が提示する為替レートにより換算して算定する。

金利および為替レートのデリバティブは、すべてレベル2のインプットを用いて測定されている。
コモディティのデリバティブの公正価値は、ほとんどの場合、レベル1またはレベル2のインプットを用いて測定されている。これは、これらの契約が取引所カウンターパーティ、業界の大手事業者または金融機関との間で締結されることから、決定が市場のインプットに基づいているためである。
キャッシュ・フロー・ヘッジとトレーディング取引の両方に関するわずかな例外として、天候デリバティブに関する一部のデリバティブが挙げられる。天候デリバティブは、基礎となる変数および特定の長期金融契約（仮想電力購入契約またはVPPA）に関する証明された過去のデータを基礎に測定されるが、それらには、基礎となる変数の非流動性を考慮して、より長期の期間にわたってこれらの金融商品を測定するために、内部測定モデルも一部使用されている。
新たIFRSに基づき、エネル・グループは、カウンターパーティー・リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、カウンターパーティー（信用評価調整、CVA ）と自社（債務評価調整、DVA ）の信用リスクを測定している。さらに具体的には、当グループは、ポジションの正味エクスポージャーに対して潜在的将来エクスポージャー評価技法を使用してCVA およびDVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整分を配分している。この技法において使用されたすべてのインプットは、市場において観察可能である。

48.2 財政状態計算書上の公正価値で測定されない資産

下表は、経常的な公正価値測定の対象ではないが、その公正価値の開示が要求されている資産クラスについて、期末の公正価値と、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
投資不動産	20	148	-	-	148	-	-	-	-
棚卸資産	31	-	-	-	-	52	-	-	52

表は、投資不動産および事業で使用されていない不動産である棚卸資産の公正価値、それぞれ148 百万ユーロおよび52百万ユーロを示している。金額は、関係する特定の資産ごとに異なる手法を用いており、外部専門家の査定支援を得て算定された。

48.3　財政状態計算書において公正価値で測定された負債

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各負債クラス別に、報告期間末の公正価値、および分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―金利	47	**938**	-	938	-	**2**	-	2	-
―為替	47	**2,491**	-	2,491	-	**263**	-	263	-
―商品	47	**148**	29	76	43	**379**	75	302	2
トレーディング・デリバティブ									
―金利	47	**4**	-	4	-	**88**	-	88	-
―為替	47	**3**	-	3.0	-	**41**	-	41	-
―商品	47	**22**	3	19	-	**2,758**	1,629	1,122	7
条件付対価	39, 40	**41**	-	-	41	**53**	-	51	2

条件付対価は、主に当グループが北米およびギリシャにおいて所有する多くの持分投資に関連し、これらの公正価値は、契約上の取決めの条件に基づいて算定される。

48.4 財政状態計算書において公正価値で測定されない負債

財政状態計算書において公正価値では測定されないが、その公正価値の開示が要求されている負債クラスについて、以下の表は、期末の公正価値と、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ

	注記	公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債：					
－固定金利	44.3.1	43,223	39,722	3,501	-
－変動金利	44.3.1	3,765	147	3,618	-
銀行借入金					
－固定金利	44.3.1	833	-	833	-
－変動金利	44.3.1	9,259	-	9,259	-
ノンバンク借入金：					
－固定金利	44.3.1	2,609	-	2,609	-
－変動金利	44.3.1	249	-	249	-
合計		**59,938**	**39,869**	**20,069**	**-**

上場されている負債性金融商品については、公正価値は公式の価格によっている。非上場商品については、年末時点の金融商品のカテゴリー及び市場データごとに適切な評価手法を用いて公正価値を決定しており、これにはエネルの信用スプレッドが含まれる。

その他の情報

注記49 株式報酬

下記の長期インセンティブ制度は、当グループが採用している報酬ポリシーの一環であり、事業報告書の「インセンティブ・システム」のセクションに記載されている。

制度の受益者は、エネルおよび当グループの最高経営責任者/ジェネラル・マネジャーおよび企業業績の最も直接的な責任を有するか、または戦略的に重要と考えられる職位にある当グループの経営管理者である。当該制度は、株式部分（株式報酬取引）および金銭部分（別の長期従業員給付に分類される）で構成される譲渡不可の受益者のインセンティブ報酬を定めている。

これらの制度の会計処理の詳細は、注記2.2「重要な会計方針」を参照。

以下の情報は、2020年中のエネルが採用している株式に基づく未決済のインセンティブ制度の主な特徴を示している。

	承認年月日	付与日	パフォーマンス期間	目標達成の検証	支払い
2019年LTIプラン	2019年5月16日 [2]	2019年11月12日 [3]	2019-2021	2021 [4]	2022-2023
2020年LTIプラン	2020年5月14日 [5]	2020年9月17日 [6]	2020-2022	2022 [7]	2023-2024

2 実施する必要なすべての権限を取締役会に付与する、民法第2359条に従って2019年度LTI制度を承認したエネルの株主総会の日

3 2019年度LTI制度を受益者に付与する手続きおよび時期を取締役会が承認した日（2019年11月11日の会議で指名および報酬委員会が提出した提案を考慮する）

4 2021年12月31日にエネル・エスピーエーの財務諸表が承認された時点で、当社は2019年度LTI制度の成果目標の達成水準を検証する。

5 実施する必要なすべての権限を取締役会に付与する、民法第2359条に従って2019年度LTI制度を承認したエネルの株主総会の日

6 2020年度LTI制度を受益者に付与する手続きおよび時期を取締役会が承認した日（2020年9月16日の会議で指名および報酬委員会が提出した提案を考慮する）

7 2022年12月31日にエネル・エスピーエーの財務諸表が承認された時点で、当社は2020年度LTI制度の成果目標の達成水準を検証する。

これらの制度で想定されているインセンティブの権利確定は、本ルールに明示的に定められている少数の例外を除き、受益者は権利確定期間の間、当グループに雇用されていること（すなわち勤務条件）、および以下の3年間の業績変数に関する具体的な業績条件を達成することを条件としている。

＞ユーロ・ストックス・ユーティリティ、3年の参照期間のEMU（50%の加重）の平均TSRと比較したエネルの平均TSR（株主総利回り）[8]

＞3年間の参照期間にわたる累積連結ROACE（使用資本利益率）（2020年度 LTI制度における25%の加重および2019年度 LTI制度における40%の加重）

＞3年間の参照期間の最終年度に当グループが生成した二酸化炭素排出量（g-CO2/kWh）（10%の加重）[9]

＞3年間の参照期間の最終年度末時点の連結正味設備容量合計に対する連結正味再生可能エネルギー設備容量の割合（%）（2020年度 LTI制度のみ、15%の加重）

このインセンティブは、報酬の時点で、個々の受益者の固定報酬に関連して計算される基準価額として算定されるが、最高経営責任者/ジェネラル・マネジャーおよびその他の受益者の場合、それぞれにゼロから基準価額の最大280%または180%の範囲で、制度ごとに3年間の成果目標のそれぞれの達成度合いに応じて変動する。

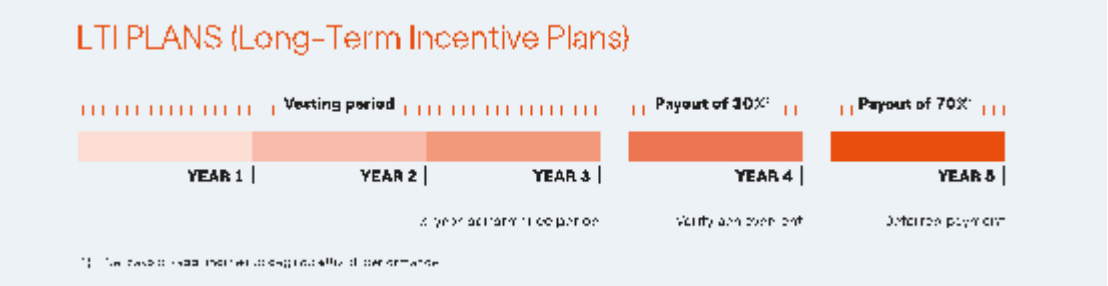
本制度では、権利が確定したボーナスは株式部分で表され、様々な目標の達成水準に応じて、金銭部分で補完される。より具体的には、本制度は、最高経営責任者およびジェネラル・マネジャーについては基準価額の100%および主要の経営管理者については基準価額の50%を、実際に権利が確定した報酬の金額について、当社が以前に取得したエネル株式で充当することを想定している。
目標が達成されている場合、権利確定されたインセンティブの株式部分と金銭部分の相当部分の支払い（総額70%）は、本制度の対象となる3年間の業績期間の翌々年に繰り延べられるが、インセンティブ全体の繰延支払いを要求する受益者の権利が損なわれることはない。

---

8 エネルおよびユーロ・ストークスの平均株主総利回り―EMU指数は、市場ボラティリティを平準化するために、業績期間の開始および終了時点直前の3ヵ月について計算される

9 当グループの発電所からの排出量

LTI Plans



(1) 業績目標を達成した場合。

株主総会で付与された権限を実行し、関連する条件に従って、取締役会は、LTI制度を支えるための株式買戻プログラムの開始を承認した。

	購入の承認		実際の購入		
	株式数	合計 (ユーロ)	株式数	加重平均価格 (1株当たりユーロ)	合計 (ユーロ)
2019年LTIプラン [10]	2,500,000	10,500,000	1,549,152 [11]	6.7779	10,499,999
2020年LTIプラン [12]	1,720,000		1,720,000 [13]	7.4366	12,790,870

LTI制度を支えるために行った買取の結果、2020年12月31日現在、エネルは資本金の約0.032%に相当する計3,269,152株の自己株式を保有している。

以下の情報は、2019年および2020年に付与された資本性金融商品に関するものである。

	2020			2019		
	付与株式数	1株当たり時価	付与可能株式数	付与株式数	1株当たり時価	付与可能株式数
2019年LTIプラン	-	-	1,529,182	1,538,547	6.983	1,538,547
2020年LTIプラン	1,635,307	7.380	1,635,307	-	-	-

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日のエネルの株式の市場価格に基づいて測定されている。[14]

2020年度に当グループが純損益を通じて認識した費用の総額は5百万ユーロであった（2019年度：0.3百万ユーロ）。
当該制度のいずれかが関与する、終了または修正は存在しない。

10 2019年9月19日、取締役会は、2019年度LTIプランを支援するための自社株買いプログラムの開始を承認した。
11 2020年9月23日から2019年12月2日までの期間に取得した株式の数は、エネルの資本金の約0.015%に相当する。
12 2020年7月29日、取締役会は、2020年度LTIプランを支援するための自社株買いプログラムの開始を承認した。
13 2020年9月3日から2020年10月28日までの期間に取得した株式の数は、当社の資本金の約0.017%に相当する。
14 2019年度LTI制度については、付与日は2019年11月12日、すなわち、2019年度LTI制度に定められる受益者に対する付与の手続きを時期を承認した取締役会の日となる。2020年度 LTI制度については、付与日は2020年9月17日、すなわち、2020年度LTI制度に定められる受益者に対する付与の手続きを時期を承認した取締役会の日となる。

注記50 関連当事者

エネルは、発電、配電、送電および電力販売ならびに天然ガス販売の分野の事業者として、当グループの支配株主であるイタリア政府によって直接または間接的に支配されている多数の会社との取引している。

以下の表は、これらの取引先との間で実行された主な取引の種類の要約である。

関連当事者	関係	主な取引の性質
シングル・バイヤー	経済財務省の（間接的）完全支配	エンハンスト・プロテクション・マーケット向けの電力購入
カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	経済財務省の直接的支配	アンシラリーサービス市場（テルナ）における電力販売 電力輸送サービスの販売（エニ・グループ） 送電、給電および検針サービスの購入（テルナ） 郵便サービスの購入（ポステ・イタリア） 発電所用の燃料、および天然ガス貯蔵・供給サービス（エニ・グループ）の購入
ESO - エネルギーサービス事業者	経済財務省の（直接的）完全支配	補助金交付の対象となる電力の販売 再生可能資源インセンティブのA3コンポーネントの支払
EMO - エネルギー・マーケット・オペレーター	経済財務省の（間接的）完全支配	電力取引所における電力販売（EMO） 揚水および発電所計画のための電力取引所における電力購入（EMO）
レオナルド・グループ	経済財務省の直接的支配	ITサービスの購入および物品の供給

この他、当グループは基本的に、関連会社または当グループが非支配株主となっている企業と商取引を行っている。

最後に、エネルはまた自社の社会保険機関である非営利企業のフォンダツィオーレ・エネルおよびエネル・クオーレと同様、FOPENおよびFONDENELといった年金基金との関係も維持する。
関係各機関との全ての取引は、通常の市場の条件で実施され、エネルギー、ネットワークおよび環境規制当局によって決定される場合もある。
最後に、エネル・グループが採択したコーポレート・ガバナンス規定（詳しくは、当社のホームページ

前へ　次へ

下表は、関連当事者、関連会社との取引、およびジョイント・ベンチャーの取決めによる取引に関する、2020年12月31日および2019年12月31日時点の残高および当期の取引をまとめたものである。

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	ESO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	その他	その他主要な管理担当者	2020年合計	関連会社およびジョイント・ベンチャー	2020年総合計	財務書類上の合計	割合%
損益計算書											
販売およびサービスからの収益	-	808	295	2,542	187	-	3,832	206	4,038	62,623	**6.4%**
その他の収益	-	-	-	-	1	-	1	9	10	2,362	**0.4%**
金融収益	-	-	-	-	-	-	-	62	62	2,763	**2.2%**
電力、ガスおよび燃料の購入	2,038	2,059	-	1,122	-	-	5,219	166	5,385	25,049	**21.5%**
サービスおよびその他の原材料の費用	-	38	3	2,728	44	-	2,813	145	2,958	18,298	**16.2%**
その他の営業費用	6	183	-	9	1	-	199	3	202	2,202	**9.2%**
商品デリバティブからの純収益/（費用）	-	-	-	1	-	-	1	-	1	(212)	**-0.5%**
金融費用	-	-	-	13	-	-	13	58	71	4,485	**1.6%**

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	ESO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	その他	その他主要な管理担当者	2020年12月31日の合計	関連会社およびジョイント・ベンチャー	2020年12月31日現在の総合計	財務書類上の合計	割合%
財政状態計算書											
その他の非流動金融資産	-	-	-	-	-	-	-	1,144	1,144	5,159	**22.2%**
非流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	21	21	1,236	**1.7%**
売掛金	-	35	15	569	29	-	648	215	863	12,046	**7.2%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	1	-	1	189	190	5,113	**3.7%**
その他の流動資産	-	9	84	63	2	-	158	6	164	3,578	**4.6%**
長期借入金	-	-	-	625	-	-	625	359	984	49,519	**2.0%**
非流動契約負債	-	-	-	4	6	-	10	151	161	6,191	**2.6%**
短期借入金	-	-	-	-	-	-	-	21	21	6,345	**0.3%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	-	89	19	108	3,168	**3.4%**
買掛金	554	83	746	748	5	-	2,136	69	2,205	12,859	**17.1%**
流動契約負債	-	-	-	-	1	-	1	15	16	1,275	**1.3%**
その他の流動負債	-	-	-	15	13	-	28	9	37	11,651	**0.3%**
その他の情報											
保証提供	-	250	-	13	83	-	346	-	346		
保証受領	-	-	-	157	36	-	193	-	193		
コミットメント	-	-	-	102	2	-	104	-	104		

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	ESO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	その他	その他主要な管理担当者	2019年合計	関連会社およびジョイント・ベンチャー	2019年総合計	財務書類上の合計	割合%
損益計算書											
販売およびサービスからの収益	-	1,320	255	2,733	183	-	4,491	313	4,804	77,366	**6.2%**
その他の収益	-	-	5	1	-	-	6	10	16	2,961	**0.5%**
その他の金融収益	-	-	-	1	-	-	1	87	88	1,637	**5.4%**
電力、ガスおよび燃料の購入	2,661	3,009	4	1,372	-	-	7,046	143	7,189	38,082	**18.9%**
サービスおよびその他の原材料の費用	-	54	4	2,338	70	-	2,466	151	2,617	18,836	**13.9%**
その他の営業費用	3	182	1	4	-	-	190	45	235	2,693	**8.7%**
商品デリバティブからの純収益/（費用）	-	-	-	11	-	-	11	-	11	(733)	**-1.5%**
金融費用	-	-	1	14	-	-	15	31	46	4,518	**1.0%**

百万ユーロ	シングル・バイヤー	EMO	ESO	カーサ・デポジティ・エ・プレスティティ・グループ	その他	その他主要な管理担当者	2019年12月31日現在の合計	関連会社およびジョイント・ベンチャー	2019年12月31日現在の総合計	財務書類上の合計	割合%
財政状態計算書											
非流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1,383	**1.1%**
売掛金	-	45	15	573	13	-	646	250	896	13,083	**6.8%**
流動金融デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	8	8	4,065	**0.2%**
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	-	27	27	4,305	**0.6%**
その他の流動資産	-	23	89	69	1	-	182	1	183	3,115	**5.9%**
長期借入金	-	-	-	715	-	-	715	-	715	54,174	**1.3%**
非流動契約負債	-	-	-	2	6	-	8	143	151	6,301	**2.4%**
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	-	89	-	-	89	-	89	3,409	**2.6%**
買掛金	601	92	793	726	18	-	2,230	61	2,291	12,960	**17.7%**
流動金融デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	-	8	8	3,554	**0.2%**
流動契約負債	-	-	-	-	1	-	1	38	39	1,328	**2.9%**
その他の流動負債	-	-	-	16	9	-	25	5	30	13,161	**0.2%**
その他の情報											
保証提供	-	250	-	354	164	-	768	-	768		
保証受領	-	-	-	125	35	-	160	-	160		
コミットメント	-	-	-	9	4	-	13	-	13		

前へ　次へ

IAS第24号で規定されている主要な経営幹部の報酬に関する開示については、エネルのウェブサイト（https://www.enel.com/investors/governance/remuneration ）の報酬報告書で公開されている第I章 「取締役、部長、業務執行役員及び監査役の報酬に関する方針。本方針の採択および実施のための手続き」を参照。

2010年11月、エネル・エスピーエー取締役会は、エネル・エスピーエーが直接もしくはその子会社を通して間接的に行う関連当事者取引の承認および執行に関する手続を承認した(その後、更新された)。その手続（https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties 参照）は、関連当事者取引の透明性ならびに手続上および実質的な妥当性を確保するための規定を定めている。かかる規定は、イタリア民法第2391条の2の規定およびCONSOB公表の実施規定の導入時に採用された。2020年には、改正後のCONSOB規定17221号（2010年3月12日制定）で定められた関連当事者間取引に関する規則に基づき、情報開示が必要とされる取引は実施されなかった。

注記51 政府補助金 - 法令第124/2017第1条第125-129段落に基づく開示

法令第124/2017号第1条第125-129段落（その後の修正を含む）に従い、以下にイタリアの公的機関または組織から受領した補助金、ならびにエネル・エスピーエーおよび完全連結子会社、個人および官民事業体から受領した寄付の情報を記載する。開示は、次の二つについて行う。（I）イタリアの公的企業/州組織からの補助金（ii）イタリアに所在するまたはイタリアで設立された官民機関に対するエネル・エスピーエーおよび関連子会社からの寄付
以下では、2020年に、複数回にわたる金融取引を通じた場合でも、同一の委譲者/寄贈者からの1万ユーロを超える支払いがあった場合について開示する。これらは、現金ベースで認識される。
2019年2月11日法令第12号で承認された、2019年12月14日政令第135号第3-4条の定めに従い、受領した補助金については2012年12月24日法令第234号第52条に定められた国家補助の国内登録に記載された情報を参照。

助成金受領額（百万ユーロ）

金融機関/委譲者	受益者	金額	注記
教育大学研究省（MIUR）	エネル・エックス・エスアールエル	0. 03	ECSEL-2016-1-RIA callで資金提供を受けたWinSic 4 APプロジェクトに対する助成金の分割受領
		0. 03	合計

寄付金額（百万ユーロ）

寄贈者	受益者	金額	内容
エネル・エスピーエー	Elettrici senza frontiere Onlus	0.04	開発エネルギーについての寄付
エネル・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	1	2020補助金
エネル・エスピーエー	ヨーロッパ大学院	0.11	研究助成
エネル・エスピーエー	サンタ・チェチーリア国立アカデミア財団	0.65	2020年文化事業への寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2020年寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione MAXXI	0.6	2020年文化事業への寄付
エネル・エスピーエー	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.4	2020年文化事業への寄付
エネル・エスピーエー	OECD International Energy Agency (IEA)	0.15	2019年・2020年寄付
エネル・エスピーエー	Responsible Business Alliance Foundation	0.05	2020年寄付
エネル・エスピーエー	Stichting Global Reporting Initiative	0.04	2020年寄付
エネル・エスピーエー	Università Commerciale Luigi Bocconi	0.13	研究助成金への寄付
エネル・エックス・エスアールエル	エネル・クオレ・オンルス	1	2020年3月17日付政令第18号第66条に基づく寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Municipality of Gualdo Cattaneo	0.02	コロナウイルス緊急事態-市民保護
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Municipality of Porto Tolle	0.03	学校備品購入のための寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Amatrice Alpinist Club	0.03	Amatrice Alpinistクラブへの小規模レンガ造り小屋3棟の寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Municipality of Brindisi	0.08	7月1日~8月31日まで市内在住の生活困窮者130食分を寄贈
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - ブリンディジ港 (ファロ ポルト)	0.08	Brindisi港RACON設置・接続費用の寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Municipality of Civitavecchia	0.07	芸術的な照明設備の寄贈
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	Enel Foundation Onlus	0.16	2019エネル基金の残高の50%を寄付
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	1	COVID-19 2020年3月17日付政令第18号第66条
エネル・イタリア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	1	Enel Cuore Onlus grant-COVID-19の緊急事態
エネル・イタリア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2020寄付
エネル・イタリア・エスピーエー	Legambiente Onlus	0.03	3° Sal Legambiente - Alleva La Speranza
エネル・イタリア・エスピーエー	Progetto Itaca Roma	0.01	寄付UPSKILLING 4 AN Hプロジェクト
エネル・イタリア・エスピーエー	Progetto Itaca Roma	0.01	寄付UPSKILLING 4 AN Hプロジェクト
エネル・イタリア・エスピーエー	アショカ・イタリア・オンルス	0.13	地域の変革・開発を目的とした生態系創出助成金(「Puglia fa sistema」)
エネル・イタリア・エスピーエー	Municipality of Matera	0.06	Palombaro Lungo水槽内の芸術的な照明設備の寄贈
エネル・イタリア・エスピーエー	Municipality of Civitavecchia	0.05	芸術的な照明設備の寄贈
エネル・イタリア・エスピーエー	Municipality of Piegaro (PG)	0.04	Enel Italyは、古生物学の博物館「Luigi Boldrini」の屋上に32 kWの太陽光発電設備の設計と建設に貢献した。
エネル・イタリア・エスピーエー	Municipality of Tolfa (RM)	0.01	町民保護計画に基づく緊急避難施設としての体育館施の回収補助金
エネル・イタリア・エスピーエー	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0.06	エネルはMoigeと協力して、あらゆる形態のサイバーリスク、いじめ、およびサイバーいじめに対処しました。持続可能な開発目標4 (品質教育)および10 (不平等の削減)の追求の一環
エネル・イタリア・エスピーエー	ASES - Agricoltori, Sostenibilità E Sviluppo (Associazione non profit)	0.02	#lanaturanonsifermaプロジェクトへの寄付
エネル・イタリア・エスピーエー	Fondazione Teatro alla Scala	0.6	2020~2023年の寄付
エネル・イタリア・エスピーエー	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus (Progetto WE)	0.03	特定の地域における市民と官民の連携能力の向上を目的とした社会イノベーション事業を実施し、長期的な価値を創出する事業を実施するための寄付

イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	9	「キュア・イタリア・デクリー」 (2020年3月16日) に基づくCOVID-19緊急事態への支援活動への寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	1.66	2019年度末50%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	1.4	2020年寄付の50%
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno	0.05	66台の発電機をBelluno消防署に納入
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Azienda Sanitaria Locale BT	0.02	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Municipality of Crema	0.03	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Soggetto Attuatore Emergenza COVID-19 Calabria	0.04	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Azienda Ospedaliera Regionale San Carlo	0.05	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	Azienda Ospedaliera di Perugia	0.05	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	A.S.M. Azienda Sanitaria Locale Di Matera	0.09	COVID-19のパンデミック対策に関連する医療施設の電力系統接続のための寄付
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	8	COVID-19 2020年3月17日付政令第18号第66条
エネル・エネルギア・エスピーエー	Protezione Civile Regione Sicilia	0.07	シチリア島市民保護への寄付
エネル・エネルギア・エスピーエー	Federazione Nazionale Ordine Professioni Infermieristiche	0.13	COVID-19緊急事態-看護師を保護するための個人用保護具および消毒用資材の購入のための寄付。
エネル・エネルギア・エスピーエー	Fondazione Centro Studi Enel	0.86	2019年度寄付
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.32	2019年助成金に対する20%の支払い
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	1.28	2018年助成金の80%
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.13	寄贈enelpremia 3.0 (2016/2017/2018年版)
エネル・エネルギア・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	2019年同業団体課金
エネル・エネルギア・エスピーエー	Regione Sicilia - Dipartimento Protezione Civile	0.06	COVID-19緊急事態-特に医療従事者のための個人用保護具および衛生材料の購入、および新しい集中/準集中治療ベッドのための機械および装置の購入のための寄付
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	0.04	組織のプロジェクトを支援・開発するための2020年寄付
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	エネル・クオレ・オンルス	1	COVID-19義援金
		32.11	**合計**

注記52 コミットメントおよび保証

エネル・グループが締結したコミットメントおよび第三者に付与した保証は、以下に示すとおりである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
保証：			
－第三者に対する抵当およびその他の保証	11,451	11,078	373
仕入先に対するコミットメント：			
－電力購入	67,400	97,472	(30,072)
－燃料購入	41,855	48,016	(6,161)
－各種供給	1,511	1,034	477
－弁済金	3,604	3,522	82
－その他	9,672	3,391	6,281
小計	**124,042**	**153,435**	**(29,393)**
合計	**135,493**	**164,513**	**(29,020)**

2019年12月31日と比較して、「電力購入」に対するコミットメントが30,072百万ユーロ減少したのは、基本的にラテンアメリカ地域、特にブラジルの企業に起因するものであり、主に為替レートの影響と、契約残高の進捗状況の違いを反映している。

「燃料購入」に対するコミットメントの6,161百万ユーロの減少は、主にスペインとイタリアにおけるガス供給に関連したものであり、天然ガス及びガスの価格に対する需要の減少と為替の影響を受けた。

コミットメントおよび保証の失効の詳細については、注記44の「商品購入に係るコミットメント」を参照。

注記53 偶発資産および債務

下表は、2020年12月31日現在の主な偶発資産および負債について開示するものだが、これらはIASの第37号で定められた要件を満たしていないため、連結財務書類上は認識されていない。

ブリンディジ・スド火力発電所－エネル従業員に対する刑事訴訟

ブリンディジ・スド火力発電所に関する刑事訴訟が、ブリンディジ裁判所で行われた。複数のエネル・プロデュツィオーネの従業員（民事訴訟では有罪）が、1999年から2011年の期間の操業の結果、石炭廃棄物による発電所付近の土壌汚染に関して、犯罪的被害を引き起こし、有害物質を廃棄したとして訴えられた。2013年末、告発対象期間が拡大され、2012年と2013年も含まれるようになった。訴訟の過程で、ブリンディジ県および同市を含む被害者側が総額約14億ユーロの被害届を提出した。2016年10月26日、ブリンディジ裁判所は以下の判決を下した。(i) 被告人13名のうち9名（エネル・プロデュツィオーネの全ての社員）は、過失がないとして無罪。(ii) 2名の被告人に関しては、訴権の時効により訴訟手続を進める必要はないと判断。(iii) 残る2名の被告人に関しては有罪とし、法令の規程により懲役9カ月。損害賠償金の支払いに関しては、同裁判所は以下の判決を下した。(i) 損害賠償を求めて刑事訴訟を起こしていた公共機関および団体のすべての申立てを棄却。(ii) 損害賠償を求めていた民間当事者による申立ての大部分は認められ、これに関し、仮賠償なしの賠償金の金額に関しては、民事裁判所の審判に委ねる。有罪判決を受けた被告および民事被告人、エネル・プロデュツィオーネ、ならびに訴権の時効が言い渡された2人の従業員のうち一人は、同判決に上訴した。2019年2月8日、レッチェ控訴院は以下の判決を下した。(i) エネル・プロデュツィオーネのエグゼクティブ2名の刑事上の有罪判決につき、第一審裁判所の判決を支持。(ii) 一部の民間の上訴人の損害賠償の申し立てを棄却。(iii) 第一審裁判所で損害賠償が認められた一部の当事者に言及し、第一審裁判所で棄却された一部の損害賠償を認め、仮賠償なしの賠償金の金額について民事裁判所に委ねた。(iv) ブリンディジ裁判所判決について、第一審裁判所または控訴のいずれでも損害賠償が認められなかったブリンディジ県への訴訟費用の支払いを除き、他の判決を認めた。

レッチェ控訴院は、その後の判決によって、ブリンディジ県が前記の判決に対して申し立てた控訴を容認し、重大な誤りがあったことが確認されるとして損害賠償を受ける同県の包括的権利を認めた。被告はこの判決に対し2019年6月22日に破棄院に上告した。当初、審理は2020年4月24日に予定されていたが、COVID-19による公衆衛生上の緊急事態宣言が発令されたことにより、2020年10月1日まで延期された。同日、破棄院が、イタリアのレッチェの上訴裁判所の判決を無効とし、新たな手続きを同裁判所の別セクションに付託した。

ブリンディジ発電所の廃棄物処理を巡る違法行為という主張に関しては、レッジョ・カラブリア裁判所およびヴィボ・ヴァレンツィア裁判所でも、違法な廃棄物投棄の罪が問われて多数のエネル・プロデュツィオーネ従業員に対する刑事訴訟が行われている。ただしエネル・プロデュツィオーネは、民事の損害賠償金の責任者として召喚されていない。

レッジョ・カラブリア裁判所における刑事訴訟は、2016年6月23日の公判で終了した。犯罪行為は行われなかったとして、エネル側被告人のほぼ全員に対する主な告発に関して、裁判所は無罪を言い渡した。唯一1件の訴訟は、出訴期限に基づき却下された。同様に、軽犯罪に関する残るすべての申立てに関しても、出訴期限に基づき却下された。ヴィボ・ヴァレンツィア裁判所の訴訟手続きは継続しており、出訴期限法で犯罪の無効化はできないと裁判所が判断したため、現在法廷証言の段階である。2020年2月24日の審理において、検察側専門家証人が証言を行った。COVID-19対策の一環として全ての刑事・民事訴訟手続きの審理が延期された後、本事件の審理は2020年9月7日に再開され、共同被告人の多数の証人が証言台に立った。2020年10月22日、追加審理が開催され、証人喚問が行われた。当初、弁論は2020年11月19日まで続く予定だったが、公衆衛生上の緊急事態が継続したことにより、審理開催が再度2021年1月14日まで延期され、同日、被告の弁護士が弁論を行った。2021年2月4日、検察官及び民事当事者の主張が行われ、それに対する反論は2021年3月18、25日に予定されている。

エネル・エネルギアおよびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレに対する反トラスト訴訟

2017年5月11日、競争当局は、Enel SpA (Enel)、Enel Energia SpA (EE)及びServizio Elettrico Nazionale SpA (SEN)に対し、市場支配的地位の濫用の疑いについて、付随的な性能検査と同時進行での手続きを開始すると発表した。裁判は、イタリアエネルギー卸売業者・貿易業者協会（AIGET）及びGreen Network SpA 社(GN)が提出した訴状、並びに多数の個々の消費者らが提出した訴状に基づき開始された。競争委員会の告発によると、エネルグループは、規制市場における配電及び電力販売の統合参加者として、また、住宅用又は非住宅用低電圧小売市場の自由化にとって極めて重要な段階において、とりわけ、自由市場で営業するグループ企業の利益のため（EE）、統合されていない競合他社の妨害が可能な一連の複製不可能な商業戦略を用いた排他的戦略に、三社が関与したとの疑いについてである。

2018年12月20日、競争当局は最終判決を下し、2019年1月8日に当事者に通知した。判決は、エネル・エスピーエー、SENおよびEEに対し、EU機能条約（TFEU）第102条の市場支配的地位の濫用に違反したとして、93,084,790.50ユーロの罰金を課すものであった。

争われている行為は、同グループの運営会社（特に、EE）が、規制市場で引き続きサービスを利用していたSENの顧客に連絡するために、グループ内でサービスを提供することを目的に消費者が提供したプライバシーに関する同意を利用して、競合他社を小売電力供給の自由市場から排除するという戦略を採用したことである。

物理的な拠点（エネル・ポインツおよびエネル・ポイント・パートナー・ショップス）での販売活動、組織、およびグリーン・ネットワーク・エスピーエー社（GN）から報告されるウィンバック規定に関する、訴訟を開始するためのその他の申し立てについて、競争当局は、予備調査結果は、エネルのグループ会社の一部で乱用行為を行ったとする十分な証拠を入手できていないという決断を下した。

関係企業は、ラツィオ地方行政裁判所による以前の判決を無効とすることを求めて上訴した。2019年10月17日に下された裁判所の判決は、SENとEEの訴えを部分的に認め、当初競争委員会による決定では違反行為の継続期間は5年5か月とされたが、これを1年9か月に短縮し、競争委員会に対し、判決に定められる基準に従った罰金額の再計算を命じた。同時に、地方行政裁判所は、主張されている親会社のSENとEEとの連帯責任についての理由のみに関するエネルの上訴を却下した。そのため、罰金額の再計算への財務的な影響はない。2019年11月27日の判断で、競争委員会は、再計算後の罰金額を27,529,786.46ユーロに決定した。

州議会において、エネルグループ企業3社により、地方行政裁判所の判決に対する異議申立てが行われ、競争委員会の罰金額の再計算措置の停止を求めて、州議会に対し保全措置を申し立てた。2020年2月20日に開催された予審においては、紛争における弁論の審理の期日を設ける国家評議会のその後の決定および結果としての2020年5月21日の最終決定を考慮して、この申立てに関する議論は行われなかった。
2020年7月20日付命令で、州議会は（3企業を弁護する代理人が提出した従属的申立を受理し）、3つの判決の併合後、裁定を停止し、欧州連合の機能に関する条約（TFEU）第267条に基づき本事件が欧州司法裁判所の暫定的判決に付されること、及び本事件に適用される「支配的立場の乱用」という概念の解釈を明確にするための質問の作成を命じた。2020年9月11、18日にCJEUは、EE、SENおよびEnelのそれぞれに対し、TFEU第267条に基づく裁判の開始を通知した。その後、各企業は申立書を提出し、裁判の進展を待っている。
CJEUでの裁判の開始前に、Enel、EE、SENは、地方行政裁判所の判決および罰金再計算措置の執行停止を求めて州議会に追加の予防的請願を申し立てた。2020年11月11日に、予備的審理が行われた後、2020年11月16日に、同一の内容の命令が3つ出された。州議会は、エネルが申し立てた停止要求を認め、エネルに対し不利な判決が出された場合の罰金支払いの保証として、保全措置命令により停止された罰金額に相当する金額の競争委員会のための請求払保証状の発行を命じた。
その後、別の判決をもって、州議会は、中止された裁判がそれまでに再開されると見込んで、2021年11月11日を最終公判日に定めた。当社はまだ最終判決を待っている。

ビーイージーに関する訴訟

ビーイージー・エスピーエーがイタリアで仲裁手続を申請した後、エネルパワー・エスピーエーは、自社がアルバニアの水力発電所建設契約に反したことによる損害への訴えを完全に棄却するという有利な判決を2002年に勝ち取り、破棄院も2010年にこれを支持した。この結果、ビーイージーは子会社のアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケー(ABA）（アルバニアの会社）を通じ、エネルパワーとエネル法人をこの件で訴えた。ティラナ地方裁判所は、アルバニア最高裁の支持を得て、エネルパワーとエネルに対し、2004年の不法行為による被害への賠償金として約25百万ユーロの支払いを、また、その後の数年での被害について不特定額の支払いを命じた。ABAは、この判決を受けて430百万ユーロを超える支払を要求した。

ABAが講じた法的措置を通じてイタリアで発行され、エネルパワーを勝訴とした仲裁の遵守を逸脱したことを理由に、エネルパワーとエネルがビーイージーの債務を確認することを求めてローマ裁判所に申し立てた追加的訴訟の判決の第一段階は、2015年6月16日の決定によって完了した。エネルパワーとエネルは、この訴訟で裁判所に対し、ビーイージーの賠償責任を認め、アルバニアの裁判所が出した判決が執行された場合には、エネル側がABAに支払を要求される可能性がある額の支払をビーイージーに命令することを求めた。ローマ裁判所は、この決定で、アルバニアでの判決が執行可能であることを宣言した裁判所がこれまでにないので、ビーイージーが被告適格を有しないか、そうでないとしてもエネルおよびエネルパワーが訴えの利益を欠いているのだから申立ては認められないと判断した。裁判所は、訴訟費用の相殺を命じた。エネルおよびエネルパワーはこの判決の全面的破棄を求めるローマ控訴院への控訴を行った。2021年2月18日に予定されていた審理は2021年11月11日まで延期された。

2016年11月5日、エネルとエネルパワーは、アルバニアの破棄院に申立てを行い、2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決を無効にするよう求めた。現在もこの訴訟は未決である。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決内容を執行するため、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケー（ABA）による訴訟手続きが行われている。

ABAは、ニューヨーク州およびアイルランドの裁判所においてアルバニアの判決の認定と執行を求める2件の手続を開始したが、いずれの裁判所もそれぞれ2018年2月23日および2月26日にエネルおよびエネルパワーを勝訴とする判決を下した。したがって、アイルランドまたはニューヨークで係属している訴訟はない。

フランス

2012年2月、ABAはパリの*大審裁判所*（TGI）に、エネルとエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスでも適用するよう求める訴えを起こした。エネルとエネルパワーはこれに対し反訴した。

TGIでの審理の開始を受けて、ABAの主導権により再度、エネル・フランスは2012年から2013年の間に2件の*売掛金の事前差押命令*を受けた。これはエネル・フランスについてのエネルの売掛金を差し押さえることが目的である。

2018年1月29日、TGIはエネルおよびエネルパワーの勝訴の裁定を言い渡し、*執行認可*を与える目的のためには、フランス法の下で要件が欠如していることを理由に、ABAによるティラナ地方裁判所の判決のフランスにおける認識および執行の申立てを退けた。とりわけ、TGIは以下のように裁定した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定と相反しており、今回は2002年の仲裁裁定がそれに該当する。(ii) ビーイージーがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申し立てたことは不正行為にあたる。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーは判決に上訴した。パリ控訴院での公判は2020年6月9日に予定されており、主張書面が当事者間で取り交わされている。パリ控訴裁判所での審理は2021年2月2日に行われ、判決はまだ下されていない。

オランダ

2014年7月末の時点で、ABAはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアでの判決をオランダでも適用するよう求めている。2016年6月29日、同裁判所は以下の判決を下した。(i) アルバニアの判決は、オランダでの認定と執行の条件を満たしている。(ii) エネルとエネルパワーに対し、60,673.78ユーロの費用および付帯費用に加え、433,091,870.00ユーロをABAに支払うことを命じる。(iii) 暫定的に執行可能な判決を宣言することを求めたABAの要求を却下。

2016年6月29日、エネルとエネルパワーは同日に言い渡されたアムステルダム裁判所の第1判決を不服として控訴を行った。2016年9月27日、ABAも、2016年6月29日の裁判所の判決を不服として控訴し、本案の部分滅失を覆すよう求めた。2017年4月11日、アムステルダム控訴院はエネルとエネルパワーの求めを認め、他の2件の未決の控訴にこの件を加えた。

2018年7月17日の判決で、アムステルダム控訴院は、エネルおよびエネルパワーによる抗告を支持し、アルバニアの判決はオランダでは執行不可能であると言い渡した。控訴院は、アルバニアの判決は恣意的かつ明らかに不合理であり、オランダの公の秩序に反すると判断した。これらの理由により、裁判所はエネルおよびエネルパワーの追加の申立を分析する必要はないとの見解を示した。

ABAが提起した従属質問に関し、控訴院での審議は継続した。質問は、アルバニアの争議の本案の判決に従って判決を下すよう依頼したもので、特にエネルおよびエネルパワーによるアルバニアでの工場建設が失敗したことに対する非契約責任が生じる疑いについてである。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は2016年6月29日の第一審裁判所の判決を破棄する判決を下し、ABAが行ったすべての請求を退けた。同裁判所は、ABAの従属請求に対するその管轄権を肯定した上で、アルバニア法に基づく事件の本案の再分析後にこの結論に達した。したがって、エネルおよびエネルパワーはABAに何らかの金額を支払う責任を負っておらず、後者は実際に、特別な手続の一部としてその後定量化される違法な保全のための差押えにおいて発生した損失ならびに事実審および控訴審の手続きの費用を控訴人である両社に補償することを、同控訴院により命じられた。2020年3月3日、ABAは控訴裁判所の判決についてオランダ最高裁判所に上告した。2020年4月3日、エネル及びエネルパワーは、最高裁判所に出廷した。当事者らによる陳述の交換が行われた後、2020年7月17日、最高裁判所は、法務官に対し事件についての意見を出すように命じた。2021年2月5日、法務官は、ABAによる上告の却下を求め、エネル及びエネルパワーに有利な意見を出した。2021年2月19日、ABAは法務官の意見に対する答弁書を提出した。裁判所の決定は留保されている。

ルクセンブルク

ルクセンブルクでも、ABAの主導により、JPモルガンバンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの売掛金に関する事前差押えの命令に協力した。 並行して、ABAはティラナ地方裁判所の判決内容をルクセンブルクで執行するための訴状を提出した。この手続きは依然として進行中であり、主張書面が当事者間で取り交わされている。裁定はまだ言い渡されていない。

環境インセンティブ - スペイン

火力発電所の環境インセンティブの問題に関する2017年11月27日の欧州委員会の決定を受け、欧州委員会競争総局は、EU機能条約（TFEU）第108条第2段落の定めるところにより、Order ITC/3860/2007法で規定された石炭発電所の環境インセンティブが、域内市場と両立する国家補助であるかを問うための調査を開始した。欧州委員会は、決定の文字通りの解釈により、該当のインセンティブはTFEU第107条第1段落に定めるところの国家補助であるとの暫定的結論に達し、域内市場との両立性には疑問を呈する一方、同インセンティブは欧州連合の環境規程に則しているとの見解を示した。2018年4月13日、第三者の利害関係者として、エンデサ・ヘネラチオン・エスエーは同解釈に反論するコメントを提出し、その一方、2018年7月30日には、ガス・ナチュラルが欧州委員会の決定に異議申し立てをしたことが判明した。

ボーノ・ソシアル（Bono Social） - スペイン

スペインの最高裁判所は、2016年10月24日および25日ならびに2016年11月2日の判決によって、2013年12月26日付電力業法（法律第24号）第45.4条が2009年7月13日付欧州議会および理事会指令第2009/72/EC号に反することを宣言し、エンデサがボーノ・ソシアル（社会的補助）の資金を提供する義務に対して申し立てた上告を支持した。最高裁判所は、法定利息に加えて、最高裁判所が無効を宣言した法律に規定されている「ボーノ・ソシアル」制度に基づいて利用者に支払われたすべての金額（214百万ユーロ）を受領するエンデサの権利を認めた。政府は最高裁判所のこの判決に対する異議を申し立て、同判決が覆されることを求めたが、関連する異議は退けられた。政府はその後、憲法裁判所において、最高裁判所が欧州司法裁判所に予備的決定を求めることができるように、最高裁判所の手続きを再開することを求める2件の手続きを開始した。憲法裁判所は上訴を支持し、欧州司法裁判所における申立てに関する予備的決定はまだ下されていない。政府は現在までのところ何らかの金額の返済を要求していない。

CJEUは当初、事前質問の口頭弁論の日付を2020年10月8日としていた。COVID-19感染拡大防止策が実施されたことにより、CJEUは当該審問をキャンセルし、その代わりに陳述書の提出が行われることになった。エンデサを含む全当事者は、各自の陳述書を2020年11月13日の提出期限までに提出した。

「エンデサI」労使関係論争―スペイン

2017年10月に開始し2018年にかけて続いた、第5回エンデサ団体交渉合意（Comisión Negociadora）の一連の会合が行われた後、ソーシャルパートナーらと合意に達することが不可能であるとの考えから、エンデサは、従業員及び労働組合代表者らに、2019年1月1日から、「枠組保証契約（framework guarantee contract）」及び「2013～2018年の期間の任意退職又は雇用契約の解決の合意」の条件に基づき第4回エンデサ団体交渉合意は終了したものとみなされ、同日から、一般労働法の規定及び当該事項について定められ該当する法的基準が適用されることを通知した。
2019年2月にComisión Negociadora 内での交渉が再開されたにもかかわらず、第4回団体交渉合意の解決の効果（特に、退職職員に付与される社会給付）に関する、エンデサ及び労働組合代表者らとの間の解釈の差は、会社を代表する複数の労働組合が訴訟を提起につながった。2019年3月13日、第一審裁判所において審理が行われ、2019年3月26日に、第4回エンデサ団体交渉合意の終了の結果による退職職員に対する特定の社会給付の廃止の合法性に関する会社の立場を擁護する内容の、エンデサに有利な判決が下された。当初の判決は引き続き暫定的に執行可能であるが、労働組合は、この判決について最高裁判所に上告した。2019年6月19日、エンデサは答弁書を提出した。仲裁へと持ち込むために、2019年12月、エンデサの最大の労働組合は、2019年3月26日の第一審裁判所の判決についての最高裁判所への上告を取り下げた。その他の労働組合は、仲裁手続きへの参加を拒み、最高裁判所での手続きを進めることを決めた。
2020年1月21日、第5回エンデサ団体交渉合意の対応部分の修正を命じる仲裁判断が下され、ソーシャルパートナーにより署名された。当該仲裁判断は、2020年1月23日に効力を生じた。同日、エンデサは、さらに別の2つの団体交渉合意（「枠組保証契約（framework guarantee contract）」及び「任意退職又は雇用契約の終了の合意」）を、会社に存在するすべての労働組合との間で締結した。2020年6月17日、第5回エンデサ団体交渉合意は、スペイン公式ジャーナル（Boletín Oficial del Estado）に掲載され、完全な効力を生じた。

上記に鑑み、最も代表的な労働組合と共に訴訟を開始した3つの少数労働組合の要請により、最高裁判所での手続きは継続された。同時に、第4回エンデサ団体交渉合意の終了の影響を受けないという司法の確認を得るために退職勧奨契約（termination incentive agreements）に参加することに合意した退職職員及び元従業員らによる多数の個別訴訟が提起されている。現在、これら訴訟手続きの大半は、それら判決の行方を左右することになる最高裁判所の集団訴訟の決着がつくまで、保留されている。

「エンデサII」労使関係論争―スペイン

2020年12月30日、エンデサは、Audiencia Nacional から、2020年12月16日に3つの少数労働組合により提起された第5回エンデサ団体交渉合意の一部の「失効約款」の取消しに関する「集団紛争」の申立てについての通知を受けた。原告は、争点となっている「失効約款」は、労働者の社会給付及び経済的権利の違法な廃止を意味すると主張している。エンデサは、これらの規定全てが完全に合法なものであり、退職職員の社会給付の縮減に関する手続き（現在、最高裁判所に上告されている、2019年3月26日の第一審裁判所の判決）において行われた議論に則していると考えている。調停の審理は2021年6月23日に予定されている。

フルナス－トラクテベル訴訟 －ブラジル

1998年、ブラジルの会社であるシーアイイーエヌ（現在は、エネル・シーアイイーエヌ）は、トラクテベルと、同社のアルゼンチン-ブラジル間の相互接続線を通じたアルゼンチンからの送電契約を締結した。2002年の経済危機の結果導入されたアルゼンチンの規制改正のために、シーアイイーエヌはトラクテベルに電力を提供することができなくなった。2009年10月、トラクテベルはシーアイイーエヌを訴え、シーアイイーエヌは抗弁書を提出した。シーアイイーエヌは、アルゼンチンの危機の結果としての不可抗力をその抗弁書における主な主張として援用した。トラクテベルは法廷外で、この争議に関わる相互接続線の30%の買収計画を発表した。2019年2月14日、シーアイイーエヌは、保留中であった専門家証人による証言の開始を命ずる通知を受領した。争議に関連する金額は、不特定の被害に加え、約118百万レアル（約28百万ユーロ）と推定される。
同様の理由で、2010年5月にフルナスもシーアイイーエヌを送電の不履行で訴え、約520百万レアル（約124百万ユーロ）および不特定の被害への支払いを求め、金額が未確定の損害賠償に加えて相互接続線所有権（本件では70%）も取得しようとした。手続きは、フルナスのすべての請求を退ける2019年10月18日の終局判決による裁判所の決定をもってシーアイイーエヌの勝訴と決された。

シブランの争議 - ブラジル

コンパンヒア・ブラジレイラ・デ・アンチビオティコ（シブラン）は、エネルのグループ会社であるアンプラ・エネルギア・エ・セルビコス・エスエー（アンプラ）15 に対して、1987年から2002年に間の同社のブラジルの配電会社による電力サービス中断の結果として、非金銭的損害に加えて損失が生じているとして、損害賠償を求め6件の訴訟を起こしている。裁判所は、これらの案件について統合的な技術評価を命じたが、この結果は、一部アンプラにとって好ましくないものだった。エネル・ディストリブシオン・リオは、この結果に異議を申し立て、新たな調査を依頼し、これがシブランによる申立ての棄却につながった。シブランはその後、この決定を不服として控訴したが、その裁定はアンプラにとって有利なものであった。

1999年に提起され、1995年から1999年に関する最初の訴訟は2014年9月に判決が下され、第一審の裁判所はアンプラに対して約200,000レアル（約46,000ユーロ）の課徴金および後日に算定されるその他の損害賠償金の支払を命じた。アンプラはこの判決を不服として控訴し、同社の申立ては裁判所によって支持された。これに対応して、2016年12月16日、シブランは上級裁判所に上訴（recurso especial）し、たが、2020年6月19日に却下された。判決は2020年8月24日に確定した。2006年に提訴され、1987年から1994年を対象とした第2の裁判に関して、2015年6月1日、裁判所は、80,000ブラジル・レアル（約19,000ユーロ）の非金銭損害に対する賠償および96,465,103レアル（約23百万ユーロ）の金銭損害に対する賠償に利息を加えた金額の支払いをアンプラに命じる判決を下した。2015年7月8日、アンプラはこの判決を不服としてリオデジャネイロの裁判所に控訴し、同裁判所は2019年11月6日にアンプラの申立てを支持してシブランのすべての請求を退ける判決を発行した。2019年11月25日、シブランはリオデジャネイロの裁判所に控訴しが、2020年9月10日に仮棄却された。2021年1月29日、シブランはジュスティサ高等裁判所に判決を上訴した。残りの4件の訴訟については、2001年と2002年の第一審の判決はまだ下されていない。すべての係争の金額は合計で約605百万レアル（約103百万ユーロ）と推定される。

15　アンプラの商号はEnel Distribuição Rio de Janeiroである。

コペルバの争議－ブラジル

1982年、当時はブラジル政府の保有で、現在はエネル・グループ傘下のコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー（コエルチェ）が、ブラジル農村部のグリッド拡大計画の一環として、同計画に特化して設置された複数の協同組合のグリッド使用について契約を結んだ。契約ではコエルチェが月次で料金の支払を行うこととされ、またネットワークの保守も義務付けられていた。

これらの契約は、特別な環境で設立された協同組合と当時の公共部門企業の間で結ばれたものであり、合意によって管理されるグリッドについて特定するものではなかった。これに対し、複数の組合がコエルチェを相手取った訴訟を提起し、特に契約で合意した料金についての改定を求めた。この中には、コオペラティバ・デ・エレクトリフィカサーニョ・ルーラル・ド・バル・ド・アカラウ・エルティーディーエー（コペルバ）による訴訟も含まれており、その額は約310百万レアル（約53百万ユーロ）だった。コエルチェは、第一審裁判所および控訴院より同社に有利な判決を受けたが、手続き上の問題を理由にコペルバは再度控訴し（*Embargo de Declaração*）、控訴裁判所は2016年1月11日に同控訴が棄却された。2016年2月3日、コペルバは*上級裁判所*に本案に関する控訴裁判所の判決に対して非常上告を行い、2018年11月5日に、前回の控訴での判決に対し、その申し立てが認められた（*Embargo de Declaração*）。2018年12月3日、エネルはこの*上級裁判所*の判決に上訴した（*Agravo Intern*）。 同手続は現在も未決である。

エージーエム訴訟－ブラジル

1993年、Celg-D [16]（現在はエネル・ディストリブイセオ・ゴイアス）、ゴイアス自治体協会（AGM）、ゴイアス州およびバンカ・ディ・ゴイアスは、州が地方自治体政府に移転するはずのICMS（*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*：VAT ）の一部を移転することを通じた、Celg-Dに対する自治体の債務の支払について合意（*convenio*）に達した。2001年に政府、個別の地方自治体はこの合意の当事者を相手取って、この合意の無効の裁定を求めて訴訟を提起した。その後この申立ては、地方政府自身が合意プロセスに参加してしなかったことを理由に連邦最高裁判所によって支持された。2004年9月、Celg-Dは23の地方自治体との和解に達した。2007年から2008年の間、Celg-Dは、上記の合意に基づいて支払われた金額の返還を求めた数多くの訴訟を再び受けた（現在90件が未決）。上記の合意を無効とした判決はあるが、Celg-Dは、電力が供給契約に従って供給されたため、地方自治体側の債務の支払は正当なものであり、したがって、支払った金額の返還請求は却下されるべきである旨を主張している。

ゴイアス州裁判所に係属している手続には、(i) アパレシダ・デ・ゴイアニア自治体が申し立て、第一審の予備段階で係属している約624百万レアル（約106百万ユーロ）の訴訟、(ii) キリノポリス自治体が申し立て、同様に第一審の予備段階で係属している約334百万レアル（約57百万ユーロ）の訴訟、および、(iii) アナポリス自治体が当事者間の調停の試みの失敗後に第一審裁判所に提出した約320百万レアル（約54百万ユーロ）の訴訟の申立てが含まれている。

この訴訟の総額は、約435億レアル（約599百万ユーロ）に相当する。この紛争に由来する偶発債務が、Celg-Dの民営化の過程で設けられた「Funac」引当金の対象となっていることを強調しておくことが重要である。

16　CELG-Dの商号はEnel Distribuição Goiásである。

エーエヌイーイーエル訴訟－ブラジル

2014年、エレトロパウロ[17]（現在はエネル・ディストリブシオン・サンパウロは、エーエヌイーイーエル（国家電力庁）が、2011年から2015年の規制期間、電気料金の決定に負の係数を遡及的に適用するとした2012年に施行した行政措置の無効を求め、連邦裁判所に申し立てを行った。この規定で、当局はそれまでに電気料金に組み込まれた一部のネットワーク要素額につき、存在しないものとして返金を命じ、エレトロパウロによる追加要素の料金への組み入れ要請を棄却した。2014年9月9日、エーエヌイーイーエルの行政措置は暫定的に一時停止された。第一審訴訟は予備段階であり、訴訟額は1,093百万レアル（約186百万ユーロ）である。

17　エレトロパウロの商号はEnel Distribuição São Pauloである。

エル・キンボ－コロンビア

ウイラ県（コロンビア）での400MWの水力発電所の建設に関するエル・キンボ・プロジェクトについて、影響を受けた区域の住民および漁民によって申し立てられた多数の訴訟（「集団訴訟」および「集団代表訴訟」）が係争中である。より具体的には、現在予備的段階にある最初の集団訴訟が、発電所の建設によって事業収入が約30%減少すると主張するガルソン市の約1,140人の住民によって申し立てられた。第2の訴訟は、ウイラ県の5つの市の住民および企業・組合が、橋梁（Paso El Colegio）の閉鎖に関連する損害の賠償を請求して2011年8月から2012年12月までの間に申し立てたものである。集団代表訴訟は、中でも特に環境関連許可の停止を主張する区域の多数の住民によって、2008年に申し立てられた。本訴訟の一環で、2020年9月11日に、ウイラ裁判所は、環境ライセンスにすでに定められている義務を履行することを命じるエンデサに不利な判決を下した。ANLAは、判決の明瞭化の請求を提出した。別の集団代表訴訟が、キンボ流域の埋立がキンボ下流のベタニア流域の漁業に及ぼす影響の主張を巡り、多数の養魚会社によって申し立てられている。ウイラ県の裁判所は、多数の予備的決定の後、2016年2月22日、発電を6カ月間継続することを許容する決定を発行した。裁判所は、酸素レベル要件への適合性を確保する技術的設計を作成すること、および、約20,000,000,000コロンビア・ペソ（およそ5.5百万ユーロ）の担保を差し入れることをエムゲサに命じた。ウイラ県の裁判所はその後6カ月間の期限を延長し、そのため、キンボ発電所は発電承認を取り消す裁判所の決定が行われていない状況で、エムゲサが設置した酸素供給システムが現在まで裁判所によって要求された酸素レベルを維持することができることを実証しているため、発電を継続している。
2018年3月22日、ANLAおよびCAMは、エル・キンボ水力発電所のダムの下流水質のモニタリングに関する最終報告を共同で発表した。両当局は、エムゲサが酸素基準の要件を遵守していることを確認した。2018年6月15日、エムゲサは最終訴答書面を提出した。2021年1月12日、ウイラ裁判所の第一審判決が下されたことが明らかになった（その後、2021年2月1日に会社に通知された）。判決は、Emgesaにより実施された酸素化システムがベタニア盆地の動物相の保護に伴うリスクを軽減したことを認めつつも、Emgesaのみならず、関係環境機関に一連の義務を課すものであった。特に、後者は、盆地の水による川の動植物へのリスクが生じないようにするための除染プロジェクト（ANLAによる評価の対象となる）を実施すること、及び、ANLAが定めるパラメータを遵守するように、酸素化システムの運用を永久化するようにすることを義務付けている。Emgesaは、自己の権利を守るために必要なあらゆる行動を取る予定である。

***第一類電圧水準*に関連する訴訟－コロンビア**

この紛争は、セントロ・メディコ・デ・ラ・サバナ病院およびその他の当事者が、主張する超過料金の補償を求めてコデンサに対して起こした「*集団訴訟*」に関するものである。当該訴訟は、決定第97/2008号により変更された決定第82/2002号の定めに従って*第一類電圧*カテゴリー（電圧1kv未満）の利用者およびインフラストラクチャの所有者として利用者が支払うべきであったと原告が主張する助成付き料金を、コデンサが適用しなかった旨の主張に基づく。この係争案件は現在、予備段階にある。この訴訟の金額の見積りは、約3,370億コロンビアペソ（約96百万ユーロ）となっている。

コロンビアにおける仲裁手続き

2018年10月8日、グルポ・エネルジア・ボゴタ（GEB）（エムゲサおよびコデンサを約51.5%保有している）は、エムゲサおよびコデンサ両社の2016、2017および2018事業年度における配当分配の不履行に関連する契約の違反の主張ならびに株主間契約の特定の規定の不遵守に関して、ボゴタ商工会議所の仲裁および調停センター（Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá）でエネル・アメリカス・エスエー に対する仲裁手続きを開始したことを発表した。GEBは約514百万ユーロの損害賠償および利息を請求している。予備段階は完了し、手続きは現在中断されている。

GEBは、並行して、強行法規の違反、動機および対象事項の違法性による絶対的無効の瑕疵の主張ならびに株主間契約の違反の主張を理由として、両被告会社の取締役会および株主総会の決定を無効にするために、合計37件の未解決の紛争についてコデンサに対する17件およびエムゲサに対する20件の仲裁手続（現在は各社に関して2件の別個の手続きに併合されている。）も開始した。2020年2月24日、GEBは、Emgesaに対する仲裁申立書（特に、会社の目的を追求しなかったこと、並びに、Enel Américas及びその取締役らの議決権の乱用に関する請求）の変更を申し立てた。Emgesaは、GEBの新たな請求に異議を唱える抗弁書を提出した。2件の訴訟はいずれも、Emgesa及びCodensaに対し提起され、現在当事者らの同意による交渉のために保留されている。紛争額は確定しておらず、両手続きとも予備的段階にある。

***ガブチコボの係争案件* - スロバキア**

スロベンスケ・エレクトラルネ（SE）は、ガブチコボ水力発電所（720MW）をめぐり国内裁判所での複数の訴訟を抱えている。発電所は水利管理株式会社（VV）に管理され、その運営と維持はSEの民営化の一環として2006年に、運営協定（VEGオペレーション協定）のもとで30年間の契約でSEに委譲された。

民営化の完了直後、公共調達局（PPO）はブラティスラバ裁判所においてVEGオペレーション協定を破棄する訴えを行った。訴えの根拠となったのは、公共入札規制やサービス契約としての契約の適正、およびこうした規制で管理された契約に対する違反行為であった。2011年11月、第一審裁判所はSE側に有利な判決を下し、これに対しPPOは直ちに控訴を行った。

PPOとの訴訟と並行して、VVも複数の訴訟を起こし、特にVEGオペレーション協定の無効を求めた。

2014年12月12日、VVは、契約違反を理由にVEGオペレーション協定を一方的に解消し、2015年3月9日に協定離脱を通知した。2015年3月9日、控訴裁判所は第一審裁判所の判決を覆し、PPOによる訴訟の一部として同協定を無効とした。SEは、この決定に対し、最高裁に非常上告を行った。2016年6月29日の公判で、最高裁はこの上告を棄却した。その後SEは、この判決に対し憲法裁判所に上告したが、同裁判所は2017年1月18日にこの訴えを却下した。

さらにSEは、VEG補償合意に基づく仲裁申立てをウィーン国際仲裁センター（VIAC）に提出した。民営化の一環としてスロバキア共和国の国有財産基金（現在はMHマネジメント）とSEとの間で署名されたこの合意の下で、SEは、SEに帰し得ない理由によりVEGオペレーション協定が途中解除された場合に補償を受ける権利を有する。同仲裁裁判所は、司法管轄権を持たないとしてこの異議申し立てを却下したが、仲裁手続きは本案の審査のために続けられ、関連する金額については次の手続きまで先送りにするとの判決を下した。2017年2月2日に行われた審問を受けて、仲裁裁判所は2017年6月30日付けのSEの申立てを退ける裁定を言い渡した。

SEが開始した仲裁手続きと並行して、VVおよびMHマネジメントの双方は、後者のVEGオペレーション協定との関係に疑惑があるとして、VEG補償合意の無効を求めて、スロバキアの裁判所に2件の訴えを起こし、現在も係争中である。これらの訴訟は併合され、2017年9月27日にブラティスラバ裁判所で公判が行われ、判事は原告の申立てを手続き上の理由から却下した。VVおよびMHマネジメントの双方がこの判決に控訴した。MHマネジメントが申し立てた控訴は、SEを勝訴とした第一審裁判所の決定を支持したブラティスラバ控訴裁判所によって2019年6月8日に退けられた。同様に、VVによる上訴は、SEに有利な第一審裁判所の判決を支持するとして、却下された。当決定に対して、2020年3月9日、VVはさらなる上訴（dovolanie）を提起し、それに対しSEは、2020年6月8日に意見書を提出した。

地方レベルでは、SEは、2006年から2015年までの期間に不当な蓄財（推定約360百万ユーロ、プラス金利）があったとして、VVにより訴えられた。SEは、進行中のすべての手続きに関して反対請求を申し立てた。特に、(i) 2006年、2007年および2008年については、ブラティスラバ裁判所は、2019年6月26日の審理において、双方当事者の申立てを手続き上の理由から却下した。第一審の判決にはVVおよびSEの双方が控訴し、2006年から2008年までの上訴は係争中である。2007年に関する上訴については、2019年11月に、SEが、予備的質問を提起し、2020年1月15日に上訴裁判所により却下された。2020年8月18日、SEは、憲法裁判所に上訴した。(ii) 2009年に関する手続きについては、ブラチスラバ裁判所は当初、第一回目の審理を2020年10月13日に予定していたが、2020年11月24日に延期し、その後さらに2021年3月23日に延期した。(iii) 2011年に関する手続きについては、裁判所は、第一回目の審理を2020年11月19日に設定していたが、COVID-19の状況により後日決定される日付まで延期することになった。(iv) 2012年に関する手続きについては、裁判所は2019年4月24日の審理においてVVの申立てを退け、VVが2019年6月21日にこれに対する控訴状を提出して控訴が進行中である。(v) 2010年および2013年に関する手続きについては、当事者間での最終的な弁論の交換が完了し、第一審裁判所での審理は当初2020年5月12日に設定されたが、2020年10月6日に延期された。同日、VVは、審理開催日をまず2020年11月6日に延期することを要請し、その後2021年2月23日へ延期することを要請した。さらにその後、審理は、感染病の流行による緊急事態の結果、後日決定される日付まで延期されることとなった。(vi) 2014年に関する手続きについては、第一審裁判所の審理は当初2020年10月6日に予定されていたが、まず2020年11月6日に延期され、その後2021年2月23日に延期された。さらにその後、審理は公衆衛生上の緊急事態により、後日決定される日付まで延期されることとなった。

最後に、ブラティスラバ裁判所で行われた別の訴訟において、VVは、民営化の一環としてガブチコボ発電所の技術資産をSEからVVに移譲した際の手数料返還（約43百万ユーロ、プラス金利）をSEに求めた。当事者は主張書面の交換を行った。2019年11月19日の審理において、裁判所は事件に関してVVの当事者適格の欠如を指摘する予備的決定を示した。2020年10月1日の審理において、当事者らは、最終的な弁論を提出し、2020年12月18日、裁判所は、VVの請求を棄却し、SEに有利な決定を下した。VVは、判決に対して2021年1月7日に上告し、手続きは継続中である。

予防的行政手続きおよびチュカス仲裁

ピーエイチ・チュカス・エスエー（チュカス）は、エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエーが設立した特別目的事業体である。エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエーは、コスタリカ電力公社（ICE）が、水力発電所（50 MW）の建設と、建設、運営、譲渡契約（BOT)に基づく同発電所電力のICEへの販売のために2007年に組成した入札を落札し、チュカスを設立した。

2015年5月27日には、BOT契約の規定に基づき、チュカスは、コスタリカ・アメリカ商工会議所（AMCHAM CICA)において仲裁手続きを開始し、発電所建設およびプロジェクト完成の遅れによる追加費用の返済と、工事の完成の遅れの主張に関してICEが課した罰金の取消を求めた。2017年12月に言い渡された裁定で、仲裁委員会はチュカスに有利な決定を示し、追加コスト約113百万ドル（約91百万ユーロ）および法務費用を認め、罰金の支払は不要と決定した。ICEは、最高裁判所に仲裁裁定に対する上訴を行い、2019年9月5日、多数の手続き上の理由に基づいて仲裁判決の取消しを求めたICEの控訴を支持する判決がチュカスに通知された。2019年9月11日、チュカスは同一の裁判所に「説明および追加的詳細を求める訴訟（recurso de aclaración y adición）」を提出し、2020年6月8日に部分的に認められた。裁判所の決定は、Chucasにより提出された証拠の認定に関する情報に関する2019年9月5日の判決に拡大されたが、仲裁裁定の取消しに関する決定は修正されなかった。2020年7月15日、Chucasは、推定240百万ドルについて、AMCHAM CICAに対し仲裁申立書を提出した。2020年8月14日、ICEは、Chucasの仲裁申立に対し、仲裁裁判所の側の管轄権の欠如を理由に手続きの却下を要請する内容の答弁書を提出した。 要求はAMCHAM CICAによって拒否された。同時に、ICEは、仲裁手続きを中止するために、行政紛争裁判所（Tribunal Contencioso Administrativo）にChucas及びAMCHAM CICAに対する予防的上訴を行った。これらの上訴は、事前に支持されたが、その後却下された。したがって、仲裁は初期段階にある。

ガスアタカマ・チリ－チリ

2016年8月4日、*電力・燃料監督庁*（SEC）は、2011年1月1日から2015年10月29日までにCDEC-SING（*経済供給センター*）に提供した、アタカマ工場での最低技術および最低業務時間に関する情報に関して、ガスアタカマ・チリに8.3百万ドル（約58億チリペソ）の罰金を科した。

ガスアタカマ・チリはこの措置に対しSECに上訴したが、2016年11月2日、同上訴は棄却された。ガスアタカマ・チリは、サンティアゴ控訴院にこの判決を控訴し、2019年4月9日、同裁判所は432,000ドル（約290百万チリペソ）に罰金を減額する判決を発行した。ガスアタカマ・チリおよびSECの双方がこの判決に対してチリ最高裁判所に上告した。2019年6月28日、双方当事者が主張を提出する審理が開催され、2020年1月15日、最高裁判所は、サンティアゴ控訴院が決定した罰金の減額を変更せずに同裁判所の判決を支持した。修正された罰金は2020年3月12日に支払われた。

同時に、ガスアタカマ・チリは、SECが罰金を課した基となる法規定は、罰金が課された時期には無効であったと憲法裁判所にも控訴した。2018年7月17日、憲法裁判所はガスアタカマ・チリの控訴を棄却した。

この問題に関し、アエス・ヘナー・エスエー、エレクトリカ・アンガモス・エスエーおよびエンジー・エネルギア・チリ・エスエーなどの*ノルテ・グランデの相互接続システム*（SING）の操業者の一部は、約58百万ユーロ（アエス・ヘナー・エスエー）および約141百万ユーロ（エレクトリカ・アンガモス・エスエーおよびエンジー・エネルギア・チリ・エスエー）の損害を取得するための行動を開始した。係争は、部分的に単一の訴訟として併合され、予備的段階は現在、COVID-19大流行に対応して宣言された国家非常事態の下で中断されている。

Kino**仲裁―メキシコ**

2020**年9月16日、**Kino Contractor SA de Cv、Kino Facilities Manager SA de Cv、**及びエネル・エスピーエーは、**Parque Solar Don José SA de Cv、Villanueva Solar SA de Cv**及び**Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv**（合わせて「プロジェクト企業」と総称する。）による仲裁申立書が提出されたことの通知を受けた。当該申立書において、プロジェクト企業は、**(i) Kino Contractor **によるEPC契約の一部の規定違反、及び**(ii) Kino Facilities**によるアセットマネジメント契約の一部の条項の違反（いずれの契約とも仲裁を申し立てた3企業が所有するソーラープロジェクトに関するものである）を主張している。**

エネル・エスピーエーは、上記の契約の Kino Contractor**と**Kino Facilities**の債務保証人であり、仲裁手続きにも求められているが、エネル・エスピーエーに対する特定の請求はない。**

Enel Green Power SpA**が非支配株主であるプロジェクト企業は、**Caisse de Dépôt et Placement du Québec**及び**CKD Infraestructura México SA de Cv**により支配されている。仲裁手続きは、予備的段階にあるが、仲裁パネルの形成は進んでいる。プロジェクト企業は、暫定**15.4**百万ドルと見積もっているが、請求は、暫定およそ**140**百万ドルと見積もられた。**

ブラジル国内の税務訴訟

源泉徴収税－アンプラ

1998年、アンプラ・エネルギア・エ・セルビコス・エスエー（アンプラ）は、コエルチェの買収のため、350百万ドル規模の債券（固定利付債、FRN）を発行して調達した。海外からの資金調達のため設立したパナマ法人を通じて発行された。当時施行されていた特別な規則に基づき、2008年までFRNが維持されることを条件として、アンプラがその子会社に支払う利息にはブラジルの源泉徴収税が課されなかった。

しかし、1998年の金融危機により、パナマ子会社はブラジルの親会社からの借換えを余儀なくされ、そのためブラジルの親会社は地元銀行から借り入れた。税務当局は、この資金調達が社債の繰上償還と等しく、その結果、源泉徴収税免除の資格が失われると考えた。

2005年12月、アンプラは残存しているFRN債券とこれに伴うアンプラ・インベスチメントス・エ・セルビコス・エスエーに対する権利および義務の移転に関わるスピンオフを実施した。

2012年11月6日、*税務上訴委員会*（最高レベルの行政裁判所）はアンプラに対し不利な判決を下し、これに対し同社は直ちに釈明を求めた。2013年10月15日、アンプラは、釈明申立てを拒否（*Embargo de Declaração*）することによって前記の不利な判決を維持する通知を受けた。同社は債務の担保を差し入れ、2014年6月27日から通常裁判所（*Tribunal de Justiça*）での訴訟を継続した。

2017年12月、裁判所は将来下される判決の裏付けとして、この問題を詳細に検討するための専門家を指名した。

2018年9月、専門家は追加文書が必要であるとする報告書を提出した。

2018年12月、当社は追加文書を提出し、同文書および論争に対する現在裁判所の評価を待っている。

争議に関わる金額は2020年12月31日現在、約206百万ユーロである。

PIS－エレトロパウロ

2000年7月、エレトロパウロは、*連邦最高裁判所*（STF）が後に憲法違反であると判断した規制（政令2.445/1988および2.449/1988）の適用により支払われたPIS（*社会統合基金*）に係る税額控除を求める訴訟を起こした。2012年5月、*最高司法裁判所*（STJ）は、当社に有利な判決を下し、控除の権利があるとした。

この最終的に有利な判決が下される前の2002年、当社は控除分をその他の連邦税と相殺していた。この行為は連邦税務当局から異議を唱えられたが、会社は行為の正当性を主張し、連邦税務当局から通知された税額更正に対し裁判で異議を申し立てた。当初裁定で申し立てを棄却された当社は、控訴した。

争議に関わる金額は2020年12月31日現在、約103百万ユーロである。

ICMS－アンプラ、コエルチェおよびエレトロパウロ

リオデジャネイロ州、セアラ州およびサンパウロ州は、アンプラ・エネルギア・セルビコス・エスエー（1996年～1999年および2007年～2017年）、コンパニア・エネルゲティカ・ド・セアラ[18]（2003年、2004年、2006年～2012年および2015年）およびエレトロパウロ（2008年～2019年）に対し複数の租税査定を行い、特定の非流動資産購入に関わるICMS（*商品流通サービス税*）の控除について異議を示した。企業側はこれに異議を申立て、税控除は適切なものであり、控除の根拠となった資産購入は送電活動のために行われたものだと主張した。
企業側は、引き続き各種のレベルの審理で企業側の活動を弁護している。
争議に係る金額は2020年12月31日時点で合計約75百万ユーロである。

18　Coelceの商号は Enel Distribuição Ceará. である。

源泉徴収税 －エンデサ・ブラジル

2014年11月4日、ブラジル税務当局はエンデサ・ブラジル（現エネル・ブラジル）に対し、租税査定を通告し、非居住者向け配当の引き上げに対する源泉徴収の適用を怠ったと主張した。
より具体的には、2009年、エンデサ・ブラジルがIFRS初度適用の結果、のれんの認識を中止し、会計基準の適切な適用に基づき、当該影響は資本へ認識した。しかし、ブラジル税務当局は、監査中に、会計処理が不適切であり、のれんの認識の中止の影響は損益を通じて反映されるべきだと主張した。この結果、対応する査定額（約202百万ユーロ）が非居住者向け所得として組み替えられ、15%の源泉徴収対象となった。
企業が行った会計処理は外部監査の合意を得ており、国内法律事務所の特別見解による確認も得ていることは留意されるべきだ。
当社は、行政裁判所から不利な判決を受けた後も、法廷での訴訟および会計処理の適切性を引き続き主張している。
争議に係る全体の金額は2020年12月31日時点で約56 百万ユーロである。

PIS－エレトロパウロ

1995年12月、ブラジル政府は経過措置を発令し、連邦PIS（*社会統合基金*）の税率を0.50%から0.65%に引き上げた。
その後、同経過措置は5度にわたり再発令され、1998年に決定措置として承認された。ブラジルの法律では、税率引き上げ（または新たな税の設定）は法律によってのみ施行することができ、発令後90日後に発効する。
そのため、エレトロパウロは、税率の引き上げが有効となるのは最後の経過措置の90日以降であり、それ以前の4度の経過措置は無効（法制化はされなかったため）であると主張する訴訟を起こした。この係争は、PIS税率の引き上げは第一回目の経過措置から有効であるとの判断で2008年4月に終了した。

2008年5月、ブラジルの税務当局は、1996年3月から1998年12月までの増税分の支払いを求め、エレトロパウロを提訴した。エレトロパウロは、税額更正の通知期限はすでに経過しているとして、様々なレベルの裁定でこの要請に異議を申し立てた。特に、課税事象（最初の経過措置の日付である1995年12月）から正式な法的文書の発行がないまま5年以上が経過しており、追加納税を要求する税務当局の権利および当局が支払いを求めて法的行為を起こす権限に異議を申し立てた。
2017年、前回の判決で不利な決定を言い渡された後、エレトロパウロは同社の権利を守るため、*最高司法裁判所*（STJ）および*連邦最高裁判所*（STF）に控訴した。訴訟は未解決であるが、係争の対象となっている金額は銀行保証により賄われている。
当該銀行保証を裁判所における預託金に差し替えることを求めるブラジル国家財務省の司法長官室の要求については、第二審裁判所はこの申立てを認めた。そのため同社は銀行保証を現金預託金に差し替え、関連する決定の説明を求める申し立てを提出しており、現在は決定を待っているところである。
本件訴訟の合計は2019年12月31日現在約38百万ユーロである。

ICMS－コエルチェ

セアラ州は、コンパニア・エネルゲティカ・ド・セアラ・エスエーに対して（2005年から2014年の課税期間についての）各年にわたる多数の租税査定を提出し、ICMS（*商品流通サービス税*）の一部の控除可能性に関する決定、特に、ブラジル政府が低所得世帯（*Baixa Renda*）への電力の販売に関して想定している特別料率の適用に由来する収益に関する比例的控除の計算方法に対する異議を示した。
同社は個々の査定に対する異議を提起し、税控除が正確に計算されたことを主張した。同社は様々なレベルの管轄権の下でその行為を抗弁している。
2020年12月31日現在、これらの訴訟の総額は約39百万ユーロであった。

FINSOCIAL－エレトロパウロ

2011年9月11日に連邦高等裁判所が下した判決に従って、エレトロパウロは1989年9月から1992年3月に支払った金額に関連する特定のFINSOCIALクレジット（社会保障負担）に対する補償を受領する権利を認められた。
連邦税務当局は、関係する時効期間の満了にもかかわらず、一部のクレジットの決定を不服として対応する相殺を拒否し、税査定を発行したが、同社は行政裁判所において速やかにこれに対する異議を申し立て、同社の計算および行為の適法性を主張した。
第一審での敗訴の判決の後、同社は第二審の行政裁判所に控訴状を提出した。
2020年12月31日現在、この訴訟の総額は約36百万ユーロであった。

スペイン国内の税務訴訟

法人税等－エネル・イベリア、エンデサおよび子会社

2018年、スペイン税務当局は、スペインの連結税制度に参加するグループ会社に関連する一般監査を終えた。2016年に開始されたこの監査は、（主に2012年から2014年に係る）法人税、付加価値税及び源泉所得税に関連する。

主な主張として、関連する会社は第一審の行政レベル（*中央経済行政裁判所*－TEAC）に対し、関連する税額更正に異議を唱え、過去の処理の正当性を主張した。

法人税等に関連する係争について、不利な判決を受ける可能性がある問題は、（i）エネル・イベリアが特定の金融費用（約18 百万ユーロ）および株式売却による資産売却損（約103百万ユーロ）の控除に関して適用される条件の正当性を主張している問題、そして（ii）エンデサおよびその子会社が主に一定の金融費用（約24百万ユーロ）および原子力発電所の閉鎖に関する費用（約6百万ユーロ）の控除に関して適用された条件の正当性を主張している問題であり、2020年12月31日現在で合計約151 百万ユーロにのぼる。

法人税等－エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル

2017年6月7日、スペイン税務当局は課税通知書をエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルに送付し、2011年のエネル・ウニオン・フェノサ・レノバブレス・エスアーのエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルへの合併を税務中立的取引とした処理に異議を唱え、当該取引には有効な経済的理由がない旨を主張した。

2017年7月6日、同社はこの課税通知に対して最初の行政レベル（*中央経済行政裁判所*－TEAC）に不服申立てを行い、当該合併に適用された税務上の取扱いの適切性を主張した。同社は当該取引の有効な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果として達成されたシナジーを実証する裏付資料を提出した。2019年12月10日、TEACは控訴を棄却したが、同社は裁判所（*全国管区裁判所*）において抗弁を継続し続けている(*全国管区裁判所*)。

2020年12月31日現在、この訴訟の合計額は約95 百万ユーロであった。

イタリアの税務訴訟

源泉徴収税-Enel Servizio Elettrico Nazionale

2018年3月に開始された税務監査、及びその後、枠組契約に基づく大量消費市場の顧客に関するServizio Elettrico Nazionale SpA (SEN)からの売掛金の特定の取引の譲受人として関係した銀行でのアンケートにより実施された調査の結果、2018年12月19日、歳入庁 - Lazio地方局 - 大規模納税者事務所は、2013年に行われた上記取引の一部として銀行に支払われた金額に関する源泉徴収支払義務の違反の疑いに関する評価について同社に通知した。

特に、紛争は納税者事務所による評価から生じている。当該評価は、(i) 税務目的でのみ、売掛金の譲渡を財務取引として再分類し、(ii)同社が何の関与もしていないその後の譲渡売掛金に係る取引（銀行によりその後実施される非居住者への売却及び／又は証券化）を再構築して、同社の源泉徴収税支払義務として、取引費用（譲渡売掛金の額面価額と譲渡価格の差額）に相当する金額を主張している。

当該評価についてのSENの上訴後に行われた手続きの最初の段階において、評価活動における重大な手続上の違反にもかかわらず、納税者事務所による税務目的での取引の再分類、及びその結果としての支払フロー、の違法性に関する同社の異議申立ては支持されなかった。
同社は、本紛争を継続する正当な法的理由があると信じ、（第一審裁判所の考えによると債権の譲渡から生じた収益の「財産所得」としての分類を許可し、結果としてSENに源泉徴収税の適用を義務付ける）ルールの違反及び誤適用を理由による税務クレームの違法性を主張して、破棄院に上訴した。
2020年12月31日現在、この訴訟の合計額は約81 百万ユーロであった。

注記54 将来の会計基準

以下は、2020年12月31日以降に当グループにおいて効力を発する会計基準、改訂および解釈指針の一覧である。

- **2017年5月に公表された「IFRS第17号－*保険契約*」。この基準は、承認を条件として、2021年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。**
- **2020年5月28日に公表された「IFRS第16号の改訂：COVID-19に関係した賃料減免」。 COVID-19パンデミックの直接的な結果によるものであり、一定の条件を満たす場合には、賃料減免（将来の期間に賃料が増加する可能性がある、賃料支払猶予、リース料の支払延期、一定期間の賃料の減額）を、借手がリースの条件変更として会計処理しないで済むようにするための改定である。IFRS第16号によると、リースの条件変更は、当該リースの当初の取引条件の一部になっていなかった、リースの範囲の変更又はリースの対価の変更である。したがって、賃料の減免は、当初のリース契約に定められている場合を除き、リースの条件変更を表す。本改訂は借手にのみ適用され、一方、貸手はIFRS第16号の現行の規定を適用することを求められる。本改訂は2020年6月1日以降開始する年次報告期間から遡及適用されるが、当グループは早期適用していない。**
- **2014年9月に公表された「IFRS第10号及びIAS第28号の改訂－投資者とその関連会社又は共同支配企業との間での資産の売却又は拠出」。本改訂は、投資者とその関連会社又は共同支配企業との間での資産の売却又は拠出の会計処理を明確化している。当該改訂は、関連会社又は共同支配企業に売却された又は拠出された資産が「事業」（IFRS第3号において定義されている）を構成するかどうかに基づいて会計処理が決まることを明確にしている。IASBは、これらの改訂の発効日を延期しているが、当該改訂を早期適用する場合には、将来に向けて適用しなければならない。**
- **2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂－*負債の流動負債または非流動負債への分類*」。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この変更は以下の点を明確化している。**
  - **負債を流動または非流動に分類する際に採用する基準。決済を延期する企業の権利の意味について明記し、その権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記された。**
  - **分類は、企業が負債の決済を延期する権利を行使する時点に関する経営者の意図または予想の影響を受けない。**
  - **報告期間の末日において企業が貸付条件を満たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後になるまで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること；および**

－　決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産またはサービスの相手方当事者への移転をいう。

この改訂は、承認を条件として、2023年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

＞　2020年5月に公表された「IFRS第3号の改訂－概念フレームワークへの参照」。本改訂は、規定を大幅に変更することなく、2018年3月に公表された「財務報告に関する概念フレームワークの改訂」（概念フレームワーク）に定められている資産及び負債の定義への参照を置き換えることを意図している。

本改訂は、IAS第37号「引当金、偶発負債及び偶発資産」又はIFRIC第21号「賦課金」の適用範囲となる取引又はその他の事象については、取得企業は（概念フレームワークの代わりに）IAS第37号又はIFRIC第21号を適用して、企業結合で引き受ける負債を識別するという規定をIFRS第3号に付け加えている。

最後に、本改訂は、企業結合で取得した偶発資産に関するIFRS第3号のガイドラインを明確化し、取得日時点で資産が存在していることが確かでない場合には、偶発資産を認識してはならないと定めている。

本改訂は追認を条件に、2022年1月1日以降開始する年度から適用される。

＞　2020年5月に公表された「IAS第16号『有形固定資産』の改訂：意図した使用の前の収入」。

本改訂は、企業が意図した使用に向けて資産を準備する間に製造した項目を売却することで受領する金額を、有形固定資産の原価から控除することを禁止している。代わりに、企業は、そのような売却による収入及び関係する原価を純損益に認識する。本改訂は追認を条件に、2022年1月1日以降開始する事業年度から適用される。早期適用も容認される。

＞　2020年5月に公表された「IAS第37号の改訂－不利な契約－契約を履行するコスト」。

本改訂は、契約が不利であるかどうかを評価する上で、企業は契約を履行するコストを算定する際にいずれのコストを含めるべきかを定めている。そのためには、契約を履行するコストは、契約に直接関係するコストで構成される。それらは、当該契約を履行する際の増分コスト又は契約を履行することに直接関係するその他のコストの配分で構成される。本改訂は追認を条件に、2022年1月1日以降開始する事業年度から適用される。早期適用も容認される。

＞　2020年5月に公表された「IFRS基準の年次改善2018年から2020年サイクル」。本文書は主に以下の基準への改訂を含んでいる。

―　「IFRS第1号「国際財務報告基準の初度適用」；本改訂により、親会社がすでに適用している中でIFRS基準の初度適用企業になる投資先（子会社、関連会社又は共同支配企業）によるIFRS第1号の適用が単純化される。より具体的には、投資先が親会社の後にIFRSを適用しIFRS第1号D16項（a）を適用する場合、投資先は親会社のIFRS移行日に基づいて、親会社の連結財務諸表に含められていたであろう金額ですべての在外営業活動体に関する累計換算差額を測定することを選択できる。

― 「IFRS第9号『金融商品』」；金融負債の認識の中止に関する「10%」テストに含まれる手数料に関し、本改訂は、新しい又は変更後の金融負債の条件が、当初の金融負債の条件から実質的に異なるかどうかを評価する際に企業が含めることになる手数料を明確化している。特に、それらには、他者のために借手又は貸手のいずれかが支払った、又は受領した手数料を含み、借手と貸手の間で支払われた又は受領された手数料のみを含む。

― 「IFRS第16号『リース』」；国際会計基準審議会はIFRS第16号「リース」に付随する設例13を改訂した。具体的には、設例13がリース・インセンティブに関する規定を説明していた方法では、IFRS第16号の適用に混乱が生じる可能性があったが、本改訂はそれを取り除いている。従前の設例は、賃貸設備改良に関する補填を含めていたが、補填がリース・インセンティブの要件を満たすかどうかを説明していなかった。本改訂は、賃貸設備改良に関する補填の例示を設例から削除している。

― 「IAS第41号『農業』」　本改訂は、公正価値を測定するにあたり企業に税金に関するキャッシュ・フローを除外することを求める規定を削除している。したがって、企業は税引前キャッシュ・フローと税引前の割引率を用いてそれらのキャッシュ・フローを割り引かなければならない。本改訂は追認を条件に、2022年1月1日以降開始する事業年度から将来に向かって適用される。早期適用も容認される。

＞ 2020年8月に公表された「IFRS第9号、IAS第39号、IFRS第7号及びIFRS第16号の改訂－金利指標改革－フェーズ2」。本改訂は、2019年に公表された改訂（金利指標改革－フェーズ1）を補完しており、指標が改革された、又は代替的な指標金利に置き換わった後に財務報告に影響を及ぼし得る論点を取り扱っている。　フェーズ2の改訂の目的は、(i)指標金利の改革により契約上のキャッシュ・フロー又はヘッジ関係に変更が生じる場合に、金利の算定にIFRSを適用する、及び(ii)財務諸表の利用者への情報を提供することににについて、企業を支援することである。

さらに、フェーズ1の免除措置の適用が中止になる時点で、企業は、IBOR改革で求められる変更を反映するために、変更（そうした変更でヘッジ関係が中止になることはない）が行われる年度末までにヘッジ関係に関する文書を修正しなければならない。ヘッジ関係に関する文書におけるヘッジ対象要素の記述が変更される場合、ヘッジ剰余金に累積された金額は、将来のヘッジ対象となるキャッシュ・フローが算定される際の基礎になる代替的な指標金利に基づくとみなさなければならない。

本改訂は、金利指標改革から生じるリスクに対するエクスポージャーおよび関係するリスク管理活動に関する追加的な開示を提供することを求めている。本改訂は、2021年1月1日以降開始する事業年度から適用される。早期適用も容認される。

＞ 2021年2月に公表された「IAS第1号及びIFRS実務記述書第2号の改訂－会計方針の開示」。本改訂は、企業がいずれの会計方針を財務諸表に開示すべきかを決定するのを支援することを意図している。IAS第1号の改訂では、企業は重要な会計方針ではなく、重要性のある会計方針に関する情報を開示することを求められる。どのように重要性の概念を会計方針の開示に適用すべきかを示す指針は、IFRS実務記述書第2号の改定に提供されている。本改訂は追認を条件に、2023年1月1日以降開始する事業年度から適用される。早期適用も容認される。

＞　2021年2月に公表された「IAS第8号の改訂－会計上の見積りの定義」。本改訂は、企業が会計方針の変更を会計上の見積りの変更とどのように区別すべきかを明確化している。会計上の見積りの変更の定義は、「測定上の不確実性にさらされる財務諸表上の貨幣金額」とする会計上の見積りの定義に置き換えられた。本改訂は追認を条件に、2023年1月1日以降開始する事業年度から適用される。早期適用も容認される。

当グループは、将来におけるこれらの条項の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記55 後発事象

エネルは、チリの脱炭素化契約に定められる期日より3年前倒しで、Bocamina石炭火力発電所のユニットⅠを閉鎖

2021年1月4日、エネルグループは、チリのコロネル市に位置するBocamina石炭火力発電所のユニットⅠの連係を解列し操業を中止した。128MWの発電能力を有するユニットⅠは、チリ政府の脱炭素化計画に定められる期日より3年早い連係の解列となった。2019年12月31日にTarapacá 石炭発電所が閉鎖されることに相まって、同国におけるエネルの最後の石炭施設であるBocaminaのユニットIIも2022年5月までに閉鎖される見込みであり、今回の連係の解列（マイルストーン）とあわせて、エネルのチリにおける発電ミックスの脱炭素化が着実に進展することになる。

ムーディーズ、エネルの長期格付を「Baa1」に引き上げ

2021年1月15日、ムーディーズ・インベスターズ・サービス社（ムーディーズ）が、エネル・エスピーエーの長期格付を、それまでの「Baa2」から「Baa1」に引き上げたと発表した。格付け引き上げの要因として、ムーディーズは以下に言及した。

＞　大規模かつ地理的な分散による利益の低い変動性
＞　当グループのEBITDAの80%を占める規制電力網及び請負発電から生じる安定した利益
＞　営業活動からの資金を純有利子負債で割った比率が20%を上回り、堅調な財務内容

エネルの取締役会が、30億ユーロを限度とするハイブリッド社債の発行を承認

2021年2月25日、エネル・エスピーエーの取締役会は、30億ユーロを限度に、永久債を含む1個又は複数の非転換劣後ハイブリッド社債を2021年12月31日までに発行することを承認した。本社債は、私募発行を含み、ヨーロッパ及びヨーロッパ外地域の機関投資家に独占的に発行される。

エネルは、元本総額22.5億ユーロの新規ハイブリッド社債を発行

2021年3月4日、エネルは2021年2月25日の決議に従って22. 5億ユーロの新規の永久ハイブリッド社債を発行すると発表した。今回の新規発行では当グループの資本構造がハイブリッド社債の部分により強化かつ最適化され、2021年から2023年の戦略計画（同期間において約400億ユーロの直接投資を想定）に定められる当グループの成長の下支えに寄与する。

エネルは過去最高額のサステナビリティ連動リボルビング・クレジット・ファシリティ契約を締結

2021年3月5日、エネルは、オランダの子会社Enel Finance International（EFI）との間で、総額100億ユーロの過去最高額の期間5年のサステナビリティ連動リボルビング・クレジット・ファシリティ契約を締結した。今回のファシリティは、当グループの財務要件を満たすために利用され、直接的な温室ガス排出（すなわち、発電及び発熱から生じるグループ・スコープ1の二酸化炭素相当の排出量）で構成される重要経営指標に連動しており、国際連合の持続可能な開発目標（SDG）の目標 13「気候変動に具体的な対策を」の達成に寄与し、Vigeo Eiris研究所がセカンドパーティ・オピニオンを提供する当グループの「サステナビリティ連動資金調達フレームワーク」に準じている。当該ファシリティは2017年12月にエネル及びEFIが締結した従前の100億ユーロのリボルビング信用枠を差し替えるものであり、従前ファシリティより総費用はより低くなっている。

エネル・アメリカス・エスエーの株式及び米国預託株式に対する任意の部分的公開買付

中南米（チリを除く）におけるエネルグループの非従来型再生可能エネルギー事業をチリの上場子会社エネル・アメリカス・エスエーと統合することを目指す同社の組織再編過程の一環で、エネル・エスピーエーは2021年3月15日、投資家にはすでに公表していたように、当社の同日時点で発行済み資本金の10%に等しくなる、最大で7,608,631,104株（ADSに表される株式を含む）のエネル・アメリカス社の普通株式及び米国預託株式（ADS）に対する任意の部分的公開買付を実施した。当該買付は、米国における任意公開買付及びチリにおける任意公開買付として成立した。

買付期間は2021年3月15日から4月13日であった。

今回の公開買付は、エネル・アメリカス・エスピーエーがエネル・アメリカス・エスエーに合併されることが条件になっており、合併は2021年4月1日に実施された。

約10,652億チリ・ペソの最大支出額(約12億ユーロに相当し、2021年3月12日現在の為替レート853.44チリペソ/ユーロで計算)は、内部創出キャッシュ・フローと既存の借入能力を通じて資金調達された。

任意の部分的公開買付及びイージーピー・アメリカスの合併が完了した時点で、エネルは、エネル・アメリカスの現在の発行済み資本金の82.3%を所有することになる。

前へ　次へ

エネル・エスピーエーの財務書類（2020年12月31日現在）

損益計算書

		2020年				2019年			
				うち関連当事者取引				*うち関連当事者取引*	
	注記	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
収益									
販売およびサービスからの収益	4.a	116,175,032	15,541,895,781	*116,162,588*	*15,540,231,023*	104,504,176	13,980,568,665	104,492,126	13,978,956,616
その他の収益および収入	4.b	11,642,191	1,557,492,312	*11,317,703*	*1,514,082,307*	9,589,158	1,282,837,557	9,091,161	1,216,215,519
小計		**127,817,223**	**17,099,388,093**			**114,093,334**	**15,263,406,223**		
営業費用									
消耗品の購入	-	672,725	89,997,151	*647,536*	*86,627,366*	487,991	65,283,436	349,025	46,692,565
サービス、リースおよび賃借料	5.a	171,405,582	22,930,638,760	*108,524,257*	*14,518,375,101*	150,449,539	20,127,139,327	85,349,767	11,418,091,829
人件費	5.b	117,733,791	15,750,426,560			110,633,596	14,800,562,473		
減価償却費、償却費および減損損失	5.c	188,690,503	25,243,015,491			234,691,731	31,397,059,773		
その他の営業費用	5.d	12,595,075	1,684,969,134	*576,583*	*77,135,274*	393,616	52,657,948	1,431,265	191,474,632
小計		**491,097,676**	**65,699,047,095**			**496,656,473**	**66,442,702,958**		
営業損失		**(363,280,453)**	**(48,599,659,002)**			**(382,563,139)**	**(51,179,296,735)**		
株式投資から生じた収益	6	3,148,370,771	421,189,041,744	*3,147,532,252*	*421,076,864,673*	5,548,170,676	742,234,273,035	5,547,425,512	742,134,584,995
デリバティブから生じた金融収益	7	1,143,550,898	152,984,239,134	*557,110,979*	*74,530,306,771*	1,002,848,044	134,161,011,326	369,421,833	49,421,252,819
その他の金融収益	8	446,954,283	59,793,543,980	*221,164,853*	*29,587,434,034*	272,744,977	36,487,823,023	262,878,487	35,167,883,991
デリバティブから生じた金融費用	7	1,472,211,436	196,952,445,908	*336,785,118*	*45,055,113,086*	924,758,695	123,714,218,217	313,240,676	41,905,337,635
その他の金融費用	8	699,775,150	93,615,919,567	*152,072,619*	*20,344,274,970*	774,794,614	103,652,023,461	133,846,909	17,906,039,486
小計		**2,566,889,366**	**343,398,459,383**			**5,124,210,388**	**685,516,865,707**		
税引前利益		**2,203,608,913**	**294,798,800,381**			**4,741,647,249**	**634,337,568,971**		
法人税等	9	(122,351,614)	(16,368,198,921)			(49,946,780)	(6,681,880,228)		
当期純利益		**2,325,960,527**	**311,166,999,302**			**4,791,594,029**	**641,019,449,200**		

包括利益計算書

	注記	2020年		2019年	
		ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		**2,325,960,527**	**311,166,999,302**	**4,791,594,029**	**641,019,449,200**
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられる可能性のある項目(税引後)					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(52,894,590)	(7,076,238,250)	(114,549,683)	(15,324,456,592)
ヘッジ・コストの公正価値変動額		5,991,685	801,567,619	30,359,461	4,061,488,693
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられる可能性のあるもの		**(46,902,905)**	**(6,274,670,631)**	**(84,190,222)**	**(11,262,967,899)**
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられる可能性のない項目(税引後)					
他社への株式投資の公正価値変動額		(11,462,237)	(1,533,418,066)	-	-
従業員給付負債の再測定		(1,525,965)	(204,143,598)	(5,165,403)	(691,027,613)
その他の包括利益(費用)で後に純損益に振り替えられる可能性のない項目		**(12,988,202)**	**(1,737,561,664)**	**(5,165,403)**	**(691,027,613)**
その他の包括利益合計	23	**(59,891,107)**	**(8,012,232,294)**	**(89,355,625)**	**(11,953,995,513)**
当期包括利益（損失）合計		**2,266,069,420**	**303,154,767,008**	**4,702,238,404**	**629,065,453,687**

財政状態計算書

資産	注記	2020年12月31日		うち関連当事者取引		2019年12月31日		うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
非流動資産									
有形固定資産	10	7,949,635	1,063,502,170			10,154,014	1,358,403,993		
無形資産	11	113,303,284	15,157,713,334			67,472,830	9,026,515,197		
繰延税金資産	12	336,886,263	45,068,644,264			336,116,632	44,965,683,029		
株式投資	13	50,622,587,197	6,772,289,715,215			47,858,258,402	6,402,477,809,020		
非流動金融デリバティブ資産	14	890,373,351	119,114,146,897	*318,976,872*	*42,672,725,936*	944,746,850	126,388,233,593	*331,507,012*	*44,349,008,065*
その他の非流動金融資産	15	280,263,365	37,493,632,970	*270,460,845*	*36,182,251,844*	199,542,903	26,694,849,563	*191,250,000*	*25,585,425,000*
その他の非流動資産	16	127,590,612	17,069,072,073	*107,775,760*	*14,418,241,173*	127,202,083	17,017,094,664	*118,441,604*	*15,845,117,783*
合計		**52,378,953,707**	**7,007,256,426,922**			**49,543,493,714**	**6,627,928,589,059**		
流動資産									
売掛金	17	240,797,578	32,213,899,985	*241,790,428*	*32,346,723,458*	255,376,422	34,164,257,735	*256,545,598*	*34,320,670,100*
未収還付法人税等	18	197,139,713	26,373,350,805			162,234,654	21,703,752,012		
流動金融デリバティブ資産	14	128,419,355	17,179,941,312	*117,568,211*	*15,728,275,268*	142,921,282	19,120,009,106	*15,663,520*	*2,095,465,706*
その他の流動金融資産	19	2,649,954,133	354,510,863,913	*1,023,712,279*	*136,952,228,685*	2,882,607,896	385,635,284,327	*1,552,107,943*	*207,641,000,615*
その他の流動資産	20	660,655,255	88,382,460,014	*620,672,572*	*83,033,576,682*	795,766,151	106,457,595,681	*758,688,886*	*101,497,399,169*
現金および現金同等物	21	2,126,512,961	284,484,903,923			4,152,553,138	555,528,558,802		
合計		**6,003,478,995**	**803,145,419,951**			**8,391,459,543**	**1,122,609,457,663**		
売却目的で保有する非流動資産	22	**668,617,876**	**89,447,699,451**			**-**	**-**		
資産合計		**59,051,050,578**	**7,899,849,546,325**			**57,934,953,257**	**7,750,538,046,721**		

負債および資本	注記	2020年12月31日				2019年12月31日			
				うち関連当事者取引				*うち関連当事者取引*	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
資本									
資本金		10,166,679,946	1,360,098,443,176			10,166,679,946	1,360,098,443,176		
自己株式準備金		(3,269,152)	(437,347,155)			(1,549,152)	(207,245,555)		
資本性金融商品-永久ハイブリッド債		2,385,529,628	319,136,153,634			-	-		
その他の剰余金		11,300,253,202	1,511,747,873,364			11,366,383,938	1,520,594,843,226		
利益剰余金/(繰越欠損金)		6,346,833,602	849,079,399,276			4,889,078,236	654,060,886,412		
当期純利益	(1)	546,791,537	73,149,771,820			3,164,925,237	423,403,698,206		
資本合計		**30,742,818,763**	**4,112,774,294,114**			**29,585,518,205**	**3,957,950,625,465**		
非流動負債									
長期借入金		17,296,666,278	2,313,948,014,671	*11,156,597,285*	*1,492,529,584,787*	14,205,554,748	1,900,419,114,187	*6,095,372,221*	*815,438,895,725*
従業員給付		200,000,795	26,756,106,355			216,400,519	28,950,061,432		
リスクおよび費用に対する引当金		14,665,522	1,961,953,533			18,467,326	2,470,558,872		
繰延税金負債		149,176,256	19,956,799,528			162,935,484	21,797,509,050		
固定金融デリバティブ負債		1,762,837,887	235,832,452,523	*4,390,181*	*587,318,414*	1,536,090,045	205,498,126,220	*8,893,614*	*1,189,787,681*
その他の非流動負債		19,218,194	2,571,009,993	*8,453,536*	*1,130,914,046*	21,485,222	2,874,292,999	*8,433,792*	*1,128,272,694*
小計		**19,442,564,932**	**2,601,026,336,603**			**16,160,933,344**	**2,162,009,662,760**		
流動負債									
短期借入金		5,303,284,362	709,473,381,948	*5,057,198,692*	*676,552,041,016*	8,367,245,530	1,119,370,107,003	*7,833,812,748*	*1,048,007,469,427*
1年以内返済予定の長期借入金		820,437,782	109,758,166,476	*46,307,451*	*6,195,010,795*	1,102,224,916	147,455,649,262	*46,307,116*	*6,194,965,978*
リスクおよび費用に対する引当金		10,709,189	1,432,675,304			9,569,605	1,280,221,757		
買掛金		91,990,760	12,306,523,873	*49,542,499*	*6,627,795,516*	83,699,918	11,197,375,030	*41,438,261*	*5,543,610,557*
流動金融デリバティブ負債		257,732,025	34,479,390,305	*10,848,849*	*1,451,359,019*	182,695,923	24,441,060,579	*75,705,470*	*10,127,877,777*

その他の短期金融負債	228,295,701	30,541,398,880	*52,919,651*	*7,079,590,911*	233,773,304	31,274,192,609	*22,585,007*	*3,021,422,236*
その他の流動負債	2,153,217,064	288,057,378,822	*157,694,024*	*21,096,306,531*	2,209,292,512	295,559,152,255	*159,554,006*	*21,345,134,923*
小計	**8,865,666,883**	**1,186,048,915,608**			**12,188,501,708**	**1,630,577,758,496**		
負債合計	**28,308,231,815**	**3,787,075,252,211**			**28,349,435,052**	**3,792,587,421,257**		
負債および株主持分合計	**59,051,050,578**	**7,899,849,546,325**			**57,934,953,257**	**7,750,538,046,721**		

(1) 2020年度当期純利益の2,326 百万ユーロ（2019年は4,792百万ユーロ）は中間配当金1,779百万ユーロ（2019年は1,627百万ユーロ）との差額を表示している。

持分変動計算書

	資本金および剰余金(注記22)													
ユーロ	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	資本性金融商品-永久ハイブリッド債	法定準備金	法第292/1993に基づいた準備金	その他の雑準備金	数理計算上の差異	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	FVOCIの金融資産評価差額金	利益剰余金	当期純利益	資本合計
2019年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
自己株式の購入	-	(8,950,847)	(1,549,152)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10,499,999)**
2018年利益の配分：														
―配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,193)	**(1,423,335,193)**
―利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	609,491,136	(609,491,136)	**-**
2019年の中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,864	(1,626,668,791)	**(1,626,420,927)**
当期包括利益：														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(5,165,403)	(114,549,683)	30,359,461	-	-	-	**(89,355,625)**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	351,525	-	-	-	-	-	-	**351,525**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,791,594,029	**4,791,594,029**
2019年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**
2020年1月1日現在	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**
自己株式の購入	-	(11,070,869)	(1,720,000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(12,790,869)**
資本金商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	2,385,529,628	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2,385,529,628**
2019年純利益の配分：														
―配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260,258	(1,708,002,231)	**(1,707,741,973)**
―利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,456,923,006	(1,456,923,006)	**-**
2020年の中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	572,102	(1,779,168,990)	**(1,778,596,888)**
当期包括利益：														

その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(1,525,965)	(52,894,590)	5,991,685	(11,462,237)	-	-	**(59,891,107)**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	4,831,240	-	-	-	-	-	-	**4,831,240**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,325,960,527	**2,325,960,527**
2020年12月31日現在	**10,166,679,946**	**7,475,994,347**	**(3,269,152)**	**2,385,529,628**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**73,472,804**	**(39,242,244)**	**(442,654,761)**	**(15,977,786)**	**(119,746)**	**6,346,833,602**	**546,791,537**	**30,742,818,763**

(1) 2019年11月12日に取締役会に承認され、2020年1月22日から支払われた。

(2) 2020年11月5日に取締役会で承認され、2021年1月20日から支払われた。

持分変動計算書

	資本金および剰余金(注記22)												
円	資本金	資本剰余金	自己株式準備金	資本性金融商品-永久ハイブリッド債	法定準備金	法第292/1993に基づいた準備金	その他の雑準備金	数理計算上の差異	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	FVOCIの金融資産評価差額金	利益剰余金	当期純利益	資本合計
2019年1月1日現在	**1,360,098,443,176**	**1,002,817,028,908**	**-**	**-**	**272,019,688,475**	**296,382,165,210**	**9,135,854,795**	**(4,354,656,191)**	**(36,817,659,085)**	**(7,000,564,523)**	**1,517,398,446**	**572,490,002,992**	**271,951,506,160**	**3,738,239,208,363**
自己株式の購入	-	(1,197,444,312)	(207,245,555)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(1,404,689,866)**
2018年利益の配分：														
－配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(190,413,782,120)	**(190,413,782,120)**
－利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,537,724,174	(81,537,724,174)	**-**
2019年の中間配当金(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33,159,246	(217,615,750,860)	**(217,582,591,614)**
当期包括利益：														
その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(691,027,613)	(15,324,456,592)	4,061,488,693	-	-	-	**(11,953,995,513)**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	47,027,015	-	-	-	-	-	-	**47,027,015**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	641,019,449,200	**641,019,449,200**
2019年12月31日現在	**1,360,098,443,176**	**1,001,619,584,596**	**(207,245,555)**	**-**	**272,019,688,475**	**296,382,165,210**	**9,182,881,810**	**(5,045,683,805)**	**(52,142,115,676)**	**(2,939,075,830)**	**1,517,398,446**	**654,060,886,412**	**423,403,698,206**	**3,957,950,625,465**
2020年1月1日現在	**1,360,098,443,176**	**1,001,619,584,596**	**(207,245,555)**	**-**	**272,019,688,475**	**296,382,165,210**	**9,182,881,810**	**(5,045,683,805)**	**(52,142,115,676)**	**(2,939,075,830)**	**1,517,398,446**	**654,060,886,412**	**423,403,698,206**	**3,957,950,625,465**
自己株式の購入	-	(1,481,060,855)	(230,101,600)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(1,711,162,455)**
資本性金融商品-永久ハイブリッド債	-	-	-	319,136,153,634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**319,136,153,634**
2019年純利益の配分：														
－配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,817,315	(228,496,538,463)	**(228,461,721,148)**
－利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194,907,159,743	(194,907,159,743)	**-**
2020年の中間配当金(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76,535,806	(238,017,227,482)	**(237,940,691,677)**
当期包括利益：														

その他の包括利益	-	-	-	-	-	-	-	(204,143,598)	(7,076,238,250)	801,567,619	(1,533,418,066)	-	-	**(8,012,232,294)**
その他の増減額	-	-	-	-	-	-	646,323,287	-	-	-	-	-	-	**646,323,287**
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	311,166,999,302	**311,166,999,302**
2020年12月31日現在	**1,360,098,443,176**	**1,000,138,523,742**	**(437,347,155)**	**319,136,153,634**	**272,019,688,475**	**296,382,165,210**	**9,829,191,719**	**(5,249,827,402)**	**(59,218,353,927)**	**(2,137,508,211)**	**(16,019,620)**	**849,079,399,276**	**73,149,771,820**	**4,112,774,294,114**

(1) 2019年11月12日に取締役会に承認され、2020年1月22日から支払われた。

(2) 2020年11月5日に取締役会で承認され、2021年1月20日から支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2020年				2019年			
				うち関連当事者取引				うち関連当事者取引	
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
税引前利益		**2,203,608,913**	**294,798,800,381**			**4,741,647,249**	**634,337,568,971**		
調整額：									
償却費および減損損失	5.c	187,393,237	25,069,467,246			234,691,731	31,397,059,773		
外国通貨の資産および負債の為替差損益		(161,484,379)	(21,603,380,223)			107,461,448	14,376,192,513		
引当金繰入額		24,741,690	3,309,943,288			5,934,471	793,913,530		
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	(3,148,370,772)	(421,189,041,878)	*(3,147,532,252)*	*(421,076,864,673)*	(5,548,170,676)	(742,234,273,035)	*(5,547,425,512)*	(742,134,584,995)
純金融（収益）/費用		738,983,753	98,861,246,476	*(289,418,094)*	*(38,718,352,615)*	310,383,994	41,523,170,717	*(186,189,129)*	(24,908,381,678)
純運転資本の変動前の営業活動によるキャッシュ・フロー		**(155,127,558)**	**(20,752,964,709)**			**(148,051,783)**	**(19,806,367,530)**		
引当金の増加/（減少）		37,477,938	5,013,798,546			(37,912,022)	(5,071,870,303)		
売掛金の（増加）/減少	17	15,517,789	2,075,969,812	*14,755,171*	*1,973,946,776*	(64,493,367)	(8,627,922,637)	*(67,233,076)*	(8,994,440,907)
その他の金融および非金融資産/負債の（増加）/減少		2,678,635,243	358,347,822,809	*(11,892,687)*	*(1,591,003,667)*	424,428,904	56,780,098,777	*(496,710,339)*	(66,449,909,151)
買掛金の増加/（減少）	28	(72,990,729)	(9,764,699,726)	*(41,438,261)*	*(5,543,610,557)*	1,321,014	176,725,253	*(1,792,384)*	(239,785,132)
受取利息およびその他の金融収益受取額		938,590,213	125,564,598,695	*495,343,556*	*66,267,060,922*	607,913,769	81,326,704,017	*422,500,856*	56,522,164,516
支払利息およびその他の金融費用支払額		(1,295,589,597)	(173,323,976,287)	*(345,716,038)*	*(46,249,891,564)*	(1,229,947,164)	(164,542,331,600)	*(301,313,857)*	(40,309,767,789)
子会社、関連会社およびその他企業からの配当金	6	3,139,090,049	419,947,466,755	*3,138,318,088*	*419,844,193,813*	5,012,873,210	670,622,178,034	*5,012,128,046*	670,522,489,994
支払い法人税等（連結納税制度）		(786,689,066)	(105,243,263,249)			(571,067,083)	(76,397,354,364)		
営業活動によるキャッシュ・フロー (a)		**4,498,914,282**	**601,864,752,646**			**3,995,065,478**	**534,459,859,647**		
有形固定資産および無形資産への投資額	10-11	(71,186,806)	(9,523,370,907)			(48,040,125)	(6,426,807,923)		
株式投資への投資	13	(5,237,814,213)	(700,714,785,415)	*(5,226,214,213)*	*(699,162,937,415)*	(2,351,358,222)	(314,564,702,939)	*(2,351,358,222)*	(314,564,702,939)
特別取引による投資の売却		1,525,290,346	204,053,342,488			-	**-**		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー（b）		**(3,783,710,673)**	**(506,184,813,834)**			**(2,399,398,347)**	**(320,991,510,862)**		
新規長期借入金	24	7,001,087,179	936,605,442,807	*6,000,010,907*	*802,681,459,138*	3,843,950,000	514,243,631,000	*3,500,000,000*	468,230,000,000
借入金の返済	24	(1,345,935,177)	(180,059,207,979)	*(46,318,097)*	*(6,196,435,017)*	(2,813,331,892)	(376,367,540,512)	*(1,500,000,000)*	(200,670,000,000)
長期借入金の純増減/(貸付金)		(2,534,914,450)	(339,120,855,121)	*(2,833,455,259)*	*(379,059,644,549)*	(352,054,165)	(47,097,806,194)	*(178,003,827)*	(23,813,351,976)
短期借入金の純増減/(貸付金)		(3,102,612,039)	(415,067,438,577)	*(2,217,883,412)*	*(296,708,442,857)*	2,727,456,229	364,879,094,316	*2,255,855,395*	301,788,334,743
配当金および中間配当金の支払額	23	(3,334,165,058)	(446,044,601,459)			(2,845,332,266)	(380,648,550,545)		
資本性金融商品の発行	23	588,086,628	78,674,229,094			-	-		
自己株式の取得に係る資本金及び準備金の額の減少	23	(12,790,869)	(1,711,162,455)			(10,499,999)	(1,404,689,866)		
財務活動による/(に用いられる)キャッシュ・フロー（c）		**(2,741,243,786)**	**(366,723,593,691)**			**550,187,907**	**73,604,138,198**		
現金および現金同等物の増加/（減少）（a+b+c）		**(2,026,040,177)**	**(271,043,654,879)**			**2,145,855,038**	**287,072,486,984**		
現金および現金同等物期首残高	21	4,152,553,138	555,528,558,802			2,006,698,099	268,456,071,684		
現金および現金同等物期末残高	21	**2,126,512,961**	**284,484,903,923**			**4,152,553,137**	**555,528,558,668**		

前へ　次へ

個別財務書類の注記

注記1 財務書類の形式と内容

エネル・エスピーエーはイタリア、ローマの Viale Regina Margherita 137**に登記住所を持ち、**1999**年以来**Borsa Italiana SpA**が組織・運営する**Mercato Telematico Azionario (**電子証券取引所**)に上場している。**

エネルはエネルギー多国籍企業であり、特にヨーロッパとラテンアメリカに焦点を当てた、電気とガス産業における世界有数の統合事業者である。

親会社として、エネル・エスピーエーはエネル・グループの2020**年**12**月**31**日年度末の連結財務書類を作成しており、これは、別の文書で公表されている。**

2021**年**3**月**18**日、取締役会はこれらの個別財務書類の公表を承認した。**

これらの財務書類はKPMG**エスピーエーによる監査を受けている。**

表示基準

2020**年**12**月**31**日に終了した事業年度における財務書類は、規則（**EC**）**1606/2002**号により欧州連合によって公認され、同年末現在有効であった国際会計基準審議会（**IASB**）公表の国際会計基準（**IAS**）および国際財務報告基準（**IFRS**）、ならびに**IFRS**解釈指針委員会（**IFRIC**）および解釈指針委員会（**SIC**）の解釈指針に準拠して作成された親会社エネル・エスピーエーの個別財務書類である。これら基準や解釈はすべて以下、「**EU**版**IFRS**」という。**

これらの個別財務書類は、2005**年**2**月**28**日制定の政令第**38**号**9**条**3**項の基準にも準拠して作成されている。**

個別財務書類は、損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、および関連する注記より構成されている。

財政状態計算書上の資産および負債は「流動/非流動基準」に基づいて分類され、売却目的保有資産及び負債は売却目的保有に分類された処分グループに分類されます。現金および現金同等物を含む流動資産は、当社の通常の営業循環過程または会計年度終了日後1年以内に現金化、売却または消費することを意図している資産であり、流動負債は、当社の通常の営業循環過程または期末後1年以内に決済されると見込まれる負債である。

損益計算書は、費用を性質に基づいてしており、継続事業からの利益（損失）および非継続事業からの利益（損失）は、別個に報告されている。

キャッシュ・フロー計算書については間接法で作成され、非継続事業に伴う営業活動、投資活動および財務活動が存在する場合は、別個に報告されている。

キャッシュ・フロー計算書のキャッシュ・フローの詳細については、営業報告書の「キャッシュ・フロー」を参照のこと。

個別財務諸表は、IFRS**に準拠して公正価値で測定されるものを除き、原価法を使用して継続企業ベースで作成されている。売却目的で保有されている固定資産及び処分グループについては、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値との間のいずれか低い価額で測定される。**

個別財務書類はユーロおよび当社の機能通貨で表示されており、注記に記載された数値は特段の記載がない限り百万ユーロの単位で表示されている。

財務書類は、前年度について、比較情報を提供している。

注記2 会計方針

2.1 非財務的な問題への集中

気候変動に関する情報開示

当グループは、パリ協定 (COP 21) および国連の持続可能な開発目標の目標に沿って、エネルギー移行をリードするコミットメントを進めている。

特に、CO 2排出量の削減を実現し、地球の平均気温上昇を産業革命前と比較して2°C以下に抑えるというパリ協定の目的に沿った、長期的に持続可能なビジネスモデルの構築に全力で取り組んでいます。2019年以来、当グループはこのコミットメントを公式に再確認し、国連の行動要請に応え、世界の気温上昇を1.5°Cに制限し、2050年までに排出量0を達成することについてコミットした唯一のイタリア企業である。

これらの目標は、「2021~2030年戦略計画」 (2020年11月発表) の基礎となっている。これは、発電ミックスによる脱炭素化、エネルギー消費の電化、新しいビジネスモデルと運用モデルの開発のためのデジタルプラットフォームの作成を通じて、エネルギー移行プロセスにおける当グループのリーダーシップに基づいている。

気候変動に関連する問題の財務的影響の詳細については、注記2.2 「見積りおよび経営者の判断の使用」および特定の項目に関する注記を参照とする。

COVID-19のパンデミックに関する情報開示

現在の状況の複雑さを考慮して、当社は、EDMA[19] の公式声明（2020年の３月、５月、７月、10月）およびCONSOB警告通知（2020年4月9日付6/20、2020年7月16日付8/20、2021年2月16日付1/21）の勧告に沿って、当社が操業している主要な地域および国に関して、COVID-19のパンデミックの進展を注意深く監視してきた。

当社は、グループの事業計画の前提条件にも反映されている事業活動、財政状態および業績へのCOVID-19の影響を分析し、事業報告の「主なリスクと機会」に記載されているとおり、主要なリスクおよび不確実性を特定しています。

2020年12月31日現在の個別財務諸表は、「事業報告」 のこれまでのセクションに記載されている開示と同様に、COVID-19のパンデミックがその時点における当社の財政状態および業績に与える影響を明らかにするために、特定の会社の状況および信頼できる情報の入手可能性に基づき、パンデミックに関する追加的な情報を提供しています。

この点に関し、COVID-19パンデミックの経済的影響に関する追加情報は、注記2.2 「見積りの活用と経営判断」及び特定の項目に関する注記に記載されている。

---

19 ESMA 71-99-1290 (2020年3月11日); ESMA 32-63-951 (2020年3月25日); ESMA 31-67-742、2020年3月27日; ESMA 32-63-972 (2020年5月20日); 2020年7月21日のESMA 32-61-417および2020年10月28日ESMA 32-63-1041。

2.2 見積りおよび経営者の判断の使用

EU版IFRSに基づく個別財務書類の作成にあたり、経営者は、報告日現在で、収益、費用、資産および負債の帳簿価額、これに関連した科目に係る開示、ならびに偶発資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断、見積りおよび仮定を行うことが求められる。見積りおよび経営者の判断は、当該状況において合理的と考えられる過去の経験およびその他の要因に基づくものである。これらは、資産および負債の帳簿価額をその他の情報源から決定することが容易でない場合に策定される。したがって、実際の結果は、これらの見積りとは異なる場合がある。見積りおよび仮定は定期的に見直され、その見直しによる影響額は、当該期間にのみ関係するものである場合は純損益に反映される。見直しが現在および将来の両方の期間に関係するものである場合には、当該見直しは、見直しが行われた期間および関連する将来の期間に認識される。

次項においては、個別財務書類への理解を向上させるために、見積りの使用の影響を受ける主な科目および経営者の判断が重要な影響を与える場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。このような評価にあたり、本質的に不確実なものに関する仮定の使用と職業的専門家としての判断は重要な要素となる。

仮定と判断の基礎となる状況の変化は、将来の結果に重大な影響を与える可能性がある。

また、COVID-19パンデミックの影響については、当社を取り巻くマクロ経済・金融・事業環境の将来予測に不確実性が高いという特徴があり、ボラティリティの拡大によって影響を受ける資産・負債の帳簿価額に関する経営陣による評価や見積りに反映されています。これに関連して、以下のセクションでは、COVID-19のパンデミックの影響を最も受けた個別の財務諸表の分野で用いられた推定値と判断値に関する具体的な情報を、2020年12月31日時点で入手可能な情報を利用し、絶えず変化するシナリオを考慮して提供する。

気候変動問題の影響に関して、当社は、気候変動は、特定の会計項目の評価及び/又は測定において見積りを行うために使用される方法論及びモデルを適用する際の暗黙の要素であると考えている。さらに、経営陣が下す重要な判断において、気候変動の影響を考慮している。

見積りの使用

株式投資の回収可能性

当社は、株式投資について、グループ内の法的事業体を管理するための戦略に則り、少なくとも毎年1回、減損の証拠が存在するかを評価する。証拠が発見された場合、資産は減損テストの手続きを踏む。各株式投資の回収可能額の決定に関する手続きおよび手順は、複雑な仮定ならびに、特に、減損の証拠の特定、グループの事業計画にわたる将来の収益性の予測、ターミナルバリューの予想を基にした標準化キャッシュ・フローの決定ならびに将来のキャッシュ・フロー予測に適用した長期成長率および割引率の決定に関する経営者の判断を要する性質に基づくことがある。

非金融資産の減損

有形固定資産および無形資産などの資産は、その帳簿価額が売却コスト控除後の公正価値と使用価値のいずれか高い方で示される回収可能価額を上回る場合には、減損に関する調整を受ける。

回収可能価額は、IAS第36号に定められている基準に従って評価されており、当該基準については、個別財務諸表の該当する注記においてより詳細に検討されている。

回収可能価額を算定するために、通常、当社は使用価値基準を適用している。使用価値は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価および資産に固有のリスクを反映した税引前割引率を用いて割り引かれた、当該資産がもたらすと予想される将来キャッシュ・フローの現在価値である。

使用価値の決定に使用される将来のキャッシュ・フローは、経営陣によって承認された最新の事業計画に基づいており、数量、収益、営業費用および投資の予測が含まれています。これらの予測は今後3年間をカバーしている。それ以降の年度については、以下を考慮する。

- **＞ 事業の特性に基づき、キャッシュ・フローの算定において考慮される主要な変数の長期的な変化、資産の平均残存耐用年数又は公共施設等運営権の存続期間に関する仮定;**
- **＞ 電力需要および/またはインフレ(国やビジネスによって)の長期的な成長に等しい長期的な成長率であって、いかなる場合にも、関連する市場の長期的な平均成長率を超えないもの。**

回収可能価額は、キャッシュ・フローの計算に使用される見積りや仮定および適用される割引率に左右される。しかしながら、金額の算定の基礎となった前提条件が変更された場合には、異なる回収可能価額が生じる可能性がある。各非金融資産グループの分析は独自に行われ、経営者は、特定の状況で慎重かつ合理的とみなされる見積りおよび仮定の使用を求められる。

本シナリオでは、COVID-19の大流行の影響により2020年12月31日現在の非金融資産の帳簿価額が減少するかどうかを評価する試みが行われたため、減損指標の分析の重要性がさらに高まった。このため、当社はCOVID-19大流行の影響を慎重に検討し、金融資産以外の資産の減損指標の有無を判断しております。

さらに、当社のビジネスモデルに沿って、また、発電ミックスの脱炭素化の加速とエネルギー転換プロセスの推進に関連して、当社は、気候変動の問題が、予想されるキャッシュフローを見積もるために使用される合理的かつ支持可能な仮定に影響を与えているかどうかを慎重に評価した。

COVID-19の大流行および気候変動に関連する影響に関連して資産の回収可能価額を見積もるために使用された主な仮定に関する情報、ならびにこれらの仮定の変化に関する情報は、該当する注記に記載されています。

金融資産の予想信用損失

各報告日において、当社は、償却原価で測定される売掛金およびその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産ならびに範疇に含まれるすべてのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

金融資産に対する損失引当金は、デフォルト・リスクについての仮定および予想信用損失の測定に基づいている。経営者は、これらの仮定を行う際や減損の計算に用いるインプットを選択する際には、当社の過去の履歴、既存の市況に加え、各報告期間の末日における将来の見通しに関する見積りに基づく判断を使用している。

デフォルト率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）およびデフォルト時エクスポージャー（EAD）を考慮して決定される予想信用損失（ECL）は、契約に従い期限の到来している契約上のキャッシュ・フローの全額と、受け取ると見込まれるキャッシュ・フローの全額の差額（不足分を含む）を当初の実効金利で割引いた額である。
特に、売掛金、契約資産および使用権資産（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当社は簡便化アプローチを適用し、通常12ヵ月に等しい資産の残存期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。
特定の参照市場および当該セクターの規制上の状況に加えて、90日後の回収の見込みに基づき、当該資産については、当社は予想信用損失を決定する際には、信用リスクの著しい増大を効果的に示すと考えられている「支払期限の180日経過」をデフォルトとする定義を主に適用している。このため、支払期限を90日経過している金融資産は通常、一部の特定の規制市場を除いては、デフォルト状態にあるとはみなされない。
売掛金および契約資産については、当社は債権を特定のクラスターに細分化したものに基づき、集合的アプローチを主に適用している。売掛金が経営者により個別に重要であるとみなされ、信用リスクの著しい増大に関する具体的な情報が存在する場合にのみ、当社は分析的アプローチを適用する。
個別評価の場合においては、PDは主に外部プロバイダーから取得する。
一方、集合的評価については、売掛金は、デフォルトに関する特定の定義を考慮して、共有する信用リスク特性および延滞情報に基づき細分化される。

契約資産は、同一の種類の契約に対する売掛金と実質的に同一のリスク特性を有するとみなされる。

売掛金ならびに契約資産の予想信用損失を集合的に測定するため、当社は予想信用損失のパラメーターに関連して以下の仮定を考慮に入れる。

- **PDは、平均デフォルト率として仮定されており、最低24ヵ月の履歴データを考慮して、クラスターごとに計算される。**
- **LGDは、デフォルトした際の回収率の関数であり、実効金利で割引かれる。**
- **EADは、報告日時点での帳簿上のエクスポージャーから、請求書が発行されたものの失効を迎えていない請求額および発行予定の請求額を含めた現金保証金を控除した額として見積もられる。**

使用された主要な仮定およびインプットに関する詳細については、注記32「金融商品」を参照。

金融商品の公正価値の算定

金融商品の公正価値は、市場において直接的に観察可能な価格が入手可能な場合はその価格に基づいて算定され、非上場の金融商品については、観察可能な市場インプットの使用を最大化した特定の（主に現在価値に基づく）評価技法を使用して算定される。まれな状況においてこれが不可能な場合には、経営陣は測定される商品の性格を十分に考慮し、インプットを見積もる。

IFRS第13号に従い、当社は金融商品の公正価値をカウンターパーティー・リスクについて調整するために、注記34「公正価値測定」で示されている方法を適用して、カウンターパーティー（信用評価調整－CVA ）と自社（債務評価調整－DVA ）の両方の信用リスク測定値を算入した。特に、COVID-19大流行の経済的影響の不確実性のため、市場が不安定であり、非常に不確実性の高い経済見通しがに急速に変化する可能性のある現在の状況においては、インプット日を見積もる際の仮定の変更は、これらの金融商品について認識された公正価値に影響を与える可能性がある

年金およびその他の退職後給付

当社の一部の従業員は、給与履歴や勤務年数に応じて給付される年金制度に加入している。また、特定の従業員は、その他の退職後給付制度に加入する資格も有している。

これらの制度の費用と負債は、年金数理人による見積りに基づいて計算されている。年金数理人は、過年度の費用と将来の予想費用の統計データを含む統計的な要素と年金数理的な要素を合わせて計算に使用している。考慮されるその他の見積りの要素には、割引率、昇給率、物価上昇率、医療費の動向の今後の展開に関する仮定とともに死亡率や退職率が含まれている。

これらの見積りは、実際の医療費の変化だけでなく、経済状況や市況の変化、退職率や加入者の寿命の増減により、実際の動向とは大きく異なる可能性がある。

そのような差異は、年金費用やその他の関連費用の算定に重要な影響を与えうる。

COVID-19のパンデミックに関しては、本緊急事態により発生した経済危機が、数理上の仮定に与える影響を慎重に分析し、数理上の負債および資産の測定に使用した。

リスクおよび費用に対する引当金

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務または推定的債務が存在し、その決済により資源が流出する結果が予想され、その金額について信頼性をもった見積りが可能な場合、引当金が認識される。貨幣の時価価値の影響に重要性がある場合、引当金は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価、および該当する場合は当該負債に固有のリスクも反映した税引前割引率を用いて、見積将来キャッシュ・フローを割引くことにより算定される。

引当金を割引く場合、時間的要因に関する現在価値の定期的調整額は金融費用として認識する。

当社が補償金の一部または全部の払戻しを受けることを見込んでいる場合、かかる償還がほぼ確実である場合にのみ、その償還は別個の資産として認識される。

税金負債として認識される法人所得税務処理の不確実性を反映するための負債は引当金に含まれない。

契約上の義務を履行するための不可避的なコストが当該契約により受け取ると見込まれる経済的便益を上回る契約（不利な契約）の場合、当社は、義務を履行するコストが契約により受取りが見込まれる経済的便益を超過する部分と、義務不履行により発生する補償金または違約金のいずれか低い金額で引当金を認識する。

引当金発生の見積りの変更は、当該変更が生じた年度の損益計算書において認識される。
リスク引当金の詳細については注記26 「リスクおよび費用に対する引当金」をご参照ください。
注記40 「偶発資産および負債」には、当社の最も重要な偶発債務に関する情報も記載されている。

訴訟

当社は、通常従事する業務に関連し民事、行政および税務上の係争に関わっており、これらが多額の負債を発生させるおそれがある。これらの係争の結果を予測することは、必ずしも可能ではない。この訴訟に伴うリスクの評価は複雑な要素に基づいており、こうした負債を偶発債務と負債のいずれに分類するかについて、たとえ当社を支援する外部顧問の助言を考慮に入れる場合でも、その性質により、経営者が判断することが求められる。
弁護士が不利な結果となる可能性があると判断し、損失金額の合理的な見積りが可能であると判断した訴訟に関するすべての重要な負債に対して引当金が認識されている。注記37に、当社にとって重要性が最も高い偶発債務に関する情報が開示されている。

リース

事前にリースの計算利子率が容易に判定できない場合には、当社は、支払リース料の現在価値を計算するために、リース開始日の追加借入利子率（IBR）を用いる。これは、借手が、同様の期間にわたり、同様の保証を付けて、使用権資産と同様の価値を有する資産を同様の経済環境において獲得するのに必要な資金を借り入れるために支払わなければならないであろう利率である。観測可能なインプットを入手することができない場合には、当社は、リースの条件および事業体固有の特定の見積りを反映する仮定を行ってIBRを見積もる。
IFRS第16号を採用するにあたり当社にとり最も重要性がある判断のうちのひとつは、貸手に支払うことが要求される支払リース料の現在価値を計算するために必要なこのIBRを算定することであった。当社のIBRを算定するアプローチは、次の主な3つの構成要素の評価に基づいている。支払リース料のキャッシュ・フロー、リース契約の交渉が行われた経済環境およびリース期間を考慮したリスクフリー・レート、基礎にある親会社その他の保証を考慮した上でリース賃借人に特有のIBRを計算するためのクレジット・スプレッドの調整、ならびに、割引率が一般的な追加借入利子率であるよりもむしろ原資産の種類に直接関連しているという事実をIBRの計算に反映するためのリースに関連する調整。特に、貸手は原資産自体を取り戻す権利を有するため、貸手にとってのデフォルトのリスクは軽減されている。

繰延税金資産の回収可能性

2020年12月31日現在の個別財務書類には、翌年以降に戻し入れられる繰越欠損金や税額控除の還付と将来減算一時差異に関する繰延税金資産が、回収がほぼ確実と経営者が判断する金額で計上されている。
繰延税金資産の回収可能性は、欠損金を吸収し他の繰延税金資産の便益を利用するに足る十分な将来利益を達成できるかどうかに左右される。

認識可能な繰延税金資産の金額の算定には、将来予測される課税所得の時期および水準、ならびに、将来のタックス・プランニング戦略および取崩日に適用される税率に基づき、経営者の重要な判断が求められる。しかし、当社が認識済みの繰延税金資産の全額または一部を将来において回収できる見込みがないことが認められた場合には、その結果としての調整が当該状況の発生した年度の損益計算書に計上される。

繰延税金資産の回収可能性については、毎期末に見直しを行っている。未認識の繰延税金資産は、その認識条件を確認するために、各報告日に再評価される。

当社は、必要に応じて繰延税金資産の回収期間を観察するとともに、COVID-19の大流行により不確実性が高まったために、減算一時差異の戻し入れが生じた場合にはその戻し入れに関連する繰延税金資産の回収期間を観察した。

経営者の判断

支配の存在の判定

IFRS第10号の規定の下では、当社が投資先への関与からの変動リターンにさらされるかまたは変動リターンに対する権利を有し、かつ当該投資先に対するパワーを通じてこうした変動リターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、支配が実現する。パワーとは、既存の実質的な権利に基づいて、投資先の関連する活動を指図する現在の能力と定義される。

支配の存在は、投資の過半数の所有のみに依存するものではなく、むしろ、各投資家が投資先に対して保有する実質的な権利から発生する。この結果、経営者は、具体的な状況において、リターンに影響を及ぼすために、投資先の関連する活動を指図するパワーを当社に付与する実質的な権利が決定されるかどうかを評価するために、その判断を用いなければならない。

支配を評価する目的で、経営者は、他の投資家との契約、その他の契約上の取決めから生じる権利および潜在的な議決権（コール・オプション、ワラント、非支配株主に付与されたプット・オプション等）を含む、すべての事実および状況を分析する。当社が投資先に対して保有する議決権または類似した権利が過半数に満たない場合には、これらのその他の事実および環境は、かかる評価においては特に重要となる可能性がある。

また、当社は、他の事業体の議決権の過半数を保有している場合であっても、投資先を支配しているか否かを判断するにあたり、全ての事実及び状況を考慮している。

当社は、事実および環境が、支配の存在の検証において考慮された1つ以上の要素に変化があることを示している場合に、当社が投資先を支配しているか否かを再評価する。

最後に、支配の存在に関する評価の結果、事実上の支配の状況は確認されなかった。

共同支配の存在の判定および共同支配の取決めの種類

IFRS第11号の規定の下では、共同支配の取決めとは、2人以上の当事者が共同支配を有する場合における契約である。

該当する活動に対する意思決定が、支配を共有する当事者ですべての当事者の全員一致による合意を必要とする場合に、共同支配が存在する。

共同支配の取決めは、ジョイント・ベンチャーまたは共同支配事業として構成することができる。ジョイント・ベンチャーは、共同支配を有する当事者が当該事業の純資産に対する権利を有する共同支配の取り決めである。一方、共同支配事業は、共同支配を有する当事者が当該事業に関連する資産に対する権利および負債に対する義務を有する共同支配の取り決めである。

共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類を判定するために、経営者は判断を行い、当該取決めから生じる権利および義務を評価する。この目的のために、経営者は当該取決めの構造および法的形態、契約上の取決めにおいて当事者間で合意された条件ならびに、該当する場合は、その他の事実および状況を検討する。

当社は、事実および状況が、共同支配の存在および共同支配の取り決めの種類の検証において考慮された1つ以上の要素に変化が発生したことを示している場合に、当社が共同支配を有しているか否かを再評価する。

関連会社に対する重要な影響力の存在の判定

関連会社とは、当社が重要な影響力、すなわち、投資先の財務および業務上の方針の決定に参加するパワーを行使するが、こうした方針に対して支配も共同支配も有しない会社である。一般的に、20%以上の所有持分を有する場合、当社は重要な影響力を持つと推定される。

重要な影響力の存在を判定するために、経営者は判断を適用し、すべての事実および状況を検討しなければならない。

金融資産の分類および測定

当初認識時において、金融資産を、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で計上される金融資産、および損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類するため、経営者は商品の契約上のキャッシュ・フローの特性およびキャッシュ・フローを発生させるために金融資産を管理するビジネス・モデルの両方を評価する。

商品の契約上のキャッシュ・フローの特性を評価する目的で、経営者は、金融商品の契約上の条項に対する特定の評価に加えて、必要な場合においては定量的分析を実施して、その条項により元本および元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定するため、商品レベルでのSPPIテストを実施する。

ビジネス・モデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

詳細については、注記31の「金融商品」を参照。

ヘッジ会計

ヘッジ会計は、リスク管理戦略の効果を財務書類に反映するため、デリバティブに適用される。

このため、取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当社はヘッジ開始時および継続的に、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い有効性を持つかについて評価を行う。

経営者の判断に基づき、ヘッジ手段とヘッジ対象の間の経済的関係の存在、公正価値の価値の変動およびヘッジ比率における信用リスクの支配のほか、非有効部分の測定に基づいた有効性判定は、特定の事実および状況ならびにヘッジ対象およびヘッジ手段の特性に応じ、定性的評価または定量的計算を通じて評価が行われる。

ヘッジ対象として指定される予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについては、経営者は当該取引は可能性が非常に高く、かつ純損益に影響を及ぼすキャッシュ・フローの変動に対するエクスポージャーを表すことを評価し、文書化する。

また、COVID-19の大流行に伴う不確実性がヘッジ関係に与える影響についても慎重に検討した。

ヘッジの有効性判定および非有効部分の測定において使用された主要な仮定に関する詳細については、注記33.1「ヘッジ会計」を参照すること。

リース

リース契約の評価は、その複雑性および満了日が長期にわたることから、IFRS第16号の適用のための強固な専門家の判断を必要とする。この判断は、特に、以下の事項に関係している。

- **当社が事業を行っているセクターにおいて典型的な事例へのリースの定義の適用。**
- **リースに含まれる非リース構成要素の識別。**
- **当該オプションの行使の可能性および原資産の重要な建物付属設備の改良も行ったうえで、契約のリース期間を決定するために、リースに含まれている更新および終了オプションを評価すること。**
- **利率の変動が将来の支払リース料および使用権資産の金額にどのような影響を及ぼすかを判断するための、指数または利率に左右される変動支払リース料の識別。**
- **支払リース料の現在価値を計算する割引率の見積り。この率に関する仮定の詳細は、「見積りの使用」の段落に記載されている。**

法人所得税務処理に関する不確実性

当社は、いずれのアプローチがそれぞれの不確実性のある税務処理の不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実な法人所得税務処理を別々に考慮するか、1件または複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するか、および、最も可能性が高い金額または期待値のいずれの方法を用いて不確実性の影響を反映するかを決定する。

当社は、法人税等の取扱いに関する不確実性を特定するために重要である専門的判断をしており、特定の税務上の取扱いの容認可能性の評価若しくは不確実性の影響の見積り、又はその両方を変更する可能性のある事実及び状況に変化が生じた場合になされる判断及び見積りを検討している。

2.3 重要な会計方針

関連当事者

関連当事者とは、主に、エネル・エスピーエーを親会社とする者、すなわち、直接的にまたは1もしくは複数の仲介者を通して間接的にエネル・エスピーエーを支配しているか、エネル・エスピーエーに支配されているか、または、エネル・エスピーエーの共同支配の下にありエネル・エスピーエーが重要な影響力を行使することを可能にする持分を保有している企業をいう。関連当事者には、エネル・エスピーエーまたはその関連会社の退職後給付制度を運営する事業体（具体的には、年金基金であるフォーペンおよびフォンデネル）、ならびに、エネル・エスピーエーおよびその子会社の法定監査役会の構成員（およびその近親者）および経営幹部（およびその近親者）も含まれる。経営幹部は、当社の事業活動の計画、管理、および統制についての権限および直接的・間接的な責任を有する経営層の人員で構成される。この中には、取締役が含まれる。

子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャー

当社は、企業との正式な関係の性質にかかわらず、ある事業体への関与から生じる変動リターンにさらされているまたは変動リターンに対して権利を有し、当該事業体に対するパワーの行使を通じて、そのリターンに影響を及ぼす能力を持つ場合に、当該事業体を支配している。

関連会社は、当社が重大な影響を有するこれらの事業体からなる。重要な影響力とは、すなわち、投資先の財務および営業の方針の意思決定に参加するパワーであるが、これらの事業体に対しては支配も共同支配も持たないものをいう。

ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同で支配権を行使し、純資産に対する権利を有するジョイント・アレンジメントである。ジョイント・ベンチャーとは、当社が共同支配を行使し、当該事業体の純資産に対する権利を有する事業体である。共同支配とは、ある事案の支配権を共有することであり、これは関連する事案の意思決定が、が支配権を共有するすべての当事者の同意を必要とする場合にのみ存在する。

子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャーへの株式投資は取得原価で測定する。費用は、計上の理由が取得できない場合に戻入される減損損失で調整する。戻入で生じる帳簿価格は取得原価を上回ることはない。

エネル・エスピーエーに係る損失が、投資の帳簿価格を上回り、当社が非投資会社としての法的または推定債務を履行する義務を有する、もしくは損失を補てんする事象がある場合、帳簿価格の超過金額は、リスクおよび手数料引当金として負債で認識される。

経済的実質のない、共同統制の下での事業体への投資を処分する場合、投資の帳簿価格および受領対価の差額は資本で認識する。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における実勢為替レートを用いて当初認識される。

機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に期末の為替レートを用いて換算が加えられる（例：報告日の直物為替相場）。

取得原価で認識された外貨建の非貨幣性資産および負債は、取引日における為替レートを用いて換算される。公正価値で測定される外貨建の非貨幣資産および負債は、公正価値を測定した日における為替レートを用いて換算される。為替差損益は純損益を通じて認識される。

関連する資産の当初認識、非貨幣資産の認識の中止に係る費用または収益（またはその一部）、または前渡・前受対価に関連する非貨幣負債に使用する直物為替レートを決定する際において、取引日とは前渡・前受対価に関連する非貨幣資産または非貨幣負債を当社が当初認識した日付である。

前払または前受が複数回の場合、当社は前払または前受ごとに取引日を決定するものとする。

公正価値測定

国際会計基準で義務付けまたは求められているすべての公正価値測定および公正価値の開示について、当社はIFRS第13号を適用する。

公正価値は、測定日の市場参加者間の秩序ある取引において資産の売却で受け取るであろう価格、または負債の移転で支払うであろう価格（すなわち、出口価格）と定義される。

公正価値測定では、資産の売却または負債の移転取引が、当該資産または負債の主要市場、すなわち取引量と活動水準が最大の市場で行われると仮定される。主要市場がない場合、取引は当社が利用できる最も有利な市場、すなわち資産の売却で受け取る金額を最大化するまたは負債の移転で支払う金額を最小化する市場で行われると仮定される。

資産または負債の公正価値は、市場参加者が自己の経済的利益の最大化を図ると仮定して、こうした市場参加者が当該資産または負債の価格設定に使用すると考えられる仮定を用いて測定される。市場参加者は、当該資産または負債の取引を行うことができる独立し、かつ知識があり、取引を行う動機はあるが、取引を行うことを強制もされず、やむなく取引を行うわけではない売り手と買い手である。

公正価値を測定する際に、当社は、資産または負債の特に以下の特徴を考慮に入れる。

- **非金融資産については、公正価値測定の際には、市場参加者が当該資産を最有効使用することによって、または当該資産を最有効使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を生み出す能力を考慮に入れる。**
- **負債および自己資本調達手段については、公正価値は、とりわけ当社自身の信用リスクを含めた、不履行リスク、すなわち企業が義務を履行しないリスクの影響を反映する。**
- **市場リスクまたは信用リスクに関して相殺されるポジションにあり、かかるリスクに対して企業の正味エクスポージャーで管理される金融資産および金融負債のグループの場合、公正価値は純額ベースで測定することが認められる。**

資産および負債の公正価値の測定の際に、当社は、その状況に適合し、かつ十分なデータが利用可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察可能でないインプットの使用を最小化して使用する。

有形固定資産

有形固定資産は、取得原価から減価償却累計額および、減損がある場合は減損損失累計額を控除した額で計上される。かかる取得原価には、当該資産を意図した方法で必要な場所および状態に置くことに直接起因するコストが含まれる。

資産の一部の交換に要したコストにつき、将来の経済的便益が当社に流入する可能性が高く、さらに当該項目に係るコストが信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後コストは、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべてのコストは、発生時に損益で認識される。

有形固定資産の残存価額控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、当該年数は毎年見直され、適宜将来に向けて調整される。資産が使用可能となった時点で減価償却が開始される。

有形固定資産の主要項目の見積り耐用年数は、以下のとおりである。

	減価償却期間
建物付属設備	**契約期間または残存耐用年数のいずれか短い方**
民間の建物	40年
その他の資産	7年

土地は耐用年数が無期限であるため、償却されない。

有形固定資産として認識される資産は、その処分の時点（すなわち、受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。

リース

当社は、各種の業務のための有形固定資産をリース契約の下で保有している。当社は、契約の開始時に、契約がリースまたはリースを含むものであるかどうかを評価する。

2019年1月1日以降に締結または変更された契約については、当社は、契約が、特定された資産の使用を支配する権利を一定期間にわたり対価と交換に移転する場合に満たされるIFRS第16号に基づいたリースの定義を適用した。

逆に、2019年1月1日より前に締結された契約については、当社はIFRIC第4号に基づき契約がリースまたはリースを含むものであったかどうかを決定した。

当社は、リース構成要素および1つまたは複数の追加的なリース構成要素または非リース構成要素を含む契約の開始または変更の時点で、それぞれのリース構成要素の単独の相対的価格に基づいて当該構成要素に契約における対価を配分する。

リースの開始日（すなわち、原資産が使用可能となる日）に、当社は使用権資産およびリース負債を認識する。

使用権資産は、リース期間中に原資産を使用するリース賃借人の権利を表し、使用権資産は当初は取得原価で測定され、取得原価には、開始日以前に行われたリース料支払いに関する調整を加えたリース負債の当初の金額から、受領したリースのインセンティブを控除し、発生した当初の直接費ならびに原資産の解体・除去および原資産または敷地の原状回復のための費用の見積りを加えた金額が含まれる。

リース負債は、リース期間にわたって行われるリース料支払いの現在価値で当初測定される。支払リース料の現在価値の計算において、事前にリースの計算利子率が判定できない場合には、当社は、リース開始日のリース賃借人の追加借入利子率を用いる。
指数または利率に依存しない変動支払リース料は、支払いを生じさせる事象または条件が発生した年度に費用として認識される。
開始日後、リース負債は実効金利法を用いて償却原価で測定され、特定の事象が発生した場合には再測定される。
当社は、そのリース契約に、開始日から12ヵ月以内のリース期間を有する短期リースの認識の例外を適用している。当社は、原資産の金額が重大であるとは見込まれない少額であるリース契約に対する少額資産の認識の例外も適用している。例えば、当社はオフィス機器（すなわち、パーソナル・コンピュータ、印刷機器およびコピー機器）などの少額とみなされるリースを有している。短期リースおよび少額資産のリースに基づく支払リース料は、リース期間にわたって定額法で費用に認識される。
当社は、「投資不動産」の定義を満たさない使用権資産を「有形固定資産」において、および、リース負債を「借入金」において表示している。
基準の要件に従って、当社は、リース負債に基づく支払利息を「その他の金融費用」の下で、および、使用権資産の減価償却費を「減価償却費、償却費および減損損失」の下で区分して表示している。

無形資産

無形資産は、当社が支配する物理的実体がないが、将来の経済的便益を生成する能力がある識別可能な資産である。無形資産は、当該資産の使用が将来の経済的便益を生成する可能性が高く、関連するコストを信頼性をもって決定することができる場合に、その取得原価または内部開発費によって測定される。
これらの費用には、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因する費用も含まれる。
開発支出は、当社が無形資産の完成の技術上の実行可能性、ならびに当社が資産を使用または売却するためにそれを完成する意図、能力および資源を有することを合理的に立証できる場合にのみ、無形資産として認識される。
研究費は、費用として認識される。
耐用年数を確定できある無形資産は、償却累計額および減損損失累計額控除後の金額で計上される。
償却額は、当該項目の見積り耐用年数にわたり定額法で計算され、耐用年数については少なくとも年に一度は見直しが行われ、償却方針の変更は将来に向けて反映される。資産が使用可能となった時点で償却が開始される。
このため、まだ使用可能ではない無形資産は償却されないが、減損テストは少なくとも年1回行われる。
当社の無形資産は確定した耐用年数を有する。
無形資産は、当社が所有しており3年から5年の間の見積耐用年数を有するアプリケーション・ソフトウェアによって構成されている。
無形資産は、その処分の時点（受領側が支配を取得した日）またはその使用もしくは処分からの将来の経済的便益が見込まれなくなった時点で認識が中止される。損益を通じて認識される差益または差損は、IFRS第15号の取引価格に関する規定に従って決定される正味処分収入と認識が中止された資産の帳簿価額の差額として計算される。

非金融資産の減損

各報告日において、非金融資産は減損の兆候の有無を判定している。

耐用年数が確定できない無形資産および未だ使用可能でない無形資産は、毎年、あるいは減損の兆候がある場合はそれ以上の頻度で減損テストの対象となる。

かかる兆候が存在する場合には、当グループの最新の事業計画に従った関係するそれぞれの資産の使用および将来の処分に基づいてその回収可能価額が見積もられる。回収可能価額の見積りの詳細については、「見積りの使用」の項を参照。

回収可能価額は、資産が他の資産または資産グループから概ね独立した当社へのキャッシュ・フローを生成する能力を有しない場合を除いて、個々の資産に関して計算される。

資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回った場合には、損益の「減価償却費、償却費および減損損失」で減損損失が認識される。

以前に認識された減損損失の理由がもはや存在しなくなった場合には、資産の帳簿価額は、減損損失が認識されなかったとした場合の減価償却または償却控除後の帳簿価額を超えない範囲で、「減価償却費、償却費および減損損失」で損益を通じて戻入られる。

金融商品

金融商品とは、一方の企業に金融資産を生じさせ、もう一方の企業に金融負債または資本性金融商品を生じさせる契約であり、IAS第32号およびIFRS第9号に従って、認識・測定される。

金融資産または金融負債は、当社が当該商品の契約上の条項の当事者となった際（取引日）にのみ認識される。

IFRS第15号の適用範囲の顧客との契約から生じる売掛金は、当該売掛金が重要な金融要素を含有していない場合、または当社がIFRS第15号で認められた実務的な方法を適用している場合には、（IFRS第15号の定義のとおり）取引価格で当初測定される。

一方、当社は上述の債権以外の金融資産を公正価値で、損益を通じて公正価値で測定されない金融資産の場合には、公正価値に取引価格を加えた額で当初測定する。

金融資産は、当初認識時に、当社のビジネス・モデルおよびその商品の契約上のキャッシュ・フローの特性に基づいて、償却原価で測定される金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される金融資産および損益を通じて公正価値で測定される金融資産として分類される。

この目的上、その商品により元本および元本残高に対する利息のみの支払（SPPI）にあたるキャッシュ・フローが生じるかについて判定する評価は、SPPIテストとよばれており、商品レベルで実施される。

金融資産を管理する当社のビジネス・モデルとは、当社がキャッシュ・フローを創出するために金融資産をどのように管理しているのかを指す。ビジネス・モデルは、キャッシュ・フローが契約上のキャッシュ・フローの回収によるもの、金融資産の売却によるもの、またはその両方によるものであるのかについて決定する。

事後の測定の目的上、金融資産は３つの区分に分類される。

- **償却原価で測定される金融資産（負債性金融商品）**
- **認識中止時の累積損益の組替のない、OCIを通じた公正価値での測定が指定される金融資産（資本性金融商品）、および**
- **純損益を通じて公正価値で測定される金融資産**

償却原価で測定した金融資産

この区分は、主に売掛金、その他の金融資産および貸付金が含まれる。

償却原価で測定される金融資産は、その目的が契約上のキャッシュ・フローを回収するため金融資産を保有し、契約条件により、特定の日において、元本および元本残高に対する利息のみの支払にあたるキャッシュ・フローが生じるビジネス・モデル内で保有される。

こうした資産は、取引価格について調整された公正価値で当初認識され、その後実効金利法を用いて償却原価で測定され、減損の対象となる。

損益は、資産が認識中止、修正または減損された場合、利益または損失において認識される。

その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVOCI）金融資産－資本性金融商品

この区分は、当初認識時にこの区分に取消不能の指定をされた非上場事業体に対する株式投資が主に含まれる。

これらの金融資産の損益は、決して損益に振り替えられることはない。当社は、資本内の累積利益または累積損失を移転することができる。

OCIを通じた公正価値での測定が指定された資本性金融商品は、減損評価の対象とはならない。

これらの投資に対する配当は、投資費用の一部の回収を明確に表示していない限り、利益または損失において認識される。

純損益を通じて公正価値で測定された金融資産

この区分には、有価証券、他社への株式投資、売買目的で保有されるファンドに対する金融投資および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融資産が主に含まれる。

純損益を通じて公正価値で測定される金融資産は、以下のとおりである。

- **ビジネス・モデルに関わりなく元本および利息のみの支払にあたらないキャッシュ・フローがある金融資産**
- **主に短期での売却または再購入目的で取得または発生した売買目的で保有される金融資産**
- **指定することにより会計上のミスマッチが解消、または大幅に低減する場合にIFRS第9号により認められたオプション（公正価値オプション）に基づき当初認識時に指定された負債性金融商品**
- **売買目的で保有される、または有効なヘッジ手段として指定された区分されたデリバティブ（組込デリバティブを含む）**

こうした金融資産は公正価値で当初認識され、公正価値の変動からの事後の利得および損失は純損益に認識される。

この区分は、当社がOCIを通じて公正価値で測定するものとして分類するという取消不能の選択を行っていない上場資本性金融商品も含まれる。上場資本性金融商品の配当も、支払の権利が決定された際に、損益計算書においてその他の収益として認識される。

条件付対価に該当する金融資産も、純損益を通じた公正価値で測定される。

金融資産の減損

各報告日において、当社は、償却原価で測定される売掛金およびその他の金融資産、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される負債性金融商品、契約資産ならびに範疇に含まれるすべてのその他の資産の予想信用損失に対する損失評価引当金を認識している。

IFRS第9号に従い、2018年1月1日付で、当社は将来予測アプローチを用いた予想信用損失（ECL）の判定に基づく新たな減損モデルを採用した。本質的には、新たなモデルは以下のことを定めている。

＞　すべての金融資産に単一の枠組みを適用する。

＞　継続的に予想信用損失を認識し、金融商品の信用リスクの変動を反映させるため、各報告期間の末日の当該損失額を見直す。

＞　過度のコストを負担せずに入手可能な、過去の事象、現在の状況、将来の状況の予想に関する合理的な情報に基づき、予想損失を測定する。

売掛金、契約資産およびリース債権（重要な金融要素を含有するものを含む）については、当社は簡便化アプローチを採用し、通常12ヵ月に等しい債権の全期間に対応する期間にわたり予想信用損失を算定している。

売掛金、契約資産およびリース債権以外のすべての金融資産については、当社は、当初認識以降の信用リスクの著しい増大の評価に基づき、IFRS第9号の一般的アプローチを適用している。こうしたアプローチに基づき、金融資産に対する損失引当金は、それらの金融資産に対する信用損失が当初認識以降に著しく増大した場合、将来予測的なインプットも含めたすべての合理的で裏付け可能な情報を考慮して、全期間の予想信用損失に等しい金額で認識される。

報告日時点において、金融資産に対する信用リスクが当初認識以降に著しく増大していない場合には、当社は、今後12ヵ月の予想信用損失に等しい額でそれらの金融資産に対する損失引当金を測定する。

前回の報告期間において全期間の予想信用損失に等しい額の損失引当金が認識された金融資産については、信用リスクの著しい増大にあたらなくなった状況の時には、当社は今後12ヵ月の予想信用損失に等しい額で損失引当金を測定する。

当社は、報告日時点の損失引当金をIFRS第9号に従って認識する必要がある額に調整する必要がある予想信用損失（または戻入）額を、減損利得または減損損失として、純損益において認識する。

現金および現金同等物

この区分には、要求払預金、またはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに容易に一定の金額の換金が可能であり、価値の変動について僅少なリスクしか負わない流動性が高い短期の金融投資が含まれる。

償却原価で計上される金融負債

この区分には、主に借入金、買掛金、リース負債および負債性金融商品が含まれる。

デリバティブを除く金融負債は、当社が金融商品の契約条項当事者となる時点で認識され、直接帰属する取引費用に関する調整を加えた後の公正価値により当初測定される。その後、金融負債は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

純損益を通じて公正価値で測定された金融負債

純損益を通じて公正価値で測定される金融負債は、売買目的で保有される金融負債および当初認識時に純損益を通じた公正価値での測定が指定された金融負債を含む。

金融負債は、短期間において再購入する目的で発生した場合に売買目的保有と分類される。この区分には、当社が締結したデリバティブ金融商品で、IFRS第9号が定義するヘッジ関係におけるヘッジ手段として指定されていないものも含まれる。区分された組込デリバティブも、有効なヘッジ手段として指定されていない限り、純損益を通じた公正価値での測定として分類される。

純損益を通じて公正価値で測定される負債の損益は、純損益において認識される。

当初認識時に損益を通じた公正価値での測定が指定される金融負債は、IFRS第9号の基準が満たされた場合にのみ、当初認識日において指定される。

この場合、公正価値変動額のうち自己の信用リスクに起因する部分はその他の包括利益において認識される。

当社が、当初認識時に損益を通じて公正価値で測定するものとして指定した金融負債はない。

条件付対価に該当する金融負債も、純損益を通じて公正価値で測定される。

金融資産および負債の認識の中止

次のいずれかの条件が充足される場合には常に、金融資産の認識が中止される。

＞　資産に伴うキャッシュ・フローを受領する契約上の権利が消滅すること。

＞　当社が、資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡すること、資産のキャッシュ・フローを受領する権利を譲渡すること、または、IFRS第9号の下で定められた要件を満たす契約に基づいて1もしくは複数の受益者に当該キャッシュ・フローを支払う契約上の義務を負うこと（「パス・スルー契約」）。

＞　当社が資産に伴うリスクおよび経済価値の実質的全部を譲渡したものではなくまたはこれを保持したものであるが、資産に対する支配を移転したものであること。

金融負債は、それが消滅した場合、すなわち契約上の義務が履行された、免除されたまたは失効となった場合に認識が中止される。

既存の金融負債が同一の貸手による大幅に異なる条件の他の金融負債により置き換えられた場合、または既存の負債の条件が大幅に修正された場合、そうした置換や修正は、当初の負債の認識の中止し新たな負債を認識するものとして取り扱われる。それぞれの帳簿価額の差額は、利益または損失において認識される。

デリバティブ金融商品

デリバティブは、次のような金融商品またはその他の契約である。

＞　その価値が、金利、商品もしくは有価証券の価格、為替レート、価格もしくはレートの指数、信用格付、またはその他の変数等の基礎となる変数の変動に対応して変動する。

＞　当初の純投資を必要としないか、または市場要因の変化に対して同様に反応する契約に比べ必要とする純投資が少ない。

＞　将来日に決済される。

デリバティブ商品は、公正価値が正か負かに応じて金融資産または金融負債として分類され、有効なヘッジ手段として指定されるものを除き、「その他のビジネス・モデル」内の「売買目的保有」として分類され、損益を通じて公正価値で測定される。

ヘッジ会計の詳細については、注記34.1「ヘッジ会計」を参照。

すべての売買目的保有デリバティブは、流動資産または流動負債に計上される。

売買目的保有ではないが、ヘッジ会計および有効なヘッジ手段の要件を満たさないことから損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブは、その満期日および当該金融商品を満期まで保有するか否かの当社の意図に基づいて、流動または非流動に分類される。

金融資産と金融負債の相殺

当社は、以下の場合に金融資産と金融負債を相殺する。

＞　認識された当該金額を相殺する法的効力がある権利を有し、かつ

＞　純額で決済する意図、または当該資産の実現と負債の決済を同時に実行する意図がある場合

売却目的で保有している非流動資産(または廃棄グループ)及び非継続事業

非流動資産(または廃棄グループ)は、帳簿価額が継続的な使用によってではなく、主として売却取引によって回収される場合には、売却目的保有資産に分類される。

この分類基準は、固定資産(または廃棄グループ)が現在の状態で即時売却可能であり、売却の可能性が非常に高い場合にのみ適用される。

当社が資産の損失を伴う売却計画を予定しており、かつIFRS第5号に定める要件を満たしている場合、当社が売却後に旧子会社に対する非支配持分を保有するか否かにかかわらず、当該子会社のすべての資産および負債は、分類基準を満たした時点で売却目的保有として分類される。

当社は、IFRS第5号で想定されているこれらの分類基準を、関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する投資または投資の一部に適用しています。関連会社及び合弁会社に対する投資のうち、売却目的保有に分類されていない留保部分については、売却目的保有に分類された部分が処分されるまで持分法を適用している。

売却目的保有に分類された処分グループの非流動資産(または廃棄グループ)および負債は、財政状態計算書においてその他の資産および負債とは別に表示される。

売却目的保有として分類された非流動資産または処分グループの資産および負債に表示された金額は、過年度において組替または再表示されていない。

売却目的で保有する非流動資産(または廃棄グループ)の当初の分類の直前に、当該資産(または廃棄グループ)の帳簿価額は、当該資産または負債に適用される会計基準に従って測定されます。売却目的で保有する非流動資産(または廃棄グループ)は、帳簿価額と売却費用控除後の公正価値のいずれか低い価額で測定されます。資産の当初またはその後の評価減(または廃棄グループ)から売却コスト控除後の公正価値までの減損損失およびその戻入益は、継続事業から生じる損益として認識される。

分類基準が満たされなくなった場合、当社は売却目的で保有する非流動資産(または廃棄グループ)の分類を中止します。この場合は、次のいずれか低い方で測定される。

＞　資産(または廃棄グループ)が売却目的保有資産に分類される前の帳簿価額に、資産(または廃棄グループ)が売却目的保有資産に分類されなかった場合に認識されたであろう減価償却、償却又は減損損失の戻入れを調整した金額;および

＞　売却しないとの決定がなされた日に算定された売却費用控除後の公正価値と使用価値のいずれか大きい方に等しい回収可能価額。

売却目的保有に分類されなくなる非流動資産の帳簿価額の修正は、継続事業損益に含まれる。

非継続事業とは、処分されたか、または売却目的保有に分類された当社の構成要素であり、以下に該当する。

＞　主要な事業または地域別セグメントを表している。

＞　独立した主要な事業部門または地理的セグメントを処分するための統一された計画の一部である;
　または

＞　再販目的でのみ取得された子会社である。

当社は、損益計算書の別項目として、以下の合計額からなる単一の金額を表示している。

＞　非継続事業の税引後損益;および

＞　非継続事業を構成する資産または処分グループの売却費用控除後の公正価値の測定または処分により認識される税引後利益または損失。

これに対応する金額は、財務諸表に表示されている過年度の損益計算書に修正再表示されるため、開示は当報告期間末までに中止されたすべての事業に関連している。当社が売却目的で保有している構成部品の分類を中止した場合、以前に非継続事業に表示していた構成部品の結果は再分類され、すべての期間の継続事業からの損益に含められる。

従業員給付

確定給付制度または雇用期間中に発生したその他の長期給付に関連して退職時または雇用終了後に支払われる従業員給付に関する負債は、報告日現在発生済みの将来の給付額を年金数理上の仮定を用いて見積ることによって、制度ごとに決定される（予測単位積増方式）。具体的には、確定給付債務の現在価値は、報告期間末時点の高格付社債の市場利回りに基づいて決定された割引率を使用して算定される。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、対応する国債利回りを利用する。

当該負債は、年金資産が控除され、関連する権利の確定期間にわたり発生主義に基づいて認識される。これらの評価は独立の年金数理人によって実施されている。

制度資産が関連する確定給付債務の現在価値を上回った場合、超過額は資産として認識される（適用される上限額まで）。

確定給付制度の負債（資産）に関しては、負債の測定に係る数理計算上の差異、制度資産の運用益（関連する利息収益控除後）および資産上限の影響（関連する利息収益控除後）は、発生時にその他の包括利益で認識される。その他の長期給付については、関連する年金数理上の差異は、純損益を通じて認識される。

現行の確定給付制度の変更または新制度の導入の場合には、過去勤務費用は直ちに損益に認識される。

当社はまた、確定拠出制度にも関与しており、当社はこの制度の下で、別個の事業体（基金）に固定拠出金を支払い、基金がすべての従業員に当年度および過年度の従業員の勤務に関連した給付金を支払うために十分な資産を保有していない場合でも、当社はこれ以上の拠出金を支払う法的義務も推定的義務も負わない。このような制度は、通常、従業員退職後の年金給付を補完することを目的としている。関連する費用は、年度中に支払った拠出金の額に基づいて、損益に認識される。

解雇給付

従業員の早期退職に伴う給付債務は、当社が通常の退職日までに従業員の雇用を終了することを決定した場合、または従業員が退職と引換えに給付の提供を受けることを決定した場合に発生する。義務を生じさせる事象は、従業員の勤務ではなく雇用の終了である。退職給付は、次のいずれか早い日に認識される。

＞　当社が給付金の申し出を撤回することが不可能となった時点

＞　当社が、IAS第37号の適用範囲内で、解雇給付の支払いが含まれるリストラクチャリング費用を認識した時点

当該負債は、当該従業員給付の性質に基づいて測定される。具体的には、給付金が他の退職後給付の増額を表している場合、それに伴う負債はその種類の給付について定めている規則に従って測定される。この他の場合、従業員に支払われるべき退職給付の全額が年次報告期間末後12ヵ月以内に決済されると見込まれる場合には、当社は当該負債を短期従業員給付の要件に従って測定し、年次報告期間末後12ヵ月以内に全額が決済されることは見込まれない場合には、当社は当該負債をその他の長期従業員給付の要件に従って測定する。

株式報酬

当社は、最高経営責任者及び部長並びに経営幹部の報酬方針の一環として、株式に基づく報酬取引を行っている。最新の長期インセンティブプランでは、株式コンポーネントと金銭コンポーネントで表されるインセンティブの受領者への付与が提供される。

エネル株式のボーナス支給による株式部分の清算のために、これらの制度を支援するための自己株式の購入プログラムが承認された。株式報酬制度の詳細については、注記36 「株式報酬」を参照すること。

当社は、付与日における資本性金融商品(すなわち、Enel共有)の公正価値に基づき、人件費としてまた、間接的に価値を見積ることで従業員が提供したサービスを認識し、それに対応する資本の増加額を認識する。

この公正価値は、エネル株式の観察可能な市場価格(ミラノ証券取引所)に基づき、株式が付与された条件(公正価値の測定から除外される権利確定条件を除き)を考慮している。

これらの株式報酬取引の原価は、損益を通じて認識され、特定の資本項目に対応する項目が、勤務および業績条件が満たされる年度(権利確定期間)を通じて計上される。

認識される費用の総額は、権利確定日まで各報告日において、市場条件以外の勤務条件および業績条件を満たす資本性金融商品の数に関する当社の最善の見積りを反映するように調整されるため、最終的に認識される金額は、権利確定日における市場条件以外の勤務条件および業績条件を満たす資本性金融商品の有効数に基づく。

市場条件および/または勤務条件以外の業績条件が満たされていないために最終的に権利が確定しない報奨については、費用は認識されない。逆に、すべてのその他の業績条件及び/又は勤務条件が満たされていれば、市場条件又は権利未確定条件が満たされているかにかかわらず、当該取引は権利確定したものとみなされる。

リスク引当金

引当金は、報告期間の末日において過去の事象の結果として法律上又は推定上の債務が存在し、その決済により、その金額を信頼性をもって見積ることができる資源が流出することが見込まれる場合に計上する。重要な影響がある場合には、貨幣の時間的価値の現在の市場評価を反映する税引前割引率及び該当する場合には負債に固有のリスクを用いて、将来の予想キャッシュ・フローを割り引くことにより引当を決定する。
引当金が割引かれている場合、期間要因の現在価値の定期的な調整は金融費用として認識される。
当社が費用の一部または全部の償還を期待している場合、その償還は実質的に確実な場合に限り、別個の資産として認識される。
引当金には、税金負債として認識される所得税の取扱いの不確実性を反映する負債は含まれていない。
契約上の義務を履行するための避けられない費用が、契約上受け取ることが期待される経済的便益を上回る契約(不利な契約)の場合、当社は、契約上受け取ることが期待される経済的便益を上回る義務を履行するための費用と、それを履行しないことから生じる補償または違約金のうち、いずれか低い方を引当金として認識している。

顧客との契約から生じる収益

当社は、約束した財またはサービスの顧客への移転を、当該財またはサービスと交換に権利を得ると当社が見込んでいる対価を反映する金額で誠実に表示するように顧客との契約から生じる収益を認識する。
当社はIFRS第15号に規定されている次の5つのステップのモデルを用いてこの基本原則を適用する。

＞　顧客との契約の識別（ステップ1）。
＞　契約の履行義務の識別（ステップ2）。
＞　取引価格の算定（ステップ3）。
＞　取引価格の分配（ステップ4）。
＞　収益の認識（ステップ5）。

当社は、顧客が財またはサービスの支配を取得した時点となる、各履行義務が約束された財またはサービスの顧客への移転により充足された時点で（または充足されるにつれて）収益を認識する。

デリバティブから生じた金融収益および金融費用

デリバティブから生じた金融収益および金融費用には、以下が含まれる。

＞　損益を通じて公正価値で評価される金利リスクおよび為替リスクに係るデリバティブから生じた収益および費用
＞　金利リスクに係る公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用
＞　金利リスクおよび為替リスクに係るキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益および費用

その他の金融収益および費用

償却原価で測定されるすべての金融資産および金融負債ならびにその他の包括利益を通じた公正価値での測定に分類される利付金融資産について、受取利息と支払利息は実効金利法を用いて計上される。実効金利は、当該金融商品の期間または適切な場合にはそれよりも短い期間にわたって見積もられた将来の現金支払または現金受領を、当該金融資産または金融負債の正味帳簿価額に正確に割り引く利率である。

利息収益は、経済的便益が当社にもたらされる可能性が高く、その金額が信頼性をもって測定可能である範囲で認識される。

その他の金融収益および費用には、デリバティブ以外の金融商品の公正価値の変動も含まれる。

配当金

配当金は、配当金を受け取る無条件の権利が確立した時点で認識される。

当社の株主に対する未払配当金および未払中間配当金は、それぞれ株主および取締役会に承認された期間に、株主持分の変動として認識される。

法人税等

当期法人税等

各年度の法人税は、中間納付額を控除した「未払法人税」または還付残高が存在する場合は「税資産」として認識され、課税所得額の見積りを用いて、適用される規則に基づき算定される。

特に、かかる負債および資産は、課税所得額が発生した国において報告期間末時点までに施行されているまたは実質的に施行されている税率および税法を使用して算定される。

当期法人税等は、資本で認識された損益以外で認識された当期法人税等を除き、損益において認識される。

繰延税金負債および資産

繰延税金負債および資産は、財務書類上の負債および資産の帳簿価額と、税務上認識される対応する金額との間の一時差異について、当該一時差異が解消すると見込まれる日に有効な税率に基づき、報告期間末現在で施行されているまたは実質的に施行されている税率に基づいて、決定される。

繰延税金負債は、すべての将来加算一時差異について認識されるが、そのような負債がのれんの当初認識から、または子会社、関連会社およびジョイントベンチャーの取り決めにおける持分への投資に伴う将来加算一時差異に関連して発生する場合、当社が一時差異の解消の時期を操作でき、当該一時差異が近い将来には解消されない可能性が高い場合は除く。

繰延税金資産は、すべての将来減算一時差異、未使用税額控除の繰越および未使用の税務上の繰越欠損金に対して、認識される。当該資産の回収可能性の詳細については、見積りの説明の該当箇所をご参照すること。

繰延税金負債は、資本で認識された損益以外で認識された繰延税額を除き、損益において認識される。

繰延税金資産及び繰延税金負債は、繰延税金負債又は繰延税金資産の決済又は回収が見込まれる将来の各期間において、流動税金資産を流動税金負債と相殺する法的に執行可能な権利があり、かつ、流動税金負債及び流動税金資産を純額で決済すること、又は資産の実現と負債の決済を同時に行うことを意図している同一の課税主体又は異なる課税主体に対して同一の税務当局により課される法人税に関連する場合にのみ相殺される。

法人所得税務処理に関する不確実性

「不確実性」を定義する際には、特定の税務処理が関係税務当局により容認されるかどうかを検討しなければならない。税務上の処理が容認される可能性が高いと認められる場合（この場合における「可能性が高い」という用語は、「容認されない可能性よりも容認される可能性の方が高い」と定義される）には、当社は、IAS第12条の要件を適用してその未収／繰延税金資産または未払／繰延税金負債を認識および測定する。

逆に、税務当局が所得税の課税上の取扱いを受け入れる可能性が低いと判断した場合には、不確実性の解消を最も的確に予測できる方法で不確実性を反映する。当社は、いずれのアプローチが不確実性の解決をより正確に予測するかに基づいて、それぞれの不確実性のある税務処理を別々に考慮するか、1件または複数の他の不確実性のある税務処理と併せて考慮するかを決定する。不確実性が税務処理に影響を与えるかどうか、およびどのように影響を与えるかの評価において、当社は、税務当局が調査する権利を有している金額を調査し、当該調査を行う際にすべての関連する情報について十分な知識を有していると仮定し、税務当局が不確実性のある税務処理を容認するかどうかを推測する。当社は、期待値または最も可能性が高い金額のうちいずれかより正確に不確実性の解決を予測する方を用いて当期および未払税金ならびに繰延税金の計上に不確実性の影響を反映する。

不確実な法人所得税務上のポジションは法人所得税の定義を満たすことから、当社は、当期税金負債／資産または繰延税金負債／資産として不確実性のある税金負債／資産を表示している。

注記3 新規及び改訂された基準及び解釈

当社は、2020年1月1日より効力を発した以下の基準、解釈指針および改訂を適用した。

＞2018年10月に発行された「IFRS第3号の修正-事業の定義」は、企業が活動と資産の統合セットがビジネスであるかどうかを判断する際の支援を目的としている。具体的には、活動と資産の統合された集合とみなされる事業は、少なくともインプットと、アウトプットを創出する能力に共に大きく貢献する実質的なプロセスを含まなければならないことを明確にしている。したがって、本改正は、インプットとアウトプットを生み出すために必要な実質的なプロセスを含めなければ事業は存在できないことを明確にしている。これらの修正により修正された「アウトプット」 の定義は、顧客に提供される財及びサービス、投資収益及びその他の収益に焦点を当てており、低コスト又はその他の経済的便益の形でのリターンを除外している。

＞「IAS第1号およびIAS第8号の修正-材料の定義」は、2018年10月に発行され、会計基準と財務報告の概念フレームワークの間で 「重要」 の定義を整合させ、多くの側面を明確にすることを目的としている。材料の定義は次のとおりです。「特定の報告企業に関する財務情報を提供する一般目的財務諸表の主要な利用者が当該財務諸表に基づいて行う意思決定に、省略、虚偽表示、不明瞭が影響を及ぼすことが合理的に予想される場合には、情報は重要である」。具体的には、以下の点を明確にしている。

－「不明瞭な情報」財務諸表の利用者への影響について、情報の省略又は誤表示の情報の重要性は財務諸表全体として判断される。

－一般目的財務諸表の提出先である「財務諸表の主要な利用者」は「既存および潜在的な投資家、貸し手、その他の債権者」であり、必要な財務情報の多くを一般目的財務諸表に依存しなければならない；および

－「重要性」 は、情報の性質若しくは大きさ、又はその両方に依存する。企業は、情報が、個別に又は他の情報と組み合わせて、全体としての財務諸表において重要であるか否かを評価する。情報の虚偽表示は、財務諸表の主要な利用者の意思決定に影響を及ぼすことが合理的に予想される場合には、重要である。

＞「IFRS第9号、IAS第39号およびIFRS第7号の修正-金利ベンチマーク改革」は2019年9月に発行した。修正条項: (i) 金利指標改革（IBOR）によって代替リスク・フリー・レートが設定されるまで、不確実性の期間中もヘッジ関係を継続できるようにする一時的な例外を規定する。(ii) 不確実性の影響を直接受けるヘッジ関係に関する追加的な開示を要求している。なお、代替金利が設定された場合には、改革は公正価値の測定、ヘッジ会計の効果及び純金融収益または費用に影響を及ぼすことになる。

＞「IFRS基準の概念フレームワーク参照の修正」 2018年3月発行。文書は、改訂された概念フレームワークへの参照を更新するために、影響を受ける標準への修正を規定する。これらの改訂は、2018年3月に発行され、2020年1月1日から施行されている 「財務報告の概念フレームワーク改訂版」 の最新版に付随するものであり、いくつかの新しい概念を含んでおり、定義と認識基準を更新し、いくつかの重要な概念を明確にしている。主な改正内容は次のとおりである。

－財務報告における経営資源についての経営者の受託責任の重要性の高まり;

－中立を支える要素としての慎重さの回復;

－報告主体の定義。報告主体は、法人又はその一部である場合がある。

－資産及び負債の定義の変更;

－認識における確率閾値の削除及び認識中止のためのガイドラインの追加;

－各種測定基準の追加;および

－損益が業績の主要な指標であり、その他の包括利益に含まれる収益及び費用が損益に振り替えられることが、損益計算書においてより関連性の高い情報が提供され、又はより忠実に表示される結果となる場合には、原則として損益に振り替えられることを肯定すること。

これらの修正の適用は、これらの個別財務諸表に重要な影響を及ぼしていない

損益計算書の情報

収益

注記4

4.a 販売およびサービスからの収益 - *116百万ユーロ*

販売およびサービスからの収益の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
販売およびサービスからの収益			
グループ会社	116	104	12
第三者	-	-	-
販売およびサービスからの収益合計	**116**	**104**	**12**

販売およびサービスからの収益は、子会社に提供される援助および助言サービス、ならびに子会社に関連して発生する様々な性質の費用の請求に起因する。

12百万ユーロの増加はITサービスからの収益27百万ユーロである。なお、この金額は管理サービス(10百万ユーロ)やその他のサービス(5百万ユーロ)による収益の減少により相殺される。

販売およびサービスからの収益の地理的区分は以下の通り。

＞　イタリアで64百万ユーロ（2019年は70百万ユーロ）

＞　EUで29百万ユーロ（2019年は17百万ユーロ）

＞　EU以外のヨーロッパで1百万ユーロ（2019年は2百万ユーロ）

＞　その他の国で22百万ユーロ（2019年は15百万ユーロ）

4.b その他の収益および利益 *– 12百万ユーロ*

その他の収益および利益は、当年度および前年度とも主に出向社員に関連する。

費用

5.a サービス、リースおよび賃借料 - *171百万ユーロ*

サービス、リースおよび賃借料の内訳は以下の通り

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
サービス	165	140	25
リースおよび賃借料	6	10	(4)
サービス、リースおよび賃借料	**171**	**150**	**21**

サービス手数料は、第三者から受領したサービス手数料の62百万ユーロ（2019年は64百万ユーロ）およびグループ会社から受領したサービス手数料の103 百万ユーロ（2019年は76 百万ユーロ）である。
グループ会社から受領したサービス手数料は、27百万ユーロ増加した。これは、システムおよびアプリケーション・サービス（21百万ユーロ）および管理サービスの費用（3百万ユーロ）に起因している。
リースおよび賃貸料の費用は、主に子会社のエネル・イタリア・エスピーエーからのリース資産の費用によるものである。

5.b 人件費 - *118百万ユーロ*

人件費の内訳は以下の通り

百万ユーロ

	注記	2020年	2019年	増減
賃金および給与		68	66	2
社会保障費		22	22	-
退職後給付	25	6	6	-
その他の長期給付	25	14	7	7
株式報酬費用		2	-	2
その他費用および奨励給制		6	10	(4)
人件費合計		**118**	**111**	**7**

人件費は118百万ユーロで、2019年度に比べ7百万ユーロ増加した。これは主に、従業員への長期福利厚生制度の費用によるものである。株式報酬費用2百万ユーロは、2019年度および2020年度に当社が従業員に付与した長期インセンティブプランの株式の部分である。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2020年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	平均数			従業員数
	2020年	2019年	増減	2020年12月31日
シニア・マネージャー	147	146	1	143
ミドル・マネージャー	352	345	7	400
事務職	226	250	(24)	219
合計	**725**	**741**	**(16)**	**762**

5.c 減価償却費、償却費および減損損失 - *189百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
減価償却費	4	5	(1)
償却費	24	22	2
減損損失	161	211	(50)
減損損失の戻入	-	3	(3)
減価償却費、償却費および減損損失合計	**189**	**235**	**(46)**

減損損失には、特別配当を実施した後の財政状態および業績の変動を考慮し、子会社であるE-DistributiiMunteniaSA 97百万ユーロ)およびイーディストリブティエ・バナト・エスエー(39百万ユーロ)において保有していた株式投資に係る減損損失、ならびに、現在の財政状態および業績を考慮し、子会社であるエネル・グローバル・サーマル・ジェネレーションエスアールエル (20百万ユーロ)、エネルパワー・エスピーエー (3百万ユーロ)、エネル・グローバル・サービス・エスアールエル (1百万ユーロ)およびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ (1百万ユーロ)において保有していた株式投資に係る減損損失が含まれている。
2019年度において、減損損失の戻入れは、子会社であるエネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー (3百万ユーロ)への投資を考慮しました。

E-Distributiie Muntenia SA及びイーディストリブティエ・バナト・エスエーにおいて保持されている投資の減損の判定に使用された基準の詳細については、下記の注記13 「株式投資」を参照のこと。

5.d その他の営業費用 - *13百万ユーロ*

その他の営業費用は2019年と比較し13百万ユーロ増加した。これは、前年度に一部紛争処理引当金を計上した影響によるものである。

注記6 株式投資から生じた収益 - ***3,148百万ユーロ***

2020年度の株式出資からの収益は3,148百万ユーロ 、2020年に子会社および関連会社により承認された配当及び中間配当3,106百万ユーロ、ジョイントベンチャー会社により承認された配当41百万ユーロ、その他の会社により承認された中間配当1百万ユーロであった。
前年度と比較して、株式投資からの収益は、年初にイタリアの企業をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡したため、2,400百万ユーロ減少した。

2020年の中間配当金には、子会社であるEnel Iberia SLU (475百万ユーロ)およびEnelAméricasSA (39百万ユーロ)が承認した中間配当金が含まれており、これらの中間配当金は2021年の1月と2月に全額受領されている。

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
子会社および関連会社からの配当金	**3,106**	**5,506**	**(2,400)**
エネル・イベリア・エスエルユー	983	1,245	(262)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	667	237	430
エネル・アメリカス・エスエー	440	270	170
エネル・イタリア・エスピーエー	392	15	377
E-Distribu□ie Muntenia SA	256	-	256
エネル・チリ・エスエー	185	175	10
E-Distribu□ie Banat SA	95	-	95
E-Distribu□ie Dobrogea SA	54	-	54
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	20	39	(19)
Enel Energie Muntenia SA	14	-	14
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	-	245	(245)
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	-	1,507	(1,507)
エネル・エネルギア・エスピーエー	-	1,698	(1,698)
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	-	75	(75)
ジョイントベンチャーからの配当金	**41**	**41**	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	41	41	-
その他企業からの配当金	**1**	**1**	-
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	1	1	-
株式投資から生じた収益合計	**3,148**	**5,548**	**(2,400)**

注記7 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） - *328百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
デリバティブから生じた収益：			
－グループ会社の代表として	**978**	**661**	**317**
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	978	661	317
－エネル・エスピーエーの代表として	**166**	**342**	**(176)**
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	71	208	(137)
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブから生じた収益	95	134	(39)
デリバティブから生じた収益合計	**1,144**	**1,003**	**141**
デリバティブ費用：			
－グループ会社の代表として	**860**	**666**	**194**
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	860	666	194
－エネル・エスピーエーの代表として	**612**	**259**	**353**
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	277	77	200
－損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブに関する費用	335	182	153
デリバティブ費用合計	**1,472**	**925**	**547**
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	**(328)**	**78**	**(406)**

金利および為替レートに関するデリバティブからの正味金融費用は、基本的にエネル・エスピーエーの代理として締結されたデリバティブからの正味金融費用を表す。

前年と比較して406百万ユーロ悪化したのは、エネル・エスピーエーの代理として締結されたデリバティブからの純金融費用の増加によるものである。この中には、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ(337百万ユーロ)および金利と為替レートに対するもので損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ(192百万ユーロ)を含んでおり、グループ会社の代理として締結されたデリバティブからの純金融収益の増加(123百万ユーロ)により部分的に相殺されている。
デリバティブの詳細については、注記32「金融商品」および注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記8 その他の純金融収益/（費用） - *（253）百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
その他の金融収益			
受取利息			
非流動貸付金からの受取利息	13	10	3
流動貸付金からの受取利息	26	3	23
合計	**39**	**13**	**26**
為替換算差益	224	4	220
公正価値ヘッジにより生じる収益-ヘッジ後調整	-	1	(1)
その他	184	255	(71)
その他の金融収益合計	**447**	**273**	**174**
その他の金融費用			
利息費用			
銀行借入金の支払利息	45	21	24
社債利息	453	493	(40)
その他の借入金の支払利息	153	133	20
合計	**651**	**647**	**4**
為替換算差損	26	121	(95)
確定給付制度およびその他の長期従業員給付に関する利息費用	1	3	(2)
その他	22	4	18
その他の金融費用合計	**700**	**775**	**(75)**
その他の純金融収益/（費用）合計	**(253)**	**(502)**	**249**

その他の純金融費用は、基本的に金融債務の支払利息651百万ユーロ、為替換算差損26百万ユーロを反映している。この金額は、為替換算差益224百万ユーロ、その他のグループ会社向け保証からの財務利益184百万ユーロ、流動・固定の貸付資産の受取利息39百万ユーロにより、部分的に相殺されている。
その他金融費用が249百万ユーロ減少したのは、主に為替換算差益(220百万ユーロ)および貸付金の受取利息(26百万ユーロ)の増加に加え、為替換算差損の減少(95百万ユーロ)があったためであるが、この金額は、その他金融収益の減少(71百万ユーロ)およびその他金融費用の増加(18百万ユーロ)により一部相殺されている。

注記9 法人税等 - ***（122）百万ユーロ***

百万ユーロ

	2020年	2019年	増減
当期法人税	(122)	(60)	(62)
繰延税金収益	4	6	(2)
繰延税金費用	(4)	4	(8)
法人税等合計	**(122)**	**(50)**	**(72)**

2020年の法人税税等は122百万ユーロの便益となった。これは主に、法人税法（連結法人税規定第96条）に従い、子会社から取得した配当金の95%の益金不算入およびグループに対するエネル・エスピーエーの利息費用の損金算入により、法人税（IRES）の課税ベースが税引前利益と比較し減少したことに起因する。

以下は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ

	2020年	%率	2019年	%率
税引前利益	2,204		4,742	
理論上の法人税等（IRES）	**529**	**24.0%**	**1,138**	**24.0%**
税額減少：				
－株式投資の配当金、受領済	(718)	-32.6%	(1,265)	-26.7%
－株式投資の配当金、未受領	(6)	-0.3%	(7)	-0.1%
－引当金の使用	(12)	-0.5%	(16)	-0.3%
－その他	(3)	-0.1%	-	-
税額増加：				
－当年度の減損損失/（利益）	39	1.8%	50	1.1%
－引当金繰入額	9	0.4%	9	0.2%
－前年度の費用	8	0.4%	1	-
－その他	14	0.6%	7	0.1%
当期法人税等（IRES）合計	**(140)**	**-6.4%**	**(83)**	**-1.8%**
イタリア地方法人税	**-**	**-**	**-**	**-**
外国税	**1**	**-**	**2**	**-**
前年度からの法人税見積りとの差額	**(11)**	**-0.5%**	**(5)**	**-0.1%**
外国の出資先からの配当金の源泉徴収確定額	**28**	**1.3%**	**26**	**0.5%**
繰延税額合計	**-**	**-**	**10**	**0.2%**
－税率の変更による影響	-	-	-	-
－当年度の増減	*(1)*	-	*12*	-
－前年度見積りとの差額	*1*	-	*(2)*	-
法人税等合計	**(122)**	**-5.5%**	**(50)**	**-1.1%**

財政状態計算書の情報

資産

注記10 有形固定資産 - ***8百万ユーロ***

2020年および2019年の有形固定資産の増減は以下の表の通り。

百万ユーロ	土地	建物	設備および機械	産業および商業設備	その他の資産	建物付属設備	建設仮勘定および前渡金	合計
取得原価	1	3	3	5	26	41	1	80
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
2018年12月31日現在残高	**1**	**1**	**-**	**-**	**5**	**1**	**1**	**9**
2019年1月1日現在のIFRS第16号	-	2	-	-	1	-	-	3
資本的支出	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(2)
増減額合計	-	2	-	-	-	(1)	-	**1**
取得原価	1	5	3	5	27	41	1	83
減価償却費の累計額	-	(2)	(3)	(5)	(22)	(41)	-	(73)
2019年12月31日現在残高	1	3	-	-	5	-	1	**10**
資本的支出	-	-	-	-	-	-	-	-
減価償却費	-	(1)	-	-	(1)	-	-	(2)
増減額合計	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**(2)**
取得原価	1	5	3	5	27	41	1	83
減価償却費の累計額	-	(3)	(3)	(5)	(23)	(41)	-	(75)
2020年12月31日現在残高	1	2	-	-	4	-	1	8

有形固定資産は2019年12月31日と比べ、2百万ユーロ減少し、8百万ユーロとなった。これは、減価償却費による。

注記11 無形資産 - 113*百万ユーロ*

無形資産のうち、有限の耐用年数を有する資産内訳は以下の通り。

百万ユーロ	工業特許および知的財産権	その他開発中の無形資産	合計
2018年12月31日現在残高	**30**	**17**	**47**
投資	30	12	42
資産の使用開始	17	(17)	-
償却費	(22)	-	(22)
増減額合計	**25**	**(5)**	**20**
2019年12月31日現在残高	**55**	**12**	**67**
投資	23	47	70
資産の使用開始	-	-	-
償却費	(24)	-	(24)
増減額合計	**(1)**	**47**	**46**
2020年12月31日現在残高	**54**	**59**	**113**

工業特許および知的財産権は54百万ユーロで、これは主にアプリケーションソフトウェアの購入で発生した費用および関連するエボリューショナリ・メンテナンスによる（2019年12月31日は55百万ユーロ）。償却費は、該当資産の残存耐用期間（平均約3年）にわたり定額法で算出する。

23百万ユーロの投資は、特に財務および統制、法務および総務、安全衛生、コミュニケーション、イノーバビリティおよび監査の分野における、業務プロセスのコンピュータ化、コンプライアンスおよび持株会社機能の報告のためのデジタル開発プロジェクトに関連する情報技術プロジェクトに関連する。

開発中のその他の無形資産は59百万ユーロとなり、当期の投資により47百万ユーロ増加した。

注記12 繰延税金資産および負債 - *337百万ユーロおよび149百万ユーロ*

繰延税金資産および繰延税金負債の増減を計上期間の差で分類したものを以下に表す。

百万ユーロ	2019年12月31日	損益計算書に計上された増加/（減少）	資本に計上された増加/（減少）	2020年12月31日
	合計			合計
繰延税金資産				
一時的差額の特性				
－減損損失ならびにリスクおよび費用に対する引当金	3	-	-	3
－デリバティブ	282	-	5	287
－その他の項目	51	(5)	1	47
繰延税金資産合計	**336**	**(5)**	**6**	**337**
繰延税金負債				
一時的差額の特性				
－金融商品の測定	153	-	(10)	143
－その他の項目	10	(4)	-	6
繰延税金負債合計	**163**	**(4)**	**(10)**	**149**
相殺考慮後の純繰延税金（IRES）資産	**173**			**188**

繰延税金資産は合計337百万ユーロとなり（2019年12月31日現在は336百万ユーロ）。これは本質的に、キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に関する繰延税金資産の認識による。
繰延税金負債は、14百万ユーロの減少となる149百万ユーロで（2019年12月31日現在は163百万ユーロ）、これは本質的に、キャッシュ・フロー・ヘッジ手段の公正価値測定に関する繰延税金の認識による。
繰延税金資産および負債の金額は、IRESで24%の課税率で決定している。

注記13 株式投資 - *50,622百万ユーロ*

下表は、各投資につき、期首および期末の帳簿価格を含めた各投資の年間の増減額ならびに子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他企業への投資一覧を示す。

前へ　次へ

百万ユーロ	当初費用	減損（損失）/利益	その他の増減額 -IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%	資本費補助および損失補填	買収/（処分）/（清算）/（返済）	新規費用/振替	合併、スピンオフ	振替	調整	純増減額	当初費用	減損（損失）/利益	その他の増減額- IFRIC 11 および IFRS 2	帳簿価額	保有率%
	2019年12月31日								2020年中の増減額						2020年12月31日		
A) 子会社																	
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	4,978	(676)	5	4,307	100.0	-	-	(4,287)	(20)	-	-	(4,307)	671	(676)	5	-	-
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	6,329	-	2	6,331	100.0	-	-	(6,331)	-	-	-	(6,331)	(2)	-	2	-	-
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	110	-	-	110	100.0	-	-	(110)	-	-	-	(110)	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1,401	(205)	1	1,197	100.0	-	-	-	-	-	-	-	1,401	(205)	1	1,197	100.0
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	6,467	-	2	6,469	100.0	4,100	-	-	(8,561)	-	-	(4,461)	2,006	-	2	2,008	100.0
エネル・エックス・エスアールエル	588	-	-	588	100.0	-	-	-	(318)	-	-	(318)	270	-	-	270	100.0
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	4,497	(4,488)	-	9	100.0	-	-	-	-	-	(1)	(1)	4,497	(4,489)	-	8	100.0
エネル・パワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	(3)	(3)	189	(162)	-	27	100.0
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	16	-	-	16	100.0	-	-	-	21	-	(20)	1	37	(20)	-	17	100.0
エネル・エネルギア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	(1,313)	-	-	-	(1,313)	8	(8)	-	-	-
エネル・イベリア・エスエルユー	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
エネル・イタリア・エスピーエー	543	(41)	3	505	100.0	-	-	12,147	100	-	-	12,247	12,790	(41)	3	12,752	100.0
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	42	-	-	42	100.0	-	-	-	17	-	-	17	59	-	-	59	100.0
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	599	-	-	599	25.0	-	-	-	-	-	-	-	599	-	-	599	25.0
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	1,976	-	-	1,976	100.0	-	-	-	(176)	-	-	(176)	1,800	-	-	1,800	100.0
エネル・アメリカス・エスエー	4,839	-	-	4,839	57.3	-	876	-	-	-	-	876	5,715	-	-	5,715	65.0
エネル・チリ・エスエー	2,522	-	-	2,522	61.9	-	149	-	-	-	-	149	2,671	-	-	2,671	64.9
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	421	(132)	-	289	51.0	-	-	-	-	-	(39)	(39)	421	(171)	-	250	51.0
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	261	-	-	261	51.0	-	-	-	-	-	-	-	261	-	-	261	51.0
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	952	-	-	952	78.0	-	-	-	-	-	(97)	(97)	952	(97)	-	855	78.0
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー	330	-	-	330	78.0	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	330	78.0
エネル・エネルギア・エスエー	208	-	-	208	51.0	-	-	-	-	-	-	-	208	-	-	208	51.0
エネル・ルーマニア・エスエー	15	-	-	15	100.0	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	15	100.0
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	442	(110)	-	332	56.4	-	-	-	-	-	-	-	442	(110)	-	332	56.4
エネル・インシュランス・エヌヴィー	252	-	-	252	100.0	-	-	-	-	-	-	-	252	-	-	252	100.0
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル	-	-	-	-	100.0	-	-	-	40	-	(1)	39	40	(1)	-	39	100.0
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	-	-	-	-	100.0	-	-	(3,852)	3,852	-	-	-	-	-	-	-	-
エネル・ノースアメリカ・インク	-	-	-	-	-	-	-	-	2,490	-	-	2,490	2,490	-	-	2,490	100.0
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカデベロップメント・エルエルシー	-	-	-	-	-	-	-	(95)	95	-	-	-	-	-	-	-	-
Vektör Enerjí Üretím A[illegible]	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
イージーピー・アメリカ・エスピーエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
エネル・リノバビリ・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	-	-	4,669	-	-	4,669	4,669	-	-	4,669	100.0

子会社合計	**53,081**	**(5,873)**	**13**	**47,221**	**4,100**	**1,025**	**(3,841)**	**2,209**	**-**	**(161)**	**3,332**	**56,574**	**(6,034)**	**13**	**50,553**

百万ユーロ	2019年12月31日 当初費用	減損（損失）/利益	その他の増減額-IFRIC 11およびIFRS 2	帳簿価額	保有率%	資本費補助および損失補填	買収/（処分）/（清算）/（返済）	2020年中の増減額 新規費用/振替	合併、スピンオフ	振替	調整	純増減額	2020年12月31日 当初費用	減損（損失）/利益	その他の増減額-IFRIC 11およびIFRS 2	帳簿価額	保有率%
B) ジョイント・ベンチャー																	
オーペン・ファイバー・エスピーエー	556	-	-	556	50.0	113	-	-	-	(669)	-	(556)	-	-	-	-	50.0
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5
ジョイント・ベンチャー合計	**597**	**-**	**-**	**597**		**113**	**-**	**-**	**-**	**(669)**	**-**	**(556)**	**41**	**-**	-	**41**	
C) 関連会社																	
シーイーエスアイ・エスピーエー	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	-	23	-	**-**	23	42.7
関連会社合計	**23**	-	-	**23**		**-**	-	-	-	-	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) その他の企業																	
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	12	-	17	11.1	-	-	-	-	-	(12)	(12)	5	-	**-**	5	11.1
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	11.1
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	5	(5)	**-**	**-**	4.3
イドゥロシシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
その他の企業合計	**10**	**7**	**-**	**17**		**-**	**-**	**-**	**-**	-	**(12)**	**(12)**	**10**	**(5)**	-	**5**	
株式投資合計	**53,711**	**(5,866)**	**13**	**47,858**		**4,213**	**1,025**	**(3,841)**	**2,209**	**(669)**	**(173)**	**2,764**	**56,648**	**(6,039)**	**13**	**50,622**	

前へ　次へ

下表は、2020年の株式投資の増減を示す。

百万ユーロ	
増加	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーから エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	3,852
エネル・エックス・・エスピーエーから エネル・イタリア・エスピーエーへの部分的なスピンオフ	149
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーから エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	20
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	40
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・エックス・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	32
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	17
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの部分的なスピンオフ	9
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルへの部分的なスピンオフ	1
エネル・イタリア (株) の増資	12,147
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーから エネル・ノースアメリカ・インクへの一部スピンオフ。	2,018
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーから エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカデベロップメント・エルエルシーへの部分スピンオフ	95
エネル・グリーン・パワー・デベロップメント・エヌエー・エルエルシーから エネル・ノースアメリカ・インクへ譲渡。	95
株式交換によるエネル・アメリカ・エスエー に対する持分の増加	876
株式交換によるイネル・チリ ・エスエーへの持分の増加	149
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル からエネル・ノースアメリカ・インクへの一部スピンオフ。	176
エネル・エックス・エスアールエルからエネル・ノースアメリカ・インク.への部分的なスピンオフ。	200
オーペン・ファイバー・エスピーエーへの出資	113
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの出資	4,100
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへの部分スピンオフ	49
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・リノバビリ・エスアールエルへの部分的スピンオフ	4,669
増加額合計	**28,807**
減少	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(3,852)
エネル・エックス・・エスピーエーからエネル・イタリア・エスピーエーへの部分的スピンオフ	(149)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーから エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスピーエーへの部分的スピンオフ	(20)
エネル・イタリア・エスピーエーからエネル・グローバル・サービシズ・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(39)
エネル・イタリア・エスピーエーからエネル・エックス・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(32)
エネル・イタリア・エスピーエーから エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(17)
エネル・イタリア・エスピーエーからエネル・グリーン・パワー・エスピーエーへの部分的なスピンオフ	(9)
エネル・イタリア・エスピーエーからエネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスピーエーへの部分的なスピンオフ	(1)
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーへの持分をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡	(6,331)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの持分をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡	(4,287)
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへの持分をエネル・イタリア・エスピーに譲渡	(3,852)
エネル・エネルギア・エスエーへの持分をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡	(1,313)
Servizio Elettrico Nazionale SpAへの持分をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡	(110)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーから エネル・グリーン・パワー・ デベロップメント・エヌエーエルエルシーへの部分スピンオフ	(95)
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルからエネル・ノースアメリカ・インクへの部分スピンオフ	(176)
エネル・エックス・エスアールエルからエネル・ノースアメリカ・インクへの部分的なスピンオ	(200)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーかからエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへの部分スピンオフ	49
エネル・グリーン・パワー・エスピーエーかからエネル・リノバビリ・エスアールエルへの部分的スピンオフ	(4,669)
イーディストリブティエ・バナト・エスエーへの投資に係る減損損失	(39)
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエーへの投資に係る減損損失	(97)

エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルへの投資に係る減損損失	(20)
エネル・グローバル・サービス・エスアールエルへの投資に係る減損損失	(1)
エネル・パワー・エスピーエーへの投資に係る減損損失	(3)
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブィへの投資に係る減損損失	(1)
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーへの投資に係る減損損失	(12)
オーペン・ファイバー・エスピーエーを「売却目的で保有する非流動資産」へ分類	(669)
減少合計	**(26,043)**
純増減額	**2,764**

2020年、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他の会社への帳簿価額は以下に記載した内容の結果として2,764百万ユーロ増加した。

＞2020年1月1日付けで、「エネル・イタリア」の名称で称される事業単位の子会社であるエネル・イタリア・エスピーエーに移転した。（以下が関連）

－2020年1月1日にイタリア事業についてエネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエルへ3,852百万ユーロの部分的なスピンオフを行った。

－2020年1月1日にイタリア事業についてエネル・エックス・エスピーエーからエネル・イタリア・エスピーエーへ149百万ユーロの部分的なスピンオフを行った。

－2020年1月1日に、イタリア事業についてグローバル事業から分離するために、「エンジニアリングおよび建設」ならびに「イノバビリティ」 部門のエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーからエネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルへ20百万ユーロの部分的なスピンオフを行った。

－エネル・イタリア・エスピーエーのグローバルデジタルソリューションおよびグローバルプロキュアメント部門が総額98百万ユーロで、エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル(17百万ユーロ)、エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル (40百万ユーロ)、エネル・エックス・エスアールエル (32百万ユーロ)、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー (9百万ユーロ)、エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルおよびエネル・グローバルトレーディング・エスピーエーへスピンオフした;

－イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー (6,331百万ユーロ)、エネル・エネルギア・エスピーエー (1,313百万ユーロ)、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー (110百万ユーロ)への100%の持分をエネル・イタリア・エスピーエーに譲渡し、前述のスピンオフで譲渡されたグローバルビジネスユニットを除き、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー (4,287百万ユーロ)およびエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル (3,852百万ユーロ)への投資を行った。

－エネル・イタリア・エスピーエーにおける総額12,147百万ユーロの増資。この取引は、当社グループが事業を展開している主要国において既に完了または進行中のグループ会社を含む企業の簡素化および最適化プロセスと一致しており、エネル・エスピーエーがイタリアの中間持株会社を直接支配し（エネル・イタリア・エスピーエーの役割を担う）、全てのイタリアの会社を直接管理することになる。

＞2020年2月1日付でエネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・エスピーエーに部分的なスピンオフを行った。このスピンオフは、エネル・ノースアメリカ・インク(2019年10月8日までエネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ・インクと呼ばれる)への投資持分100%である2,018百万ユーロ、およびエネル・グリーン・パワー・デベロップメントノースアメリカ・エルエルシーへの投資持分95百万ユーロ（後者の場合は株式資本の全額に当たるものである）の譲渡である。

＞2020年3月1日付でエネル・グリーン・パワー・デベロップメントノースアメリカ・エルエルシーへの投資持分がエネル・ノースアメリカ・インクへ95百万ユーロで譲渡された。

＞チリの上場子会社であるエネル・アメリカス・エスエーへの株式投資については、投資家向けに公表されていたとおり、2019年6月に金融機関との間で締結された株式交換取引が終了し、エネル・アメリカスの自己資本の5%を上限として取得が完了したことを受けて、従来の57.26%から65%へと増加した。2020年に締結された株式交換取引では、現在エネル・アメリカスの規約で認められている上限持分 (65%) を達成するために、総額876百万ユーロでさらに2.7%の資本を取得した。

＞チリの上場子会社であるエネル・チリ・エスエーへの株式投資額が、前回の61.93%から64.93%とへ149百万ユーロに増加した。これは、投資家向けに公表されていたとおり、2019年12月に金融機関との間で締結された、エネル・チリの株式資本の3%を上限とする2つの株式交換取引の決済を受けたものである）。

＞2020年6月1日付けでエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーへの100%持分を176百万ユーロで、エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエルからエネル・ノースアメリカ・インクへ譲渡した部分的なクロスボーダースピンオフ。

＞2020年6月1日付で、エネル・エックス・ノースアメリカ・インク（米国）およびエネル・エックス・カナダ・エルティーディー（カナダ）への持分を総額200百万ユーロでエネル・エックス・エスアールエルからエネル・ノースアメリカ・インクに譲渡した部分的なクロスボーダースピンオフ。

＞CDPエクイティー・エスピーエーとのジョイント・ベンチャーであるオーペン・ファイバー・エスピーエーの事業計画の実施に必要な投資を支えるための同社への113百万ユーロの出資。

＞2020年8月1日に32億ユーロ、2020年9月29日に9億ユーロの現金で子会社であるエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの資本増強を行い、特定の利用可能な資本準備金に充当した。

＞2020年10月1日付でエネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル（エネル・イタリア・エスピーエーの子会社である）に部分的なスピンオフを行った。このスピンオフは再生可能エネルギー発電のためのいくつかのプラント(風力・水力)に関連する資産および負債を含む事業部門の譲渡であり、合計49百万ユーロである。

＞2020年12月14日付で、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーからエネル・リノバビリ・エスアールエルに4,669百万ユーロで部分的なスピンオフを行った（エネル・リノバビリ・エスアールエルはイタリアの法律に基づいて設立された会社で、エネル・エスピーエーによって完全に所有されている会社であり、スピンオフによって設立された）。このスピンオフは、多くの株式投資を通して行われる中南米での様々な事業の譲渡である。

＞特別配当を実施した後の会社の財政状態および業績の変化を考慮して、イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエーへの株式投資の減損損失97百万ユーロ

＞特別配当を実施した後の会社の財政状態および業績の変化を考慮して、イーディストリブティエ・バナト・エスエーへの株式投資の減損損失39百万ユーロを計上

＞エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエルに対する株式投資の減損20百万ユーロ (企業の現在の財政状態と業績を考慮)

＞2020年12月31日付けの3百万ユーロのエネルパワー・エスピーエーへの株式投資の減損 (企業の現在の財政状態と業績を考慮)

＞2020年12月31日付けエネル・グローバル・サービシズ・エスアールエルへの株式投資の減損1百万ユーロ(企業の現在の財政状態と業績を考慮)

＞2020年12月31日付けエネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイへの株式投資の減損1百万ユーロ(企業の現在の財政状態と業績を考慮)

＞エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーが保有する株式の公正価値を、2021から2042年の業績見通しを考慮し、12百万ユーロ修正

＞オーペン・ファイバー・エスピーエー（ジョイントベンチャー）の保有株式を「売却目的として保有する非流動資産」に組替したことによる669百万ユーロ。エネルが保有するオーペン・ファイバー・エスピーエーの株式資本の50%を購入するというマッコーリー・インフラストラクチャー・アンド・リアルアセット(MIRA) からの拘束力のある提案を受けたことを受けたものであり、取締役会は保有株式の40%から50%の売却手続きを開始することを決議した。

IFRS第2号に従って、2019年度および2020年度の長期インセンティブ制度に含まれている子会社への投資の帳簿価格は、特定の資本準備金で認識された当年度の資本構成要素の公正価値分、増額された。間接子会社の従業員に対する資本性商品の授与である場合には、直接子会社への持分投資の帳簿価格が増額された。

下表は、イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー、イーディストリブティエ・バナト・エスエーおよびエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーにおける投資持分の減損損失を決定するために使用したこれまでの仮定を示す。

百万ユーロ	当初費用	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト 割引率(2)	キャッシュ・フローの明示的期間	ターミナルバリュー(3)	当初費用	成長率(1)	税引前加重平均資本コスト 割引率(2)	キャッシュ・フローの明示的期間	ターミナルバリュー(3)
	2020年12月31日					2019年12月31日				
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	952	2.70%	7.00%	3年	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	289	2.70%	7.00%	3年	一定成長	421	2,6%	6,3%	5年	一定成長
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	18	2.00%	10.20%	22年	一定成長	非該当	非該当	非該当	非該当	非該当

(1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの永久成長率。

(2) 反復法を用いて計算された税引前加重平均資本コスト。税引前キャッシュ・フローを用いて計算された使用価値が税引後加重平均資本コストを用いて割り引かれた税引後キャッシュ・フローに一致することを保証する割引率である。

(3) ターミナルバリューは、表に記載された年数にわたり、利回りが永久または一定成長することを前提に見積もられている。

減損テストで認識された株式投資の回収可能価額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用し、使用価値の予測を通じて投資の資本価値を算出することで見積もられており、この作業は、将来の期待キャッシュ・フローの見積りと、リスクフリー・レート、ベータおよび市場リスクプレミアムなどの市場インプットに基づいて選択された割引率の適用を含んでいる。投資の帳簿価額と比較することを目的に、将来のキャッシュ・フローの見積りから得た企業価値を、投資先の純財務残高を指しいた株主価値に変換した。キャッシュ・フローは見積り時点で取得可能な最良の情報に基づき決定され、販売量、収益、営業費用、資本的支出、産業上および経済上の組織、ならびに主要なマクロ経済変数（インフレ、名目利子率および為替レート）および商品価格の動向に関する予測が含まれる、2020年11月23日に取締役会が承認した明示的期間の2021年－2023年事業計画について予測されている。これらの株式投資の減損テストで考慮されるキャッシュ・フローの明示的期間は、テストされる様々な会社に特有の特性と事業サイクルによって異なる。一方、ターミナルバリューは、（関係する国および事業に応じて）電力需要の長期的成長率および/またはインフレ率に等しくかついずれの場合であっても当該市場の長期的な平均成長率を上回らない名目成長率を用いて、ターミナルバリューが算定された。

エネル・グリーン・パワー・エスピーエー、イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー、エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギア・エスエー、エネル・ルーマニア・エスエー、エネル・ロシア・ピージェーエスシー、ラス・エネルゴソビト・エルエルシー、エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル、エネル・エックス・エスアールエル、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーおよびオーペン・ファイバー・エスピーエーに保有する投資分については、各出資先につき、2020年12月31日現在の資本よりも保有が大きい場合でも、帳簿価額は回収可能であると考える。この状況は、投資に関して減損損失を示すのではなく、二つの勘定での一時的な不一致を表示するとの考えからである。より具体的には、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー、イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー、エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー、エネル・エネルギア・エスエー、エネル・ルーマニア・エスエー、ラス・エネルゴソビト・エルエルシー、エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル、エネル・エックス・エスアールエル、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーおよびオーペン・ファイバー・エスピーエーの各社について、投資の帳簿価額とその資本の差損は、トリガーイベントとして認識され、トリガーイベント後は、投資の将来のキャッシュ・フローを考慮し、減損テストを用いて価値を判断する。このテストの結果、投資価額の完全な回収可能性を確認する必要が生じる程度の、資本に反映されていないプラスの金額を認識した。

また、これらの投資は関連する減損テストに合格したことをここに記載する。

エネル・エスピーエーのイタリアの子会社への投資に関する株券は、モンテ・デイ・パスキ・ディ・シエナ銀行に保管されている。
下表は、2020年12月31日現在の子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社およびその他の出資先への投資の資本金および持分を示す。

前へ　次へ

	登記住所	通貨	資本金	株主持分（百万ユーロ）	前年度利益/（損失）（百万ユーロ）	保有率%	帳簿価額（百万ユーロ）
A) 子会社							
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	ローマ	EUR	90,885,000	367	189	100.0	1,197
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	ローマ	EUR	272,000,000	508	(429)	100.0	2,008
エネル・エックス・エスアールエル	ローマ	EUR	1,050,000	186	(24)	100.0	270
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーブイ	アムステルダム	EUR	1,000,000	7	-	100.0	8
エネル・パワー・エスピーエー	ミラノ	EUR	2,000,000	27	-	100.0	27
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	ローマ	EUR	11,000,000	16	(10)	100.0	17
エネル・イベリア・エスエルユー	マドリッド	EUR	336,142,500	16,910	1,185	100.0	13,713
エネル・イタリア・エスピーエー	ローマ	EUR	100,000,000	14,881	2,638	100.0	12,752
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	ローマ	EUR	1,100,000	23	1	100.0	16
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	ローマ	EUR	10,100,000	29	-	100.0	59
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	アムステルダム	EUR	1,478,810,371	2,116	217	25.0	599
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	ローマ	EUR	10,000	1,800	-	100.0	1,800
エネル・アメリカス・エスエー	サンティアゴ	USD	9,783,875,314	8,422	1,035	65.0	5,715
エネル・チリ・エスエー	サンティアゴ	CLP	3,882,103,470,184	4,123	(58)	64.9	2,671
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	ティミショアラ	RON	382,158,580	490	15	51.0	250
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	コンスタンツァ	RON	280,285,560	402	16	51.0	261
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	ブカレスト	RON	271,635,250	1,162	13	78.0	855
エネル・エネルギー・ムンテニア・エスエー	ブカレスト	RON	37,004,350	242	22	78.0	330
エネル・エネルギア・エスエー	ブカレスト	RON	140,000,000	211	27	51.0	208
エネル・ルーマニア・エスエー	イルフォヴ県	RON	200,000	22	1	100.0	15
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	エカテリンブルク	RUB	35,371,898,370	441	60	56.4	332
エネル・インシュランス・エヌヴィー	アムステルダム	EUR	60,000	268	(3)	100.0	252
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	サンティアゴ	USD	1,197,691,313	808	38	-	-
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル	ローマ	EUR	10,000	34	(2)	100.0	39
エネル・ノースアメリカ・インク	アンドーバー	USD	50	3,711	156	100.0	2,490
Vektör Enerjí Üretím A[01 5 t]	イスタンブール	TRY	3,500,000	(7)	(2)	100.0	-
イージーピー・アメリカ・エスピーエー	サンティアゴ	USD	12,000	-	-	100.0	-
エネル・リノバビリ・エスアールエル	ローマ	EUR	10,000	4,668	-	100.0	4,669
B) ジョイント・ベンチャー							
オーペン・ファイバー・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	250,000,000	978	4	50.0	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	モスクワ	ルーブル	18,000,000	15	90	49.5	41
C) 関連会社							
シーイーエスアイ・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	8,550,000	118	(16)	42.7	23
D) その他の会社							
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	パナマ	米ドル	58,500,000	126	7	11.1	5
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	パナマ	米ドル	2,700,000	(4)	(2)	11.1	-
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー	ブエノスアイレス	アルゼンチン・ペソ	2,025,191,313	-	2	-	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	プエルトリャノ	ユーロ	809,690	(113)	5	4.3	-
イドゥロシシリア・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	22,520,000	-	-	1.0	-

前へ　次へ

2020年12月31日現在の他社への株式投資は、すべて非上場会社に関連している。IFRS第9号への移行の間、これらの金融資産は、その他の包括利益を通じて公正価値を測定する方法が採用された。
エルコガスへ・エスエーの投資は2014年に完全に償却され、2015年1月1日以降、エネルが4.3%を保有する会社は依然として清算中である。また、累積損失を考慮し、2014年に参加した6百万ユーロのプロフィット・パーティシペーション・ローンも評価減とした。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日
FVOCIで測定された非上場会社への株式投資	**5**	**17**
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	17
レッド・セントロアメリカナ・デ・テェコミュニカシオネス・エスエー	-	-
コンパニア・デ・トランスミッション・デル・メルコスル・エスエー	-	-
エルコガス・エスエー（清算手続中）	-	-
イドゥロシシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ -890*百万ユーロ*、*128百万ユーロ*、*1,763百万ユーロ*、*258百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
デリバティブ金融資産	890	945	128	143
デリバティブ金融負債	1,763	1,536	258	183

デリバティブ金融資産および負債の性質、認識および分類に関する詳細は、注記32「金融商品」および注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記15 その他の非流動金融資産 -280*百万ユーロ*
合計の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
金融前払金		7	6	1
債務に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	273	194	79
合計		**280**	**200**	**80**

前払金融費用は、主に、既存のクレジットライン終了の後、2017年12月18日に5年の期間でエネル・エスピーエー、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーおよびメディオバンカの間で設定された、100億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティ利用取引費用の残金部分である。この項目は、これらの費用の非流動部分を表示し、純損益を通じた戻入は、クレジットラインの期限および関連する手数料の種類による。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - 273*百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
貸付金	32.1.1	270	191	79
その他の貸付金		3	3	-
合計		**273**	**194**	**79**

債務に含まれるその他の非流動金融資産の増加は、主にジョイント・ベンチャー、オーペン・ファイバー・エスピーエーへの新規貸付である。これはウルトラ・ブロードバンド・ファイバー・オプティック・ネットワークの開発にむけた国家プロジェクトに関連して、同社の事業計画に組み入れた投資の実行に必要な資金を提供するためである。

注記16 その他の非流動資産 - 128*百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
未収税金	20	9	11
補完年金制度の負債の仮定についての子会社からの未収金	108	118	(10)
その他の非流動資産合計	**128**	**127**	**1**

未収税金は、主に、1100万ユーロの未収入金が含まれる。これは、IRESの課税対象額の算出において、2019年にエネル・アメリカス・エスエーの配当に適用され、2020年に支払われた源泉徴収税の確定計算から生じたもので、未払残高とともにIARPを一部控除せずに支払った法人税の超過支払い分の還付申請に関連した税額控除である。還付申請は、2003年についてはエネル・エスピーエーが自社の代理として、2004年-2011年については、エネル・エスピーエーが連結会社の代表として提出した。

補完年金制度の負債の仮定についての子会社からの未収金は、グループ会社による補完年金制度の割合の仮定に関する未収金である。合意条件には、関連するグループ会社は、従業員給付として認識された、親会社の確定給付義務の取消費用を返金することが記載されている。

現在の仮定を用いて決定した数理計算上の見通しに基づき、補完年金制度の負債の想定による子会社からの未収金で5年を超える分は40百万ユーロ（2019年12月31に日現在は53百万ユーロ）となった。

注記17 売掛金 - 241*百万ユーロ*

内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
売掛金：			
－子会社から	227	238	(11)
－グループ以外の顧客から	14	17	(3)
合計	**241**	**255**	**(14)**

子会社からの売掛金は、主にマネジメントおよびコーディネーション・サービス、ならびにグループ会社の代理として実施するその他の活動による。第三者顧客からの営業債権は、様々な種類のサービスに関するものである。

子会社に対する売掛金の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
子会社			
エネル・ブラジル・エスエー	42	33	9
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	26	23	3
エネル・グローバル・サービシズ・エスアールエル	12	-	12
エネル・エネルギア・エスピーエー	10	8	2
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	9	9	-
EDistribución Redes Digitales SL	8	27	(19)
Vektör Enerjí Üretím A□	8	8	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	7	13	(6)
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	6	5	1
エンデサ・エスエー	6	7	(1)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	6	13	(7)
エネル・グリーン・パワー・エラス・エスエー	6	4	2
エネル・ディストリブッツィオーネ・チリ・エスエー	6	4	2
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	5	4	1
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	5	-	5
エネル・ノースアメリカ・インク	5	1	4
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	5	6	(1)
エネル・チリ・エスエー	4	3	1
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	4	-
エネル・アメリカス・エスエー	4	6	(2)
エンデサ・エネルギア・エスエー	3	3	-
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	3	6	(3)
エネル・ヘネラシオン・ペルー・エスエーエー	3	6	(3)
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	3	2	1
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	2	3	(1)
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	2	-	2
エネル・ヘネラシオン・チリ・エスエー	2	4	(2)
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	2	-	2
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	2	-	2
エネル・イタリア・エスピーエー	2	20	(18)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
その他	17	14	3
合計	**227**	**238**	**(11)**

売掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
イタリア	73	79	(6)
EU	70	84	(14)
EU以外のヨーロッパ	9	14	(5)
その他	89	78	11
合計	**241**	**255**	**(14)**

注記18 税金資産 - *197百万ユーロ*

2020年12月31日現在の税金資産は、197百万ユーロとなり、これは主に会社のIRESの当期見積税額に対する2020年の控除分（140百万ユーロ）である。

注記19 その他の流動金融資産 - *2,650百万ユーロ*

この内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	注記	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**増減**
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,337	2,578	(241)
その他の流動金融資産		313	305	8
合計		**2,650**	**2,883**	**(233)**

「負債に含まれるその他の流動資産」の詳細については、注記19.1を参照すること。

「その他の流動金融資産」とは、基本的に、金融サービス契約から生じた利息およびその他の手数料に関連するグループ会社に対する債権239百万ユーロ（2019年12月31日現在は、240百万ユーロ）、当期未収収益（金融）61百万ユーロ（2019年12月31日現在は、48百万ユーロ）、および当期前払費用（金融）11百万ユーロ（2019年12月31日現在は、3百万ユーロ）が含まれる。

19.1 債務に含まれるその他の流動金融資産 - *2,337百万ユーロ*

百万ユーロ

	注記	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**増減**
グループ会社に対する貸付金：				
－短期貸付金（グループ会社間の流動勘定）	32.1.1	748	1,288	(540)
その他に対する貸付金：				
－長期貸付金の流動部分		1	1	-
－その他の貸付金		4	3	1
－OTCデリバティブの証拠金契約の現金担保	32.1.1	1,584	1,286	298
合計		**2,337**	**2,578**	**(241)**

注記20 その他の流動資産 - ***661百万ユーロ***

2020年12月31日現在の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
税金資産	27	21	6
グループ会社に対するその他の債権	621	758	(137)
その他の債権	13	17	(4)
合計	**661**	**796**	**(135)**

税金資産は27百万ユーロとなり、基本的に、2020年の前払いVAT の22百万ユーロ、および、2019年度法人税等の4百万ユーロに関連する未収金である。
グループ会社からのその他の債権は、2020年に主に子会社であるエネル・イベリア・エスエルユー、およびエネル・アメリカス・エスエーで承認され、2021年に1月および2月に回収した中間配当金（それぞれ475百万ユーロおよび39百万ユーロ）の未収金、連結税務制度に参加するグループ会社に関するIRESの未収金（77百万ユーロ）およびグループのVAT 制度に参加する分はVAT の未収金（29百万ユーロ）に関連している。
2020年12月31日現在のその他の債権は、13百万ユーロとなり、前年（17百万ユーロ）比4百万ユーロの減少となった。

注記21 現金および現金同等物 - ***2,127百万ユーロ***

現金および現金同等物の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
銀行および郵便預金	2,127	4,153	(2,026)
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	**2,127**	**4,153**	**(2,026)**

現金および現金同等物は2,127百万ユーロとなり、2019年12月31日比で2,026百万ユーロ減少した。
当該減少は、当年度中の企業への投資に関連した複数の特別取引の影響であり、イタリアの企業の譲渡に伴う配当金からのキャッシュ・インフローおよび財務活動に伴うキャッシュ・アウトフローの減少があったことによるものであり、通常の営業活動によるキャッシュ・フローにより一部相殺された。

2020年度には、財務活動により2,741百万ユーロのキャッシュ・フローが減少した。これは主に借入金の純減（5,638百万ユーロ）、配当金の支払（3,334百万ユーロ）および長期借入金の返済（1,346百万ユーロ）があった一方で、新規の長期借入金（7,001百万ユーロ）および永久ハイブリッド債の発行による流動性の増加（588百万ユーロ）があったことによるものである。

投資活動により流動性資金3,784百万ユーロが減少したが、基本的には、チリの子会社であるエネル・アメリカス・エスエーおよびエネル・チリ・エスエーの株式交換取引の決済に伴う出資の増加（エネル・アメリカス・エスエーについては876百万ユーロ、エネル・チリ・エスエーについては149百万ユーロ）、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの資本再構成（総額4,100百万ユーロ）、ジョイント・ベンチャーであるオーペン・ファイバー・エスピーエーへの資本拠出（113百万ユーロ）を反映したものである。イタリアの投資の再編および北米により生じた合計1,525百万ユーロの流動性資金によって一部相殺された。

財務活動および投資活動に必要な資金は、営業活動によるキャッシュ・フローにより賄われた。営業活動によるキャッシュ・フローは、4,499百万ユーロ（2019年度は3,995百万ユーロ）のプラスであったが、基本的には投資先からの配当金の受領（3,139百万ユーロ）によるものである。配当金については、イタリア企業への投資における持分を譲渡した結果、2019年度に比べ減少した。また、現金及び現金同等物の使用も減少の要因となった。残高は2020年12月31日現在で2,127百万ユーロ（2020年1月1日現在は4,153百万ユーロ）であった。

注記22 売却目的保有に分類される固定資産 - *669百万ユーロ*

売却目的保有に分類される非流動資産には、ジョイント・ベンチャーであるオープン・ファイバーが保有する669百万ユーロの投資が含まれる。マッコーリー・インフラストラクチャー・アンド・リアル・アセッツ（MIRA）から、エネルが保有するオープン・ファイバー・エスピーエーの株式資本の50%を購入するという拘束力のある提案を受けたことにより、当該項目に組替えを行った。
当社は、12月17日開催の取締役会において、保有資本金の40%から50%の範囲で売却手続きを開始することを決議した。

負債および資本

注記23 資本 – *30,743百万ユーロ*

資本は、2019年12月31日と比較し1,157百万ユーロ増の30,743百万ユーロとなった。
この増加は、主に以下によるものである。

＞　当期純利益（2,266百万ユーロ）。

＞　2020年5月14日に株主に承認された1株当たり0.168ユーロの2019年の配当金の分配（合計1,708百万ユーロ）の残額、および2020年11月5日に取締役会にて承認され、2021年1月20日以降に支払われる2020年の中間配当金（1株当たり0.175ユーロ、合計1,779百万ユーロ）。

＞　永久ハイブリッド債の発行（592百万ユーロ）および、条件の変更による3件の発行済みハイブリッド債のハイブリッド資本性金融商品への転換（取引コスト控除後、1,794百万ユーロ）。

資本金 - *10,167百万ユーロ*

2020年12月31日、エネル・エスピーエーの株式資本はすべての払込が完了し、総額10,166,679,946ユーロで、額面価額1株1.00ユーロの同数の普通株式で構成される。そのため、株主資本の値は、2019年12月31日の金額から変更はない。

2020年12月31日現在、株主名簿、1998年2月24日付の政令第58号第120条に従いイタリア国家証券委員会（CONSOB）に提出され当社が受領した通知、およびその他入手可能な情報に基づくと、当社資本金の3%を超える株式を保有する株主には、イタリア経済財務省（23.585%を保有。）、ブラックロック・インク（資産運用目的で持分5.081%を保有。）およびキャピタル・リサーチ・アンド・マネージメント・カンパニー（資産運用目的で持分5.029%を保有。）が含まれていた。

自己株式準備金 - *（3）百万ユーロ*

2020年12月31日現在、自己株式は、適格仲介機関を通じて総額23百万ユーロで購入した1株当たり額面価額1.00ユーロのエネル・エスピーエーの普通株式3,269,152株（2020年12月31日現在は1,549,152株）である。

払込金額と額面金額との差額は、資本剰余金を通じて資本の減少として認識している。

2020年5月14日、株主総会は、民法第2359条に従ってエネル・エスピーエーおよび／またはその子会社の経営者を対象とする2020年度の長期インセンティブ制度（2020年度LTI制度）を承認し、本制度の実施に必要なすべての権限を取締役会に付与した。

2020年7月29日、当社取締役会は、付与された権限を実施し、条件に従って、2020年度LTI制度を支えるため、エネルの資本金の約0.016918%に等しい1,720,000株の自己株式購入プログラムの開始を承認した。

2020年9月3日から10月28日にかけて、当社は当該株式を1株加重平均価格7.4366ユーロで、総額13百万ユーロで取得した。

2020年度LTI制度に対応するために購入した自己株式は、2019年度の長期インセンティブ制度に対応するために購入した自己株式と併せて1,549,152株、1株の加重平均価格は6.7779ユーロ、合計10百万ユーロとなった。

民法第2357条の3第2項に従って、自己株式は配当の分配に参加しない。

永久ハイブリッド債 - *2,386百万ユーロ*

この項目は、機関投資家向けユーロ建て非転換劣後債の額面価格から取引コストを差し引いた金額592百万ユーロで構成される。

また、10月に開始し、11月に完結した同意勧誘業務に関与した当社が発行した非転換型劣後特約付ハイブリッド社債も含まれており、当該社債は上記の非転換型劣後永久ハイブリッド社債の条件との整合性を図るために発行したものである。

これらの社債は資本性金融商品に分類され、取引コスト控除後で認識され、総額1,794百万ユーロである。

その他の剰余金 - *11,300百万ユーロ*

資本剰余金 - *7,476百万ユーロ*

2020年12月31日の資本剰余金は、2020年度LTI制度を支えるため、自己株式の購入を反映して前年比11百万ユーロ減少し、7,476百万ユーロとなった。

法定準備金 - *2,034百万ユーロ*

資本金の20.0%に相当する法定準備金は、前年比で変更はない。

法令第292/1993号に基づく準備金 - *2,215百万ユーロ*

この準備金は、エネルが公社から株式会社へ移行したときに実行された価格調整の残余部分を示している。
この準備金を分配する場合は、資本準備金の税務措置について、連結法人税規則第47条で定められた内容が適用される。

その他の諸準備金 - *73百万ユーロ*

その他の準備金は、（大統領令第917/1986号第55条の定めるところによる）新規作業に関連する法律の適用により、納税延期措置を受けるために資本で認識される、イタリアの公的事業体およびEU組織から受領した補助の50%にあたる資本費補助の準備金に関連する19百万ユーロを含む。また、これにはストックオプション準備金29百万ユーロおよびその他の準備金20百万ユーロも含んでいる。
この項目には、2019年度および2020年度の長期インセンティブ制度に基づき、当社および子会社の従業員に割り当てられた株式のコンポーネントの価値を認識するために設定された準備金も含まれる（5百万ユーロ）。

ヘッジ剰余金 - *（459）百万ユーロ*

2020年12月31日、本項目はヘッジ剰余金およびヘッジコストの459百万ユーロ（プラスの税効果145百万ユーロとの差額）を含む。

数理計算上の差異 - *（39）百万ユーロ*

2020年12月31日現在、数理計算上の差異は39百万ユーロとなった。（10百万ユーロのプラスの税効果との差額）
「IAS第19条-従業員給付」の改訂版ではコリドーアプローチが許可されていないため、剰余金は、資本で直接認識された数理計算上の損益を含む。
下表は、2019年および2020年のヘッジ剰余金および数理計算上の差異の増減の内訳を示す。

百万ユーロ		当期に資本に計する総利益/（純損失）	損益への組替分	税効果	その他の増減額		当期に資本に計する総利益/（純損失）	損益への組替分	税効果	その他の増減額	
	2019年1月1日					2019年12月31日					**2020年12月31日**
ヘッジ剰余金	(275)	205	(328)	20	(12)	(390)	(214)	17	147	(3)	(443)
ヘッジコスト剰余金	(53)	23	-	8	-	(22)	8	(2)	-	-	(16)
FVOCIの金融資産評価差額金	11	-	-	-	-	11	-	-	-	(11)	-
数理計算上の差異	(32)	(7)	-	2	-	(37)	(2)	-	-	-	(39)
資本において直接認識された利益/（損失）	(349)	221	(328)	30	(12)	(438)	(527)	15	147	(14)	(498)

利益剰余金 - *6,346百万ユーロ*

2020年、本項目は1,457百万ユーロの増加となり、これは、2020 年5月14日の株主総会の決議により、2019年の利益の残りの利益剰余金への配分の決定によるものである。

当期利益 - *547百万ユーロ*

1株当たり0.175ユーロの2020年の配当準備金（合計1,779百万ユーロ）控除後の2020年の利益は、547百万ユーロとなった。

下表は株主持分の分配可能額を示す。

百万ユーロ

	2020年12月31日	用途の可能性	使用可能額	
資本金	10,167			
資本剰余金：				
－資本剰余金	7,476	ABC	7,476	
－自己株式準備金	(3)			
－資本性金融商品－永久ハイブリッド債	2,386			
利益剰余金：				
－法定準備金	2,034	B		
－法令第292/1993号に基づく準備金	2,215	ABC	2,215	
－ヘッジ剰余金	(459)			
－FVOCIの金融資産の剰余金	-			
－資本費補助の準備金	19	ABC	19	
－ストックオプション準備金	29	ABC	29	(1) (2)
－LTIの株式準備金	5			
－数理計算上の差異	(39)			
－その他	20	ABC	20	
－利益剰余金/（繰越欠損金）	6,346	ABC	6,346	
合計	**30,196**		**16,105**	
うち分配可能額			*16,102*	

A:増資
B:損失補填
C:株主への分配

(1) 失効オプションに関する
(2) 親会社から子会社の従業員に付与し、失効したオプションに関する3百万ユーロは分配不可能

民法第2423条第4段落の定める逸脱もしくは未償却の創業費、設備拡張費用および研究開発費は存在しないため、民法第2426条第1（5）段落の規定では、剰余金の分配に制限はない。
過去3年間で、「利益剰余金」として配当可能剰余金は、株主への配当金分配のため、142百万ユーロ使用されたことをここに記載する。

資本管理におけるエネルの目標は、外部の資金調達への費用対効果の高いアクセスを確保し、株主に対する価値の創造、利害関係者の資本の保護、ビジネスの継続の確保、および十分な資本の維持に注力し、グループの事業の成長を適切に支援することである。

23.1 配当金

下表は、2019年および2020年に会社が支払った配当金を示す。

	分配額（百万ユーロ）	1株当たり配当金（ユーロ）
2019年の支払配当金		
2018年の配当金	2,847	0.28
2019年の中間配当金(1)	-	-
特別配当金	-	-
2019年の支払配当金合計	**2,847**	**0.28**
2020年の支払配当金		
2019年の配当金	3,334	0.328
2020年の中間配当金(2)	-	-
特別配当金	-	-
2020年の支払配当金合計	**3,334**	**0.328**

(1) 2019年11月12日の取締役会で承認され2020年1月22日以降支払われた（1株当たり0.16ユーロで合計1,627百万ユーロの中間配当金）。
(2) 2020年11月5日の取締役会で承認され2021年1月20日以降支払われた（1株当たり0.175ユーロで合計1,779百万ユーロの中間配当金）。

2020年の配当金は1株当たり0.358ユーロで、合計3,640百万ユーロ（うち1株当たり0.175ユーロの合計1,779百万ユーロが中間配当）とし、2021年5月20日の株主総会で一度の招集で提案される予定である。これらの単体財務書類は、取締役会が2020年11月5日に承認し、基準日である2021年1月20日現在保有されている自己株式3,269,152株に関連する金額を除いて潜在的に最大1,779百万ユーロの金額で2021年1月19日以降支払われる2020年の中間配当金に関する株主への負債を除き、株主に対する2020年のこの配当金の分配を反映していない。

23.2 資本管理

会社の資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当社は、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な株式資本を維持するとともに、十分な格付けを維持することなどによって外部の資金調達源へのアクセスを確保することを目指している。

こうした状況において、会社は資本構成を管理し、経済的状況の変化により必要となった場合はこの構成を調整する。2020年度中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。

資本管理の目的で、会社は資本との関係における負債の水準の動向を常に監視している。2020年および2019年12月31日現在の状況の概要は下表に示すとおりである。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
非流動金融債務	(17,297)	(14,206)	(3,091)
正味流動金融債務	(1,659)	(2,738)	1,079
非流動金融資産および長期有価証券	273	194	79
純金融債務	**(18,683)**	**(16,750)**	**(1,933)**
株主持分	**30,743**	**29,586**	**1,157**
デット・エクイティ・レシオ	**(0.61)**	**(0.57)**	**(0.04)**

注記24 借入金 - *17,297百万ユーロ、820百万ユーロ、5,303百万ユーロ*

百万ユーロ	非流動		流動	
	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
長期借入金	17,297	14,206	820	1,102
短期借入金	-	-	5,303	8,367

借入金の性質、認識および分類の詳細については、注記32の「金融商品」を参照。

注記25 従業員給付 - *200百万ユーロ*

会社は、繰延報酬給付、追加月給与、解雇予告保証金、ロイヤリティ・ボーナス、補完的年金制度、補完的健康保険制度、FOPEN年金拠出の追加保証金、控除額を超えたFOPEN年金拠出および個人インセンティブ制度など、従業員に多様な給付を付与している。

本項目は、確定給付制度のもとで退職後給付を賄う未払金、およびその他の従業員が法律、契約またはその他の従業員インセンティブ制度により権利を有する長期給付金の未払金を含む。

IAS第19号に準拠したこれらの債務は、予測単位積増方式を用いて決定する。

下表は、各年度の確定給付債務の増減および2020年12月31日および2019年12月31日現在に認識された債務と確定給付債務の調整を示す。

百万ユーロ	2020年				2019年			
	年金給付	健康保険	その他の給付	合計	年金給付	健康保険	その他の給付	合計
数理計算上の債務の増減								
1月1日現在の数理計算上の債務	**166**	**35**	**15**	**216**	**174**	**40**	**17**	**231**
当期勤務費用	-	1	14	**15**	-	-	7	**7**
利息費用	1	-	-	**1**	2	-	-	**2**
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	1	-	-	**1**	-	-	-	**-**
財務上の仮定の変動による数理計算上の（利得）／損失	1	-	-	**1**	6	-	-	**6**
実績の調整	2	(2)	-	**-**	5	(3)	-	**2**
過去勤務費用	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
清算による（利得）/損失	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
雇用主拠出	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
制度の参加者からの拠出	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
閉鎖に関する支払	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
その他の支払	(20)	(2)	(10)	**(32)**	(21)	(2)	(9)	**(32)**
その他の増減額	-	-	(2)	**(2)**	-	-	-	**-**
12月31日現在の数理計算上の債務	**151**	**32**	**17**	**200**	**166**	**35**	**15**	**216**

百万ユーロ	2020年	2019年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	15	7
利息費用	1	2
清算による（利得）/損失	-	-
合計	**16**	**9**

百万ユーロ	2020年	2019年
OCIの（利益）/損失の再測定		
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	2	8
その他の増減額	-	-
合計	**2**	**8**

2020年の従業員給付としての勤務費用は人件費として認識された15百万ユーロ（2019年は7百万ユーロ）であったが、一方、負債の増加による利息費用は1百万ユーロ（2019年は2百万ユーロ）であった。

2019年は、主に「イタリア」事業部門を2020年1月1日に移管したことにより費用が減少した。

従業員給付に係る負債の計算に用いられる数理計算上の主な仮定は以下のとおりであり、前年に用いたものと同様となっている。

	2020年	2019年
割引率	0.00%-0.50%	0.00%-0.70%
昇給率	0.50%-2.50%	0.70%-2.70%
医療費増加率	1.50%	2.50%

次の表は、感応度分析の結果を示したもので、債務の見積りに用いられた数理計算上の仮定が期末日現在で合理的に可能な範囲で変動した場合に医療保障制度の債務に及ぼす影響を表している。

百万ユーロ

	割引率の0.5%の上昇	**割引率の0.5%の下落**	**インフレ率の0.5%の上昇**	**報酬の0.5%の上昇**	**現在支払中の年金の0.5%の上昇**	**医療費の1%の上昇**	**現役および退職した従業員の平均余命1年の増加**
医療制度：ASEM	(2)	2	(2)	-	-	5	34

注記26 リスクおよび費用に対する引当金 *- 25百万ユーロ*

リスクおよび費用に対する引当金は、会社にとって有利になると予想される判決の効果および妥当な正確性で定量化できないあらゆる費用を考慮せずに、訴訟およびその他の係争により発生し得る債務の可能性を賄うものである。
引当金の残高を決定する際、当期、裁判所の判決およびその他の係争の解決により予想される費用ならびに前年度に生じた残高の予想の更新の両方を考慮する。

下表は、リスクおよび費用に対する引当金の増減額を示す。

百万ユーロ		**純損益組入分**					
		繰入	**戻入**	**目的使用**	**その他の増減額**	**合計**	
	2019年12月31日					**2020年12月31日**	
							うち流動部分
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金							
－訴訟	4	2	(1)	-	-	5	*2*
－その他	6	-	-	-	-	6	*4*
合計	**10**	**2**	**(1)**	**-**	**-**	**11**	***6***
早期退職奨励引当金	18	2	-	(6)	-	14	*5*
リスクおよび費用に対する引当金合計	**28**	**4**	**(1)**	**(6)**	**-**	**25**	***11***

訴訟引当金の1百万ユーロの減少は、基本的に、当期中に発生した訴訟費用の見積り、および過去の年度からの既存のポジションの更新を反映している。

本引当金は主に労働争議に関連している。
リスクおよび費用に対するその他の引当金6百万ユーロは前年から変化していない。
早期退職奨励引当金の4百万ユーロの減少は、年度中の取崩を反映している。

注記27 その他の非流動負債 - *19百万ユーロ*

その他の非流動負債は19百万ユーロとなった（2019年12月31日現在は21百万ユーロ）。これは主に、IRESの課税所得を計算するに当たり、IRAPを一部控除しなかった結果として2004年-2011年に追加で支払った法人税の還付をエネル・エスピーエーが適用したことを受け（連結主体としての立場で提出）、グループ会社に発生した債務に関連する。子会社に関する負債は、非流動税金資産の認識で相殺している。（注記16）
この項目には、過年度における多数のヘッジ手段のデリバティブのポジション構築時に行われたアップフロント（8百万ユーロ。2019年12月31日現在は、10百万ユーロ）に関する繰延収益の非流動部分も含まれており、この部分はデリバティブ自体の期間全体にわたる償却計画に基づいて損益に計上される。

注記28 買掛金 - *92百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
買掛金合計：			
－外部に対するもの	43	43	-
－グループ会社	49	41	8
合計	**92**	**84**	**8**

買掛金は主に、2020年に実施されたサービスおよびその他の活動の提供に対する買掛金で、第三者への買掛金43百万ユーロ（2019年12月31日現在は43百万ユーロ）およびグループ会社への買掛金49百万ユーロ（2019年12月31日現在は41百万ユーロ）からなる。

2020年12月31日現在の子会社に対する買掛金の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
子会社			
エネル・イタリア・エスピーエー	7	10	(3)
エネル・グローバル・インフラストラクチャ・アンド・ネットワークス・エスアールエル	6	3	3
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	6	-	6
エネル・グローバル・サービス・エスアール	5	-	5
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	4	1	3
エネル・イベリア・エスアールエル	4	4	-
エンデサ・エスエー	2	4	(2)
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1	9	(8)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1	1	-
その他	13	9	4
合計	**49**	**41**	**8**

買掛金の地域別の内訳は以下の通り。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
サプライヤー			
イタリア	68	63	5
EU	19	15	4
EU以外のヨーロッパ	1	1	-
その他	4	5	(1)
合計	**92**	**84**	**8**

注記29 その他の流動金融負債 - *228百万ユーロ*

その他の短期金融負債は、主に年度末に未払いの債務についての未払利息である。

百万ユーロ	**注記**			
		2020年12月31日	2019年12月31日	**増減**
繰延金融負債	32.2.1	216	225	(9)
その他の項目	32.2.1	12	9	3
合計		**228**	**234**	**(6)**

より詳細には、繰延金融負債は主に金融債務の支払利息の未払金からなり、一方でその他の項目は主に2020年12月31日現在の銀行およびグループ会社に対する未払金で、次年度に決済が予定されている金額である。当該金額は、グループ会社に代わって締結した商品交換レートのヘッジ・デリバティブに関する金融費用からなる。

注記30 正味財政状態、非流動金融資産および有価証券 - *18,683百万ユーロ*

次の表は、財政状態計算書の項目を基に正味財政状態、長期金融債権および有価証券を示すものである。

百万ユーロ

	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
長期借入金	24	17,297	14,206	3,091
短期借入金	24	5,303	8,367	(3,064)
1年以内返済予定の長期借入金	24	820	1,102	(282)
債務に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	273	194	79
債務に含まれるその他の流動金融資産	19.1	2,337	2,578	(241)
現金および現金同等物	21	2,127	4,153	(2,026)
合計		**18,683**	**16,750**	**1,933**

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2020年12月31日の純金融負債と業務報告書に記載された純金融負債との調整を示すものである。

百万ユーロ

	2020年12月31日		2019年12月31日		増減
		うち関連当事者取引		*うち関連当事者取引*	
銀行および郵便預金	2,127		4,153		(2,026)
手元流動性	**2,127**		**4,153**		**(2,026)**
短期貸付金	**2,337**	***748***	**2,578**	*1,288*	**(241)**
短期銀行借入金	(4)		(130)		126
長期銀行債務の1年以内返済分	(820)		(1,102)		282
その他の短期借入金	(5,299)	*(5,057)*	(8,237)	*(7,834)*	2,938
短期金融債務	**(6,123)**		**(9,469)**		**3,346**
正味短期金融債務	**(1,659)**		**(2,738)**		**1,079**
長期銀行借入金	(1,000)		(402)		(598)
社債	(5,139)		(7,707)		2,568
ノンバンク資金調達（リース）	(1)		(1)		-
その他の長期借入金	(11,157)		(6,096)		(5,061)
長期借入金	**(17,297)**		**(14,206)**		**(3,091)**
非流動金融債務	**(17,297)**		**(14,206)**		**(3,091)**
CONSOB指示書に準拠した正味金融債務	**(18,956)**		**(16,944)**		**(2,012)**
長期の金融資産	**273**	***270***	**194**	*191*	**79**
純金融債務	**(18,683)**		**(16,750)**		**(1,933)**

注記31 その他の流動負債 - *2,154百万ユーロ*

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
税金負債	184	337	(153)
グループ会社に対する債務	158	159	(1)
従業員、保養/支援機関に対する債務	17	17	-
社会保険機構への債務	7	7	-
顧客への保証金および返金の債務	1	2	(1)
その他	1,787	1,687	100
合計	**2,154**	**2,209**	**(55)**

税金負債は184百万ユーロとなり、これは主に連結IRES（179百万ユーロ）の税務当局への支払いからなる。
グループ会社に対する債務は158百万ユーロであった。これは、連結納税制度のもとでのIRES負債に関する未払金106百万ユーロ（2019年12月31日は44百万ユーロ）およびグループのVAT に関する51百万ユーロ（2019年12月31日は110百万ユーロ）からなる。1百万ユーロの減少は、上述の債務者としての金額の反映による。
「その他」の項目1,787百万ユーロには、2020年11月5日にエネル・エスピーエーの取締役会により承認され、2021年1月20日以降に支払われる1,779百万ユーロの2020年の配当金（2020年は1株当たり0.175ユーロ、2019年は1株当たり0.16ユーロ）に関する負債に基本的に起因して株主に支払われるべき中間配当に関する負債が含まれている。

注記32 金融商品

32.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IFRS第9号に基づき分類された金融資産の各カテゴリー別の帳簿価額であり、流動金融資産と非流動金融資産の区分、ヘッジ・デリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
償却原価で計上される金融資産	32.1.1	**273**	**194**	**5,460**	**7,793**
FVOCIで計上される金融資産	32.1.2				
他社への株式投資		5	17	-	-
FVOCIで計上される金融資産合計		**5**	**17**	**-**	**-**
FVTPLの金融資産					
FVTPLのデリバティブ金融資産	34	323	340	128	143
FVTPLの金融資産の合計		**323**	**340**	**128**	**143**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	567	605	-	-
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融資産の合計		**567**	**605**	**-**	**-**
合計		**1,168**	**1,156**	**5,588**	**7,936**

流動および非流動デリバティブ金融資産の認識および分類に関する詳細は、注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

32.1.1 償却原価で計上される金融資産

以下の表は、償却原価で測定された貸付債権および金融資産を性質別に示し、流動および非流動金融資産に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
現金および現金同等物		-	-	21	2,127	4,153
売掛金		-	-	17	241	255
グループ会社に対する貸付金						
グループ会社間流動勘定の貸付金		-	-	19.1	748	1,288
その他の金融資産		-	-		239	240
グループ会社に対する金融資産合計		-	-		987	1,528
その他に対する貸付金						
貸付金	15.1	270	191		-	-
長期貸付金の流動部分		-	-		1	1
OTCデリバティブの証拠金契約の現金担保		-	-	19.1	1,584	1,286
その他の金融資産		3	3		5	10
その他に対する金融資産合計		273	194		1,590	1,297
その他の金融資産		-	-		515	560
合計		273	194		5,460	7,793

2019年と比較した主な変更は以下に関連する。

- 現金および現金同等物の2,026百万ユーロの減少。これは、経常的な営業活動によるキャッシュ・フローにより一部相殺されたが、企業への投資を伴う特別取引、イタリア企業の譲渡に伴う配当金からのキャッシュ・フローの減少および財務活動によるキャッシュ・フローの減少の複合的な影響に起因する。
- グループ会社に対する貸付金の541百万ユーロの減少。これはグループ会社との間で有するグループ会社間流動勘定の貸付金の増減によるものである。
- デリバティブ取引において取引先に対して支払った現金担保の増加298百万ユーロ。
- その他の債権の45百万ユーロの増加。これは子会社ら回収される配当金に関する金融資産の減少を反映している。

償却原価で計上される金融資産の減損損失

2020年12月31日現在の償却原価で測定される金融資産は5,733百万ユーロとなり、2020年12月31日現在11百万ユーロとなった予想信用損失引当金との差額を計上した。

現金および現金同等物ならびにその他の金融資産の減損テストでは、重大な予想損失は検知されなかった。

倒産確率（PD）、デフォルト時損失率（LGD）、およびデフォルト時貸出残高（EAD）を考慮し決定する予想信用損失（ECL）は、契約に基づいたすべての契約上のキャッシュ・フローと受領予定のあるすべてのキャッシュ・フローの差額（すべての不足分）を当初の実効金利で割引いたものである。

クレジット・リスクの増加の評価は、以下で実施可能である。

＞　取得可能な情報に基づき、資産の減損が個別に特定された場合に個別ベースで評価。

＞　その他の場合に集合的に評価。

下表は、償却原価で測定される金融資産の各分類の予想損失を示す。

百万ユーロ

	2020年12月31日			2019年12月31日		
	総帳簿価額	予想損失引当金	合計	総帳簿価額	予想損失引当金	合計
現金および現金同等物	2,127	-	2,127	4,153	-	4,153
売掛金	246	5	241	260	5	255
グループ会社に対する貸付金	987	-	987	1,529	1	1,528
その他に対する貸付金	1,869	6	1,863	1,497	6	1,491
その他の債権	515	-	515	560	-	560
合計	**5,744**	**11**	**5,733**	**7,999**	**12**	**7,987**

以下の表は、金融資産および売掛金の予想信用損失に対する引当金の増減を示している。

百万ユーロ

	予想損失引当金					
	金融資産			売掛金		
	個別	集合	合計	個別	集合	合計
2019年1月1日IFRS第9号	**7**	**-**	**7**	-	**5**	**5**
減損損失	-	-	-	-	-	-
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	-	-	-	-	-	-
2019年12月31日の合計IFRS第9号	**7**	**-**	**7**	**-**	**5**	**5**
減損損失	-	-	-	-	1	1
目的使用	-	-	-	-	-	-
戻入	2	-	2	-	-	-
2020年12月31日の合計IFRS第9号	**5**	**-**	**5**	**-**	**6**	**6**

32.1.2 その他の包括利益（FVOCI）を通じて公正価値で測定した金融資産

本項目は、主に、当初認識時に取り消し不能の前提で指定される非上場会社への株式投資からなる。

他社への株式投資5百万ユーロは、主にエネル・エスピーエーがエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーに保有する株式投資である。

2020年12月31日現在、投資の公正価値は12百万ユーロ減損しており、これは2021~2042年の財務予測の動向を考慮したものである。

32.1.3 純損益を通じて公正価値で測定される金融資産（FVTPL）

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに用いられる流動および非流動デリバティブのみが含まれる。詳細については注記34.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」を参照。

32.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IFRS第9号に基づき分類された金融負債の各カテゴリー別の帳簿価額であり、流動金融負債と非流動金融負債の区分、ヘッジ・デリバティブと純損益を通じて公正価値で測定されたデリバティブを区分して開示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日	2019年12月31日
償却原価で測定された金融負債	32.2.1	**17,297**	**14,206**	**8,007**	**11,192**
純損益を通じて公正価値で測定された金融負債					
FVTPLのデリバティブ負債	34	324	342	218	178
合計		**324**	**342**	**218**	**178**
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ金融負債					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	34	1,439	1,194	40	5
合計		**1,439**	**1,194**	**40**	**5**
合計		**19,060**	**15,742**	**8,265**	**11,375**

流動および非流動デリバティブ金融負債の認識および分類に関する詳細は、注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。
公正価値測定の詳細については、注記35「公正価値測定」を参照。

32.2.1 償却原価で測定した金融負債

以下の表は、その性質により償却原価で測定された金融負債を示し、流動および非流動金融負債に分類している。

百万ユーロ	非流動			流動		
	注記	2020年12月31日	2019年12月31日	注記	2020年12月31日	2019年12月31日
長期借入金	24	17,297	14,206		820	1,102
短期借入金		-	-	24	5,303	8,367
買掛金		-	-	28	92	84
その他の流動負債		-	-	31	1,792	1,639
合計		**17,297**	**14,206**		**8,007**	**11,192**

その他の流動負債には、株主に支払われるべき中間配当金（1,779百万ユーロ）が含まれており、当該流動負債は基本的に、2020年11月5日にエネル・エスピーエーの取締役会により承認され、2021年1月20日以降に支払われる2020年の中間配当金（2020年は1株当たり0.175ユーロ、2019年は1株当たり0.16ユーロ）に関する負債に起因している。

借入金

長期借入金（1年以内返済該当分を含む) - *18,117百万ユーロ*

長期借入金は、ユーロおよびその他の通貨建ての債券、銀行借入れおよびグループ会社からの借入金であり、2020**年12月31日現在、1年以内返済該当分（820百万ユーロ）を含む18,117百万ユーロであった。**

下表は、2020**年12月31日現在の長期借入金の元本、帳簿価格および公正価値を示しており、1年以内返済該当分を含む、借入の種類および金利の種類で分類されている。上場の負債性金融商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場負債性金融商品の公正価値は、金融商品のカテゴリー毎の適切な評価技法、およびグループの信用スプレッドを含む報告日の関連する市場データを利用して決定される。**

			支払期限					支払期限			
百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	12ヵ月超	公正価値	帳簿価額
	2020年12月31日					2019年12月31日					増減
社債：											
－固定金利	4,619	4,545	278	4,267	5,804	7,735	7,602	878	6,725	9,073	(3,057)
－変動金利	982	982	110	872	1,047	1,010	1,010	27	982	966	(28)
合計	**5,601**	**5,527**	**388**	**5,139**	**6,851**	**8,745**	**8,612**	**905**	**7,707**	**10,039**	**(3,085)**
銀行借入金											
－固定金利	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
－変動金利	1,385	1,385	385	1,000	1,398	552	552	150	402	554	833
合計	**1,385**	**1,385**	**385**	**1,000**	**1,398**	**552**	**552**	**150**	**402**	**554**	**833**
その他の資金調達：											
－固定金利リースに基づくもの	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2	-
合計	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	-
グループ会社からの借入金：											
－固定金利	5,558	5,558	-	5,558	5,992	2,300	2,300	-	2,300	2,655	**3,258**
－変動金利	5,645	5,645	46	5,599	5,706	3,841	3,841	46	3,796	4,023	1,804
－固定金利リースに基づくもの	**-**	**-**	-	-	**-**	1	1	-	-	1	(1)
合計	**11,203**	**11,203**	**46**	**11,157**	**11,698**	**6,142**	**6,142**	**46**	**6,096**	**6,679**	**5,061**
固定金利借入金の合計	**10,179**	**10,105**	**279**	**9,826**	**11,796**	**10,038**	**9,905**	**879**	**9,026**	**11,731**	**200**
変動金利借入金の合計	**8,012**	**8,012**	**541**	**7,471**	**8,151**	**5,403**	**5,403**	**223**	**5,180**	**5,543**	**2,609**
合計	**18,191**	**18,117**	**820**	**17,297**	**19,949**	**15,441**	**15,308**	**1,102**	**14,206**	**17,274**	**2,809**

借入金の満期分析の詳細については、注記33**「リスク管理」、公正価値測定のインプットについては、注記**35**の「公正価値測定」を参照。**

以下は、通貨別および金利別の長期借入金の表である。

通貨別および金利別の長期借入金

百万ユーロ	帳簿価額		額面価額	現在の名目平均金利	現在の実効金利
	2019年12月31日	2020年12月31日		2020年12月31日	
ユーロ	**12,268**	**15,996**	**16,052**	**2.2%**	**2.2%**
米国ドル	1,305	1,197	1,204	7.6%	8.0%
英ポンド	1,735	924	935	6.0%	6.2%
ユーロ以外の通貨合計	**3,040**	**2,121**	**2,139**		
合計	**15,308**	**18,117**	**18,191**		

下表は、長期借入金の元本の増減を示す。

百万ユーロ	額面価額	返済	新規借入金	その他	為替換算差額	額面価額
	2019年12月31日					2020年12月31日
社債	8,745	(1,148)	-	(1,797)	(199)	5,601
銀行借入金	552	(150)	1,000	-	(17)	1,385
ノンバンク資金調達	2	(1)	1	-	-	2
グループ会社からの借入金	6,142	(46)	6,000	(893)	-	11,203
合計	**15,441**	**(1,345)**	**7,001**	**(2,690)**	**(216)**	**18,191**

2020年12月31日と比較し、長期借入金の元本は全体で2,750百万ユーロ増加したが、主に以下に起因している。

＞ 1,000百万ユーロの新規融資契約の締結により、「サスティナビリティ連動型融資のフレームワーク」に沿って銀行借入が増加したが、150万ユーロの変動金利融資の返済期限が2020年4月に到来したことで一部相殺された。

＞ グループ会社のエネル・ファイナンス・インターナショナルとの3件の新規貸付契約に基づく貸付が総額6,000百万ユーロ増加したが、その他の会社間貸付の変更により一部相殺された。その他の変更点は、イタリア事業部門の譲渡に伴うエネル・イタリア・エスピーエーによる2,250百万円の貸付の引き受けに関連しており、当該金額は北米事業部門の一部分離に伴うエネル・グリーンパワー ・エスピーエー から取得した借入金の控除後である。

なお、1,797百万ユーロのその他の変動額は、2013年及び2018年に当社が発行した3件のユーロ建て非転換劣後ハイブリッド債に関連しており、2020年においては、エネルが2020年9月1日に発行した非転換劣後永久ハイブリッド債と条件を一致させるための同意勧誘取引に関連したものである。条件の変更により、これらの社債の会計処理が変更され、現在では資本性金融商品として認識されている。

下表は、2020年に取得した銀行借入金の特性を示す。

新規借入金

借入の種類	取引相手	発効日	借入金額（百万ユーロ）	通貨	金利（%）	金利タイプ	満期日
銀行借入金							
	エネル・エスピーエー	2020年10月26日	500	ユーロ	Euribor 6M+1%	変動金利	2026年10月15日
	エネル・エスピーエー	2020年11月27日	500	ユーロ	Euribor 6M+1%	変動金利	2026年10月15日
合計			1,000				

2020年10月、エネルは複数の銀行と総額1,000百万ユーロの貸付契約を締結し、グループの持続可能性目標である自然エネルギー設備容量が総設備容量に占める割合の達成に関連した6年間の「サスティナビリティ連動型ローン」による銀行からの資金を確保した。

エネル・エスピーエーの主な長期借入金には、国際的な商慣行で一般的に採用されている制限条項が適用される。これらの借入金は主にグローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組みの中で発行される債券、非転換社債型新株予約権付劣後債の発行、2017年12月18日のエネル・エスピーエーおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィの一連の銀行との100億ユーロのリボルビング・ファシリティ合意、および、エネル・エスピーエーが2020年5月15日および10月15日に取得したサスティナビリティ連動型融資契約（それぞれ、50億ユーロ、10億ユーロを限度とする）、および、ユニクレジット・エスピーエーにより付与された貸付からなる。

このエネルおよびエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが発行し、エネル・エスピーエーが保証する、当グループのいわゆる適格グリーン・プロジェクトの資金に使用されるグリーンボンドを含む）、ならびにエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが米国市場で発行する債券に係る、グローバル/ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの枠組み内で実行される社債発行に関する主な制限条項の要約は以下のとおりである。

- 条項の対象となっている債券に対しても同等の担保等が均等にまたは残高比例按分により提供される場合でない限り、発行体および保証人が特定の金融借入金を担保するためにそれぞれの資産または収益の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権を設定または維持することができない（法令で定められている場合を除く）ことを定める、担保提供制限条項。
- 社債および関連する保証が、発行体および保証人の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、それぞれの間での優先権なしに発行されたものであって、発行体および保証人の現在および将来の他の非劣後無担保債券と少なくとも同じ優先権を持つものであることを定める、パリ・パス条項。
- 発行体、保証人または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。

2019年以降、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、（ユーロ・ミディアム・ターム・ノート（EMTN）発行プログラムの一部として）欧州市場および米国市場において、いずれもエネル・エスピーエーによる保証付きで、国際連合の持続可能な開発目標（SDGs）の一定数の達成に連動し、同一種類の他の社債と同一の制限条項を定める多数の「サステナビリティ」債を発行した。

エネル・エスピーエーのハイブリッド社債（2020年9月に発行され、当社の解散または清算の場合にのみ償還される永久ハイブリッド債を含む）を対象とする主な制限条項の要約は以下のとおりである。

- **＞　劣後条項。各ハイブリッド社債は会社が発行するその他の債券すべてに劣後し、発行済みのその他のすべてのハイブリッド金融商品と同一の優先順位に位置付けられること、および、資本性金融商品のみに優先することを定める。**
- **＞　他社との合併、会社の資産の全部または実質的な部分の別会社への売却またはリースの禁止。ただし当該別会社が発行会社の全債務を引き継ぐ場合を除く。**

エネル・エスピーエーが署名したその他の借入契約およびリボルビング・ファシリティ合意の主な制限条項は、大部分において同じであり、以下にその要約を記載する。

- **＞　借主および場合によっては従属会社が、明示的に許可された担保権等を例外として、特定の金融負債を保証するため、それぞれの資産の全部または一部に対する抵当権、先取特権またはその他の担保権の設定の制限に服すことを定める、担保提供制限条項。**
- **＞　借主および場合によってはエネルの子会社が、明示的に許可された処分を例外として、それぞれの資産または大部分の資産または事業を処分することができないことを定める、処分条項。**
- **＞　借主の支払約束が、他の無担保の非劣後の支払債務と同一の優先順位となることを定める、パリ・パス条項。**
- **＞　（i）エネルの支配権がイタリア国家を除く単一または複数の当事者に取得される、または（ii）エネルまたはその子会社が、グループの資産の大部分をグループ以外の当事者に移行し、グループの金融負債が大幅な危機に晒される際に適用される、チェンジ・オブ・コントロール条項。2つの状況のうちの1つの発生により、（a）資金調達の条件の再交渉、または（b）借入者による強制期限前返済が必要になる可能性がある。**
- **＞　借手または場合により「重要な」子会社の（一定の閾値水準を超える）規定された金融負債の債務不履行事由が発生した場合に、条項の対象である負債に関する債務不履行を構成し、当該負債の返済期限が直ちに到来することを定める、クロス・デフォルト条項。**

検討されたすべての借入れが、例えば支払不能、破産手続きまたは企業の営業中止などの、国際的取引慣行に通常伴う「債務不履行事由」を規定している。

上述の制限条項のいずれについても、これまでに違反はない。

最後に、エネル・エスピーエーはエネル・グリーン・パワーおよびその子会社のために、貸出契約により実施されたコミットメントに関して、特定の保証を発行していることをここに記載する。これらの保証および関連する貸出契約には、エネル・エスピーエーの保証人としての負担を一部含む、国際的な商慣行では一般的とされる、デフォルト時の一定の制限条項が設定されている。

ヘッジ後の負債構造

下表は、長期負債構造の総額に関する為替リスクのヘッジ効果を示す。（1年以内に期日を迎える分も含む）

百万ユーロ	2020年12月31日					2019年12月31日				
	当初の負債構造			ヘッジ済債務	ヘッジ後の債務構造	当初の債務構造			ヘッジ済債務	ヘッジ後の債務構造
	帳簿価額	額面価額	%			帳簿価額	額面価額	%		
ユーロ	15,996	16,052	88.2%	2,139	18,191	12,268	12,376	80.2%	3,065	15,441
米国ドル	1,197	1,204	6.6%	(1,204)	-	1,305	1,315	8.5%	(1,315)	-
英ポンド	924	935	5.2%	(935)	-	1,735	1,750	11.3%	(1,750)	-
合計	**18,117**	**18,191**	**100.0%**	**-**	**18,191**	**15,308**	**15,441**	**100.0%**	**-**	**15,441**

下表は、報告日付の長期負債総額の金利リスクのヘッジ効果を示す。

長期負債総額	2020年12月31日		2019年12月31日	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
%				
変動金利	44.0%	37.0%	35.0%	26.3%
固定金利	56.0%	63.0%	65.0%	73.7%
合計	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

短期借入金 *- 5,303百万ユーロ*

下表は、2020年12月31日現在の短期借入金をその種類ごとに示している。

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
第三者からの借入金			
銀行借入金（普通預金）	4	130	(126)
OTCデリバティブのCSAの現金担保	242	403	(161)
合計	246	**533**	(287)
グループ会社からの借入金			
グループ会社からの短期借入金（グループ会社間の流動勘定）	5,057	7,834	(2,777)
合計	**5,057**	**7,834**	**(2,777)**
合計	**5,303**	**8,367**	**(3,064)**

現在価値への割引の影響は軽微であり、当期借入の公正価値は、帳簿価格と同じであることをここに記載する。

32.2.2 純損益を通じて公正価値で測定された金融負債（FVTPL）

このカテゴリーには、主にグループ会社の債務のヘッジに関連する流動および非流動デリバティブ金融負債のみが含まれる。詳細は注記34.2「純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ」に記載されている。

32.2.3 純損益

次の表は、デリバティブを除く金融商品のカテゴリー毎の純損益を示す。

百万ユーロ	純利益／（純損失）		うち、減損／減損の戻入
	2020年12月31日	2019年12月31日	2020年12月31日
償却原価で測定される金融資産	234	252	-
FVOCIで計上される金融資産	1	1	
償却原価で測定された金融負債	(505)	(747)	

デリバティブによる純損益に関する詳細については、注記7「デリバティブから生じた純金融収益/（費用）」を参照。

注記33 リスク管理

金融リスク管理の目的および規定

会社は業務の一環として、様々な金融リスク、特に金利リスク、為替リスク、信用リスク、カウンターパーティーリスクおよび流動性リスクにさらされている。
エネル・エスピーエーは、金融リスクの管理のために、内部委員会、特化した方針および業務上の限度からなるシステムを採用した。目標は、起こり得るあらゆる機会を掴む可能性を排除せずに、予想外の業績の変動を防止するために金融リスクを軽減することである。

金利リスクおよび為替リスク

一般持株会社の営業の一環として、エネル・エスピーエーは、特に金利および為替の変動リスクなど、様々な市場リスクに晒されている。
金利リスクおよび為替リスクは、主に金融商品の存在により発生する。
会社が保有する主な金融負債には、債券、銀行借入金、その他の借入金、デリバティブ、デリバティブ取引の現金担保および買掛金などがある。これらの金融商品の主な目的は、会社の営業のための資金調達である。当社が保有する主な金融資産には、貸付金、デリバティブ、デリバティブ取引の担保として差し入れられた現金預託、現金および現金同等物、短期預金ならびに売掛金などがある。
詳細については、注記32の「金融商品」を参照。
金利リスクおよび為替リスクのエクスポージャーの原因は、前年比で変化はない。
親会社として、エネル・エスピーエーは、金利および為替の金融デリバティブ契約について、金市場へのアクセスおよび財務管理機能を一元化している。この活動の一環として、エネル・エスピーエーはグループ会社の市場との仲介者の役割を担い、そのポジションは甚大となり得るが、それはエネル・エスピーエーの上記のリスクへのエクスポージャーを表すものではない。

2020年、クリアリング義務の作動に関して規制当局が設定した閾値（EMIR – 欧州市場インフラ規則 – 欧州議会第648/2012号）の超過は検知されなかった。

2020年12月31日現在に有効な金融デリバティブの取引量を、各商品分類の想定元本も含め以下に示す。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。
ここで報告されるデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を示しておらず、このため、会社の信用リスクのエクスポージャーを測定するものではない。

金利リスク
金利リスクとは、市場金利の変動により金融商品の将来のキャッシュ・フローまたは公正価値が変動するリスクである。

当社の金利リスクは、変動金利の金融負債の金利支払いに関連するフローの変動、通常固定金利の債務証券である公正価値で測定する金融資産/負債の価値の負の変動または新規の負債性金融商品の交渉での財務条件の変更である。
金利リスクは、金利の変動にさらされる負債額を減少させ、資本コストを抑え、付随する結果のボラティリティを抑えるという二つの目標を通じて管理する。
この目標は、契約の種類、満期および金利により金融負債のポートフォリオを戦略的に多様化し、OTCデリバティブ、主に金利スワップを使用し特定のエクスポージャーのリスク特性を修正することで達成する。

未決済契約の想定元本を以下に記載する。

百万ユーロ	想定元本	
	2020年12月31日	2019年12月31日
金利デリバティブ		
金利スワップ	7,061	8,470
合計	**7,061**	**8,470**

このような契約の公正価値またはキャッシュ・フローの変動が、原金融負債の公正価値および/またはキャッシュ・フローの対応する変動によって相殺されるように、当該契約の期間が原金融負債の満期を超過しないようにしている。
金利スワップは、通常、固定金利の金利フローと変動金利の金利フローの定期的な交換が実施され、どちらも想定元本に基づき計算される。

年度末現在、契約期間中の金利スワップの想定元本は7,061百万ユーロで（2019年12月31日現在は8,470百万ユーロ）、うち2,540百万ユーロは当社の負債分のヘッジに関連しており、4,521百万ユーロはグループ会社の負債の市場でのヘッジであり、これらの会社が同額の想定元本で実施した分である。額面の全体的な減少は、主に以下の要因によるものである。

＞ エネル・ファイナンス・インターナショナルのために取得したヘッジ前金利スワップの早期解約（1,000百万ユーロ）。

＞ 金利スワップのうち、満期日に達したもの、または償却により減少したもの（409百万ユーロ）。

金利デリバティブの詳細については、注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

金利リスクに対しヘッジされていない変動利付負債は、市場金利が上昇した場合に損益計算書に影響を及ぼす（借入費用を高める）可能性がある主なリスク要因となっている。

2020年12月31日現在、長期金融負債総額の44%が変動金利であった（2019年12月31日現在は35%）。IFRS第9号に準じて有効と考えられる金利のヘッジを考慮に入れると、2020年12月31日現在は長期金融負債総額の9.63%（2019年12月31日現在は73.7%）がヘッジされていた計算である。この比率は、管理の目的上はヘッジとして扱われているがヘッジ会計の適格を有しないデリバティブを含めた計算でも基本的に同一となっている。

金利リスクの感応度分析

会社は、金融商品のポートフォリオの金利変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析する。

特に、感応度分析では、キャッシュ・フロー・ヘッジ要素については資本について、ならびに、金融デリバティブの公正価値に基づく公正価値ヘッジ要素、および金融デリバティブを使用してヘッジされていない長期債務総額の部分については純損益について、市場シナリオがそれぞれに与える影響の可能性を測定する。

これらのシナリオは、報告日の利回り曲線の上方および下方の平行移動により表示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。

他のすべての変数が一定であるとすると、会社の税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ

		2020年12月31日				2019年12月31日			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	ベーシスポイント	増加	減少	増加	減少	増加	減少	増加	減少
外貨の長期変動金利借入金総計の金融費用の変動	25	17	(17)	-	-	10	(10)	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	6	(6)	-	-	30	(30)	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	52	(52)	-	-	39	(39)
公正価値ヘッジ	25	-	-	-	-	-	-	-	-

為替リスク

為替リスクとは、為替相場の変動により金融商品の将来のキャッシュ・フローまたは公正価値が変動するリスクである。

エネル・エスピーでは、為替リスクの主な原因は、外貨建て債券を中心とした、ユーロ以外の通貨建ての貨幣性金融商品の存在である。

為替リスクのエクスポージャーは、前年比で変化はない。

詳細については、注記31の「金融商品」を参照。

為替相場の変動に対するエクスポージャーを最小限にとどめるため、当社は通常、為替予約やクロス・カレンシー金利スワップなど、多様なOTCデリバティブを用いる。これらの取引契約は、原資産のエクスポージャーの満期を超えないようにする。

為替予約は、取引当事者間で特定の将来の日付に特定の為替レート（予約実行レート）で異なる通貨建の元本を交換することに合意する契約である。この取引では、2つの金額の実際の交換（デリバラブル・フォワード）、または予約実行レートと満期における為替レートの差異によって算出される差金の支払（ノンデリバラブル・フォワード）が求められる場合がある。

クロス・カレンシー金利スワップは、外貨建ての長期の固定または変動金利負債を、同額のユーロの変動または固定金利負債に変更させるために用いる。これは、元本が異なる通貨であることの他、定期的なキャッシュ・フローと元本の最終的な交換がなされる点が、金利スワップとは異なる。

次の表は、2020年12月31日と2019年12月31日現在の取引残高の想定元本をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2020年12月31日	2019年12月31日
外国為替デリバティブ		
為替予約	5,164	6,064
－商品の為替リスクをヘッジ	4,472	4,225
－将来のキャッシュ・フローをヘッジ	389	1,146
－その他の為替予約	303	693
クロス・カレンシー金利スワップ	3,050	4,193
合計	**8,214**	**10,257**

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- **想定元本合計4,472百万ユーロの為替予約で、うち2,236百万ユーロはグループ会社からのエネルギー商品購入に関連した為替リスクをヘッジするために市場で取引を実施。**
- **ユーロ以外の通貨のその他の予想キャッシュ・フローに関連する為替リスクをヘッジするための想定元本389百万ユーロの為替予約で、うち214百万ユーロが市場での取引。**
- **想定元本合計303百万ユーロの為替予約で、うち152百万ユーロは、投資支出の為替リスク（121百万ユーロ）、およびそれよりも程度は少ないものの営業費用の為替リスクをヘッジするために市場で取引を実施。**
- **エネル・エスピーエーまたは他のグループ会社のユーロ以外の通貨建ての負債に関する為替リスクをヘッジするための想定元本3,050百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ。**

詳細については、注記34「デリバティブとヘッジ会計」を参照。
グループの負債の分析では、中長期負債総額の11.8%はユーロ以外の通貨建てである。

為替ヘッジおよび会社の機能通貨または表示通貨建ての外国通貨の負債部分を考慮すると、負債はクロス・カレンシー金利スワップにて完全にヘッジされている。

為替リスクの感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオの為替レート変動の影響を見積もることにより、エクスポージャーの感応度を分析する。
特に、感応度分析では、キャッシュ・フロー・ヘッジ要素については資本について、および金融デリバティブの公正価値に基づく公正価値ヘッジ要素、ならびに金融デリバティブを使用してヘッジされていない長期債務総額の部分については純損益について、市場シナリオがそれぞれに与える影響の可能性を測定する。
これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべての外国通貨に対するユーロの上昇/下落によって表示される。
前年と比較すると、感応度分析で使用される方法や仮定に変動はない。
他のすべての変数が一定であるとすると、税引前利益は以下のようになる。

百万ユーロ

		2020年12月31日				2019年12月31日			
		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響		損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
	為替レート	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落	ユーロの上昇	ユーロの下落
ヘッジ後の外貨の長期変動金利借入金総計の金融費用の変動	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ手段と分類されたデリバティブの公正価値の変動	10%	3	(3)	-	-	(9)	11	-	-
ヘッジ手段と指定されたデリバティブの公正価値の変動									
キャッシュ・フロー・ヘッジ	10%	-	-	(271)	331	-	-	(364)	445
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

信用およびカウンターパーティーリスク

信用リスクは、金融取引において、債権者に負の影響を与え得る取引相手の信用力の悪化の可能性である。会社は、（通常は金融原資産に関する）デリバティブ取引、銀行および金融機関に保有する預金、外国為替取引ならびにその他の金融商品に関する金融活動により信用リスクに晒されている。

信用リスクのエクスポージャーの原因は、前年比で変化はない。

当社の信用リスク管理は、市場および社内評価の両方で支払い能力を有すると考えられる信用状態の優れた大手のイタリアおよびインターナショナル金融機関から取引相手を選定し、それらの取引相手のなかでエクスポージャーを多様化することに基づいている。信用エクスポージャーおよびそれに関連する信用リスクは、グループのリスク管理におけるガバナンス規則に規定された方針および手順のもと、リスクの監視の責任を担う部署が定期的に監視し、この監視は、必要とされる迅速な緩和行動の特定を確実に実施するためにも行っている。

この通常の枠組みの中で、エネル・エスピーエーは大手金融機関との証拠金契約を締結しており、現金担保の交換をコールすることで、カウンターパーティー・リスクを大幅に軽減している。

貸付金

百万ユーロ

ステージ	予想損失引当金認識の根拠	平均損失率（デフォルト率（PD）＊デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価格
			2020年12月31日		
正常債権	12か月の予想信用損失	0.18%	2,857	5	2,852
不良債権（延滞）	全期間の予想信用損失	-	-	-	-
不良債権（破綻）		-	-	-	-
合計			**2,857**	**5**	**2,852**

売掛金およびその他の債権：集合的ベースで測定

百万ユーロ	2020年12月31日			
	平均損失率（デフォルト率（PD）*デフォルト時損失率（LGD））	総帳簿価額	予想損失引当金	帳簿価格
売掛金				
支払期限前売掛金		-	-	-
支払期限経過売掛金				
－180日超（信用減損）	2.44%	246	6	240
売掛金合計		**246**	**6**	**240**
その他の金融資産				
支払期限前その他金融資産		515	-	515
支払期限経過その他金融資産		-	-	-
その他の金融資産合計		**515**	**-**	**515**
合計		**761**	**6**	**755**

流動性リスク

流動性リスクとは、現金または他の金融資産を提供することにより決済される金融負債に関連する義務の履行において、当社が困難に直面するリスクである。

流動性リスク管理規程の目的は以下の通り。

＞　当社の適切な流動性レベルを確保し、関連する機会費用を最小限に抑える。

＞　満期特性および資金調達源に関して、均衡のとれた債務構造を維持する。

短期的には、現金および短期預金、利用可能なコミットメント付き融資枠、および流動性の高い資産のポートフォリオを含む無条件に利用可能なリソースの適切な水準を維持することにより、流動性リスクは緩和される。

長期的には、バランスの取れた負債の満期プロファイルを維持し、金融商品、市場/通貨ならびにカウンターパーティについて、資金調達元を多様化することで流動性リスクは軽減される。

2020年12月31日現在、エネル・エスピーエーは合計2,127百万ユーロの現金および現金同等物を保有し（2019年12月31日現在は4,153百万ユーロ）、信用供与枠は9,208百万ユーロ（うち使用高ゼロ）であり、このうち1年以上の満期を有するものは6,350百万ユーロである（2019年12月31日現在も6,350百万ユーロ）。

満期分析

以下の表は、当社の長期負債の満期プロファイルの概要である。

百万ユーロ	満期				
	3ヵ月未満	3ヵ月から1年	1年から2年	2年から5年	5年以上
社債：					
－固定金利	-	278	-	2,609	1,658
－変動金利	-	110	97	291	484
合計	**-**	**388**	**97**	**2,900**	**2,142**
銀行借入金					
－固定金利	-	-	-	-	-
－変動金利	-	385	-	-	1,000
合計	**-**	**385**	**-**	**-**	**1,000**
ノンバンク資金調達：					
－固定金利リースに基づくもの	-	1	1	-	-
合計	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**
グループ会社からの借入金					
－固定金利	-	-	71	1,460	4,027
－変動金利	23	23	46	138	5,415
－固定金利リースに基づくもの	-	-	-	-	-
合計	**23**	**23**	**117**	**1,598**	**9,442**
合計	**23**	**797**	**215**	**4,498**	**12,584**

金融資産と金融負債の相殺

下表は、金融資産および負債の純残高を示した表である。より詳細には、当社では資産および負債を相殺する意図はないため、単体財務書類ではデリバティブの相殺契約は存在しない。現在の市場規制で想定されるように、デリバティブを関与する取引を保証するため、エネル・エスピーエーは大手金融機関と現金担保の交換をコールする証拠金契約を締結しており、その内訳を以下の表に記載する。

百万ユーロ						2020年12月31日
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				財政状態計算書で相殺されていない相関額		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	金融資産/（負債）で認識される総額	財政状態計算書で相殺される金融資産/（負債）の総額	財政状態計算書で表示される金融資産/（負債）の純残高	金融商品	現金担保で保証された金融資産/（負債）の純残高	金融資産/（負債）の純残高
金融資産						
デリバティブ資産：						
－金利リスク	254		254		(455)	(201)
－為替リスク	765		765		(133)	632
－その他	5		5		-	5
デリバティブ資産合計	**1,024**	-	**1,024**	**-**	**(588)**	**436**
金融資産合計	**1,024**	-	**1,024**	**-**	**(588)**	**436**
金融負債						
デリバティブ負債：						
－金利リスク	(811)		(811)		783	(28)
－為替リスク	(1,210)		(1,210)		1,147	(63)
デリバティブ負債合計	**(2,021)**	**-**	**(2,021)**	**-**	**1,930**	**(91)**
金融負債合計	**(2,021)**	**-**	**(2,021)**	**-**	**1,930**	**(91)**
金融資産/（負債）純残高	**(997)**	**-**	**(997)**	**-**	**1,342**	**345**

注記34 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、デリバティブ金融資産および負債の公正価値および想定元本を、ヘッジ関係およびヘッジ対象リスクの種類に基づいて分類し、流動分および非流動部分の内訳別にして示す。

デリバティブ契約の想定元本は、キャッシュ・フローが生じた場合の基礎となる金額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。ユーロ以外の通貨建ての金額は、WM/リフィニティブ社（WMR）が提示した期末時点の為替レートによって換算されている。

前へ　次へ

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ資産	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	増減	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	増減
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
－為替リスク	1,473	2,008	567	605	(38)	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**1,473**	**2,008**	**567**	**605**	**(38)**	-	**-**	-	**-**	-
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	2,261	3,452	254	329	(75)	-	13	-	-	-
－為替リスク	896	484	69	11	58	1,786	2,546	128	90	38
－その他	-	-	-	-	-	-	358	-	53	(53)
FVTPLのデリバティブ合計	**3,157**	**3,936**	**323**	**340**	**(17)**	**1,786**	**2,917**	**128**	**143**	**(15)**
デリバティブ資産の合計	**4,630**	**5,944**	**890**	**945**	**(55)**	**1,786**	**2,917**	**128**	**143**	**(15)**

百万ユーロ	非流動					流動				
	想定元本		公正価値			想定元本		公正価値		
デリバティブ負債	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	増減	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	増減
ヘッジ手段として指定されたデリバティブ										
キャッシュ・フロー・ヘッジ										
－金利リスク	2,440	1,440	469	284	185	-	-	-	-	-
－為替リスク	670	1,291	970	910	60	463	470	40	5	35
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	**3,110**	**2,731**	**1,439**	**1,194**	**245**	**463**	**470**	**40**	**5**	**35**
FVTPLのデリバティブ										
－金利リスク	2,261	3,452	255	330	(75)	100	113	87	79	8
－為替リスク	896	495	69	12	57	1,826	2,962	131	99	32
FVTPLのデリバティブ合計	**3,157**	**3,947**	**324**	**342**	**(18)**	**1,926**	**3,075**	**218**	**178**	**40**
デリバティブ負債の合計	**6,267**	**6,678**	**1,763**	**1,536**	**227**	**2,389**	**3,545**	**258**	**183**	**75**

前へ　次へ

34.1　ヘッジ会計

デリバティブは約定日に公正価値で当初認識され、その後、公正価値で再評価される。価格が上昇または下落した結果としての利得又は損失を認識する方法は、そのデリバティブがヘッジ手段として指定されているかどうかによって異なるが、指定されていればデリバティブはヘッジ目的と分類されることになる。
ヘッジ会計は、IFRS第9号のすべての要件を満たす場合、金利リスク、為替リスク、および、商品価格リスクなどのリスク抑制のため取引されるデリバティブに適用される。
取引開始時、当社はヘッジ手段とヘッジ対象とのヘッジ関係のほか、リスク管理目標と戦略について文書化する。また、当社は、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローの変動を、ヘッジ手段が高い水準で効果的に相殺しているかについての評価も文書化する。

ヘッジ対象として指定された予定取引のキャッシュ・フロー・ヘッジについて、当社はそれらの取引の可能性が非常に高いか、また純損益に影響を与えるキャッシュ・フローの変動リスクに晒されるかを評価し、文書化する。
リスク・エクスポージャーの性質により、当社はデリバティブを以下のいずれかに分類している。
＞　公正価値ヘッジ
＞　キャッシュ・フロー・ヘッジ
当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性質およびその程度に関する詳細については、注記33「リスク管理」を参照。
有効なヘッジ関係は以下のすべての要件を満たすこととする。
＞　ヘッジ手段とヘッジ対象との間の経済的関係の存在
＞　信用リスクによる影響がヘッジ関係における価値変動の大部分を占めていない
＞　指定時のヘッジ比率が、リスク管理目的で用いるヘッジ比率と同じであること。（事業体が実際にヘッジしているヘッジ対象の量と、事業体がそのヘッジ対象の当該量を実際にヘッジするのに使用しているヘッジ手段の量から生じる比率と同じであること）
経済関係の存在は、IFRS第9号の要件に基づき、以下の状況に応じ、定性的評価または定量的計算を通じて当社が評価する。
＞　ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが同じ場合、経済関係の存在は定性分析で評価する。
＞　一方、ヘッジ手段およびヘッジ対象の潜在的リスクが異なる場合、経済関係の存在は経済関係の性質の定性的分析に加え、定量的な方法で評価する（線形回帰）。

ヘッジ手段の動きがヘッジ対象の動きに沿っていることを立証するため、複数のシナリオを分析する。
商品価格リスクのヘッジについては、経済関係の存在は、潜在する各リスク要因に市場で使用可能な全ての標準デリバティブを定義したランキング・マトリクスより推定する。このランキングは、考えられるリスクのヘッジ有効性に基づいて導き出される。
信用リスクの影響を評価するため、当社は、リスク緩和手段（担保、中途解約条項、相殺契約など）の存在を考慮する。

ヘッジ・デリバティブの潜在的リスクはヘッジリスクと同等であるため、当社では、ヘッジ非有効部分を最小化するため、すべてのヘッジ関係について（商品価格リスクのヘッジを含む）ヘッジ比率を1.1に設定している。
ヘッジの非有効性は、以下の状況に応じ、定性的評価または定量的計算により評価する。

＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段の重要な条件が整合し、ヘッジ・デリバティブの信用リスク調整に他の非有効性の発生原因が存在しない場合、定性的評価に基づき、ヘッジ関係は十分に有効であるとみなされる。
＞　ヘッジ対象およびヘッジ手段の重要な条件が整合しない、または非有効性の発生原因が少なくとも一つは存在する場合、ヘッジの非有効性は仮想デリバティブを用いたドル・オフセット法の累積により定量化する。この手法では、報告日および取引開始日における、ヘッジ手段および仮想デリバティブの公正価値の変化を比較する。

ヘッジの非有効性の主な原因は以下であると考えられる。
＞　基礎の差異（すなわち、ヘッジ対象の公正価値またはキャッシュ・フローが、ヘッジ手段のキャッシュ・フローまたは公正価値の変動に影響を与える変数とは異なる変数に応じて決まる）
＞　時間の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段の決済または発生が異なる日付で生じる）
＞　数量または想定元本の差異（すなわち、ヘッジ対象およびヘッジ手段が異なる数量または想定元本に基づいている）
＞　その他のリスク（すなわち、デリバティブ・ヘッジ手段またはヘッジ対象のキャッシュ・フローまたは公正価値の変動がヘッジされる特定のリスク以外に関連するリスク）
＞　信用リスク（相手方の信用リスクが、ヘッジ手段およびヘッジ対象の公正価値の変動に異なる影響を与える）

キャッシュ・フロー・ヘッジ
キャッシュ・フロー・ヘッジは、認識されている資産または負債に伴う特定のリスク、または、純損益に影響を与える可能性が極めて高い取引に起因する将来のキャッシュ・フローの変化に対する当社のエクスポージャーをヘッジするために適用される。
キャッシュ・フロー・ヘッジとして指定されたデリバティブの公正価値の変動における有効部分は、その他の包括利益として認識される。非有効部分に関する損益は、直ちに損益計算書で認識される。
資本に累積された金額は、ヘッジ対象が純損益に影響する期間の純損益として組み替えられる。（例：ヘッジされた売上予測が行われる場合）
ヘッジ対象が非金融資産（すなわち、有形固定資産や棚卸資産等）または非金融負債の認識につながる、もしくはヘッジされた非金融資産または非金融負債の予定取引が公正価値ヘッジの会計処理を適用する確定約定になった場合、資本に累計された金額（すなわち、ヘッジ剰余金）は除去されヘッジされた資産または負債の当初の金額（原価またはその他の帳簿価額）に含められる。（「ベーシス調整」を行う）

ヘッジ手段が期限切れまたは売却されたり、ヘッジがもはやヘッジ会計の要件を満たさなくなった場合、その時点で資本に累積されている損益は資本に残し、予定取引が最終的に損益計算書に認識されたときに認識される。予定取引が発生しないと予測される場合、資本の部に計上された利得又は損失の累計額は即座に損益計算書に振替えられる。

ヘッジ手段に先渡取引を用いるヘッジ関係について、スポット要素の価値変動のみがヘッジ手段として指定される場合、フォワード要素（損益またはOCI）の会計処理は、ケースごとに判断する。このアプローチは、再生可能資産の外国為替リスクのヘッジ目的で当社が用いるものである。

逆に、ヘッジ手段として通貨間のクロス・カレンシー金利スワップを使用するヘッジ関係では、当社は、ヘッジ・デリバティブを指定する際に外国通貨のベーシス・スプレッドを切り離し、ヘッジコスト準備金としてその他の包括利益（OCI）に表示する。

特に、商品リスクのキャッシュ・フロー・ヘッジについては、リスク管理戦略との一貫性を高めるため、当社は一定の流動性要件に基づく動的なヘッジ会計アプローチ（一般的に、流動性に基づくアプローチとして知られる）を採用する。

このアプローチでは、市場で取引される最も流動性の高いデリバティブの使用を通じてヘッジを指定し、それを対象リスクをより効果的に回避する他のデリバティブに置き換える。

リスク管理戦略との一貫性を持たせる流動性に基づくアプローチでは、デリバティブのロールオーバー時に、新たなデリバティブに置き換えることが可能である。これは、満期に達した時のみならず、ヘッジ関係が継続する中でも、以下の両方の条件を満たしている場合に使用できる。

＞　格付けの観点から、従前のデリバティブの代替として最も有効である。

＞　一定の流動性要件を満たしている。

これらの要件を満たしているかは四半期ごとに確認する。

ロールオーバー時に、ヘッジ関係は解消されない。そのため、その日以降、新たなデリバティブの有効な公正価値が株主持分（ヘッジ剰余金）で認識され、従前のデリバティブの公正価値の変動は純損益に認識される。

当社は現在、純損益の変動を最小化するため、こうしたヘッジ手段を使用している。

デリバティブに関する公正価値測定の詳細については、注記34「公正価値測定」を参照。

金利及び関連するリスクを決定するための金利指標の改革

概要

銀行間取引金利 (IBOR) は、銀行が特定の通貨で、翌日物から12か月までの期間、無担保で銀行間市場で資金を借りることができる金利指標である。

ここ数年、銀行がこれらの金利を操作して計算を行った例が数多くある。このため、各国の規制当局は、一部の指標を代替的な無リスク金利指標(IBOR改革)に置き換えることを含む、金利決定のための指標の抜本的な改革に着手している。

各国の制度移行の時期や手続きの不確実性が大きいことから、国別・事業別のデータを収集し、国勢調査を実施し、契約数や金額などのグローバルな範囲を把握した上で、契約への影響を最終的に評価している。また、2021年にも継続される予定であるが、金利算定のための金利指標や市場流動性に係る代替的なリスクフリー・リファレンス・レートの改定状況によっては変化する可能性がある。

デリバティブ

当社は、リスク管理の観点から、主にキャッシュ・フローヘッジとして指定されている金利スワップ及びクロス・カレンシー金利スワップを保有しており、公正価値ヘッジとして指定されているのはわずかな一部のみである。

金利スワップおよびクロス・カレンシー金利スワップのインデックスは、基本的にEuriborまたはLIBORのドルまたはポンドで作成されている。当社のデリバティブは、主に国際スワップデリバティブ協会 (ISDA) が定める枠組合意に基づく契約により管理している。

ISDAは、金利指標改革を踏まえて標準契約を改訂しており、変動金利に関する2006年のISDA定義を、特定の主要IBORの恒久的廃止に適用される代替条項 (フォールバック) を含むよう修正する予定である。ISDAは、ISDA 2006の定義を改訂するための補足文書(ISDAフォールバック・サプリメント)、および補足文書の発効前に締結されたデリバティブ取引に改訂後の変動金利オプションを含めるための多国間の改訂を容易にするための議定書(ISDAフォールバック・プロトコル)を公表している。当社は、本プロトコルを採用するか否かを検討し、他の取引先が採用しているかどうかをモニタリングしている。本プランに変更が生じた場合、または特定の取引先が本プロトコルを採用しない場合には、当社は当該取引先との間で、新たなフォールバック条項の追加について二国間交渉を行う。

ヘッジ関係

当社は、2020年12月31日現在、IBOR改革に伴う不確実性がヘッジ関係に与える影響について、ヘッジ手段とヘッジ対象の両方を参照して評価している。ヘッジ対象と当社のヘッジ手段のパラメタリゼーションは、2021年発効の契約改正により、銀行間調達金利指標（IBOR) から代替的なリスクフリー・レート (RFR) に変更される予定であり、具体的には、Euriborをインデックスとするヘッジ手段については、ユーロSTR (ユーロ短期金利)、ドルLIBORをインデックスとするヘッジ手段については、SOFR (担保付翌日物調達金利)、ポンドをインデックスとするヘッジ手段については、SONIA (ポンド翌日物平均金利)とする。

当社の最も重要なエクスポージャーはEuriborであり、ポンドおよびドル建てのLIBORも重要なエクスポージャーとなっている。しかし、交換プロセスを取り巻く不確実性が最も大きいのは間違いなくユーロ側である。
ただし、2021年末以降、インターバンク市場を基準とした指標レートが廃止されると見込まれる場合であっても、ヘッジ対象とヘッジ手段のいずれについても、これらの指標を更新する時期や手続きに不確実性が存在する。このため、当社は、2019年9月に公表したIFRS第9号の改訂を、IBOR改革の影響を直接受けるヘッジ関係に適用している。
IBOR改革によって影響を受けるヘッジ関係は、インターバンク市場に基づく金利決定のための金利指標から代替金利への移行が行われる瞬間における市場参加者の期待により、効果を失う可能性がある。この移行は、ヘッジ対象とヘッジ手段で異なる時期に起こる可能性があり、その結果、無効になる可能性がある。いずれにしても、当社は金利の入れ替えを併せて実施していく。

IBOR改革の影響を受けるヘッジ関係に対する当社のエクスポージャーは、2019年9月に公表されたIFRS第9号の改訂に規定された例外が適用されたものであり、2020年12月31日現在のヘッジ手段の想定元本に換算すると3,952百万ユーロになる。

百万ユーロ	想定元本
	2020年12月31日
ヘッジ手段	
英ポンドLIBOR	1,225
米ドル LIBOR	185
欧州銀行間取引金利	2,542
合計	**3,952**

公正価値ヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響を及ぼす可能性のある特定のリスクに起因する資産、負債または確定契約の公正価値の変動から当社を保護するために使用される。
ヘッジ要件を満たし、ヘッジ手段として指定されたデリバティブの公正価値の変動は、ヘッジされたリスクに帰属するヘッジ対象の公正価値の変動とともに損益計算書に計上される。
ヘッジ会計の要件を満たさなくなった場合には、実効金利法を採用しているヘッジ対象の帳簿価額に対する調整額を、その残存期間にわたって純損益で償却している。
当社は現在、このようなヘッジ関係を使用していない。

公正価値の測定の詳細については、注記35 「公正価値測定」を参照すること。

34.1.1 信用リスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクをヘッジする手段の想定元本と平均金利を満期別に示したものである。

百万ユーロ

2020年12月31日	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	-	-	-	500	1,940	2,440
金利スワップ平均金利					1.63	1.22	

百万ユーロ

2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	それ以降	合計
金利スワップ							
想定元本	-	-	-	-	-	1,440	1,440
金利スワップ平均金利						2.32	

当年度末に契約中で、ヘッジ手段として指定された金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フロー・ヘッジおよび公正価値ヘッジとして機能している。キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブは、2001年以降に発行された特定の変動利付債のヘッジ、および、2020年に獲得した変動金利の銀行貸付が含まれる。
下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2020年12月31日および2019年12月31日現在の想定元本と公正価値を示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**-**	**-**	**-**	**-**	**2,440**	**1,440**	**(469)**	**(284)**
金利スワップ	-	-	-	-	2,440	1,440	(469)	(284)

前年比でデリバティブの公正価値が減少したのは、主に2020年を通じてイールドカーブの長期金利部分が全体的に低下したことに起因する。

下表は、金利リスクをヘッジするキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2020年12月31日**	**2021年**	**2022年**	**2023年**	**2024年**	**2025年**	**それ以降**
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(469)	(38)	(41)	(61)	(60)	(52)	(215)

下表は、財政状態計算書に対する金利ヘッジ・デリバティブの影響を示す。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
2020年12月31日			
金利スワップ	2,440	(469)	(469)
2019年12月31日			
金利スワップ	1,440	(284)	(284)

下表は、金利リスクにさらされているヘッジ対象項目の財政状態計算書に対する影響を示す。

百万ユーロ	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金
		2020年			2019年	
変動金利の借入	469	(469)	-	284	(284)	-
合計	**469**	**(469)**	**-**	**284**	**(284)**	**-**

下表は、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益およびその他の包括利益に与えた影響を示す。

百万ユーロ	その他の包括利益/（損失）合計	損益で認識された非有効部分	損益計算書の項目	ヘッジコスト	その他の包括利益から損益に振り替えた金額	損益計算書の項目
2020年12月31日						
変動金利の借入	(88)	-		-	9	**金融費用**
2020年12月31日の合計	**(88)**	-		-	**9**	
2019年12月31日						
変動金利の借入	(139)	-		-	11	**金融費用**
2019年12月31日の合計	**(139)**	**-**		**-**	**11**	

為替リスク

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の取引残高に関し、為替リスクをヘッジする手段の想定元本と平均金利を満期別に示したものである。

百万ユーロ

2020年12月31日	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	**それ以降**	**合計**
クロス・カレンシー金利スワップ							
想定元本合計	**463**	**-**	**1,019**	**-**	**-**	**1,327**	**2,809**
ユーロ-米ドルのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	185	-	1,019	**-**	-	-	1,204
ユーロ/米ドル平均約定為替レート	1.13		1.34				
ユーロ-英ポンドのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	278	-	-		-	1,327	1,605
ユーロ/英ポンド平均約定為替レート	0.82					0.68	

百万ユーロ

2019年12月31日	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	**それ以降**	**合計**
クロス・カレンシー金利スワップ							
想定元本合計	**470**	**202**	**-**	**1,113**	**-**	**1,637**	**3,422**
ユーロ-米ドルのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	-	202	-	1,113	-	-	1,315
ユーロ/米ドル平均約定為替レート		1.13		1.34			
ユーロ-英ポンドのクロス・カレンシー・スワップ（CCS）の想定元本	470	587	-	-	-	1,397	2,454
ユーロ/英ポンド平均約定為替レート	0.85	0.82				0.69	

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日現在の未決済の取引残高に関し、為替リスクに対するヘッジ手段の想定元本および公正価値をヘッジ対象の種類別に示したものである。

百万ユーロ		**公正価値**		**想定元本**	**公正価値**		**想定元本**
		資産	**負債**		**資産**	**負債**	
ヘッジ手段	**ヘッジ対象**	**2020年12月31日**			2019年12月31日		
クロス・カレンシー金利スワップ	**外貨建て固定金利借入れ**	567	(995)	2,624	602	(915)	3,567
クロス・カレンシー金利スワップ	**外貨建て変動金利借入れ**	-	(15)	185	3	-	202
合計		**567**	(1,010)	**2,809**	**605**	**(915)**	**3,769**

事業年度末において未決済であるヘッジ手段として指定されているクロスカレンシー金利スワップは、ヘッジ対象のキャッシュ・フローヘッジとして機能する。具体的には、これらのデリバティブは外貨建て固定利付社債および2017年にバンク・オブ・アメリカから融資を受けた米ドル建て変動金利借入金をヘッジしている。

下表は、為替リスクに対応したデリバティブの2020年12月31日および2019年12月31日現在の想定元本と公正価値をヘッジの種類別に示したものである。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2020年12月31日	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日	**2020年12月31日**	2019年12月31日
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**1,676**	**2,008**	**567**	**605**	**1,133**	**1,761**	**(1,010)**	**(915)**
クロス・カレンシー金利スワップ	1,676	2,008	567	605	1,133	1,761	(1,010)	(915)

2020年12月31日現在のクロス・カレンシー金利スワップの想定元本は2,809百万ユーロとなり（2019年12月31日現在は3,769百万ユーロ）、対応するマイナスの公正価値は443百万ユーロ（2019年12月31日現在はマイナス310百万ユーロ）であった。

想定元本の960百万ユーロの増減は、主にクロス・カレンシー金利スワップの通常の満了470百万ユーロ、*294*百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップの早期終了、ならびに米ドルおよび英ポンドに対するユーロの為替レートの動向を反映している。

下表は、為替リスクをヘッジする商品の財政状態計算書に対する影響である。

百万ユーロ	想定元本	帳簿価額	当期の非有効性の測定に使用した公正価値
2020年12月31日			
クロス・カレンシー金利スワップ	2,809	(443)	(431)
2019年12月31日			
クロス・カレンシー金利スワップ	3,769	(310)	(281)

下表は、為替リスクにさらされているヘッジ対象項目の財政状態計算書に対する影響である。

百万ユーロ	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金	当期の非有効性の測定に使用した公正価値	ヘッジ剰余金	ヘッジコスト剰余金
	2020年			2019年		
外貨建て固定金利借入れ	407	(407)	(21)	283	(283)	(30)
外貨建て変動金利借入れ	15	(15)	-	(2)	2	1
合計	**422**	**(422)**	**(21)**	**281**	**(281)**	**(29)**

下表は、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジが純損益およびその他の包括利益に与えた影響を示す。

百万ユーロ	その他の包括利益/（損失）合計	純損益で認識された非有効部分	損益計算書の項目	ヘッジコスト	その他の包括利益から純損益に振り替えた金額	損益計算書の項目
2020年12月31日						
外貨建て固定金利借入れ	(123)	-		8	123	**金融収益**
外貨建て変動金利借入れ	(12)	-		-	12	**金融収益**
2020年12月31日の合計	**(135)**	-		**8**	**136**	
2019年12月31日						
外貨建て固定金利借入れ	341	-		23	(329)	**金融収益**
外貨建て変動金利借入れ	4	-		-	(10)	**金融収益**
2019年12月31日の合計	**345**	-		**23**	**(339)**	

下表は、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから今後数年間に予想されるキャッシュ・フローである。

百万ユーロ	公正価値	予想キャッシュ・フローの分布					
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	**2020年12月31日**	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	**それ以降**
正の公正価値	567	53	52	134	32	32	334
負の公正価値	(1,010)	(83)	(45)	(44)	(44)	(43)	(664)

34.1.2 資本に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの税効果控除前の影響

百万ユーロ	ヘッジコスト	その他の包括利益で認識される公正価値の総変動額	損益で認識される公正価値の総変動額	損益で認識される公正価値の総変動額-非有効部分	ヘッジコスト	その他の包括利益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額	純損益で認識される公正価値の総変動額-非有効部分
	2020年12月31日				2019年12月31日			
金利ヘッジ	-	(88)	9	-	-	(139)	11	-
為替ヘッジ	17	(135)	136	-	23	345	(339)	-
ヘッジ・デリバティブ	**17**	**(223)**	**145**	**-**	**23**	**206**	**(328)**	**-**

34.2 純損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

下表は、2020年12月31日および2019年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じて公正価値で測定）のデリバティブ想定元本と公正価値である。

百万ユーロ	想定元本		公正価値ベースの資産		想定元本		公正価値ベースの負債	
	2020年12月31日現在	2019年12月31日現在	**2020年12月31日現在**	2019年12月31日現在	**2020年12月31日現在**	2019年12月31日現在	**2020年12月31日現在**	2019年12月31日現在
金利に関するFVTPLのデリバティブ	**2,261**	**3,465**	**254**	**329**	**2,361**	**3,565**	**(342)**	**(410)**
金利スワップ	2,261	3,465	254	329	2,361	3,565	(342)	(410)
為替レートに関するFVTPLのデリバティブ	**2,682**	**3,030**	**197**	**100**	**2,722**	**3,457**	**(199)**	**(111)**
先渡予約	2,562	2,818	193	87	2,602	3,245	(195)	(96)
クロス・カレンシー金利スワップ	120	212	4	13	120	212	(4)	(15)
その他のFVTPLのデリバティブ	-	358	-	53	-	-	-	-
エクイティ・スワップ	-	358	-	53	-		-	
FVTPLのデリバティブ合計	**4,943**	**6,853**	**451**	**482**	**5,083**	**7,022**	**(541)**	**(521)**

2020年12月31日現在、純損益を通じて公正価値で測定される金利、為替およびその他のデリバティブの想定元本は10,026百万ユーロとなり（2019年12月31日現在は13,875百万ユーロ）、マイナスの公正価値90百万ユーロ（2019年12月31日現在はマイナス39百万ユーロ）である。

年度末の金利スワップは4,622百万ユーロであった。これは主に、グループ会社の債務のヘッジで、市場（2,361百万ユーロ）およびこれらの会社の仲介（2,261百万ユーロ）として取引している。

想定元本の合計は前年比で2,408百万ユーロ減少した。より詳細には、以下の理由により市場での取引が1,204百万ユーロ減少した。

＞ 2020年に獲得した新規の銀行借入をヘッジする金利スワップについて、「金融負債-トレーディング・デリバティブ」から「金融負債-キャッシュ・フロー・ヘッジ」への組替1,000百万ユーロ

＞ 償却による減少、または満期に達した金利スワップ204百万ユーロ

想定元本2,602百万ユーロの市場での先渡予約（2019年12月31日は3,242百万ユーロ）は、主にエネルギー商品の価格に関連した為替リスクを軽減するために、グループ会社の引当金のプロセスおよび市場取引とマッチさせたOTCデリバティブ取引による。また、再生可能エネルギーおよびインフラストラクチャ・ネットワークス・セクターでの投資物品および非エネルギー商品の取得に関連する表示通貨以外の通貨での予想キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの提供による営業費用に関連するユーロ以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、ならびに、子会社が承認した中間配当に関する外貨建の予想キャッシュ・フローもヘッジする。前年比の想定元本および公正価値の増減は通常の業務に関連するものである。

想定元本120百万ユーロ（2019年12月31日は212百万ユーロ）のクロス・カレンシー金利スワップは、他のグループ会社のユーロ以外の通貨建ての負債に関する為替リスクのヘッジに関連し、市場取引でマッチされている。クロス・カレンシー金利スワップの想定元本の増加、92百万ユーロは概ね、2020年6月に満期をむかえたクロス・カレンシー金利スワップによる。

注記35 公正価値測定

当社は、国際会計基準で求められる場合、IFRS第13号に準拠し公正価値を測定する。

公正価値は、資産の売却時に受け取るであろう価格または負債の移行時に支払うであろう価格と定義される。最良の見積りは市場価格であり、すなわち活発で流動性のある市場で公開されている現在の取引価格である。

資産および負債の公正価値は、公正価値の測定に使用されるバリュエーション手法へのインプットに基づき、以下に定義された3つのレベルの公正価値ヒエラルキーに分類される。

＞　レベル1：測定日に会社が取得可能な同等の資産または負債の活発市場での（調整されていない）公表価格

＞　レベル2：レベル1に含まれる公表価格以外のインプットのうち、資産または負債について直接（例えば価格）または（価格から得られた）間接的に観察可能なもの

＞　レベル3：観察可能な市場データ以外に基づいた資産または負債のインプット（観察不可能なインプット）

これについて、以下を評価するため関連情報が開示されている。

＞　財政状態計算書で当初認識時以降、継続的または非継続的に公正価値で測定される資産および負債について、それらの測定を実施するにあたり使用するインプットおよびバリュエーション手法、さらに

＞　重大な観測不能なインプット（レベル3）を用いて継続的に公正価値を測定する場合、その測定が当期のその他の包括利益および純損益に与える影響

この目的のため以下を定められる。

＞　資産または負債の継続的な公正価値の測定は、IFRS上、各事業年度末に財政状態計算書で要求または容認されている。

＞　資産または負債の非継続的な公正価値測定は、IFRS上、特定の状況において財政状態計算書で要求または容認されている。

デリバティブ契約の公正価値は、規制市場で取引されるデリバティブの公式価格を用いて算定される。規制市場に上場していない商品の公正価値については、各金融商品の種類に適した評価方法および報告期間期末の市場データ（金利、為替レート、ボラティリティなど）を用い、市場の利回り曲線に基づく将来キャッシュ・フローを割り引き、ユーロ以外の通貨についてWM/リフィニティブ社（WMR）が提示する為替レートにより換算して算定する。

商品関連の契約については、入手可能な場合は、規制市場と非規制市場の双方の相場を用いて測定する。

新たな国際会計基準に基づき、当社は2013年、カウンターパーティー・リスクの規模に対応した金融商品の公正価値を調整するため、カウンターパーティー（信用評価調整、CVA ）と自社（債務評価調整、DVA ）の信用リスクの測定を採用することとした。

さらに具体的には、当社は、ポジションの正味エクスポージャーに対して潜在的将来エクスポージャー評価技法を使用してCVA およびDVA を測定し、その後にポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に調整分を配分している。この技法において使用されたすべてのインプットは、市場において観察可能である。見積りインプットの根底にある仮定の変更は、その商品について報告された公正価値に影響を与える。

デリバティブ契約の想定元本とは、キャッシュ・フロー交換額である。この値は価値または数量として表示できる（例えば、トンであれば、想定元本に合意された価格を乗じることによってユーロ建の金額に換算される）。
ユーロ以外の通貨建の金額は、WM/リフィニティブ社（WMR）が提示した公式な為替レートによりユーロに換算されている。
ここで報告されるデリバティブの想定元本は、当事者間で交換された金額を示すとは限らず、このため、当社の信用リスクのエクスポージャーを測定するものではない。
上場の負債性金融商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場金融商品については、公正価値は、金融商品の各カテゴリーの適切な評価技法、報告期間期末時点の市場データを用いて算定される。これにはエネル・エスピーエーの信用スプレッドも含まれる。

35.1 財政状態計算書で公正価値で測定された資産

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各資産クラス別に、事業年度末の公正価値、分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動資産				流動資産			
	注記	2020年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2020年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―為替リスク	34	567	-	567	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**567**	**-**	**567**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
―金利リスク	34	-	-	-	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ合計		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
純損益を通じた公正価値									
―金利リスク	34	254	-	254	-	-	-	-	-
―為替リスク	34	69	-	69	-	128	-	128	-
―その他		-	-	-	-	-	-	5	-
純損益を通じた公正価値合計		**323**	**-**	**323**	**-**	**128**	**-**	**133**	**-**
合計		**890**	**-**	**890**	**-**	**128**	**-**	**133**	**-**

35.2 財政状態計算書で公正価値で測定された負債

以下の表は、財政状態計算書上で継続的または非継続的に公正価値で測定された各負債クラス別に、事業年度末の公正価値、および分類された公正価値ヒエラルキーのレベルを示している。

百万ユーロ		非流動負債				流動負債			
	注記	2020年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2020年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
デリバティブ									
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
―金利リスク	34	469	-	469	-	-	-	-	-
―為替リスク	34	970	-	970	-	40	-	40	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ合計		**1,439**	**-**	**1,439**	**-**	**40**	**-**	**40**	**-**
純損益を通じた公正価値									
―金利リスク	34	255	-	255	-	87	-	87	-
―為替リスク	34	69	-	69	-	131	-	131	-
純損益を通じた公正価値合計		**324**	**-**	**324**	**-**	**218**	**-**	**218**	**-**
合計		**1,763**	**-**	**1,763**	**-**	**258**	**-**	**258**	**-**

35.3 財政状態計算書で公正価値で測定されない負債

以下の表は、財政状態計算書上は公正価値で測定されない負債ではあるが、その公正価値の公表が求められているものをクラス別に、その事業年度末日の公正価値と公正価値が分類される公正価値ヒエラルキーのレベルを示したものである。

百万ユーロ		負債			
	内容	2020年12月31日現在の公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
社債：					
―固定金利	32.2.1	5,804	5,804	-	-
―変動金利	32.2.1	1,047	52	995	-
合計		**6,851**	**5,856**	**995**	**-**
銀行借入金					
―固定金利		-	-	-	-
―変動金利	32.2.1	1,398	-	1,398	-
合計		**1,398**	**-**	**1,398**	**-**
ノンバンク資金調達：					
―固定金利リースに基づくもの		2	-	2	-
合計		**2**	**-**	**2**	**-**
グループ会社からの借入金：					
―固定金利	32.2.1	5,992	-	5,992	-
―変動金利		5,706	-	5,706	-
―固定金利リースに基づくもの		-	-	-	-
合計		11,698	**-**	11,698	**-**
合計		**19,949**	**5,856**	**14,093**	**-**

注記 36 株式報酬

2019年以降、エネル・エスピーエーの株主は毎年、イタリア民法第2359条に従い、エネルおよび（または）その子会社の経営に対する長期インセンティブ制度の採用を承認している。承認された各インセンティブ制度は、具体的な業績目標の達成を条件として、以下のとおり、各受益者に当社普通株式 (株式) を付与するものである。

2020年長期インセンティブプラン

2020年5月14日、エネル株主総会において、2020年長期インセンティブ制度（2020年LTI制度）が民法第2359条の規定に基づきエネル及びその子会社の経営陣により承認され、同制度の実施に必要な権限が取締役会に付与された。
具体的には、2020年LTI制度の受益者は、エネル社の最高経営責任者 (CEO)／ジェネラル・マネージャーおよびエネル・グループの経営者であって、企業業績に直接責任を負うか、または戦略的利益を有すると考えられる重要な地位にある者であり、現金部分と株式部分からなるインセンティブを受益者に与えるものである。
このインセンティブは、個別の受益者の固定報酬に関連して算定されたベースバリューに基づいて付与時に決定され、本プランによる各3年間の業績目標の達成度に応じて変動し、最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーまたはその他の受益者の場合、それぞれ0からベースバリューの280%または180%までの範囲となる。
また、2020年LTI制度では、実質的に付与されたインセンティブの総額のうち、 (i) 最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに付与された基準価額の100%まで、および (ii) その他の受益者に付与された基準価額の50%までの額のボーナスが株式で全額支払われることが規定されている。
2020年LTI制度に関連する報奨金の支給は、2020~2022年（業績期間）に以下の業績目標を達成することを条件としている。

業績目標	加重
2020~2022年のEURO STOXX公益事業-EMU指数の平均TSRと比較したエネルの平均TSR [20]	50%
2020~2022年の累積ROACE	25%
連結正味再生可能エネルギー導入量／2022年末の連結正味導入量の合計	15%
2022年の当グループのCO_2排出量 (g/kWh) [21]	10%

20 エネルおよびEURO STOXX公益事業の平均総株主利益 (TSR) -EMU指数は、市場のボラティリティを緩和するために、業績期間の開始および終了に先立つ3カ月間（2020年1月1日~2022年12月31日）について算出される。

21 グループ発電所からの排出量。

これらの目標が達成されれば、報奨金の株式と現金の30%は2023年に、残りの70%は2024年に受益者に支払われる。

2020年LTI制度の詳細については、1999年5月14日付決議第11971号（「発行者規則」）にて公表されたCONSOB規則第84条の2の規定に基づき作成された資料を参照すること（エネルのウェブサイトwww.enel.com/の2020年5月14日に開催された株主総会のセクションに掲載されている。）

2020年7月29日、取締役会は、2020年5月14日の株主総会で承認された条件に従い、エネルの株式資本の約0.017%に相当する172万株の自己株式を2020年LTI制度に沿って取得するプログラムの開始を承認した。2020年9月3日から10月28日までの期間において、当社は当該自己株式を加重平均価格7.4366ユーロで（総額約12,790,870ユーロ）で取得し、本制度の付与日に1,635,307株が割り当てられた。

2019年長期インセンティブ制度

2019年5月16日、エネル株主総会において、2020年長期インセンティブ制度（2020年LTI制度）が民法第2359条の規定に基づきエネル及びその子会社の経営陣により承認され、同制度の実施に必要な権限が取締役会に付与された。

また、2019年LTI制度の受益者は、当社の最高経営責任者 (CEO) /ジェネラル・マネージャー、および当社の業績に直接責任を負う重要な地位にある、または戦略的利益を有すると考えられるエネル・グループの経営者であり、株式部分と現金部分からなるインセンティブを受益者に付与するものである。

このインセンティブは、個別の受益者の固定報酬に関連して算定されたベースバリューに基づいて付与時に決定され、本プランによる各3年間の業績目標の達成度に応じて変動し、最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーまたはその他の受益者の場合、それぞれ0からベースバリューの280%または180%までの範囲となる。

また、2019年LTI制度では、実質的に付与されたインセンティブ総額のうち、 (i) 最高経営責任者/ジェネラル・マネージャーに付与された基準価額の100%まで、および (ii) その他の受益者に付与された基準価額の50%までの額のボーナスが株式で全額支払われることが規定されている。

2019年LTI制度に関連する報奨金の支給は、2019~2021年（業績期間）に以下の業績目標を達成することを条件としている。

業績目標	ペソ
2019~2020年のEURO STOXX 公益事業-EMU指数の平均TSRと比較したエネルの平均TSR [22]	50%
2019~2021年の累積ROACE	40%
2021年の当グループのCO_2排出量 (g/kWh) [23]	10%

22 エネルおよびEURO STOXX公益事業の平均総株主利益 (TSR) -EMU指数は、市場のボラティリティを緩和するために、業績期間の開始および終了に先立つ3カ月間（2019年1月1日~2021年12月31日）について算出される。

23 グループ発電所からの排出量。

これらの目標が達成されれば、報奨金の株式と現金の30%は2022年に、残りの70%は2023年に受益者に支払われる。

2019年LTI制度の詳細については、1999年5月14日付決議第11971号（「発行者規則」）にて公表されたCONSOB規則第84条の2の規定に基づき作成された資料を参照すること（エネルのウェブサイトwww.enel.com/の2019年5月16日に開催された株主総会のセクションに掲載されている。）

2019年9月19日、取締役会は、2019年5月16日の株主総会で承認された条件に従い、2019年LTI制度に対応する株式を最大1,050万ユーロで最大250万株購入するプログラムの開始を承認した。2019年9月23日から12月2日までの期間において、当社は自己株式1,549,152株（株式資本の約0.015%に相当）を加重平均価格6.7779ユーロで合計約10,499,999ユーロで購入しました。2019年LTI制度の付与日において、1,538,547株が割り当てられた。

2019年LTI制度および2020年LTI制度を支えるための買収の結果、2020年12月31日現在、エネルは合計3,269,152株の自己株式を保有しており、これは株式資本の約0.032%に相当する。

2019年LTI制度と2020年LTI制度の主な特徴は以下のとおりである。

2019 年および2020 年エネル株式報酬制度

	付与日	業績期間	目標達成の検証	支給
2019年 LTI 制度	.2019年12月11日 [24]	2019-2021	2021 [25]	2022-2023
2020年 LTI制度	2020年9月17日 [26]	2020-2022	2022 [27]	2023-2024

2019年および2020年に付与された資本性金融商品に関する情報

	2020			2019		
	付与日に付与された株式数	付与日における1株当たりの公正価値	付与可能株式数	付与日に付与された株式数	付与日における1株当たりの公正価値	付与可能株式数
2019年 LTI 制度	-	-	1,529,182	1,538,547	6.983	1,538,547
2020年 LTI制度	1,635,307	7.380	1,635,307			

これらの資本性金融商品の公正価値は、付与日におけるエネル株式の市場価格に基づいて測定される。[28]

24 2019年LTI制度を受益者に付与するための手続および時期を承認した（2019年11月11日の指名・報酬委員会の会合における提案を考慮）取締役会を指す。

25 当社は、2021年12月31日のエネル・グループの連結財務書類の承認を機に、2019年LTI制度の業績目標の達成状況の検証を進める。

26 2020年LTI制度を受益者に付与するための手続および時期を承認した（2020年9月16日の指名・報酬委員会の会合における提案を考慮）取締役会を指す。

27 2022年12月31日エネル・グループの連結財務書類の承認を機に、2020年LTI制度の業績目標の達成状況の検証を進める。

28 2019年LTI制度については、付与日は2019年11月12日（2019年LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を承認した取締役会の日）としている。
2020年LTI制度については、付与日は2020年9月17日（2020年LTI制度を受益者に付与するための手続及び時期を承認した取締役会の日）としている。

制度の費用は、その年に割り当てられた資本性金融商品の公正価値を参照して決定され、株主資本の権利確定期間にわたって認識される。
2020年に、当グループが純損益を通じて認識した費用の総額は、500万ユーロ（2019年は30万ユーロ）である。
2019年のLTI制度および2020年のLTI制度における廃止または変更はない。

注記37 関連当事者

関連当事者は、国際会計基準の規定および該当するCONSOBの措置に基づき特定される。

エネル・エスピーエーが行う子会社との取引は主に、サービスの提供、財源の調達および採用、保険による補償、人事の管理および組織、法務および法人向けサービス、ならびに税務および管理業務の計画および調整を伴うものであった。

いずれの取引も日常業務の一環として行われ、当社の利益を考えて実行され、かつ第三者間取引ベース、すなわち独立した立場の当事者間で締結された契約と同じ市場条件で、決済される。

最後に、エネル・グループのコーポレート・ガバナンス規定（詳しくは、当社のホームページ（www.enel.com）で入手できるコーポレート・ガバナンスおよび保有構造を参照）により、関連当事者取引が透明性をもって、手続的にも実質的にも適正に行われるよう徹底するための条件が定められている。

IAS第24号で規定されている経営幹部の報酬に関する開示については、エネルのウェブサイトhttps://www.enel.com/investors/governance/remunerationで公開されている報酬報告書のセクションI「取締役、ジェネラルマネージャー、業務執行役員及び監査役の報酬等に関する方針。方針の採択及び実施の手続」を参照すること。

2010年11月、エネル・エスピーエー取締役会は、エネル・エスピーエーが直接もしくはその子会社を通して間接的に行う関連当事者取引の承認および執行に関する手続を承認した（それ以降も更新している）。その手続（www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties参照）は、関連当事者取引の透明性ならびに手続上および実質的な妥当性を確保するための規定を定めている。かかる規定は、イタリア民法第2391条の2の規定およびCONSOB公表の実施規定の導入時に採用された。2020年には、改正後のCONSOB規定17221号（2010年3月12日制定）で定められた関連当事者間取引に関する規則に基づき、情報開示が必要とされる取引は実施されなかった。

下表は、当社および関連当事者間の商業取引、財務取引およびその他の関係をまとめたものである。

商業およびその他の関係

2020年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2020年12月31日	2020年12月31日	2020年		2020年	
子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社						
セントラル・ヘラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー	1	-	-	-	-	-
コデンサ・エスエー・イーエスピー	1	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	6	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	5	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	9	-	-	-	-	1
イーディストリブシオン・レデス・デジタレス・エスエル	8	3	-	-	-	7
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	119	67	-	-	-	25
エムゲサ・エス・エー	-	-	-	-	-	1
エンデサ・エネルジア・エス・エー	3	3	-	1	-	3
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	2	1	-	-	-	3
エンデサ・メディオス・イ・システマス・エスエル	1	-	-	1	-	1
エンデサ・オペラシオン・イ・セルヴィシオ・コメルシャーレ・エスエル	-	-	-	-	-	1
エンデサ・レッド・エスエー	1	-	-	-	-	-
エンデサ・エスエー	6	2	-	-	-	7
エネル・アメリカス・エスエー	43	-	-	-	-	1
エネル・ブラジル・エスエー	42	1	-	1	-	11
エネル・チリ・エスエー	4	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブシオン・チリ・エスエー	6	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエー	3	-	-	-	-	1
エネル・エネルギア・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスピーエー	24	26	-	-	-	9
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルシーシー	1	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	2	-	-	-	-	2
エネル・ジェネラシオン・コンスタネラ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエー	3	-	-	-	-	1
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	8	6	-	3	-	1
エネル・グローバル・サービス・エスアールエル	14	5	-	63	-	1
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	4	1	-	1	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	32	4	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	2	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	1	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	6	-	-	-		1
エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル	6	1	-	-	-	5

百万ユーロ	売掛金	買掛金	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2020年12月31日	2020年12月31日	2020年		2020年	
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ・エスエー	2	-	-	-	-	2
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	1	1	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ラス・エルエルシー	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	7	22	-	3	-	7
エネル・イベリア・エスエルユー	476	5	-	3	-	1
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	6	-	7	-	-
エネル・イタリア・エスピーエー	16	7	-	27	-	2
エネル・ノースアメリカ・インク	5	1	-	-	-	3
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	43	20	-	-	-	4
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	2	-	-	-	2
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	7	1	-	-	-	1
エネル・セルヴィチ・コミューン・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ソール・エスアールエル	-	-	-	-	-	1
エネル・エックス・イタリア・エスアールエル	-	-	-	-	-	1
エネル・エックス・モビリティ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・エックス・エスアールエル	2	5	-	-	-	4
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネルギア・ヌエバ・エネルギア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	1	-	-	-	-	1
ガス・イ・エレクトリシダッド・ヘネラシオン・エスアーユー	2	-	-	-	-	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	1	-	-	-	-	1
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	12	21	-	-	-	2
スロヴェンスケ・エレクトラメ・エーエス	13	-	-	-	-	1
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー	1	1	-	-	-	1
Vektor Enerji Üretim A[02/18]	8	-	-	-	-	-
合計	**969**	**216**	-	**110**	**-**	**126**
その他の関連当事者						
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	1
ジーエスイー	1	-	-	-	-	-
合計	**2**	**-**	-	**-**	**-**	**1**
合計	**971**	**216**	-	**110**	**-**	**127**

2019年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2019 年 12月31日	2019年 12月31日	2019年		2019年	
子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社						
セントラル・ヘラドラ・テルメレトリカ・フォルタレザ・エスエー	1	-	-	-	-	-
コデンサ・エスエー・イーエスピー	-	1	-	-	-	-
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	5	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	4	-	-	-	-	1
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	9	-	-	-	-	1
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	197	6	-	-	-	23
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エス・エル	27	3	-	-	-	6
エンデサ・エネルジア・エス・エー	3	2	-	1	-	2
エンデサ・ヘネラシオン・エスエー	-	1	-	1	-	1
エンデサ・レッド・エスエー	2	-	-	-	-	-
エンデサ・エスエー	7	4	-	-	-	3
エネル・アメリカス・エスエー	69	-	-	-	-	1
エネル・ブラジル・エスエー	33	-	-	-	-	10
エネル・チリ・エスエー	23	-	-	-	-	2
エネル・ディストリブシオン・チリ・エスエー	4	-	-	-	-	2
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	40	54	-	-	-	10
エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	4	-	-	-	-	2
エネル・ジェネラシオン・コンスタネラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	1
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・インフラストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	3	5	-	3	-	1
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	1	3	-	2	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	1	33	-	-	-	2
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	2	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエル	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス	4	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ・エスエー	1	1	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	13	2	-	1	-	13
エネル・イベリア・エスエルユー	476	4	-	3	-	-
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	-	-	4	-	-
エネル・イタリア・エスピーエー	25	10	-	70	-	9
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	106	3	-	-	-	6
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	2	-	-	-	1
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	13	-	-	-	-	3
エネル・ソール・エスアールエル	(1)	6	-	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスアールエル	2	9	-	-	-	-

百万ユーロ	売掛金	買掛金	費用		収益	
			物品	サービス	物品	サービス
	2019年12月31日	2019年12月31日	2019年		2019年	
エネル・エックス・エスアールエル	3	4	-	-	-	3
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネルギア・ヌエバ・エネルギア・リンピア・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	1	-	-	-	-	-
ガス・イ・エレクトリシダッド・ヘネラシオン・エスアーユー	2	-	-	-	-	1
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	1	-	-	-	-	-
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ・エスピーエー	7	50	-	-	-	3
スロヴェンスケ・エレクトラメ・エーエス	16	-	-	-	-	-
ユニオン・エレクトリカ・デ・カナリアス・ヘネラシオン・エスエーユー	1	1	-	1	-	1
Vektor Enerji Üretim A[2]	8	-	-	-	-	-
合計	**1,132**	**207**	**-**	**86**	**-**	**111**
その他の関連当事者						
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
ジーエスイー	1	1	-	-	-	-
モンテ・デイ・パッツィ・ディ・シエナ	-	1	-	1	-	-
合計	2	2	-	1	-	2
合計	**1,134**	**209**	**-**	**87**	**-**	**113**

財務関係

2020年

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2020年12月31日			2020年		
子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社						
コンサート・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
イーディストリブティエ・バナト・エスエー	-	-	-	-	-	95
イーディストリブティエ・ドブロジャ・エスエー	-	-	-	-	-	54
イーディストリブティエ・ムンテニア・エスエー	-	-	-	-	-	256
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	12	-	4,115	-	14	-
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	-	-	-	-	-	1
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	440
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	185
エネル・エネルギア・エスピーエー	4	-	1,379	-	4	-
エネル・エネルギア・ムンテニア・エスエー	-	-	-	-	-	14
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー	-	-	1,251	-	1	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	63	13,532	39,044	254	186	-
エネル・グローバル・インストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	39	-	23	-	1	-
エネル・グローバル・サービス・エスアールエル	226	-	2	3	9	-
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	79	-	7	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	188	166	1,506	209	349	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）リミテッド	1	-	33	-	-	-
エネル・グリーンパワー・ブラジル・パーティシパソス・エルティーディー	82	-	2,523	-	(4)	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	-	-	1	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	3	-	133	-	2	-
エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	-	-	7	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・デベロップメント・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	-	-	60	-	1	-
エネル・グリーン・イタリア・エスアールエル	2	-	634	-	2	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	-	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	71	-	2,150	-	33	-
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー	-	-	8	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	19	-	87	-	7	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	1	-	29	-	-	-
エネル・グリーンパワー・アールエスエー（ピーティーワイ）リミテッド	31	-	-	-	9	-
エネル・グリーンパワー・ロシア・エルエルシー	-	-	50	-	-	-
エネル・グリーンパワー・南アフリカ	-	-	876	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	28	177	847	19	24	667

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2020年12月31日			2020年		
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・イベリア・エスエルユー	-	-		-	-	983
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	19	1	-	-	-
エネル・イタリア・エスピーエー	255	1,495	2,019	4	80	392
エネル・ノースアメリカ・インク	29	-	11,686	-	29	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	6	-	1,214	-	8	-
エネル・リノヴァビリ・エスアールエル	-	897	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	-	-	-	-	20
エネル・ソール・エスアールエル	1	-	296	-	1	-
エネル・エックス・インターナショナル・エスアールエル	30	-	-	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	-	2	-	-	-
エネル・エックス・モビリティ・エスアールエル	-	-	53	-	-	-
エネル・エックス・ノースアメリカ・インク	1	-	36	-	-	-
エネル・エックス・ポルスカ・エスピー・ゼットオー・オー	-	-	16	-	-	-
エネル・エックス・エスアールエル	241	-	-	-	1	-
エネル・エックスUKリミテッド	-	-	9	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	1	-	15	-	-	-
エネルパワー・エスピーエー	-	37	-	-	-	-
エナノック・アイルランド・リミテッド	-	-	5	-	-	-
ヌオベ・エネルギー・エルアールエル	16	-	85	-	1	-
オーペン・ファイバー・エスピーエー	295	-	16	-	13	-
パルケ・エオリコ・パンパ・エスエー	1	-	20	-	1	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	41
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー	6	-	1,197	-	6	-
合計	**1,731**	**16,328**	**71,435**	**489**	**778**	**3,148**
合計	**1,731**	**16,328**	**71,435**	**489**	**778**	**3,148**

2019年

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2020年12月31日				2020年	
子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社						
コンサート・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
イー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエー	163	53	4,476	16	104	1,507
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	270
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	175
エネル・エネルギア・エスピーエー	8	2,291	1,946	-	8	1,698
エネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシー	-	-	751	-	-	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー	148	11,307	38,584	207	162	-
エネル・グローバル・インストラクチャー・アンド・ネットワークス・エスアールエル	26	-	17	-	1	-
エネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールエル	24	-	-	-	-	-
エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー	30	230	1,631	160	114	-
エネル・グリーンパワー・南アフリカ	-	-	1,088	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・オーストラリア（ピーティーワイ）リミテッド	-	-	35	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パーティシパソス・エルティーディー	85	-	3,370	-	45	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・エスエー	-	-	2	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・コロンビア・エスエーエス	-	-	201	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスエー	-	-	8	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・デベロップメント・エスアールエル	-	2	-	1	-	-
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・エスエー	-	-	93	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・メヒコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー	37	-	2,720	-	37	-
エネル・グリーン・パワー・ノースアメリカ	36	-	9,082	-	20	-
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー	-	-	3	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	13	-	106	-	8	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	-	-	30	-	-	-
エネル・グリーンパワー・アールエスエー（ピーティーワイ）リミテッド	22	-	-	-	11	-
エネル・グリーンパワー・ロシア・エルエルシー	-	-	50	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	267	-	1,679	12	49	237
エネル・ホールディング・ファイナンス・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・イベリア・エスエルユー	-	-	-	-	-	1,245
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	23	1	-	-	-
エネル・イタリア・エスピーエー	3	42	254	3	5	15
エネル・プロディツィオーネ・エスピーエー	658	7	1,548	46	42	245
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	-	-	-	-	39
エネル・ソール・エスアールエル	1	16	335	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	7	-	-	-
エネル・エックス・ノースアメリカ・インク	-	-	37	-	-	-

百万ユーロ	貸付金	借入金	保証	費用	収益	配当金
	2020年12月31日			2020年		
エネル・エックス・インターナショナル・エスアールエル	8	-	-	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	19	6	-	-	-
エネル・エックス・モビリティ・エスアールエル	-	56	53	-	-	-
エネル・エックス・ポルスカ・エスピー・ゼットオー・オー	-	-	11	-	-	-
エネル・エックス・エスアールエル	174	-	-	-	1	-
エネル・エックスUKリミテッド	-	-	13	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	23	-	19	-	1	-
エネルパワー・エスピーエー	-	34	-	-	-	-
エナノック・アイルランド・リミテッド	-	-	8	-	-	-
ヌオベ・エネルギー・エルアールエル	12	-	85	-	1	-
オーペン・ファイバー・エスピーエー	207	-	19	-	10	-
パルケ・エオリコ・パンパ	-	-	22	2	4	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	41
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエー	146	-	1,217	-	6	75
合計	**2,091**	**14,083**	**69,507**	**447**	**632**	**5,547**

財政状態計算書、損益計算書およびキャッシュ・フローの関連当事者との取引の影響を以下の表に示す。

財政状態計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
	2020年12月31日			2019年12月31日		
資産						
デリバティブ-非流動	890	319	35.8%	945	332	35.1%
その他の非流動金融資産	280	270	96.4%	200	191	95.5%
その他の非流動資産	128	108	84.4%	127	118	92.9%
売掛金	241	242	-	255	257	-
デリバティブ-流動	128	118	92.2%	143	16	11.2%
その他の流動金融資産	2,650	1,024	38.6%	2,883	1,552	53.8%
その他の流動資産	661	621	93.9%	796	759	95.4%
負債						
長期借入金	17,297	11,157	64.5%	14,206	6,095	42.9%
デリバティブ-非流動	1,763	4	0.2%	1,536	9	0.6%
その他の非流動負債	19	8	42.1%	21	8	38.1%
短期借入金	5,303	5,057	95.4%	8,367	7,834	93.6%
買掛金	92	50	54.3%	84	41	48.8%
デリバティブ-流動	258	11	4.3%	183	76	41.5%
その他の短期金融負債	228	53	23.2%	234	23	9.8%
その他の流動負債	2,154	158	7.3%	2,209	160	7.2%

損益計算書への影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
		2020年			2019年	
収益	128	127	99.2%	114	113	99.1%
サービスおよびその他の営業費用	302	110	36.4%	261	86	33.0%
株式投資から生じた収益	3,148	3,148	100.0%	5,548	5,547	100.0%
デリバティブから生じた金融収益	1,144	557	48.7%	1,003	369	36.8%
その他の金融収益	447	221	49.4%	273	263	96.3%
デリバティブから生じた金融費用	1,472	337	22.9%	925	313	33.8%
その他の金融費用	700	152	21.7%	775	134	17.3%

キャッシュ・フローへの影響

百万ユーロ	合計	関連当事者	割合%	合計	関連当事者	割合%
		2020年			2019年	
営業活動による（用いた）キャッシュ・フロー	4,500	(203)	-4.5%	3,995	(1,098)	-27.5%
投資/清算活動による（用いた）キャッシュ・フロー	(3,674)	(5,226)	142.25%	(2,399)	(2,351)	98.0%
財務活動による（用いた）キャッシュ・フロー	(2,852)	(5,051)	-	550	578	-

注記38 政府補助金-法令第124/2017第1条第125-129段落に基づく開示

法令第124/2017号第1条第125-129段落（その後の修正を含む）に従い、以下にイタリアの公的機関または組織から受領した補助金、ならびにエネル・エスピーエーおよび完全連結子会社、個人および官民事業体から受領した寄付の情報を記載する。開示は、次の二つについて行う。（I）イタリアの公的企業/州組織からの補助金（ii）イタリアに所在するまたはイタリアで設立された官民機関に対するエネル・エスピーエーおよび関連子会社からの寄付

以下では、2020年に、複数回にわたる金融取引を通じた場合でも、同一の委譲者/寄贈者からの1万ユーロを超える支払いがあった場合について開示する。これらは、現金ベースで認識される。

2019年2月11日法令第12号で承認された、2018年12月14日政令第135号第3-4条の定めに従い、受領した補助金については2012年12月24日法令第234号第52条に定められた国家補助の国内登録に記載された情報を参照。

寄贈された寄付については、重大な件を以下に記す。

ユーロ

受益者	金額	寄付の詳細
エレットリチ・センツァ・フロンティエレ・オンルス	40,000	エネルギー開発のための寄付
エネル・クオレ・オンルス	1,000,000	2020年寄付金
ヨーロッパ大学院	105,000	研究支援のための寄付
サンタ・チェチーリア国立アカデミア財団	650,000	2020年文化プロジェクトへの寄付
フォンダツィオーネ・チェントロ・ストゥーディ・エネル	50,000	2020年寄付金
フォンダツィオーネ・マキシ	600,000	2020年文化プロジェクトへの寄付
フォンダツィオーネ・テアトロ・デル・マッジョ・ムジカーレ	400,000	2020年文化プロジェクトへの寄付
OECD 国際エネルギー機関 (IEA)	150,000	2019年および2020年寄付金
レスポンシブル・ビジネス・アライアンス（RBA）・ファウンデーション	50,000	2020年寄付金
スティッチング・グローバル・レポーティング・イニシアティブ	40,000	2020年寄付金
ルイージ・ボッコーニ・商業大学	130,000	研究支援のための寄付
合計	**3,215,000**	

注記39 コミットメントおよび保証

百万ユーロ

	2020年12月31日	2019年12月31日	増減
保証：			
－第三者	18	25	(7)
－子会社	71,735	69,507	2,228
合計	**71,753**	**69,532**	**2,221**

第三者に付与された保証は、主に中米経済統合銀行（BCIE）の利益となる銀行保証18百万ユーロであり、2017年にエネル南アメリカがエネル・エスピーエーに統合した後に付与された。

子会社の代理として発行したその他の保証には以下がある。

- ヨーロッパおよび他の市場で発行された債券を保証するため、エネル・ファイナンス・インターナショナルNVの代理として発行した36,305百万ユーロ
- エネル・ノースアメリカの代理11,686百万ユーロ
- 事業計画に基づく新規プロジェクトの進展のためエネル・グリーン・パワーが管理する様々な会社に代わって発行した6,580百万ユーロ
- イー・ディストリブッツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー、エネル・グリーン・パワー・イタリア・エスアールエル、エネル・グリーン・パワー・ペルー・リミテッド、エネル・ソール・エスアールエルおよびエネル・エックス・モビリティ・エスアールエルへの貸出の保証として欧州投資銀行（EIB）に発行した3,448百万ユーロ
- エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーの代理としてユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラムを担保するための、2,739百万ユーロ
- 米国企業のエネル・ファイナンス・アメリカ・エルエルシーが米国市場でのコマーシャル・ペーパープログラムを担保するための955百万ユーロ
- エネル・グリッド・エフィシエンシーIIローンを受領したイー・ディストリブッツィオーネ・エスピーエーの代理としてカーサ・デポジティ・エ・プレスティティに発行した1,407百万ユーロ
- 電力購入契約に基づく義務のため、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレの代理としてエネル・エスピーエーがシングル・バイヤーに発行した1,150百万ユーロ
- 組織的従業員削減プラン（法令第92/2012号第4条）への参加を決定した従業員を有する様々なグループ会社の代理としてINPSに発行した939百万ユーロ
- エネル・イタリア、エネル・イノベーション・ハブス、エネル・グローバル・トレーディング、エネル・プロデュツィオーネ、エネルパワー、ヌオベ・エネルギー、エネル・エスアイ、エネル・グリーン・パワー、エネル・ソールおよびエネル・エックス・イタリアの代理としてグループのVAT 手続きに参加することに関して税務当局に発行した583百万ユーロ
- 送電サービスの合意に関して、イー・ディストリブッツィオーネ、エネル・グローバル・トレーディング、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーンパワー・イタリア・エスアールエルおよびエネル・エネルギアの代理としてテルナに発行した786百万ユーロ

- ガス輸送能力について、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエー、エネル・エスアイ・エスアールエルおよびエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーおよびヌオヴァ・エネルギア・エスアールエルの代理としてスナム・レテ・ガスに発行した306百万ユーロ
- エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーおよびエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーの代理として、エネルギー・マーケット・オペレーターを保証した銀行へのカウンター・ギャランティーの発行300百万ユーロ
- 電力購入について、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーの代理としてアールダブリューイー・アンド・トレーディング・ジーエムビーエイチに発行した50百万ユーロ
- 電力市場での取引のため、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーの代理としてイーオン・エネルギー・トレーディングに発行した50百万ユーロ
- ガス供給について、エネル・グローバル・トレーディング・エスピーエーの代理としてウィンガス・ギーエムービーエイチ・アンド・シーオー・ケージーに発行した32百万ユーロ
- 賃貸契約に基づく義務の履行について、エネル・イタリア・エスピーエーの代理としてエクセルシア・ノベに発行した37百万ユーロ
- 子会社の代理として親会社による財務支援活動の一環として様々な受益者に発行した4,383百万ユーロ

2019年12月31日と比較し、子会社の代理として発行したその他の保証の増加は、主に当社の流動性目標に沿ったCPプログラムの増加を反映している。
親会社として、主に債権譲渡について、エネル・エスピーエーは複数のグループ会社にレター・オブ・パトロネージの保証も行っている。

注記40 偶発債務および資産

エネル・エネルギアおよびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレに対する反トラスト訴訟

2017年5月11日、競争当局はエネル・エスピーエー（「エネル」）、エネル・エネルギア・エスピーエー（「EE」）およびセルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナーレ（「SEN」）に対し、市場支配的地位の濫用の疑いについて検査の同時実施を伴う審議を開始すると発表した。審議は、イタリアのエネルギー卸売業者貿易業者協会（AIGET）とグリーン・ネットワーク・エスピーエー（GN）からの告訴と、個々の消費者からの告訴に基づいて開始された。競争当局によって申し立てされた告発によると、エネル・グループは、規制市場における電力の分配と販売の統合された参加者として、また住宅用および非住宅用低電圧顧客のための小売市場の自由化の重要な段階において、排他的戦略に従事し、自由市場で営業するグループ企業の利益のため（EE）、統合されていない競合他社の妨害が可能な一連の複製不可能な商業戦略を用いた排他的戦略に関与したとの疑いがあるとのことだった。
2018年12月20日、競争当局は最終判決を下し、2019年1月8日に当事者に通知した。判決は、エネル・エスピーエー、SENおよびEEに対し、TFEU（Treaty on the Functioning of the European Union）第102条の市場支配的地位の濫用に違反したとして、93,084,790.50ユーロの罰金を課すものであった。
争点となった行為は、プライバシー同意制度の一環として取得した規制市場の顧客データの違法利用を通じた排他的戦略の採用である。

問題となった行為は、当グループの事業会社、特にEEの一部である小売電力供給の自由市場から競合他社を排除する戦略を採用したことであり、この戦略は、規制市場でサービスを受けているSENの顧客と連絡を取るために、消費者のプライバシーに関する同意を利用して当グループ内でサービスを提供するものであった。
物理的な拠点（エネル・ポインツおよびエネル・ポイント・パートナー・ショップス）での販売活動、組織、およびGNにより報告されたウィンバック規定に関する、訴訟を開始するためのその他の申し立てについて、競争当局は、予備調査結果は、エネルのグループ会社の一部で乱用行為を行ったとする十分な証拠を入手できていないという決断を下した。
関係企業はラツィオ州行政裁判所に対し、この判決を無効とするよう上訴した。2019年10月17日に提出された同裁判所の決定は、SENとEEが提出した上訴を部分的に支持し、競争当局のペナルティ裁定で言及されている当初の5年5ヶ月の期間ではなく、1年9ヶ月の期間に違反行為が行われたと宣言し、競争当局に裁定で指定された基準に従ってペナルティを再計算するよう要求した。同時に、地方行政裁判所は、親会社がSENおよびEEと共同および複数の責任を負っているとされる理由についてのみ、エネルの上訴を却下した。したがって、罰金の再計算に自主的な財政的影響はなかった。2019年11月27日の措置により、競争当局は再計算された罰金を27,529,786.46ユーロに設定した。
地方行政裁判所の判決は、エネル・グループの3社から国務院に上訴され異議を申し立てられ、競争当局が課した罰金の再計算措置の停止を求める予防的要請が国務院に提出された。

2020年2月20日に開催された予審においては、紛争における弁論の審理の期日を設ける国家評議会のその後の決定および結果としての2020年5月21日の最終決定を考慮して、この申立てに関する議論は行われなかった。
2020年7月20日の命令で、国務院（3社を弁護する弁護士の従属的な申し立てを受け入れていた）は、3つの判決を併合した後、その判決を保留とし、この問題を欧州司法裁判所（CJEU） に、TFEUの第267条に従って予備的な判決として付託するよう命じ、本件に適用される「支配的地位の乱用」の概念の解釈を明らかにすることを目的としたいくつかの質問を作成した。2020年9月11日及び18日に、CJEUはEE、SEN及びエネルに対し、TFEU第267条に基づく手続きの開始をそれぞれ通知し、各企業は陳述書を提出し、審議の継続を待っている。
CJEUにおける審議開始までの間、エネル、EE及びSENは、地方行政裁判所の係争中の判決の執行可能性の保留及び罰則の再計算措置を求める追加の予防的請願書を国務院に提出した。
2020年11月11日の予備審問の後、11月16日に公表された同一内容の3つの命令により、国務院は、エネルから提出された保留要請を承認し、エネルに対する不利な最終判決が下された場合のペナルティの支払いの保証として、予備命令により保留された罰金と同額の金額の保証を競争当局に代わって最初に要求することを求めた。
その後、国務院は、別途の判決をもって、保留されている審議が2021年11月11日までに再開されることができると信じて、上訴の最終審理の日を決定した。そのため、当社はまだ最終判決を待っている状態である。

ビーイージーに関する訴訟

ビーイージー・エスピーエーがイタリアで仲裁手続を申請した後、エネルパワー・エスピーエーは、自社がアルバニアの水力発電所建設契約に反したとする損害に対する訴えを完全に棄却するという有利な判決を2002年に勝ち取り、破棄院も2010年にこれを支持した。この結果、ビーイージーはアルバニアの企業である子会社のアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケー（ABA）を通じ、エネルとエネルパワー・エスピーエーをこの件で訴えた。ティラナ地方裁判所は、アルバニア最高裁の支持を得て、エネルパワーとエネルに対し、2004年の不法行為による被害への賠償金として約25百万ユーロの支払いを、また、その後の数年での被害について不特定額の支払いを命じた。ABAは、この判決を受けて430百万ユーロを超える支払を要求した。

アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが講じた法的措置を通じてイタリアで発行され、エネルパワー・エスピーエーを勝訴とした仲裁の遵守を逸脱したことを理由に、エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーがビーイージー・エスピーエーの債務を確認することを求めてローマ裁判所に申し立てた追加的訴訟の第一段階の裁定は、2015年6月16日の決定によって完了した。エネルパワーとエネルは、この訴訟で裁判所に対し、ビーイージーの賠償責任を認め、アルバニアの裁判所が出した判決が執行された場合には、エネル側がアルバニア・ビーイージー・アンビエントに支払を要求される可能性がある額の支払をビーイージーに命令することを求めた。ローマ裁判所は、この決定で、アルバニアでの判決が執行可能であることを宣言した裁判所がこれまでにないので、ビーイージーが被告適格を有しないか、そうでないとしてもエネルおよびエネルパワーが訴えの利益を欠いているのだから申立ては認められないと判断した。裁判所は、訴訟費用の相殺を命じた。エネルおよびエネルパワーはこの判決の全面的破棄を求めるローマ控訴院への控訴を行った。2021年2月18日に予定されていた審理は2021年11月11日まで延期された。

2016年11月5日、エネルとエネルパワーは、アルバニアの破棄院に申立てを行い、2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決を無効にするよう求めた。現在もこの訴訟は未決である。

2009年3月24日のティラナ地方裁判所の判決内容を執行するため、アルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケー（ABA）による訴訟手続きが行われている。

ABAは、ニューヨーク州およびアイルランドの裁判所においてアルバニアの判決の承認および執行を求める2件の手続を開始したが、いずれの裁判所もそれぞれ2018年2月23日および2月26日にエネルおよびエネルパワーを勝訴とする判決を下した。したがって、アイルランドまたはニューヨークで係属している訴訟はない。

フランス

2012年2月、ABAはパリの大審裁判所(TGI)に、エネルとエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスでも適用するよう求める訴えを起こした。エネルとエネルパワーはこれに対し反訴した。

TGIでの審理の開始を受けて、ABAの主導権により再度、エネル・フランスは2012年から2013年の間に2件の売掛金の事前差押命令を受けた。これはエネル・フランスについてのエネル・エスピーエーの売掛金を差し押さえることが目的である。

2018年1月29日、TGIはエネルおよびエネルパワーの勝訴の裁定を言い渡し、執行認可を与える目的のためには、フランス法の下で要件が欠如していることを理由に、ABAによるティラナ地方裁判所の判決のフランスにおける認識および執行の申立てを退けた。とりわけ、TGIは以下のように裁定した。(i) アルバニアにおける判決は既存の裁定と相反しており、今回は2002年の仲裁裁定がそれに該当する。(ii) ビーイージーがイタリアにおける仲裁手続きで得られなかった決定をアルバニアで得ようとして、ABAを通じて同一の請求を再度申し立てたことは不正行為にあたる。

ABAは判決に上訴した。パリ控訴裁判所での審理は2021年2月2日に行われ、判決はまだ下されていない。

オランダ

2014年7月末の時点で、ABAはアムステルダム裁判所に提訴し、アルバニアでの判決をオランダでも適用するよう求めている。2016年6月29日、同裁判所は以下の判決を下した。(i) アルバニアの判決は、オランダでの認定と執行の条件を満たしている。(ii) エネルとエネルパワーに対し、60,673.78ユーロの費用および付帯費用に加え、433,091,870.00ユーロをABAに支払うことを命じる。(iii) 暫定的に執行可能な判決を宣言することを求めたABAの要求を却下。

2016年6月29日、エネルとエネルパワーは同日に言い渡されたアムステルダム裁判所の判決を不服として控訴を行った。2016年9月27日、ABAも、2016年6月29日の裁判所の第一レベルの判決を不服として控訴し、本案の部分滅失を覆すよう求めた。2017年4月11日、アムステルダム控訴院はエネルとエネルパワーの求めを認め、他の2件の未決の控訴にこの件を加えた。

2018年7月17日の判決で、アムステルダム控訴院は、エネルおよびエネルパワーによる抗告を支持し、アルバニアの判決はオランダでは執行不可能であると言い渡した。控訴院は、アルバニアの判決は恣意的かつ明らかに不合理であり、オランダの公の秩序に反すると判断した。これらの理由により、裁判所はエネルおよびエネルパワーの追加の申立を分析する必要はないとの見解を示した。

ABAが提起した従属質問に関し、控訴院での審議は継続した。質問は、アルバニアの争議の本案の判決に従って判決を下すよう依頼したもので、特にエネルおよびエネルパワーによるアルバニアでの工場建設が失敗したことに対する非契約責任が生じる疑いについてである。2019年12月3日、アムステルダム控訴院は2016年6月29日の第一審裁判所の判決を破棄する判決を下し、ABAが行ったすべての請求を退けた。同裁判所は、ABAの従属請求に対するその管轄権を肯定した上で、アルバニア法に基づく事件の本案の再分析後にこの結論に達した。したがって、エネルおよびエネルパワーはABAに何らかの金額を支払う責任を負っておらず、後者は実際に、特別な手続の一部としてその後定量化される違法な保全のための差押えにおいて発生した損失ならびに事実審および控訴審の手続きの費用を控訴人である両社に補償することを、同控訴院により命じられた。

2020年3月3日、ABAは控訴院の判決に対して、オランダ最高裁判所に上告状を提出した。2020年4月3日、エネルとエネルパワーが最高裁判所に出廷した。両当事者間の陳述の交換に続いて、2020年7月17日、最高裁判所はEU法務官にこの事件について意見を述べるよう命じた。2021年2月5日、EU法務官はエネルとエネルパワーに有利な意見を出し、ABAが提出した異議申し立てを却下するよう求め、2021年2月19日、ABAはEU法務官の意見に対して回答を提出した。その決定はまだ下されていない。

ルクセンブルク

ルクセンブルクでも、ABAの主導により、JPモルガンバンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの売掛金に関する事前差押えの命令に協力した。 並行して、ABAはティラナ地方裁判所の判決内容をルクセンブルクで執行するための訴状を提出した。この手続きは依然として進行中であり、両当事者間の陳述の交換は行われたが、判決はまだ言い渡されていない。

キノの仲裁申請　-メキシコ

2020年9月16日、キノ・コントラクター・エスエーディーイーシーヴィ、キノ・ファシリティーズ・エスエーディーイーシーヴィ、エネル・エスピーエーは、パルケ・ソーラー・ドンホセ・エスエーディーイーシーヴィ、ヴィラヌエヴァ・ソーラー・エスエーディーイーシーヴィ、およびパルケ・ソーラー・ヴィラヌエヴァ・トレス・エスエーディーイーシーヴィ（併せて「プロジェクト会社」とする）から、仲裁手続を申し立てた三社が所有するソーラープロジェクトに関する契約である、 (i) キノ・コントラクターによるEPC契約の一部の条項の違反、および (ii) キノ・ファシリティーズによる資産管理契約の一部の条項の違反を申し立てた仲裁要請の通知を受けた。
上記契約に起因するキノ・コントラクターおよびキノ・ファシリティーズの債務の保証人であるエネル・エスピーエーも仲裁手続に呼ばれているが、具体的な請求はされていない。
エネル・グリーン・パワー・エスピーエが非支配株主となっているプロジェクト会社は、ケベック州貯蓄投資公庫およびCKD インフラストラクチュラ・メヒコ・エスエーディーイーシーヴィによって支配されている。手続きは準備段階にあり、調停委員会の設立が進行中である。この主張は、暫定的に約140百万ドルと予測されており、プロジェクト会社は自身の訴えを暫定的に約15.4百万ドルに値すると予測している。

注記41 将来の会計基準

以下は、2019年12月31日以降に当グループにおいて効力を発する会計基準、改訂および解釈指針の一覧である。

- **「IFRS第16号の改訂－*COVID-19関連レント・コンセッション*」は、2020年5月28日に発行された。これは、借手が、レント・コンセッション（賃料の支払猶予、リース料の支払猶予、一定期間の賃料減額、将来の賃料上昇が起こり得る可能性がある）が新型コロナウイルス感染症拡大による直接的な結果であり、かつ、一定の条件を満たす場合には、それをリースの変更として計上しないことを容認するものである。IFRS第16号によれば、リース条件の変更とは、当初のリース条件の一部ではないリースの範囲又はリースの対価の変更をいう。従って、レント・コンセッションは、当初の賃貸借契約に規定されていない限り、賃貸借契約の変更を意味する。この改訂は借手にのみ適用され、貸手はIFRS第16号の現行規定を適用する必要があるが、2020年6月1日以降に開始する年次報告期間について遡及的に適用されるものであり、当社は早期適用をしていない。**
- **2020年1月に公表された「IAS第1号の改訂－*負債の流動負債または非流動負債への分類*」。この改訂は、負債の表示に関するIAS第1号の規定に関連するものである。より具体的には、この変更は以下の点を明確化している。**

－ 負債を流動または非流動に分類する際に採用する基準。決済を延期する企業の権利が意味する事項および当該権利が報告期間末時点で存在していなければならないことが明記された。
－ 分類は、企業が負債の決済を延期する権利を行使する時点に関する経営者の意図または予想の影響を受けない。
－ 報告期間の期末日において企業が貸付条件を満たしている場合に限り、たとえ債権者がそれより後になるまで遵守を確認しなくても、延期する権利が存在すること。
－ 決済とは、現金、資本性金融商品、その他の資産またはサービスの相手方当事者への移転をいう。

この改訂は、承認を条件として、2023年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

＞ 2020年5月に公表された「IFRS第3号の改訂-*概念フレームワークへの参照*」。改訂の意図は、規程を大幅に変更することなく、2018年3月に発行された財務報告に関する概念フレームワーク改訂版（概念フレームワーク）に規定された資産および負債の定義の参照先を置き換えることである。

また、IFRS第3号に、「IAS第37号　引当金、偶発負債および偶発資産」、「IFRIC解釈指針第21号 賦課金」の範囲内にある取引およびその他の事象について、企業結合において引き受けた負債を識別するために、取得企業はIAS第37号またはIFRIC第21号（概念フレームワークの代わりとして）を適用するという要件を追加している。

最後に、本改訂は、企業結合により取得される偶発資産に関するIFRS第3号の現行ガイドラインを明確にし、資産が取得日に存在することが確実でない場合には、偶発資産を認識しない旨を規定している。

この改訂は、承認を条件として、 2022年1月1日以後に開始する年次会計期間から発効する。

＞ 2020年5月に公表された「IAS第37号の改訂－*不利な契約－契約履行のコスト*」。本改訂は、企業が契約を履行するためのコストを決定する際に、当該契約が不利であるかどうかを評価するためにどのコストを含めるかを規定している。契約を履行するコストは、契約に直接関連するコストを含む。これらのコストは、契約を履行するための増分原価、または契約の履行に直接関連する他の原価の配賦から構成される。改訂は、承認を条件として、 2022年1月1日以後に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

＞ 2020年5月に公表された「IFRSの年次改善（2018年-2020年サイクル）」。主に以下の基準の改訂で構成されている。

－ 「IFRS第1号－国際財務報告基準の初度適用」：親会社がIFRS第1号を適用した後に初めてIFRS基準を適用する投資先（子会社、関連会社、ジョイントベンチャー）のIFRS第1号の適用を簡素化する。具体的には、投資先がIFRSを親会社よりも後に適用し、IFRS第1号のD 16 (a)項 を適用している場合、投資先は、IFRSへの移行日を基準として、すべての在外営業活動体の累積換算差額を親会社の連結財務諸表に含まれる金額で測定することを選択できる。

- 「IFRS第9号 －金融商品」：金融負債の認識の中止に関する「10%」基準に含まれる手数料について、金融負債の新規または変更後の条件が当初の金融負債の条件と実質的に異なるかどうかを評価する際に企業が含める手数料を明確にしている。特に、当該手数料には、借手と貸手との間で支払われた又は受領された手数料のみが含まれ、これには、借手又は貸手のいずれかが他方のために支払うまたは受領する手数料が含まれる。
- 「IFRS第16号－リース」：国際会計基準審議会は、「IFRS第16号 リース」の例示事例13を改訂した。具体的には、本改訂により、例示事例13でリース・インセンティブの要件を例示した方法により生じるIFRS第16号の適用における混乱の可能性が排除される。この例では、リース物件の改良に関連する償還が含まれていたが、償還がリース・インセンティブとして適格かどうかについては説明されていなかった。本改訂は、本事例から借地権改良に関する償還の例示を削除するものである。

  改正は、承認を条件として、2022年1月1日以降に開始する年次会計期間について将来に向けて適用され、早期適用が認められる。

＞ 2020年8月に公表された「IFRS第9号、IAS第39号、IFRS第7号およびIFRS第16号の改訂－金利指標改革－フェーズ2」。本改訂は、2019年に発行された改訂（金利指標改革－フェーズ1）を補足するものであり、指標が改定された後、または代替金利指標に置き換えられた後に財務報告に影響を及ぼす可能性のある問題に対処するものである。フェーズ2における改訂の目的は、(i) 金利決定のための金利指標の改革により、契約上のキャッシュ・フロー又はヘッジ関係に変動が生じた場合のIFRSの適用、及び (ii) 財務諸表の利用者に対する情報の提供について企業を支援することである。

また、フェーズ1の例外が適用されなくなった場合、企業は、IBOR改革の下で要求される変更を反映するために、変更が行われた年度末までにヘッジ関係の文書を修正することが要求される（このような変更はヘッジ関係の中止を意味するものではない）。ヘッジ関係の文書におけるヘッジ対象の記載が変更された場合、ヘッジ準備金に計上された金額は、将来のヘッジ対象キャッシュ・フローの基礎となる代替金利指標に基づくものとみなされます。

本改訂は、金利指標改革および関連するリスク管理活動から生じるリスクに対する企業のエクスポージャーに関する追加的な開示を要求する。

この改訂は、承認を条件として、2021年1月1日以降に開始する年次会計期間から発効し、早期適用が認められる。

＞ 2021年2月に公表された「IAS第1号及びIFRS実務記述書第2号の改訂－*会計方針の開示*」：本改訂は、企業が個別財務諸表にどの会計方針を開示するかを決定する際の支援を目的としたものであり、IAS第1号の修正により、企業は重要な会計方針ではなく、重要な会計方針情報を開示することが要求されている。重要性の概念を会計方針の開示にどのように適用するかについての指針は、IFRS実務記述書第2号の改訂において規定されている。改訂は、承認を条件として、2023年1月1日以降に開始する年次会計期間について発効し、早期適用が認められる。

＞　2021年2月に公表された「IAS第8号の改訂－*会計上の見積りの定義*」。本改訂は、企業が会計方針の変更を会計上の見積りの変更とどのように区別すべきかを明確にしている。会計上の見積りの変更の定義は、「測定上の不確実性の対象となる財務諸表上の金額」としての会計上の見積りの定義に置き換えられた。改訂は、承認を条件として、 2023年1月1日以降に開始する年次会計期間について発効し、早期適用が認められる。

当社は、将来におけるこの条項の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記42 後発事象

ムーディーズによるエネルの長期格付け「Baa 1」への引き上げ

ムーディーズ・インベスターズ・サービスは2021年1月15日、エネル・エスピーエーの長期債務の格付けを従来の「Baa 2」 から 「Baa 1」 に格上げしたと発表した。格上げの主な評価要因の中で、ムーディーズは以下に注目した。

＞　大規模分散と地理的分散による収益変動の低さ。

＞　当グループのEBITDAの80%を占める規制下のネットワークと契約発電による安定的な収益。

＞　営業活動からの資金/純債務は20%を超えており、財務状況は堅調である。

エネル・リノヴァビリ・エスアールエルのEGP アメリカス・エスピーエーへの吸収合併

2021年2月1日、エネル・リノヴァビリ・エスアールエルは、エネル・エスピーエーのチリの子会社であるEGP アメリカス・エスピーエーに吸収合併された。

今回の合併は、チリを除く中南米の再生可能エネルギー事業をエネル・アメリカスに統合することを目的としたエネル・グループの保有株式の広範な再編の一環であり、EGPアメリカスがチリの法律に基づいてエネル・アメリカスに吸収合併される前の段階として行った。

合併の発効日において、エネル・エスピーエーのEGPアメリカス・エスピーエーへの投資の帳簿価額は4,669百万ユーロである。

エネルの取締役会は、最大30億ユーロまでのハイブリッド債の発行を承認した

2021年2月25日、エネル・エスピーエーの取締役会は2021年12月31日までに、永久債を含む1件または複数件の非転換劣後債を最大30億ユーロまで発行することを承認した。この債券は、私募を含め、欧州および欧州以外の機関投資家にのみ発行される。

総額22億50百万ユーロのハイブリッド債の新規発行

当社は2021年3月4日、欧州市場の機関投資家向けに22億50百万ユーロのマルチトランシェ非転換型劣後永久ハイブリッド債を発行することができた。

今回の起債は、ハイブリッド債を追加発行することで、当グループの資本構成を強化・最適化するものであり、年間400億ユーロ程度の直接投資を想定した「2021～2023年戦略計画」 に掲げた当グループの成長を支えるものである。

この発行は、2021年2月25日の当社取締役会の決議に基づいて行われ、2021年12月31日までに、最大30億ユーロの非転換型ハイブリッド劣後社債を発行することが承認された。

エネルが持続可能性に関連した世界最大のサスティナビリティ連動型回転信用枠を締結

2021年3月5日、エネル・エスピーエーとそのオランダの子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィー（EFI）は、これまでで最大規模のサスティナビリティ連動型の回転信用枠に100億ユーロ、期間5年で締結した。

グループの財務要件を満たすために使用されるこの信用枠は、温室効果ガスの直接排出（グループスコープ1の電気と熱の生産からのCO 2換算排出量）で構成される主要業績評価指標と連動しており、国連の持続可能な開発目標（SDG）の 目標13 「気候行動」の達成に貢献すること、および、当グループの「サスティナビリティ関連融資の枠組み」に沿っている。当該事項については、VigeoEirisからの第三者意見を受けている。

当該信用枠は、エネルとEFIが2017年12月に締結した従来の100億ユーロの回転信用枠に代わるもので、以前の信用枠よりもオールイン・コストが低い。

エネル・アメリカスSA株式および米国預託株式に対する任意の一部株式公開買付け

中南米におけるエネル・グループの非在来型再生可能エネルギー事業（チリを除く）をチリの上場子会社であるエネル・アメリカスに統合するための企業再編の一環として、2021年3月15日、同社は投資家向けに公表したとおり、エネル・アメリカスの普通株式と米国預託株式（ADS） を対象として、総額7,608,631,104株（ADSの株式を含む）を上限として、同社の発行済株式資本の10%に相当する額（買付け）を対象とする株式の一部公開買付けを任意で実施した。

本公開買付けは、米国とチリでの任意の株式公開買付けとして実施される。

募集期間は3月15日から2021年4月13日までである。

本公開買付けは、2021年4月1日に行われたEGPアメリカスとエネル・アメリカスの合併の効力を前提としている。

最大支出総額約1兆652億チリ・ペソ（約12億ユーロに等しい[29]）は、内部で生み出されたキャッシュ・フローと既存の借入能力によって賄われた。

任意の一部株式公開買付けとEGPアメリカスの合併の完了後、エネルは現在流通しているエネル・アメリカスの株式資本の約82.3%を所有していることになる。

29　2021年3月12日現在の為替レート853.44チリ・ペソ/ユーロで算出。

注記43 CONSOB「発行体の規制」第149-12条に規定される監査人の手数料

2020年12月31日現在、エネル・エスピーエおよびその子会社が独立監査人およびそのサービス・ネットワークに属する事業体にサービスの対価として2020年に支払った手数料を、CONSOB「発行体の規制」第149-12条の定めるところに従い以下の表に記載する。

サービスの分類	サービスを提供する事業体	費用 （百万ユーロ）
エネル・エスピーエー		
監査	内訳	
	－KPMGエスピーエー	1.4
	－KPMGネットワークのエンティティ	-
認証サービス	内訳	
	－KPMGエスピーエー	0.8
	－KPMGネットワークのエンティティ	-
その他サービス	内訳	
	－KPMGエスピーエー	-
	－KPMGネットワークのエンティティ	-
合計		**2.2**
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	－KPMGエスピーエー	3.3
	－KPMGネットワークのエンティティ	8.0
認証サービス	内訳	
	－KPMGエスピーエー	0.4
	－KPMGネットワークのエンティティ	0.9
その他サービス	内訳	
	－KPMGエスピーエー	-
	－KPMGネットワークのエンティティ	-
合計		**12.6**
合計		**14.8**

前へ　次へ

Consolidated financial statements

Income Statement

Millions of euro	Notes	2020	of which with related parties	2019	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	9.a	62,623	*4,038*	77,366	*4,804*
Other income	9.b	2,362	*10*	2,961	*16*
	[Subtotal]	**64,985**		**80,327**	
Costs					
Electricity, gas and fuel [1]	10.a	25,049	*5,385*	38,082	*7,189*
Services and other materials [1]	10.b	18,298	*2,958*	18,836	*2,617*
Personnel expenses	10.c	4,793		4,634	
Net impairment losses on trade receivables and other financial assets	10.d	1,285		1,144	
Depreciation, amortization and other impairment losses	10.e	7,163		9,682	
Other operating costs [1]	10.f	2,202	*202*	2,693	*235*
Capitalized costs	10.g	(2,385)		(2,355)	
	[Subtotal]	**56,405**		**72,716**	
Net income expense from commodity derivatives	11	**(212)**	*1*	**(733)**	*11*
Operating profit		**8,368**		**6,878**	
Financial income from derivatives	12	1,315		1,484	
Other financial income	13	2,763	*62*	1,637	*88*
Financial expense from derivatives	12	2,256		1,142	
Other financial expense	13	4,485	*71*	4,518	*46*
Net income from hyperinflation		57		95	
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments	14	(299)		(122)	
Pre-tax profit		**5,463**		**4,312**	
Income taxes	15	1,841		836	
Profit from continuing operations		**3,622**		**3,476**	
Profit/(Loss) from discontinued operations		-		-	
Profit for the year (owners of the Parent)		**3,622**		**3,476**	
Attributable to owners of the Parent		2,610		2,174	
Attributable to non-controlling interests		1,012		1,302	
Basic earnings/(loss) per share attributable to owners of the Parent (euro)		*0.26*		*0.21*	
Diluted earnings/(loss) per share attributable to owners of the Parent (euro)		*0.26*		*0.21*	
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to owners of the Parent (euro)		*0.26*		*0.21*	
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to owners of the Parent (euro)		*0.26*		*0.21*	

(1) The 2019 figures have been adjusted to take account of the reclassification of the result of the measurement of contracts for the purchase of commodities with physical settlement (IFRS 9) from "Other operating costs" to "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Statement of Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2020	2019
Profit for the year		**3,622**	**3,476**
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(268)	39
Change in fair value of hedging costs		(99)	120
Share of the other comprehensive expense of equity-accounted investments		(9)	(57)
Change in the fair value of financial assets at FVOCI		(1)	5
Change in translation reserve		(4,510)	(481)
Other comprehensive income/(expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net assets for employee benefits		(353)	(502)
Change in fair value of equity investments in other companies		(21)	-
Total other comprehensive expense for the year	35	**(5,261)**	**(876)**
Comprehensive income/(expense) for the year		**(1,639)**	**2,600**
Attributable to:			
- owners of the Parent		(1,028)	1,745
- non-controlling interests		(611)	855

Statement of financial position

Millions of euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2020**		at Dec. 31, 2019	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	17	78,718		79,809	
Investment property	20	103		112	
Intangible assets	21	17,668		19,089	
Goodwill	22	13,779		14,241	
Deferred tax assets	23	8,578		9,112	
Equity-accounted investments	24	861		1,682	
Non-current financial derivative assets	25	1,236	*21*	1,383	*15*
Non-current contract assets	26	304		487	
Other non-current financial assets	27	5,159	*1,144*	6,006	
Other non-current assets	29	2,494		2,701	
	[Total]	**128,900**		**134,622**	
Current assets					
Inventories	31	2,401		2,531	
Trade receivables	32	12,046	*863*	13,083	*896*
Current contract assets	26	176		166	
Tax assets		446		409	
Current financial derivative assets	25	3,471		4,065	*8*
Other current financial assets	28	5,113	*190*	4,305	*27*
Other current assets	30	3,578	*164*	3,115	*183*
Cash and cash equivalents	33	5,906		9,029	
	[Total]	**33,137**		**36,703**	
Assets classified as held for sale	34	**1,416**		**101**	
TOTAL ASSETS		**163,453**		**171,426**	

Millions of euro	Notes				
LIABILITIES AND EQUITY		**at Dec. 31, 2020**		at Dec. 31, 2019	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Equity attributable to the owners of the Parent					
Share capital		10,167		10,167	
Treasury share reserve		(3)		(1)	
Other reserves		(39)		1,130	
Retained earnings		18,200		19,081	
	(Total)	**28,325**		**30,377**	
Non-controlling interests		**14,032**		**16,561**	
Total equity	35	**42,357**		**46,938**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	36	49,519	*984*	54,174	*715*
Employee benefits	37	2,964		3,771	
Provisions for risks and charges (non-current portion)	38	5,774		5,324	
Deferred tax liabilities	23	7,797		8,314	
Non-current financial derivative liabilities	25	3,606		2,407	
Non-current contract liabilities	26	6,191	*161*	6,301	*151*
Other non-current liabilities	39	3,458		3,706	
	(Total)	**79,309**		**83,997**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	36	6,345		3,917	
Current portion of long-term borrowings	36	3,168	*108*	3,409	*89*
Provisions for risks and charges (current portion)	38	1,057		1,196	
Trade payables	41	12,859	*2,205*	12,960	*2,291*
Income tax liabilities		471		209	
Current financial derivative liabilities	25	3,531		3,554	*8*
Current contract liabilities	26	1,275	*16*	1,328	*39*
Other current financial liabilities	42	622		754	
Other current liabilities	40	11,651	*37*	13,161	*30*
	(Total)	**40,979**		**40,488**	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	34	**808**		**3**	
Total liabilities		**121,096**		**124,488**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**163,453**		**171,426**	

Statement of Changes in Equity (note 35)

Millions of euro	Share capital and reserves attributable to the owners of the Parent																	
	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Other reserves	Translation reserve	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	Reserve from equity-accounted investments	Actuarial reserve	Reserve from disposal of equity interests without loss of control	Reserve from acquisitions of non-controlling interests	Retained earnings	**Equity attributable to owners of the Parent**	**Non-controlling interests**	**Total equity**
At December 31, 2018	**10,167**	**7,489**	**-**	**-**	**2,034**	**2,262**	**(3,317)**	**(1,745)**	**(258)**	**16**	**(63)**	**(714)**	**(2,381)**	**(1,623)**	**19,853**	**31,720**	**16,132**	**47,852**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,050)	**(3,050)**	**(1,190)**	**(4,240)**
Purchase of treasury shares	-	(9)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10)**	**-**	**(10)**
Reclassifications	-	7		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	-	**-**	**-**	**-**
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	**104**	**170**	**274**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	-	**61**	**593**	**654**
Change in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	(220)	41	-	-	-	(11)	-	(3)	-	**(193)**	**1**	**(192)**
Comprehensive income for the year	-	-	-	-	-	-	(265)	94	111	5	(56)	(318)	-	-	*2,174*	**1,745**	**855**	**2,600**
of which:																		
- other comprehensive expense	-	-			-	-	*(265)*	*94*	*111*	*5*	*(56)*	*(318)*	-	-	-	***(429)***	***(447)***	***(876)***
- profit/(loss) for the year	-	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*2,174*	***2,174***	***1,302***	***3,476***
At December 31, 2019	**10,167**	**7,487**	**(1)**	**-**	**2,034**	**2,262**	**(3,802)**	**(1,610)**	**(147)**	**21**	**(119)**	**(1,043)**	**(2,381)**	**(1,572)**	**19,081**	**30,377**	**16,561**	**46,938**
Distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,487)	**(3,487)**	**(1,356)**	**(4,843)**
Purchase of treasury shares	-	(11)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(13)**	**-**	**(13)**
Equity instruments - hybrid perpetual bonds	-	-	-	2,386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2,386**		**2,386**
Reserve for share-based payments (LTI bonus)	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6**	**-**	**6**
Reclassification for curtailment of defined benefit plans (IAS 19) following signing of 5th Endesa Collective Bargaining Agreement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106	-	-	(106)	**-**	**-**	**-**
Reclassifications	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	**(1)**	**-**	**(1)**
Monetary restatement (IAS 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	**105**	**147**	**252**
Transactions in non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	(257)	(13)	-	-	-	(28)	-	280	(2)	**(20)**	**(709)**	**(729)**
Comprehensive expense for the year	-	-	-	-	-	-	(2,987)	(294)	(95)	(22)	(9)	(231)	-	-	2,610	**(1,028)**	**(611)**	**(1,639)**
of which:																		
- other comprehensive expense	-	-	-	-	-	-	*(2,987)*	*(294)*	*(95)*	*(22)*	*(9)*	*(231)*	-	-	-	***(3,638)***	***(1,623)***	***(5,261)***
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*2,610*	***2,610***	***1,012***	***3,622***
At December 31, 2020	**10,167**	**7,476**	**(3)**	**2,386**	**2,034**	**2,268**	**(7,046)**	**(1,917)**	**(242)**	**(1)**	**(128)**	**(1,196)**	**(2,381)**	**(1,292)**	**18,200**	**28,325**	**14,032**	**42,357**

620/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2020	of which with related parties	2019	of which with related parties
Pre-tax profit		**5,463**		**4,312**	
Adjustments for:					
Net impairment losses on trade receivables and other financial assets	10.d	1,285		1,144	
Depreciation, amortization and other impairment losses	10.e	7,163		9,682	
Net financial expense	12-13	2,606		2,443	
Net gains from equity-accounted investments	14	299		123	
Changes in net working capital:		(1,567)		(273)	
- inventories	31	(8)		318	
- trade receivables	32	(1,350)	*33*	(877)	*189*
- trade payables	41	698	*(86)*	(51)	*(633)*
- other contract assets	26	(15)		(31)	
- other contract liabilities	26	(142)		154	
- other assets/liabilities		(750)	*34*	214	*18*
Accruals to provisions		834		515	
Utilization of provisions		(1,202)		(1,838)	
Interest income and other financial income collected	12-13	1,705	*62*	1,582	*88*
Interest expense and other financial expense paid	12-13	(3,690)	*(71)*	(4,235)	*(46)*
Net (income)/expense from measurement of commodities		188		(86)	
Income taxes paid	15	(1,575)		(1,850)	
Net capital gains		(1)		(268)	
Cash flows from operating activities (A)		**11,508**		**11,251**	
Investments in property, plant and equipment	17-20	(8,330)		(8,236)	
Investments in intangible assets	21	(1,218)		(1,023)	
Investments in non-current contract assets		(649)		(692)	
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	7	(33)		(320)	
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	7	154		688	
(Increase)/Decrease in other investing activities		(41)		468	
Cash flows used in investing activities (B)		**(10,117)**		**(9,115)**	
New long-term borrowings	44.3	3,924		8,899	
Repayments of borrowings	44.3	(1,950)	*(104)*	(5,511)	*(89)*
Other changes in net financial debt		(712)	*(176)*	355	
Payments for acquisition of equity investments without change of control and other transactions in non-controlling interests		(1,067)		530	
Issues/(Redemptions) of hybrid bonds		588		-	
Purchase of treasury shares		(13)		(10)	
Dividends and interim dividends paid		(4,742)		(3,957)	
Cash flows from/(used in) financing activities (C)		**(3,972)**		**306**	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		**(497)**		**(76)**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		**(3,078)**		**2,366**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year [1]		9,080		6,714	
Cash and cash equivalents at the end of the year [2]		6,002		9,080	

(1) Of which cash and cash equivalents equal to €9,029 million at January 1, 2020 (€6,630 million at January 1, 2019), short-term securities equal to €51 million at January 1, 2020 (€63 million at January 1, 2019) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €21 million at January 1, 2019.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €5,906 million at December 31, 2020 (9,029 million at December 31, 2019), short-term securities equal to €67 million at December 31, 2020 (€51 milion at December 31, 2019) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €29 million at December 31, 2020.

Notes to the consolidated financial statements

Basis of presentation

1. Form and content of the consolidated financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Milan stock exchange.
There were no changes in the company name in 2020.
Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.
The consolidated financial statements as at and for the year ended December 31, 2020 comprise the financial statements of Enel SpA, its subsidiaries and Group holdings in associates and joint ventures, as well as the Group's share of the assets, liabilities, costs and revenue of joint operations ("the Group").
A list of the subsidiaries, associates, joint operations and joint ventures included in the consolidation scope is attached.
These consolidated financial statements were approved and authorized for publication by the Board of Directors on March 18, 2021.
These consolidated financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements as at and for the year ended December 31, 2020 have been prepared in accordance with international accounting standards (*International Accounting Standards* - IAS and *International Financial Reporting Standards* - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".
The consolidated financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.
The consolidated financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.
The assets and liabilities recognized in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Group; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group.
The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit/ (loss) from continuing operations and profit/ (loss) from discontinued operations attributable to owners of the Parent and to non-controlling interests.
The consolidated cash flow statement is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations.
In particular, although the Group does not diverge from the provisions of IAS 7 in the classification of items:

- cash flows from operating activities report cash flows from core operations, interest on loans granted and obtained and dividends received from associates or joint ventures;

- investing activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets and contract assets related to service concession arrangements. They include, also, the effects of business combinations in which the Group acquires or loses control of companies, as well as other minor investments;
- cash flows from financing activities include cash flows generated by liability management transactions and leases, dividends and interim dividends paid to owners of the Parent and non-controlling interests and the effects of transactions in non-controlling interests that do not change the status of control of the companies involved;
- a separate item is used to report the impact of exchange rates on cash and cash equivalents and their impact on profit or loss is eliminated in full in order to neutralize the effect on cash flows from operating activities.

For more information on cash flows as reported in the statement of cash flows, please see the note on "Cash flows" in the Report on Operations.

The consolidated financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement bases applied to each individual item, and of non-current assets and disposal groups classified as held for sale, which are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell.
The consolidated financial statements are presented in euro, the functional currency of the Parent Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.
The consolidated income statement, the statement of financial position and the consolidated statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in note 2.2 "Significant accounting policies".
The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Use of estimates and management judgment

Preparing the consolidated financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amount of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities at the reporting date. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the period in which the revision is made and in the related future periods.
In order to enhance understanding of the consolidated financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain. Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.
In addition, as regards the impact of the COVID-19 pandemic, the forecasts for future developments in the macroeconomic, financial and business environment in which the Group operates are characterized

by a high degree of uncertainty, which is reflected in the assessments and the estimates produced by management regarding the carrying amounts of the assets and liabilities affected by greater volatility. In this regard, the following sections provide specific information on the estimates and judgments used in the areas of the financial statements most affected by the COVID-19 pandemic, drawing on the information available at December 31, 2020 and considering the constantly evolving scenario. Please see note 9.a "Revenue from sales and services", note 17 "Property, plant and equipment", note 22 "Goodwill", note 37 "Employee benefits" and note 44 "Financial instruments by category" for the main impacts of the COVID-19 pandemic.

With regard to the effects of climate change issues, the Group believes that climate change represents an implicit element in the application of the methodologies and models used to perform estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, the Group has taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management. In this regard, the main items included in the consolidated financial statements at December 31, 2020 affected by management's use of estimates and judgments refer to the impairment of non-financial assets and obligations connected with generation plants, including those for decommissioning and site restoration. For further details on these items, see note 17 "Property, plant and equipment", note 22 "Goodwill" and note 38 "Provisions for risks and charges".

Use of estimates

Revenue from contracts with customers

Revenue from supply of electricity and gas to end users is recognized at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic (and pertaining to the year) meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the period but not yet invoiced that is equal to the difference between the amount of electricity and gas delivered to the distribution network and that invoiced in the period, taking account of any network losses. Revenue between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption.

For more details on such revenue, see note 9.a "Revenue from sales and services".

Impairment of non-financial assets

When the carrying amount of property, plant and equipment, investment property, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and investments in associates/joint ventures exceeds its recoverable amount, which is the higher of the fair value less costs to sell and the value in use, the assets are impaired.

Such impairments are carried out in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 22 "Goodwill".

In order to determine the recoverable amount, the Group generally adopts the value in use criterion. Value in use is based on the estimated future cash flows generated by the asset, discounted to their present value using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and of the specific risks of the asset.

Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent business plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;

- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions on which the calculation of such amounts is based could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
In the current scenario, the analysis of impairment indicators has become even more important as an attempt was also made to assess whether the impact of the COVID-19 pandemic could reduce the carrying amount of certain non-financial assets as at December 31, 2020. For this reason, the Group has carefully considered the effects of the COVID-19 pandemic in determining the existence of impairment indicators for non-financial assets.
Furthermore, in line with its business model and in the context of the acceleration of the decarbonization of the generation mix and driving the energy transition process, the Group has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimated expected cash flows. In this regard, where necessary, the Group has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand in 2030-2050 based on the specific characteristics of the businesses involved.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to the COVID-19 pandemic and climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in note 22 "Goodwill".

Expected credit losses on financial assets

At the end of each reporting period, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgment in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Group's past experience, current market conditions as well as forward-looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (i.e. ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).
In particular, for trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group applies the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the residual life of the asset, generally equal to 12 months.
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for such assets, the Group mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.
For trade receivables and contract assets the Group mainly applies a collective approach based on grouping trade receivables/contract assets into specific clusters, taking into account the specific regulatory and business context. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk, does the Group apply an analytical approach.

In case of individual assessment, PD is mainly obtained from an external provider.
Conversely, for collective assessment, trade receivables are grouped based on shared credit risk characteristics and past due information, considering a specific definition of default.

Based on each business and local regulatory framework as well as differences in customer portfolios also in terms of risk, default rates and recovery expectations, specific clusters are defined.
The contract assets are considered to have substantially the same risk characteristics as the trade receivables for the same types of contracts.

In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Group considers the following assumptions related to ECL parameters:

- PD, assumed as to be the average default rate, is calculated on a cluster basis and taking into consideration minimum 24 month historical data;
- LGD is function of the default bucket's recovery rates, discounted at the EIR; and
- EAD is estimated as the carrying exposure at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not expired and invoices to be issued.

Based on specific management evaluations, the forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect possible future events and macroeconomic scenarios, which may affect the risk of the portfolio or the financial instrument.
In order to take account of the effects of the COVID-19 pandemic on the impairment of trade receivables, specific adjustments were made to the results of the impairment model adopted by the Group based on IFRS 9 (so-called "post-model adjustments"), determined mainly on the basis of an expert credit judgment based on the deterioration in the collection status of certain customer segments.
For additional details on the key assumptions and inputs used please refer to note 44 "Financial instruments by category".

Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012

Law 134 of August 7, 2012 containing "urgent measures for growth" (published in the *Gazzetta Ufficiale* of August 11, 2012), introduced a sweeping overhaul of the rules governing hydroelectric concessions. Among its various provisions, the law establishes that five years before the expiration of a major hydroelectric water diversion concession and in cases of lapse, relinquishment or revocation, where there is no prevailing public interest for a different use of the water, incompatible with its use for hydroelectric generation, the competent public entity shall organize a public call for tenders for the award for consideration of the concession for a period ranging from 20 to a maximum of 30 years.
In order to ensure operational continuity, the law also governs the methods of transferring ownership of the business unit necessary to operate the concession, including all legal relationships relating to the concession, from the outgoing concession holder to the new concession holder, in exchange for payment of a price to be determined in negotiations between the departing concession holder and the grantor agency, taking due account of the following elements:

- for intake and governing works, penstocks and outflow channels, which under the consolidated law governing waters and electrical plants are to be relinquished free of charge (Article 25 of Royal Decree 1775 of December 11, 1933), the revalued cost less government capital grants, also revalued, received by the concession holder for the construction of such works, depreciated for ordinary wear and tear;
- for other property, plant and equipment, the market value, meaning replacement value, reduced by estimated depreciation for ordinary wear and tear.

While acknowledging that the new regulations introduce important changes as to the transfer of ownership of the business unit with regard to the operation of the hydroelectric concession, the practical application of these principles faces difficulties, given the uncertainties that do not permit the formulation of a reliable estimate of the value that can be recovered at the end of existing concessions (residual value).
Accordingly, management has decided it could not produce a reasonable and reliable estimate of residual value.
The fact that the legislation requires the new concession holder to make a payment to the departing concession holder prompted management to review the depreciation schedules for assets classified as to be relinquished free of charge prior to Law 134/2012 (until the year ended on December 31, 2011, given that the assets were to be relinquished free of charge, the depreciation period was equal to the closest date between the term of the concession and the end of the useful life of the individual asset), calculating depreciation no longer over the term of the concession but, if longer, over the useful l life of the individual assets. If additional information becomes available to enable the calculation of residual value, the carrying amounts of the assets involved will be adjusted prospectively.

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances where this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.
For more information on financial instruments measured at fair value, please see note 48 "Assets and liabilities measured at fair value".
In accordance with IFRS 13, the Group includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust

the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, using the method discussed in note 48.
Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments, especially in current conditions where markets are volatile and the economic outlook is highly uncertain and subject to rapid change.

Development expenditure

In order to determine the recoverability of development expenditure, the recoverable amount is estimated making assumptions regarding any further cash outflow that is expected to be incurred before the asset is ready for use or sale, the discount rates to be applied and the expected period of benefits.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Group's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.
The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost.
These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.
Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.
With regard to the COVID-19 pandemic, the Group has carefully analyzed the possible impacts of the economic crisis generated by the emergency on the actuarial assumptions used in the measurement of the actuarial liabilities and assets serving the plans.
For more details on the main actuarial assumptions adopted, please see note 37.

Provisions for risks and charges

For more details on provisions for risks and charges, please see note 38 "Provisions for risks and charges".
Note 53 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent liabilities for the Group.

Litigation

The Group is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking account of the contribution of external advisors assisting the Group, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is likely and a reasonable estimate of the amount of the expense can be made.

Obligations associated with generation plants, including decommissioning and site restoration

Generation activities may entail obligations for the operator with regard to future interventions that will have to be performed following the end of the operating life of the plant.

Such interventions may involve the decommissioning of plants and site restoration, or other obligations linked to the type of generation technology involved. The nature of such obligations may also have a major impact on the accounting treatment used for them.
In the case of nuclear power plants, where the costs regard both decommissioning and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.
The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay to meet the obligations it has assumed.
The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant is located.
That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in storage, decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection.
Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates.

Onerous contracts

In order to identify an onerous contract, the Group estimates the non-discretionary costs necessary to fulfil the obligations assumed (including any penalties) under the contract and the economic benefits that are presumed to be obtained from the contract.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Group uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with a similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Group estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain lessee-specific estimates.
One of the most significant judgments for the Group in adopting IFRS 16 is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Group approach to determine an IBR is based on the assessment of the following three key components:

- the risk free rate, that consider the currency flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and also the lease term;
- the credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee;
- the lease related adjustments, in order to reflect into the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

For more information on lease liabilities, please see note 44 "Financial instruments by category".

Income tax

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2020, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits usable in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose future recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to assess the probability of recovering deferred tax assets, considering all negative and positive evidence, and to determine the amount that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable profits together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Group should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to profit or loss in the year in which this circumstance arises.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition.
Where required, the Group monitored the recovery times of deferred tax assets as well as those relating to the reversal of deductible temporary differences, if any, as a result of the greater uncertainty caused by the COVID-19 pandemic.
For more detail in deferred tax assets recognized or not recognized, please see note 23.

Management judgment

Identification of cash generating units (CGUs)

For impairment testing, if the recoverable amount cannot be determined for an individual asset, the Group identifies the smallest group of assets that generate largely independent cash inflows. The smallest group of assets that generates cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or group of assets is a CGU.
Identifying such CGUs involves management judgments regarding the specific nature of the assets and the business involved (geographical segment, business segment, regulatory framework, etc.) and the evidence that the cash inflows of the group of assets are closely interdependent and largely independent of those associated with other assets (or groups of assets).
The assets of each CGU are also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets within the business model adopted.
The number and scope of the CGUs are updated systematically to reflect the impact of new business combinations and reorganizations carried out by the Group, and to take account of external factors that could influence the ability of assets to generate independent cash inflows.
In particular, if certain specific identified assets owned by the Group are impacted by adverse economic or operating conditions that undermine their capacity to contribute to the generation of cash flows, they can be isolated from the rest of the assets of the CGU, undergo separate analysis of their recoverability and be impaired where necessary.
The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated and the criteria used to identify the CGUs are indicated in note 22 "Goodwill".

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Group is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Group the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyzes all facts and circumstances including any agreements with other investors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Group holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Following such analysis of the existence of control, in application of IFRS 10 the Group consolidated certain companies (Emgesa and Codensa) on a line-by-line basis even though it did not hold more than half of the voting rights, determining that the requirements for *de facto* control existed.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Group considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Group reassesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control. Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share joint control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
Following that analysis, the Group has considered its interest in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II as a joint operation.
The Group re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.
For more information on the Group's investments in joint ventures, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Group exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Group has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

The Group re-assesses whether or not it has significant influence if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of significant influence.
For more information on the Group's equity investments in associates, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Application of "IFRIC 12 - Service concession arrangements" to concessions

IFRIC 12 applies to "public-to-private" service concession arrangements, which can be defined as contracts under which the operator is obligated to provide public services, i.e. give access to major economic and social services for a certain period of time, on behalf of a public entity (the grantor). In these contracts, the grantor conveys to an operator the right to manage the infrastructure used to provide services.
More specifically, IFRIC 12 gives guidance on the accounting by operators for "public-to-private" service concession arrangements in the event that:

- the grantor controls or regulates what services the operator must provide with the infrastructure, to whom it must provide them, and at what price; and
- the grantor controls – through ownership, beneficial entitlement or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

In assessing the applicability of these requirements for the Group, as operator, management carefully analyzed existing concessions.
On the basis of that analysis, the provisions of IFRIC 12 are applicable to some of the infrastructure of a number of companies that operate in Brazil.
Further details about the infrastructure used in the service concession arrangements in the scope of IFRIC 12 are provided in note 18.

Revenue from contracts with customers

In the process of applying IFRS 15, the Group has made the following judgments (further details about the most significant effect on the Group's revenue are provided in note 9.a "Revenue from sales and services").
Furthermore, during the year, the Group carefully monitored the effects of the uncertainties linked to the COVID-19 pandemic on the recognition of its revenue, in particular as regards the main areas affected by significant judgments.

Identification of the contract

The Group carefully analyzes the contractual terms and conditions on a jurisdictional level in order to determine when a contract exists and the terms of that contract's enforceability so as to apply IFRS 15 only to such contracts.

Identification and satisfaction of performance obligations

When a contract includes multiple promised goods or services, in order to assess if they should be accounted for separately or as a group, the Group considers both the individual characteristics of goods/services and the nature of the promise within the context of the contract, also evaluating all the facts and circumstances relating to the specific contract under the relevant legal and regulatory framework.
To evaluate when a performance obligation is satisfied, the Group evaluates when the control of the goods or services is transferred to the customer, assessed primarily from the perspective of the customer.

Determination of the transaction price

The Group considers all relevant facts and circumstances in determining whether a contract includes variable consideration (i.e., consideration that may vary or depends upon the occurrence or non-occurrence of a future event). In estimating variable consideration, the Group uses the method that better predicts the consideration to which it will be entitled, applying it consistently throughout the contract and for similar contracts, also considering all available information, and updating such estimates until the uncertainly is resolved. The Group includes the estimated variable consideration in the transaction price only to the extent that it is highly probable that a significant reversal in the cumulative revenue recognized will not occur when the uncertainty is resolved.

Principal versus agent assessment

The Group considers that it is an agent in some contracts in which it is not primarily responsible for fulfilling the contract and therefore it does not control goods or services before they are being transferred to customers. For example, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related activities depending on local legal and regulatory framework.

Allocation of transaction price

For contracts that have more than one performance obligation (e.g., "bundled" sale contracts), the Group generally allocates the transaction price to each performance obligation in proportion to its stand-alone selling price. The Group determines stand-alone selling prices considering all information and using observable prices when they are available in the market or, if not, using an estimation method that maximizes the use of observable inputs and applying it consistently to similar arrangements.
If the Group evaluates that a contract includes an option for additional goods or services (e.g., customer loyalty programs or renewal options) that represents a material right, it allocates the transaction price to this option since the option gives rise to an additional performance obligation.

Contract costs

The Group assesses recoverability of the incremental costs of obtaining a contract either on a contract-by-contract basis, or for a group of contracts if those costs are associated with the group of contracts.
The Group supports the recoverability of such costs on the basis of its experience with other similar transactions and evaluating various factors, including potential renewals, amendments and follow-on contracts with the same customer.
The Group amortizes such costs over the average customer term. In order to determine this expected period of benefit from the contract, the Group considers its past experience (e.g., "churn rate"), the predictive evidence from similar contracts and available information about the market.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.
For the purpose of evaluating the contractual cash-flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.
The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For more details, please see note 44 "Financial instruments by category".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies.

Accordingly, at the inception of the transaction the Group documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Furthermore, during the year, the Group carefully monitored the possible effects of the uncertainties linked to the COVID-19 pandemic on its hedging relationships.

For additional details on the key assumptions about effectiveness assessment and ineffectiveness measurement, please refer to note 47.1 "Derivatives and hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long-term expiring date, requires considerable professional judgments for application of IFRS 16. In particular, this regards:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Group operates;
- the identification of the non-lease component into the lease arrangements;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset, taking due consideration of recent interpretations issued by the IFRS Interpretations Committee;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine whether the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;
- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

For more information on leases, please see note 19 "Leases".

Uncertainty over income tax treatments

The Group determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments, taking account of local tax regulations.

The Group makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

For more information on income taxes, please see note 15 "Income taxes".

2.2 Significant accounting policies

Related parties

Related parties are mainly parties that have the same parent as Enel SpA, companies that directly or indirectly through one or more intermediaries control, are controlled or are subject to the joint control of Enel SpA and in which the latter has a holding that enables it to exercise significant influence. Related parties also include entities that operate post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the Company. They include directors.

Subsidiaries

Subsidiaries are all entities over which the Group has control. The Group controls an entity, regardless of the nature of the formal relationship between them, when it is exposed, or has rights, to variable returns deriving from its involvement and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns.
The figures of the subsidiaries are consolidated on a full line-by-line basis as from the date control is acquired until such control ceases.

Consolidation procedures

The financial statements of subsidiaries used to prepare the consolidated financial statements were prepared at December 31, 2020 in accordance with the accounting policies adopted by the Group.
If a subsidiary uses different accounting policies from those adopted in preparing the consolidated financial statements for similar transactions and facts in similar circumstances, appropriate adjustments are made to ensure conformity with Group accounting policies.
Assets, liabilities, revenue and expenses of a subsidiary acquired or disposed of during the year are included in or excluded from the consolidated financial statements, respectively, from the date the Group gains control or until the date the Group ceases to control the subsidiary.
Profit or loss for the year and the other comprehensive income are attributed to the owners of the Parent and non-controlling interests, even if this results in a loss for non-controlling interests.
All intercompany assets and liabilities, equity item, revenue, expenses and cash flows relating to transactions between entities of the Group are eliminated in full.
Changes in ownership interest in subsidiaries that do not result in loss of control are accounted for as equity transactions, with the carrying amounts of the controlling and non-controlling interests adjusted to reflect changes in their interests in the subsidiary. Any difference between the amount to which non-controlling interests are adjusted and the fair value of the consideration paid or received is recognized in consolidated equity.
When the Group ceases to have control over a subsidiary, any interest retained in the entity is remeasured to its fair value, recognized through profit or loss, at the date when control is lost, recognizing any gain or loss from the loss of control through profit or loss. In addition, any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former subsidiary are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.

Investments in associates and joint ventures

An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in decisions concerning the financial and operating policies of the investee without having control or joint control over the investee.

A joint venture is a joint arrangement over which the Group exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control is the sharing of control of an arrangement, whereby decisions about the relevant activities require unanimous consent of the parties sharing control.

The Group's investments in associates and joint ventures are accounted for using the equity method. Under the equity method, these investments are initially recognized at cost and any goodwill arising from the difference between the cost of the investment and the Group's share of the net fair value of the investee's identifiable assets and liabilities at the acquisition date is included in the carrying amount of the investment. Goodwill is not individually tested for impairment.
After the acquisition date, their carrying amount is adjusted to recognize changes in the Group's share of profit or loss of the associate or joint venture in Group profit or loss. Adjustments to the carrying amount may also be necessary following changes in the Group's share in the associate or joint venture as a result of changes in the other comprehensive income of the investee. The Group's share of these changes is recognized in the Group's other comprehensive income.
Distributions received from joint venture and associates reduce the carrying amount of the investments. Gains and losses resulting from transactions between the Group and the associates or joint ventures are eliminated to the extent of the interest in the associate or joint venture.
The financial statements of the associates or joint ventures are prepared for the same reporting period as the Group. When necessary, adjustments are made to bring the accounting policies in line with those of the Group.
After application of the equity method, the Group determines whether it is necessary to recognize an impairment loss on its investment in an associate or joint venture. If there is objective evidence of a loss of value, the assets undergo impairment testing pursuant to IAS 36. For more information on impairment, please see the section "Impairment of non-financial assets" in note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
If the investment ceases to be an associate or a joint venture, the Group recognizes any retained investment at its fair value, through profit or loss. Any amounts previously recognized in other comprehensive income in respect of the former associate or joint venture are accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
If the ownership interest in an associate or a joint venture is reduced, but the Group continues to exercise a significant influence or joint control, the Group continues to apply the equity method and the share of the gain or loss that had previously been recognized in other comprehensive income relating to that reduction is accounted for as if the Group had directly disposed of the related assets or liabilities.
When a portion of an investment in an associate or joint venture meets the criteria to be classified as held for sale, any retained portion of an investment in the associate or joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion classified as held for sale takes place.
Joint operations are joint arrangements whereby the Group, which holds joint control, has rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement. For each joint operation, the Group recognized assets, liabilities, costs and revenue on the basis of the provisions of the arrangement rather than the interest held.
Where there is an increase in the interest in a joint arrangement that meets the definition of a business:

- if the Group acquires control, and had rights over the assets and obligations for the liabilities of the joint arrangement immediately before the acquisition date, then the transaction represents a business combination achieved in stages. Consequently, the Group applies the requirements for a business combination achieved in stages, including the remeasurement of the interest it held previously in the joint operation at its fair value at the acquisition date;
- if the Group obtains joint control (i.e., it already had an interest in a joint operation without holding joint control), the interest previously held in the joint operation shall not be remeasured.

For more information on the Group's investments in associates and joint ventures, please see note 24 "Equity-accounted investments".

Translation of foreign currency items

Transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.

Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).

Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date the fair value was determined.

Any exchange differences are recognized through profit or loss.

In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

If there are multiple advance payments or receipts, the Group determines the transaction date for each payment or receipt of advance consideration.

Translation of financial statements denominated in a foreign currency

For the purposes of the consolidated financial statements, all revenue, expenses, assets and liabilities are stated in euro, which is the presentation currency of the Parent, Enel SpA.

In order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies with functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euros by applying the closing exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period to the income statement items on the condition it approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions.

Any resulting exchange gains or losses are recognized as a separate component of equity in a special reserve. The gains and losses are recognized proportionately in the income statement on the disposal (partial or total) of the subsidiary.

When the functional currency of a consolidated company is the currency of a hyperinflationary economy, the Group restates the financial statements in accordance with IAS 29 before applying the specific conversion method set out below.

In order to consider the impact of hyperinflation on the local currency exchange rate, the financial position and performance (i.e. assets, liabilities, equity items, revenue and expenses) of a company whose functional currency is the currency of a hyperinflationary economy are translated into the Group's presentation currency (the euro) using the exchange rate prevailing at the reporting date, except for comparative amounts presented in the previous year's financial statements which are not adjusted for subsequent changes in the price level or subsequent changes in exchange rates.

Business combinations

Business combinations initiated before January 1, 2010 and completed within that financial year are recognized on the basis of IFRS 3 (2004).

Such business combinations were recognized using the purchase method, where the purchase cost is equal to the fair value at the date of the exchange of the assets acquired and the liabilities incurred or

assumed, plus costs directly attributable to the acquisition. This cost was allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values. Any positive difference between the cost of the acquisition and the fair value of the net assets acquired attributable to the owners of the Parent was recognized as goodwill. If the difference is negative, it is recognized through profit or loss.
The carrying amount of non-controlling interests was determined in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net assets. In the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition any adjustment to the fair value of the net assets acquired previously was recognized in equity; the amount of goodwill was determined for each transaction separately based on the fair values of the acquiree's net assets at the date of each exchange transaction.

Business combinations carried out as from January 1, 2010 are recognized on the basis of IFRS 3 (2008), which is referred to as IFRS 3 (Revised) hereafter.
More specifically, business combinations are recognized using the acquisition method, where the purchase cost (the consideration transferred) is equal to the fair value at the purchase date of the assets acquired and the liabilities incurred or assumed, as well as any equity instruments issued by the purchaser. The consideration transferred includes the fair value of any asset or liability resulting from a contingent consideration arrangement.
Costs directly attributable to the acquisition are recognized through profit or loss.
The consideration transferred is allocated by recognizing the assets, liabilities and identifiable contingent liabilities of the acquired company at their fair values as at the acquisition date. The excess of the consideration transferred, measured at fair value as at the acquisition date, the amount of any non-controlling interest in the acquiree plus the fair value of any equity interest in the acquiree previously held by the Group (in a business combination achieved in stages) over the net amount of the identifiable assets acquired and the liabilities incurred or assumed measured at fair value is recognized as goodwill. If the difference is negative, the Group verifies whether it has correctly identified all the assets acquired and liabilities assumed and reviews the procedures used to determine the amounts to recognize at the acquisition date. If after this assessment the fair value of the net assets acquired still exceeds the total consideration transferred, this excess represents the profit on a bargain purchase and is recognized through profit or loss.
The carrying amount of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by non-controlling shareholders in the net identifiable assets of the acquiree or at their fair value as at the acquisition date.
In the case of business combinations achieved in stages, at the date of acquisition of control the previously held equity interest in the acquiree is remeasured to fair value and any positive or negative difference is recognized in profit or loss.
Any contingent consideration is recognized at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration classified as an asset or a liability, or as a financial instrument within the scope of IFRS 9, are recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IFRS 9, it is measured in accordance with the appropriate IFRS-EU. Contingent consideration that is classified as equity is not re-measured, and its subsequent settlement is accounted for within equity.
If the fair values of the assets, liabilities and contingent liabilities can only be calculated on a provisional basis, the business combination is recognized using such provisional values. Any adjustments resulting from the completion of the measurement process are recognized within 12 months of the date of acquisition, restating comparative figures.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by IFRS, the Group applies IFRS 13.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).

The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Group has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.

When measuring fair value, the Group takes into account the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Group itself;
- in the case of groups of financial assets and financial liabilities with offsetting positions in market risk or credit risk, managed on the basis of an entity's net exposure to such risks, it is permitted to measure fair value on a net basis.

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Group uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.

The cost is also increased by the present value of the estimate of the costs of decommissioning and restoring the site on which the asset is located where there is a legal or constructive obligation to do so. The corresponding liability is recognized under provisions for risks and charges. The accounting treatment of changes in the estimate of these costs, the passage of time and the discount rate is discussed under "Provisions for risks and charges".

Property, plant and equipment transferred from customers to connect them to the electricity distribution network and/or to provide them with other related services is initially recognized at its fair value at the date on which control is obtained.

Borrowing costs that are directly attributable to the acquisition, construction or production of a qualifying asset, i.e. an asset that takes a substantial period of time to get ready for its intended use or sale, are capitalized as part of the cost of the assets themselves. Borrowing costs associated with the purchase/construction of assets that do not meet such requirement are expensed in the period in which they are incurred.

Certain assets that were revalued at the IFRS-EU transition date or in previous periods are recognized at their fair value, which is considered to be their deemed cost at the revaluation date.

Where individual items of major components of property, plant and equipment have different useful lives, the components are recognized and depreciated separately.

Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Group and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.

The cost of replacing part or all of an asset is recognized as an increase in the carrying amount of the asset and is depreciated over its useful life; the carrying amount of the replaced unit is derecognized through profit or loss.

Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually. Any changes in depreciation criteria shall be applied prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

Civil buildings	10-70 years
Buildings and civil works incorporated in plants	10-100 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	7-85 years
- mechanical and electrical machinery	5-60 years
- other fixed hydraulic works	5-100 years
Thermal power plants:	
- boilers and auxiliary components	3-59 years
- gas turbine components	3-59 years
- mechanical and electrical machinery	3-59 years
- other fixed hydraulic works	3-62 years
Nuclear power plants	50 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	20-25 years
- turbines and generators	25-30 years
- turbine parts in contact with fluid	10-25 years
- mechanical and electrical machinery	20-40 years
Wind power plants:	
- towers	20-30 years
- turbines and generators	20-30 years
- mechanical and electrical machinery	15-30 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	20-30 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	10-20 years
- artistic lighting installations	20 years
Transport lines	12-50 years
Transformer stations	20-55 years
Distribution plants:	
- high-voltage lines	10-60 years
- primary transformer stations	5-55 years
- low and medium-voltage lines	5-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	3-34 years
- electricity balance measurement equipment	3-30 years
- electronic meters	6-35 years

The useful life of leasehold improvements is determined on the basis of the term of the lease or, if shorter, on the duration of the benefits produced by the improvements themselves.
Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e., at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.

Assets to be relinquished free of charge

The Group's plants include assets to be relinquished free of charge at the end of the concessions. These mainly regard major water diversion works and the public lands used for the operation of the thermal power plants.

Within the Italian regulatory framework in force until 2011, if the concessions are not renewed, at those dates all intake and governing works, penstocks, outflow channels and other assets on public lands were to be relinquished free of charge to the State in good operating condition. Accordingly, depreciation on assets to be relinquished was calculated over the shorter of the term of the concession and the remaining useful life of the assets.

In the wake of the legislative changes introduced with Law 134 of August 7, 2012, the assets previously classified as assets "to be relinquished free of charge" connected with the hydroelectric water diversion concessions are now considered in the same manner as other categories of "property, plant and equipment" and are therefore depreciated over the useful life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable amount of certain elements of Italian hydroelectric plants subsequent to enactment of Law 134/2012", which you are invited to consult for more details.

In accordance with Spanish laws 29/1985 and 46/1999, hydroelectric power stations in Spanish territory operate under administrative concessions at the end of which the plants will be returned to the government in good operating condition. The terms of the concessions extend up to 2067.

A number of generation companies that operate in Argentina, Brazil and Mexico hold administrative concessions with similar conditions to those applied under the Spanish concession system. These concessions will expire in 2088.

Infrastructure serving a concession not within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

As regards the distribution of electricity, the Group is a concession holder in Italy for this service. The concession, granted by the Ministry for Economic Development, was issued free of charge and terminates on December 31, 2030. If the concession is not renewed upon expiry, the grantor is required to pay an indemnity. The amount of the indemnity will be determined by agreement of the parties using appropriate valuation methods, based on both the carrying amount of the assets themselves and their profitability.

In determining the indemnity, such profitability will be represented by the present value of future cash flows. The infrastructure serving the concession is owned and available to the concession holder. It is recognized under "Property, plant and equipment" and is depreciated over the useful lives of the assets.

Enel also operates under administrative concessions for the distribution of electricity in other countries (including Spain and Romania). These concessions give the right to build and operate distribution networks for an indefinite period of time.

Infrastructure within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

Under a "public-to-private" service concession arrangement within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements" the operator acts as a service provider and, in accordance with the terms specified in the contract, it constructs/upgrades infrastructure used to provide a public service and/or operates and maintains that infrastructure for the years of the concession.

The Group, as operator, does not account for the infrastructure within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment and it recognizes and measures revenue in accordance with IFRS 15 for the services it performs. In particular, when the Group provides construction or upgrade services, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- a financial asset, if the Group has an unconditional contractual right to receive cash or another financial asset from the grantor (or from a third party at the direction of the grantor), that is the grantor has little discretion to avoid payment. In this case, the grantor contractually guarantees to pay to the operator specified or determinable amounts or the shortfall between the amounts received from the users of the public service and specified or determinable amounts (defined by the contract), and such payments are not dependent on the usage of the infrastructure; and/or
- an intangible asset, if the Group receives the right (a license) to charge users of the public service provided. In such a case, the operator does not have an unconditional right to receive cash because the amounts are contingent on the extent that the public uses the service.

If the Group (as operator) has a contractual right to receive an intangible asset (a right to charge users of public service), borrowing costs are capitalized using the criteria specified in the paragraph "Property, plant and equipment".
However, for construction/upgrade services, both types of consideration are generally classified as a contract asset during the construction/upgrade period.
For more details about such consideration, please see note 9.a "Revenue from sales and services".

Leases

The Group holds property, plant and equipment for its various activities under lease contracts. At inception of a contract, the Group assesses whether a contract is, or contains, a lease.
For contracts entered into or changed on or after January 1, 2019, the Group has applied the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
Conversely, for contracts entered into before January 1, 2019, the Group determined whether the arrangement was or contained a lease under IFRIC 4.

Group as a lessee

At commencement or on modification of a contract that contains a lease component and one or more additional lease or non-lease components, the Group allocates the consideration in the contract to each lease component on the basis of its relative stand-alone price.
The Group recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e., the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset represents a lessee's right to use an underlying asset for the lease term; it is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
Right-of-use assets are subsequently depreciated on a straight-line basis over the shorter of the lease term and the estimated useful lives of the right-of-use assets, as follows:

	Average residual life (years)
Buildings	7
Ground rights of renewable energy plants	30
Vehicles and other means of transport	5

If the lease transfers ownership of the underlying asset to the Group at the end of the lease term or if the cost of the right-of-use asset reflects the fact that the Group will exercise a purchase option, depreciation is calculated using the estimated useful life of the underlying asset.
In addition, the right-of-use assets are subject to impairment and adjusted for any remeasurement of lease liabilities.

The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Group uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the period in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Group applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. For example, the Group has leases of certain office equipment (i.e., personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.
The Group presents right-of-use assets that do not meet the definition of investment property in "Property, plant and equipment" and lease liabilities in "Borrowings".
Consistent with the requirement of the standard, the Group presents separately the interest expense on lease liabilities under "Other financial expense" and the depreciation charge on the right-of-use assets under "Depreciation, amortization and impairment losses".

Group as a lessor

When the Group acts as a lessor, it determines at the lease inception date whether each lease is a finance lease or an operating lease.
Leases in which the Group essentially transfers all the risks and rewards associated with ownership of the underlying asset are classified as finance leases; otherwise, they are classified as operating leases.
To make this assessment, the Group considers the indicators provided by IFRS 16. If a contract contains lease and non-lease components, the Group allocates the consideration in the contract applying IFRS 15.
The Group accounts for rental income arising from operating leases on a straight-line basis over the lease terms and it recognizes it as other revenue.

Investment property

Investment property consists of the Group's real estate held to earn rentals and/or for capital appreciation rather than for use in the production or supply of goods and services.
Investment property is measured at acquisition cost less any accumulated depreciation and any accumulated impairment losses.
Investment property, excluding land, is depreciated on a straight-line basis over the useful lives of the related assets.
Impairment losses are determined on the basis of the criteria following described.
The breakdown of the fair value of investment property is detailed in note 48 "Assets and liabilities measured at fair value".
Investment property is derecognized either when it has been transferred (i.e., at the date the recipient obtains control) or when it is permanently withdrawn from use and no future economic benefit is expected from its disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net disposal proceeds, determined in accordance with the transaction price requirements of IFRS 15, and the carrying amount of the derecognized assets.
Transfers are made to (or from) investment property only when there is a change in use.

Intangible assets

Intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Group and capable of generating future economic benefits. They are measured at purchase or internal development cost when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Development expenditure is recognized as an intangible asset only when Group can demonstrate the technical feasibility of completing the asset, its intention and ability to complete development and to use or sell the asset and the availability of resources to complete the asset.
Research costs are recognized as expenses.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis.
Amortization commences when the asset is ready for use. Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.
The Group's intangible assets have a finite useful life, with the exception of a number of concessions and goodwill.
Intangible assets with indefinite useful lives are not amortized, but are tested for impairment annually.
The assessment of indefinite useful life is reviewed annually to determine whether the indefinite useful life continues to be supportable. If not, the change in useful life from indefinite to finite is accounted for as a change in accounting estimate.
Intangible assets are derecognized either at the time of their disposal (at the date when the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net consideration received in the disposal, determined in accordance with the provisions of IFRS 15 concerning the transaction price, and the carrying amount of the derecognized assets.
The estimated useful life of the main intangible assets, distinguishing between internally generated and acquired assets, is as follows:

Development expenditure:	
- internally generated	2-26 years
- acquired	3-26 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	3-10 years
- acquired	2-50 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	20 years-
- acquired	1-40 years
Intangible assets from service concession arrangements:	
- internally generated	-
- acquired	5 years
Other:	
- internally generated	2-28 years
- acquired	1-28 years

The Group also presents costs to obtain a contract with a customer capitalized in accordance with IFRS 15 as intangible assets.
The Group recognized such costs as an asset only if:

- the costs are incremental, that is they are directly attributable to an identified contract and the Group would not have incurred them if the contract had not been obtained;
- the Group expects to recover them, through reimbursements (direct recoverability) or the margin (indirect recoverability).

In particular, the Group generally capitalizes trade fees and commissions paid to agents for such contracts if the capitalization criteria are met.
Capitalized customer contract costs are amortized on a systematic basis, consistent with the pattern of the transfer of the goods or services to which they relate, and undergo impairment testing to identify any impairment losses to the extent that the carrying amount of the asset recognized exceeds the recoverable amount.
The Group amortizes the capitalized customer contract costs on a straight-line basis over the expected period of benefit from the contract (i.e., the average term of the customer relationship); any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis.

Goodwill

Goodwill represents the future economic benefits arising from other assets acquired in a business combination that are not individually identified and separately recognized. For further details, please see the section of the accounting policies "Business combinations".
Goodwill arising on the acquisition of subsidiaries is recognized separately. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for impairment at least annually as part of the CGU to which it pertains.
For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each CGU that is expected to benefit from the synergies of the combination.
Goodwill relating to equity investments in associates and joint venture is included in their carrying amount.

Impairment of non-financial assets

At each reporting date, property, plant and equipment, investment property, intangible assets, right-of-use assets, goodwill and equity investments in associates/joint ventures are reviewed to determine whether there is evidence of impairment.
CGUs to which goodwill, intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are allocated are tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets can be impaired.
If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the Group's most recent Business Plan. For the estimate of the recoverable amount, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".
The recoverable amount is determined for an individual asset, unless the asset do not generate cash inflows that are largely independent of those from other assets or groups of assets and therefore it is determined for the CGU to which the asset belongs.
If the carrying amount of an asset or of a CGU to which it is allocated is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss and presented under "Depreciation, amortization and other impairment losses".
Impairment losses of CGUs are firstly charged against the carrying amount of any goodwill attributed to it and then against the other assets, in proportion to their carrying amount.

If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer apply, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and other impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized. The original amount of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer apply.
If certain specific identified assets owned by the Group are impacted by adverse economic or operating conditions that undermine their capacity to contribute to the generation of cash flows, they can be isolated from the rest of the assets of the CGU, undergo separate analysis of their recoverability and be impaired where necessary.

Inventories

Inventories are measured at the lower of cost and net realizable value except for inventories involved in trading activities, which are measured at fair value with recognition through profit or loss. Cost is determined on the basis of average weighted cost, which includes related ancillary charges. Net estimated realizable value is the estimated normal selling price net of estimated costs to sell or, where applicable, replacement cost.
For the portion of inventories held to discharge sales that have already been made, the net realizable value is determined on the basis of the amount established in the contract of sale.
Inventories include environmental certificates (for example, green certificates, energy efficiency certificates and European CO_2 emissions allowances) that were not utilized for compliance in the reporting period. As regards CO_2 emissions allowances, inventories are allocated between the trading portfolio and the compliance portfolio, i.e. those used for compliance with greenhouse gas emissions requirements. Within the latter, CO_2 emissions allowances are allocated to sub-portfolios on the basis of the compliance year to which they have been assigned.
Inventories also include nuclear fuel stocks, use of which is determined on the basis of the electricity generated.
Materials and other consumables (including energy commodities) held for use in production are not written down if it is expected that the final product in which they will be incorporated will be sold at a price sufficient to enable recovery of the cost incurred.

Financial instruments

Financial instruments are any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity; they are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IFRS 9.
A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provision of the instrument (i.e. the trade date).
Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Group applies the practical expedient allowed by IFRS 15.
Conversely, the Group initially measures financial assets other than the above-mentioned receivables at their fair value plus, in the case of a financial asset not measured at fair value through profit or loss, transaction costs.
Financial assets are classified, at initial recognition, as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both the Group's business model and the contractual cash-flow characteristics of the instrument.
For this purpose, the assessment to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding is referred to as the SPPI test and is performed at an instrument level.

The Group's business model for managing financial assets refers to how it manages its financial assets in order to generate cash flows. The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.
For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in four categories:

- financial assets measured at amortized cost (debt instruments);
- financial assets at fair value through OCI with reclassification of cumulative gains and losses (debt instruments);
- financial assets designated at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Debt instruments

This category mainly includes listed debt securities held by the Group reinsurance company and not classified as held for trading.
Financial assets at fair value through other comprehensive income are assets held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling financial assets and whose contractual cash flows give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Changes in fair value for these financial assets are recognized in other comprehensive income as well as loss allowances that do not reduce the carrying amount of the financial assets.
When a financial asset is derecognized (e.g. at the time of sale), the cumulative gains and losses previously recognized in equity (except impairment and foreign exchange gains and losses to be recognized in profit or loss) are reversed to profit or loss.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - Equity instruments

This category includes mainly equity investments in unlisted entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Group may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represents a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes: securities, equity investments in other companies, financial investments in fund held for trading and financial assets designated as at fair value through profit or loss at initial recognition.
Financial assets at fair value through profit or loss are:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term;
- debt instruments designated upon initial recognition, under the option allowed by IFRS 9 (fair value option), if doing so eliminates, or significantly reduces, an accounting mismatch;
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes listed equity investments which the Group had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on listed equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.
Financial assets that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Group recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.
In compliance with IFRS 9, as from January 1, 2018, the Group adopted a new impairment model based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach. In essence, the model provides for:

- the application of a single framework for all financial assets;
- the recognition of expected credit losses on an ongoing basis and the updating of the amount of such losses at the end of each reporting period, reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;
- the measurement of expected losses on the basis of reasonable information, obtainable without undue cost, about past events, current conditions and forecasts of future conditions.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Group adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the receivable, generally equal to 12 months.
For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Group applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition. Under such approach, a loss allowance on financial assets is recognized at an amount equal to the lifetime expected credit losses, if the credit risk on those financial assets has increased significantly, since initial recognition, considering all reasonable and supportable information, including also forward-looking inputs.
If at the reporting date the credit risk on financial assets has not increased significantly since initial recognition, the Group measures the loss allowance for those financial assets at an amount equal to 12-month expected credit losses.
For financial assets on which a loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting period, the Group measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when the condition regarding a significant increase in credit risk is no longer met.
The Group recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date to the amount that is required to be recognized in accordance with IFRS 9.

The Group applies the low credit risk exemption, avoiding the recognition of loss allowances at an amount equal to lifetime expected credit losses due to a significant increase in credit risk of debt securities at fair value through OCI, whose counterparty has a strong financial capacity to meet its contractual cash-flow obligations (e.g. investment grade).
For more information on the impairment of financial assets, please see note 44 "Financial instruments by category".

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid short-term financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.
In addition, for the purpose of the consolidated statement of cash flows, cash and cash equivalents do not include bank overdrafts at period-end.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Group becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated upon initial recognition as at fair value through profit or loss.
Financial liabilities are classified as held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term. This category also includes derivative financial instruments entered into by the Group that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9. Separated embedded derivatives are also classified as at fair value through profit or loss unless they are designated as effective hedging instruments.
Gains or losses on liabilities at fair value through profit or loss are recognized through profit or loss.
Financial liabilities designated upon initial recognition at fair value through profit or loss are designated at the initial date of recognition, only if the criteria in IFRS 9 are satisfied.
In this case, the portion of the change in fair value attributable to own credit risk is recognized in other comprehensive income.
The Group has not designated any financial liability as at fair value through profit or loss, upon initial recognition.
Financial liabilities that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Group has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Group has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.

When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

A derivative is a financial instrument or another contract:

- whose value changes in response to the changes in an underlying variable such as an interest rate, commodity or security price, foreign exchange rate, a price or rate index, a credit rating or other variable;
- that requires no initial net investment, or one that is smaller than would be required for a contract with similar response to changes in market factors;
- that is settled at a future date.

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.

For more details about hedge accounting, please refer to the note 47 "Derivatives and hedge accounting".

All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.

Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting, and derivatives designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Group intention to hold the financial instrument till maturity or not.

Embedded derivatives

An embedded derivative is a derivative included in a "combined" contract (the so-called "hybrid instrument") that contains another non-derivative contract (the so-called host contract) and gives rise to some or all of the combined contract's cash flows.

The main Group contracts that may contain embedded derivatives are contracts to buy or sell non-financial items with clauses or options that affect the contract price, volume or maturity.

A derivative embedded in a hybrid contract containing a financial asset host is not accounted for separately. The financial asset host together with the embedded derivative is required to be classified in its entirety as a financial asset at fair value through profit or loss.

Contracts that do not represent financial instruments to be measured at fair value are analyzed in order to identify any embedded derivatives, which are to be separated and measured at fair value. This analysis is performed when the Group becomes party to the contract or when the contract is renegotiated in a manner that significantly changes the original associated cash flows.

Embedded derivatives are separated from the host contract and accounted for as derivatives when:

- the host contract is not a financial instrument measured at fair value through profit or loss;
- the economic risks and characteristics of the embedded derivative are not closely related to those of the host contract;
- a separate contract with the same terms as the embedded derivative would meet the definition of a derivative.

Embedded derivatives that are separated from the host contract are recognized in the consolidated financial statements at fair value with changes recognized in profit or loss (except when the embedded derivative is part of a designated hedging relationship).

Contracts to buy or sell non-financial items

In general, contracts to buy or sell non-financial items that are entered into and continue to be held for receipt or delivery in accordance with the Group's normal expected purchase, sale or usage requirements are out of the scope of IFRS 9 and then recognized as executory contracts, according to the "own use exemption".

A contract to buy or sell non-financial items is classified as "normal purchase or sale" if it is entered into:

- for the purpose of the physical settlement;
- in accordance with the entity's expected purchase, sale or usage requirements.

Moreover, contracts to buy or sell non-financial items with physical settlement (for example, fixed-price forward contracts on energy commodities) do not qualify for the own use exemption and are recognized as derivatives measured at fair value through profit or loss only if:

- they can be settled net in cash; and
- they are not entered into in accordance with the Group's expected purchase, sale or usage requirements.

Consequently, starting from the trade date, these contracts are recognized at FVTPL or as "Other revenue" in the case of contracts for the sale of non-financial items (see the note "Revenue") or as "Electricity, gas and fuel" or "Services and other materials" in the case of contracts for the purchase of non-financial items (please see, respectively, note 10.a "Electricity, gas and fuel" and note 10.b "Services and other materials").

The Group analyzes all contracts to buy or sell non-financial assets on an ongoing basis, with a specific focus on forward purchases and sales of electricity and energy commodities, in order to determine if they shall be classified and treated in accordance with IFRS 9 or if they have been entered into for "own use".

Offsetting financial assets and liabilities

The Group offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts; and
- there is the intention of settling on a net basis or realizing the asset and settling the liability simultaneously.

Hyperinflation

In a hyperinflationary economy, the Group adjusts non-monetary items, equity and items deriving from index-linked contracts up to the limit of recoverable amount, using a price index that reflects changes in general purchasing power.

The effects of initial application are recognized in equity net of tax effects. Conversely, during the hyperinflationary period (until it ceases), the gain or loss resulting from adjustments is recognized in profit or loss and disclosed separately in financial income and expense.

Starting from 2018, this standard applies to the Group's transactions in Argentina, whose economy has been declared hyperinflationary from July 1, 2018.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

Non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.

If the Group is committed to a sale plan involving loss of control of a subsidiary and the requirements provided for under IFRS 5 are met, all the assets and liabilities of that subsidiary are classified as held for sale when the classification criteria are met, regardless of whether the Group will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.

The Group applies these classification criteria as envisaged in IFRS 5 to an investment, or a portion of an investment, in an associate or a joint venture. Any retained portion of an investment in an associate or a joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion that is classified as held for sale takes place.
Non-current assets (or disposal groups) and liabilities of disposal groups classified as held for sale are presented separately from other assets and liabilities in the statement of financial position.
The amounts presented for non-current assets or for the assets and liabilities of disposal groups classified as held for sale are not reclassified or re-presented for prior periods presented.
Immediately before the initial classification of non-current assets (or disposal groups) as held for sale, the carrying amounts of such assets (or disposal groups) are measured in accordance with the accounting standard applicable to those assets or liabilities. Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell. Impairment losses for any initial or subsequent write-down of the assets (or disposal groups) to fair value less costs to sell and gains for their reversals are recognized in profit or loss from continuing operations.
Non-current assets are not depreciated (or amortized) while they are classified as held for sale or while they are part of a disposal group classified as held for sale.
If the classification criteria are no longer met, the Group ceases to classify the non-current assets (or disposal group) as held for sale. In this case they are measured at the lower of:

- the carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation, amortization or reversals of impairment losses that would have been recognized if the asset (or disposal group) had not been classified as held for sale; and
- the recoverable amount, which is equal to the greater of its fair value net of costs to sell and its value in use, as calculated at the date of the subsequent decision not to sell.

Any adjustment to the carrying amount of a non-current asset that ceases to be classified as held for sale is included in profit or loss from continuing operations.
A discontinued operation is a component of the Group that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and:

- represents a separate major business line or geographical segment;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major business line or geographical segment; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

The Group presents, in a separate line item of the income statement, a single amount comprising the total of:

- the post-tax profit or loss of discontinued operations; and
- the post-tax gain or loss recognized on the measurement at fair value less costs to sell or on the disposal of the assets or disposal groups constituting the discontinued operation.

The corresponding amount is restated in the income statement for prior periods presented in the financial statements, so that the disclosures relate to all operations that are discontinued by the end of the current reporting period. If the Group ceases to classify a component as held for sale, the results of the component previously presented in discontinued operations are reclassified and included in profit or loss from continuing operations for all periods presented.

Environmental certificates

Some Group companies are affected by national regulations governing green certificates and energy efficiency certificates (so-called white certificates), as well as the European "Emissions Trading System".
Green certificates accrued in proportion to electricity generated by renewable energy plants and energy efficiency certificates accrued in proportion to energy savings achieved that have been certified by the competent authority are treated as non-monetary government operating grants and are recognized at fair

value, under other operating profit, with recognition of an asset under other non-financial assets, if the certificates are not yet credited to the ownership account, or under inventories, if the certificates have already been credited to that account.
At the time the certificates are credited to the ownership account, they are reclassified from other assets to inventories.
Revenue from the sale of such certificates is recognized under revenue from contracts with customers, with a corresponding decrease in inventories.
For the purposes of accounting for charges arising from regulatory requirements concerning green certificates, energy efficiency certificates and CO_2 emissions allowances, the Group uses the "net liability approach".
Under this accounting policy, environmental certificates received free of charge and those self-produced as a result of Group's operations that will be used for compliance purposes are recognized at nominal value (nil). In addition, charges incurred for obtaining (in the market or in some other transaction for consideration) any missing certificates to fulfil compliance requirements for the reporting period are recognized through profit or loss on an accruals basis under other operating costs, as they represent "system charges" consequent to compliance with a regulatory requirement.

Employee benefits

Liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment in connection with defined benefit plans or other long-term benefits accrued during the employment period are determined separately for each plan, using actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method). More specifically, the present value of the defined benefit obligation is calculated by using a discount rate determined on the basis of market yields at the end of the reporting period on high-quality corporate bonds. If there is no deep market for high-quality corporate bonds in the currency in which the bond is denominated, the corresponding yield of government securities is used.
The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.
If the plan assets exceed the present value of the related defined benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.
As regards the liabilities/(assets) of defined benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) are recognized in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.
In the event of a change being made to an existing defined benefit plan or the introduction of a new plan, any past service cost is recognized immediately in profit or loss.
In addition, the Group is involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized through profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the period.

Termination benefits

Liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Group's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment. The

event that gives rise to an obligation is the termination of employment rather than employee service.
Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the entity can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the entity recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits. More specifically, when the benefits represent an enhancement of other post-employment benefits, the associated liability is measured in accordance with the rules governing that type of benefits. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly before 12 months after the end of the reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for short-term employee benefits; if they are not expected to be settled wholly before 12 months after the end of the reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for other long-term employee benefits.

Share-based payments

The Group undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer and General Manager and for key management personnel.
The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component and a monetary component.
In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 49 "Share-based payments".
The Group recognizes the services rendered by employees as personnel expenses and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in equity, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e., Enel shares) at the grant date.
This fair value is based on the observable market price of Enel shares (on the Milan stock exchange), taking account of the terms and conditions under which the shares were granted (with the exception of vesting conditions excluded from the measurement of fair value).
The cost of these share-based payment transactions is recognized through profit or loss, with a corresponding entry in a specific equity item, over the period in which the service and return performance conditions are met (vesting period).
The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to the Group of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied, so that the amount recognized at the end is based on the effective number of equity instruments that satisfy the service and performance conditions other than market conditions at the vesting date.
No expense is recognized for awards which ultimately do not vest because the performance conditions other than market conditions and/or the service conditions have not been satisfied. Conversely, the transactions are considered to have vested irrespective of whether the market or non-vesting conditions are satisfied, provided that all the other performance and/or service conditions are satisfied.

Provisions for risks and charges

Provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact is significant, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, if applicable, the risks specific to the liability.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.
When the Group expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.
Where the liability relates to decommissioning and/or site restoration in respect of property, plant and equipment, the initial recognition of the provision is made against the related asset and the expense is then recognized in profit or loss through the depreciation of the asset involved.
Where the liability regards the treatment and storage of nuclear waste and other radioactive materials, the provision is recognized against the related operating costs.
A liability for restructuring refers to a program planned and controlled by management that materially changes the scope of a business undertaken by the Group or the manner in which the business is conducted. Such a liability is recognized when a constructive obligation is established, i.e. when the Group has approved a detailed formal restructuring plan and has started to implement the plan or has announced its main features to those affected by it.
Provisions do not include liabilities in respect of uncertain income tax treatments that are recognized as tax liabilities.
The Group could provide a warranty in connection with the sale of a product (whether a good or service) from contracts with customers in the scope of IFRS 15, in accordance with the contract, the law or its customary business practices. In this case, the Group assesses whether the warranty provides the customer with assurance that the related product will function as the parties intended because it complies with agreed-upon specifications or whether the warranty provides the customer with a service in addition to the assurance that the product complies with agreed-upon specifications.
After the assessment, if the Group establishes that an assurance warranty is provided, it recognizes a separate warranty liability and corresponding expense when transferring the product to the customer, as additional costs of providing goods or services, without attributing any of the transaction price (and therefore revenue) to the warranty. The liability is measured and presented as a provision.
Otherwise, if the Group determines that a service warranty is provided, it accounts for the promised warranty as a performance obligation in accordance with IFRS 15, recognizing the contract liability as revenue over the period the warranty service is provided and the costs associated as they are incurred.
Finally, if the warranty includes both an assurance element and a service element and the Group cannot reasonably account for them separately, then it accounts for both of the warranties together as a single performance obligation.
In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Group recognizes a provision as the lower of the excess of unavoidable costs of meeting the obligations under the contract over the economic benefits expected to be received under it and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.
Changes in estimates of accruals to the provisions addressed here are recognized through profit or loss in the period in which the changes occur, with the exception of those in the costs of decommissioning, dismantling and/or restoration resulting from changes in the timetable and costs necessary to extinguish the obligation or from a change in the discount rate. These changes increase or decrease the carrying amount of the related assets and are taken to profit or loss through depreciation. Where they increase the carrying amount of the assets, it is also determined whether the new carrying amount of the assets is fully recoverable. If this is not the case, a loss equal to the unrecoverable amount is recognized through profit or loss.
Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in profit or loss.
For more information on the estimation criteria adopted in determining provisions for dismantling and/or restoration of property, plant and equipment, especially those associated with decommissioning nuclear

power plants and storage of waste fuel and other radioactive materials, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Revenue from contracts with customers

The Group recognizes revenue from contracts with customers in order to represent the transfer of promised goods or services to the customers at an amount that reflects the consideration at which the Group expects to be entitled in exchange for those goods or services.

The Group applies this core principle using a five-step model:

- identify the contract with the customer (step 1).
  The Group applies IFRS 15 to contracts with customers in the scope of the standard when the contract is legally enforceable and all the criteria envisaged for step 1 are met:
  If the criteria are not met, any consideration received from the customer is generally recognized as an advance;
- identify the performance obligations in the contract (step 2).
  The Group identifies all goods or services promised in the contract, separating them into performance obligations to account for separately if they are both: capable of being distinct and distinct within the context of the contract.
  As an exception, the Group accounts for as a single performance obligation a series of distinct goods or services that are substantially the same and that have the same pattern of transfer to the customer over time.
  In assessing the existence and the nature of the performance obligations, the Group considers all of the contract's features as mentioned in step 1.
  For each distinct good or service identified, the Group determines whether it acts as a principal or agent, respectively if it controls or not the specified good or service that is promised to the customer before its control is transferred to the customer. When the Group acts as agent, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled;
- determine the transaction price (step 3).
  The transaction price represents the amount of consideration to which the Group expects to be entitled in exchange for transferring goods or services to a customer, excluding amounts collected on behalf of third parties (e.g., some sale taxes and value-added taxes).
  The Group determines the transaction price at inception of the contract and updates it each reporting period for any changes in circumstances.
  When the Group determines the transaction price, it considers whether the transaction price includes variable consideration, non-cash consideration received from a customer, consideration payable to a customer and a significant financing component;
- allocate the transaction price (step 4).
  The Group allocates the transaction price at contract inception to each separate performance obligation to depict the amount of consideration to which the Group expects to be entitled in exchange for transferring the promised goods or services.
  When the contract includes a customer option to acquire additional goods or services that represents a material right, the Group allocates the transaction price to this performance obligation (i.e. the option) and defers the relative revenue until those future goods or services are transferred or the option expires.
  The Group generally allocates the transaction price on the basis of the relative stand-alone selling price of each distinct good or service promised in the contract (that is, the price at which the Group would sell that good or service separately to the customer);
- recognize revenue (step 5).

The Group recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer, which is when the customer obtains control of the good or service.
To this end, the Group first determines if one of the over-time criteria is met.
For each performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation using an output method or an input method and applies a single method of measuring progress from contract inception until full satisfaction and to similar performance obligations and in similar circumstances.
When the Group cannot reasonably measure the progress, it recognizes revenue only to the extent of the costs incurred that are considered recoverable.
If the performance obligation is not satisfied over time, the Group determines the point in time at which the customer obtains the control, considering whether the indicators of the transfer of control collectively indicate that the customer has obtained control.
Depending on the type of transaction, the broad criteria used under IFRS 15 are summarized below:

- revenue from the sale of goods is recognized at the point in time at which the customer obtains the control of goods if the Group considers that the sale of goods is satisfied at a point in time;
- revenue from providing services is recognized on the basis of the progress towards complete satisfaction of the performance obligation measured with an appropriate method that better depicts this progress if the Group considers that the performance obligation is satisfied over time. The cost incurred method (cost-to-cost method) is considered appropriate for measuring progress, except when specific contract analyses suggest the use of an alternative method, which better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.

The Group does not disclose the information about the remaining performance obligations in existing contracts if the performance obligation is part of a contract that has an original expected duration of one year or less and if the Group recognizes revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer.

More information on the application of this revenue recognition model is provided in note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in note 9.a "Revenue from sales and services".
If the Group performs by transferring goods or services to a customer before the customer pays consideration or before payment is due, it recognizes a contract asset relating to the right to consideration in exchange for goods or services transferred to the customer.
If a customer pays consideration before the Group transfers goods or services to the customer, the Group recognizes a contract liability when the payment is made (or the payment is due) that is recognized as revenue when the Group performs under the contract.

Other revenue

The Group recognizes revenue other than that deriving from contracts with customers mainly referring to:

- revenue from the sale of energy commodities based on contracts with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore is recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- changes in the fair value of contracts to sell energy commodities with physical settlement, which do not qualify for the own use exemption and therefore are recognized at FVTPL in accordance with IFRS 9;
- operating lease revenue accounted for on an accrual basis in accordance with the substance of the relevant lease agreement.

Other operating profit

Other operating profit primarily includes gains on disposal of assets that are not an output of the Group's ordinary activities and government grants.
Government grants, including non-monetary grants at fair value, are recognized where there is reasonable assurance that they will be received and that the Group will comply with all conditions attaching to them as set by the government, government agencies and similar bodies whether local, national or international.
When loans are provided by governments at a below-market rate of interest, the benefit is regarded as a government grant. The loan is initially recognized and measured at fair value and the government grant is measured as the difference between the initial carrying amount of the loan and the funds received. The loan is subsequently measured in accordance with the requirements for financial liabilities.
Government grants are recognized in profit or loss on a systematic basis over the periods in which the Group recognizes as expenses the costs that the grants are intended to compensate.
Where the Group receives government grants in the form of a transfer of a non-monetary asset for the use of the Group, it accounts for both the grant and the asset at the fair value of the non-monetary asset received at the date of the transfer.
Capital grants, including non-monetary grants at fair value, i.e. those received to purchase, build or otherwise acquire non-current assets (for example, an item of property, plant and equipment or an intangible asset), are deducted from the carrying amount of the asset and are recognized in profit or loss over the depreciable/amortizable life of the asset as a reduction in the depreciation/amortization charge.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives includes:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense is recognized using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the carrying amount of the financial asset or liability.
Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Group and the amount can be reliably measured.
Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

Dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.
Dividends and interim dividends payable to the Parent's shareholders are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "income tax liabilities" net of payments on account, or under "tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.
Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises from the initial recognition of goodwill or in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and joint ventures, when the Group can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.
Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carry forward of tax losses and any unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.
Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.
Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if there is a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining 'uncertainty', it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If it is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term 'probable' is defined as 'more likely than not'), then the Group recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.
Conversely, when the Group feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Group reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment. The Group determines whether to consider each uncertain tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments based on which approach provides better predictions of the resolution of the uncertainty. In assessing whether and how the uncertainty affects the tax treatment, the Group assumes that a taxation authority will accept or not an uncertain tax treatment supposing that the taxation authority will examine amounts it has a right to examine and have full knowledge of all related information when making those examinations. The Group reflects the effect of uncertainty in accounting for current and deferred tax using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty.

Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Group presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

3. New and amended standards and interpretations

The Group has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2020.

- "*Amendments to IFRS 3 - Definition of a Business*", issued in October 2018, is intended to assist companies in determining whether an integrated set of activities and assets is a business. More specifically, the amendments clarify that a business, considered as an integrated set of activities and assets, must include, at a minimum, an input and a substantive process that together significantly contribute to the ability to create outputs. Accordingly, the amendments clarify that a business cannot exist without including the inputs and substantive processes necessary to produce outputs. The definition of "output", as modified by these amendments, focuses on the goods and services delivered to customers, on investment income and other revenue and excludes returns in the form of lower costs or other economic benefits.
- "*Amendments to IAS 1 and IAS 8 - Definition of Material*", issued in October 2018, to align the definition of "material" between the accounting standards and the Conceptual Framework for Financial Reporting and clarify a number of aspects. The definition of material is as follows: "information is material if omitting, misstating or obscuring it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of general purpose financial statements make on the basis of those financial statements, which provide financial information about a specific reporting entity." More specifically, the amendments clarify that:
  - "obscuring information" regards situations for which the effect for users of financial statements is similar to the omission or misstatement of information whose materiality is assessed in the context of the financial statements taken as a whole;
  - "primary users of financial statements", to whom general purpose financial statements are directed, are "existing and potential investors, lenders and other creditors" who must rely on general purpose financial statements for much of the financial information they need; and
  - "materiality" depends on the nature or magnitude of information, or both. An entity assesses whether information, either individually or in combination with other information, is material in the context of its financial statements taken as a whole. A misstatement of information is material if it could reasonably be expected to influence decisions of made by the primary users of the financial statements.
- "*Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7 - Interest Rate Benchmark Reform*", issued in September 2019. The amendments: (i) provide for temporary exceptions that enable hedging relationships to continue during the period of uncertainty until alterative risk-free rates are established with the interbank offered rates (IBORs) reform; and (ii) require additional disclosures on hedging relationships directly affected by the uncertainty. In this regard, note that the reform will impact fair value measurement, the effects of hedge accounting and net financial income and expense when the alternative rates are defined.
- "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", issued in March 2018. The document sets out the amendments to affected standards in order to update references to the revised Conceptual Framework. These amendments accompany the latest version of the Revised Conceptual Framework for Financial Reporting, issued in March 2018 and in effect as from January 1, 2020, which includes some new concepts, provides updated definitions and recognition criteria and clarifies some important concepts. The main amendments include:

- an increase in the importance of management's stewardship of economic resources for financial reporting purposes;
- the restoration of prudence as an element supporting neutrality;
- the definition of reporting entity, which may be a legal entity or a portion of that entity;
- the revision of the definitions of assets and liabilities;
- elimination of the probability threshold in recognition and the addition of guidelines for derecognition;
- the addition of guidelines on various measurement bases; and
- the affirmation that profit or loss is the primary indicator of performance and that, in principle, income and expense included in other comprehensive income shall be reclassified to profit or loss when doing so results in the income statement providing more relevant information or a more faithful representation.

The application of these amendments did not have a material impact on these consolidated financial statements.

4. Argentina - Hyperinflationary economy: impact of the application of IAS 29

As from July 1, 2018, the Argentine economy has been considered hyperinflationary based on the criteria established by "IAS 29 - Financial reporting in hyperinflationary economies". This designation is determined following an assessment of a series of qualitative and quantitative circumstances, including the presence of a cumulative inflation rate of more than 100% over the previous three years.
For the purposes of preparing the consolidated financial statements at December 31, 2020 and in accordance with IAS 29, certain items of the statements of financial position of the investees in Argentina have been remeasured by applying the general consumer price index to historical data in order to reflect changes in the purchasing power of the Argentine peso at the reporting date for those companies. Bearing in mind that the Enel Group acquired control of the Argentine companies on June 25, 2009, the remeasurement of the non-monetary financial statement figures was conducted by applying the inflation indices starting from that date. In addition to being already reflected in the opening statement of financial position, the accounting effects of that remeasurement also include changes during the period. More specifically, the effect of the remeasurement of non-monetary items, the equity items and the income statement items recognized in 2020 was recognized in a specific line of the income statement under financial income and expense. The associated tax effect was recognized in taxes for the year.

In order to also take account of the impact of hyperinflation on the exchange rate of the local currency, the income statement balances expressed in the hyperinflationary currency have been translated into the Group's presentation currency (euro) applying, in accordance with IAS 21, the closing exchange rate rather than the average rate for the year in order to adjust these amounts to present values.

The cumulative changes in the general price indices at December 31, 2018, December 31, 2019 and December 31, 2020 are shown in the following table.

Periods	Cumulative change in general consumer price index
From July 1, 2009 to December 31, 2018	346.30%
From January 1, 2019 to December 31, 2019	54.46%
From January 1, 2020 to December 31, 2020	35.41%

In 2020, the application of IAS 29 generated net financial income (gross of tax) of €57 million.

The following tables report the effects of IAS 29 on the balance at December 31, 2020 and the impact of hyperinflation on the main income statement items for 2020, differentiating between that concerning the revaluation on the basis of the general consumer price index and that due to the application of the closing exchange rate rather than the average exchange rate for the period, in accordance with the provisions of IAS 21 for hyperinflationary economies.

Millions of euro

	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2019	Hyperinflation effect for the period	Exchange differences	Cumulative hyperinflation effect at Dec. 31, 2020
Total assets	**857**	313	(208)	**962**
Total liabilities	**164**	86	(58)	**192**
Equity	**693**	227 (1)	(150)	**770**

(1) The figure includes profit for 2020, equal to €25 million.

Millions of euro

	IAS 29 effect	IAS 21 effect	Total effect
Revenue	119	(199)	(80)
Costs	169(1)	(177)(2)	(8)
Operating profit	**(50)**	**(22)**	**(72)**
Net financial expense	(4)	(4)	(8)
Net income/(expense) from hyperinflation	57	-	57
Pre-tax profit/(loss)	**3**	**(26)**	**(23)**
Income taxes	28	(3)	25
Loss for the year (owners of the Parent and non-controlling interests)	**(25)**	**(23)**	**(48)**
Attributable to owners of the Parent	-	(10)	(10)
Attributable to non-controlling interests	(25)	(13)	(38)

(1) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €49 million.
(2) Includes impact on depreciation, amortization and impairment losses of €(18) million.

5. Disclosures on non-financial issues

Disclosures concerning the COVID-19 pandemic

In view of the complexity of the current situation, the Group has carefully monitored the evolution of the COVID-19 pandemic with regard to the main areas and countries in which we operate, in line with the recommendations of ESMA in the public statements[1] published in March, May, July and October 2020, and of CONSOB in its warning notices nos. 6/2020 of April 9, 2020, 8/2020 of July 16, 2020 and 1/2021 of February 16, 2021.

The Group has analyzed the impacts of COVID-19 on business operations, the financial position and performance, which are also reflected in the assumptions underlying the Group's Business Plan, also identifying the main risks and uncertainties to which it is exposed, as reported in the "Risk management" section of the Report on Operations. For more on the effects generated by the COVID-19 pandemic at December 31, 2020, please see the specific section "Financial impact of COVID-19" in the Report on Operations.

[1] ESMA 71-99-1290 of March 11, 2020; ESMA 32-63-951 of March 25, 2020; ESMA 31-67-742 of March 27, 2020; ESMA 32-63-972 of May 20, 2020; ESMA 32-61-417 of July 21, 2020 and ESMA 32-63-1041 of October 28, 2020.

Consistent with the disclosures provided in the earlier sections of the Report on Operations, the consolidated financial statements at December 31, 2020 offer additional specific information regarding the COVID-19 pandemic, based on specific company circumstances and on the availability of reliable information, in order to highlight its impact on the financial position and performance of the Group at that date.
In this regard, additional information on the financial implications of the COVID-19 pandemic is available in note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in the notes to specific items.

Disclosures on climate change

The Group is moving forward in its commitment to lead the energy transition, in line with the objectives of the Paris Agreement (COP21) and the Sustainable Development Goals set by the United Nations.
In particular, the Group is fully committed to the development of a long-term sustainable business model, consistent with the objectives of the Paris Agreement to achieve a reduction in CO_2 emissions and to limit the average increase in global temperature to below 2 °C compared with pre-industrial levels. Since 2019, the Group has officially reaffirmed this commitment, responding to the United Nations call for action and is the only Italian company to have signed the commitment to limit the increase in global temperatures to 1.5 °C and to achieve zero emissions by 2050.
These objectives form the basis for the 2021-2030 Strategic Plan presented in November 2020. It is founded on the Group's leadership in the energy transition process through the decarbonization of its generation mix, the electrification of energy consumption and the creation of digital platforms for the development of new business and operational models.
The Group has considered the risks related to climate change and the objectives of the Paris Agreement in the preparation of the consolidated financial statements at December 31, 2020, which appropriately reflect the effect of achieving net zero emissions by 2050 on assets, liabilities, profits and losses, incorporating the material and foreseeable impacts as required under the Framework of the IFRS.
Furthermore, in compliance with the document published by the IFRS Foundation on November 20, 2020,[2] the Group provides explicit information in the notes to these consolidated financial statements regarding how the implications of climate change are reflected in the financial statements.
For further details on the financial implications of issues related to climate change, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment" and in the notes to specific items.
The accounting assumptions used for the preparation of the 2020 consolidated financial statements are consistent with the information on the risks deriving from climate change reported in the "Risk management" section of the Report on Operations, which readers are invited to consult for further information.

6. Restatement of comparative disclosures

The data presented in the comments and in the tables of the notes to these consolidated financial statements are uniform and comparable. In this regard, note that with regard to contracts entered into for the purchase or sale of non-financial items with physical settlement that do not qualify for the own use exemption and are therefore measured at fair value through profit or loss (within the scope of IFRS 9), the Group slightly modified the recognition of those items in 2020 with a simple reclassification of costs between two lines of the income statement, thus enabling a closer correlation between costs and revenue together with more relevant information. This reclassification had no impact on either profit for the year or equity.
More specifically, in 2019 the previous accounting treatment of these transactions in non-financial items provided for recognition in:

[2] "Effects of climate-related matters on financial statements", which expands on an article on the issue written by Nick Anderson, a member of the International Accounting Standards Board in November 2019.

- "Other revenue" of changes in the fair value of sales contracts as well as, at the settlement date, the related revenue together with the effects in profit or loss of the derecognition of derivative assets or liabilities;
- "Other operating costs" of changes in the fair value of purchase contracts as well as, at the settlement date, of the related costs together with the effects, in profit or loss, of the derecognition of derivative assets or liabilities in "Electricity, gas and fuel" or "Services and other materials".

The current accounting treatment of these transactions in non-financial items (see the section "Contracts to buy or sell non-financial items" in note 2.2 "Significant accounting policies") instead provides for recognition in:

- "Other revenue" of changes in the fair value of sales contracts as well as, at the settlement date, the related revenue together with the effects in profit or loss of the derecognition of derivative assets or liabilities;
- "Electricity, gas and fuel" of the changes in the fair value of purchase contracts;
- "Electricity, gas and fuel" or "Services and other materials" of the related costs at the settlement date together with the effects in profit or loss of the derecognition of derivative assets or liabilities.

Consequently, the only difference between the two years under comparison concerned the reclassification of the 2019 amounts for changes in the fair value of contracts to buy non-financial items from "Other operating costs" to "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Impact on the income statement

Millions of euro

		2019	Reclassifications	2019 restated
Revenue				
Revenue from sales and services		77,366		77,366
Other income		2,961		2,961
	[Subtotal]	**80,327**		**80,327**
Costs				
Electricity, gas and fuel		33,755	4,327	38,082
Services and other materials		18,580	256	18,836
Personnel expenses		4,634		4,634
Net impairment losses on trade receivables and other financial assets		1,144		1,144
Depreciation, amortization and other impairment losses		9,682		9,682
Other operating costs		7,276	(4,583)	2,693
Capitalized costs		(2,355)		(2,355)
	[Subtotal]	**72,716**		**72,716**
Net expense from commodity derivatives		**(733)**		**(733)**
Operating profit		**6,878**		**6,878**
Financial income from derivatives		1,484		1,484
Other financial income		1,637		1,637
Financial expense from derivatives		1,142		1,142
Other financial expense		4,518		4,518
Net income from hyperinflation		95		95
Share of profit/(loss) of equity-accounted investments		(122)		(122)
Pre-tax profit		**4,312**		**4,312**
Income taxes		836		836
Profit from continuing operations		**3,476**		**3,476**
Profit from discontinued operations		-		-
Profit for the year (owners of theParent and non-controlling interests)		**3,476**		**3,476**
Attributable to owners of the Parent		2,174		2,174
Attributable to non-controlling interests		1,302		1,302
Basic earnings/(loss) per share attributable to owners of the Parent (euro)		*0.21*		*0.21*
Diluted earnings/(loss) per share attributable to owners of the Parent (euro)		*0.21*		*0.21*
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to owners of the Parent (euro)		*0.21*		*0.21*
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to owners of the Parent (euro)		*0.21*		*0.21*

In addition, during the year, a number of adjustments were made to the income statement figures for 2019 to take account of the fact that with effect from March 31, 2020 in Latin America the amounts attributable to large customers managed by the power generation companies were reallocated to the End-user Markets Business Line.

This change affected the segment reporting but did not produce any change in the overall figures for the Group, although reclassifications have been made within the various Business Lines.

Changes in the consolidation scope

7. Main acquisitions and disposals during the year

In the two periods under review, the consolidation scope changed as a result of a number of transactions.

2019

- The disposal, on March 1, 2019, of 100% of Mercure Srl, a company to which the business unit consisting of the Mercure biomass plant and the related legal relationships had been previously transferred. The price for the transaction was €168 million;
- the acquisition, on March 14, 2019, by Enel Green Power SpA, acting through its US renewables subsidiary Enel Green Power North America (EGPNA, now renamed Enel North America), of 100% of 13 companies that own operating renewable generation plants from Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), a joint venture 50% owned by EGPNA and 50% by General Electric Capital's Energy Financial Services;
- the acquisition, on March 27, 2019, by Enel Green Power SpA (EGP), acting through its US renewables subsidiary EGPNA (now ENA), of Tradewind Energy, a renewable energy project development company based in Lenexa, Kansas. EGP has incorporated the entire Tradewind development platform, which includes 13 GW of wind, solar and storage projects located in the United States. The agreement also provided for the sale, which took place in June, of Savion, a wholly owned subsidiary of Tradewind;
- on April 30, 2019, Enel X Italia acquired 100% di YouSave SpA, an Italian company operating in the energy services sector, providing assistance to large electricity consumers;
- on May 31, 2019, the finalization, acting through the renewables subsidiary Enel Green Power Brasil Participações Ltda, of the disposal of 100% of three renewables plants in Brazil. The total price of the transaction was about R$2.7 billion, the equivalent of about €603 million;
- the acquisition, on November 14, 2019, by Enel X Srl of 55% di Paytipper, an authorized payment institution that offers its customers financial services to facilitate their daily lives. The contract is accompanied by a put option for the remaining 45%.

2020

- In January 2020, the Wild Plains project company, 100% owned by Tradewind, was sold. The sale did not have an impact on profit or loss;
- on May 11, 2020 Endesa Energía sold 80% of Endesa Soluciones for €21 million. The interest, which had previously been consolidated on a line-by-line basis, is now accounted for using the equity method;
- on July 7, 2020, Enel Green Power España acquired 100% of Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU and Tico Solar 2 SLU for a total of €40 million;
- on September 14, Endesa Generación Portugal acquired 100% of Suggestion Power (Unipessoal) Lda for a total of €6 million;
- on September 17, 2020, Enel X International acquired 60% of Viva Labs AS for a total of €3 million;
- Enel Green Power Panama acquired 100% of Jaguito Solar and Progreso Solar in 2020 for a total of €2 million.

Other changes

In addition to the above changes in the consolidation scope, the following transactions, which although they do not represent transactions involving the acquisition or loss of control, gave rise to a change in the interest held by the Group in the investees:

- the disposal, in 2020, of a number of 50% owned joint ventures in Enel North America's hydroelectric portfolio. In December 2019, the entire portfolio had been classified as held for sale in accordance with IFRS 5. The gain recognized in profit or loss was €2 million;
- in 2020, Enel SpA increased its interest in Enel Américas by 5.03% under the provisions of share swaps entered into with a financial institution. The Group's total stake is therefore now 65%;
- Enel SpA increased its interest in Enel Chile by 2.89% under the provisions of two share swaps entered into with a financial institution. The Group's total stake is therefore now 64.93%.

Minor acquisitions

The Group will determine, for the other minor acquisitions, the fair value of the assets acquired and the liabilities assumed within 12 months of the acquisition date.

Determination of goodwill

Millions of euro	Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU and Tico Solar 2 SLU	Suggestion Power (Unipessoal) Lda	Viva Labs AS	Jaguito Solar, Progreso Solar
Net assets acquired	**40**	**6**	**-**	**-**
Cost of the acquisition	**40**	**6**	**3**	**2**
(of which paid in cash)	*14*	*3*	*2*	*2*
Goodwill/(Negative goodwill)	-	-	3	2

Acquisition of Paytipper

During 2020, the company Paytipper, acquired by Enel X Srl on December 23, 2019, completed the allocation of the acquisition price, definitively determining the fair value of the assets acquired and the liabilities assumed. The main adjustments with respect to the carrying amount are attributable to the recognition of the intangible asset relating to the technological platform and the related tax effects.

Millions of euro	Carrying amount prior to December 23, 2019	Adjustments from purchase price allocation	Post-adjustment carrying amount at December 23, 2019
Net assets acquired	**4**	**39**	**43**
Cost of the acquisition	**22**	**1**	**23**
Goodwill/(Negative goodwill)	18		(20)

Following the final allocation of the purchase price, negative goodwill was recognized in profit or loss in 2020.

The acquisition price, totaling €24.5 million, includes contingent consideration of €18.3 million linked to the exercise of a put option. The value of the put option was estimated on the basis of the mechanism included in the shareholders' agreement and using the prospective EBITDA indicated in the business plan approved by the Board of Directors.

Operating segments

8. Segment reporting

The representation of financial position and performance by business segment presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two years being compared.
As already discussed in note 6 to the consolidated financial statements, segment reporting has been reformulated because in March 2020 a number of large generation customers were reallocated to the End-user Market segment in South America and Mexico.
In order to ensure full comparability of the figures commented here in the light of the new breakdown of the primary and secondary reporting segments for IFRS 8 disclosure purposes, the comparative figures for 2019 have been restated appropriately.

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the Report on Operations.

Segment reporting for 2020 and 2019

Results for 2020 (1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	19,350	7,409	17,824	17,647	970	1,803	(18)	64,985
Revenue and other income from transactions with other segments	1,454	283	1,518	11,861	151	67	(15,334)	-
Total revenue	**20,804**	**7,692**	**19,342**	**29,508**	**1,121**	**1,870**	**(15,352)**	**64,985**
Total costs	18,570	3,113	11,909	26,651	969	1,911	(15,166)	47,957
Net income/(expense) from commodity derivatives	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
Depreciation and amortization	778	1,252	2,597	366	150	172	28	5,343
Impairment losses	950	728	621	1,079	18	11	1	3,408
Impairment gains	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)
Operating profit/(loss)	**15**	**2,734**	**4,262**	**1,817**	**(16)**	**(226)**	**(218)**	**8,368**
Capital expenditure	**694**	**4,629**	**3,937**	**460**	**303**	**103**	**71**	**10,197**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the year.

Results for 2019 (1) (2)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue and other income from third parties	30,480	7,344	20,092	19,537	967	1,901	6	80,327
Revenue and other income from transactions with other segments	1,532	373	1,697	13,062	163	80	(16,907)	-
Total revenue	**32,012**	**7,717**	**21,789**	**32,599**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**
Total costs	29,972	3,143	13,511	29,194	972	1,855	(16,757)	61,890
Net income/(expense) from commodity derivatives	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Depreciation and amortization	1,142	1,241	2,692	333	145	171	26	5,750
Impairment losses	4,031	99	371	930	111	33	1	5,576
Impairment gains	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
Operating profit/(loss)	**(3,525)**	**3,260**	**5,277**	**2,210**	**(98)**	**(75)**	**(171)**	**6,878**
Capital expenditure	**851**	**4,293** (3)	**3,905**	**449**	**270**	**134**	**45**	**9,947**

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue from transactions with other segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the year.
(2) The comparative figures for 2019 have been adjusted to take account of the fact that as from 2020 in South America and Mexico amounts attributable to large customers managed by the power generation companies were reallocated to the End-user Markets Business Line.
(3) Does not include €4 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2020

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	10,747	30,655	36,718	154	516	699	10	79,499
Intangible assets	184	4,883	21,490	3,775	676	418	79	31,505
Non-current and current contract assets	4	1	340	-	42	14	79	480
Trade receivables	2,670	2,053	6,493	4,034	358	755	(4,311)	12,052
Other	1,433	1,095	2,674	756	297	769	(812)	6,212
Operating assets	**15,038** (1)	**38,687** (2)	**67,715**	**8,719**	**1,889** (3)	**2,655**	**(4,955)**	**129,748**
Trade payables	2,816	2,751	5,405	4,678	426	868	(4,061)	12,883
Non-current and current contract liabilities	147	152	7,172	42	5	8	(60)	7,466
Sundry provisions	3,528	947	3,794	400	46	603	479	9,797
Other	1,133	1,434	7,856	2,245	179	1,101	284	14,232
Operating liabilities	**7,624**	**5,284** (4)	**24,227**	**7,365**	**656**	**2,580**	**(3,358)**	**44,378**

(1) Of which €3 million regarding units classified as "held for sale".
(2) Of which €855 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €11 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €35 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2019 (1)

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	11,863	30,351	36,333	160	442	663	11	79,823
Intangible assets	134	4,697	23,782	3,624	605	466	29	33,337
Non-current and current contract assets	-	-	482	-	53	75	43	653
Trade receivables	3,181	1,711	7,703	3,838	607	676	(4,633)	13,083
Other	1,426	1,421	1,654	543	1,098	1,283	(1,350)	6,075
Operating assets	**16,604** (2)	**38,180** (3)	**69,954** (4)	**8,165**	**2,805**	**3,163**	**(5,900)**	**132,971**
Trade payables	3,375	2,192	5,417	5,030	414	949	(4,417)	12,960
Non-current and current contract liabilities	199	167	7,271	75	5	16	(104)	7,629
Sundry provisions	3,410	903	4,412	494	34	578	459	10,290
Other	1,074	1,843	8,867	2,642	415	1,451	(503)	15,789
Operating liabilities	**8,058**	**5,105**	**25,967** (5)	**8,241**	**868**	**2,994**	**(4,565)**	**46,668**

(1) The comparative figures for 2019 have been adjusted to take account of the fact that as from 2020 in South America and Mexico amounts attributable to large customers managed by the power generation companies were reallocated to the End-user Markets Business Line.
(2) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €7 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €10 million regarding units classified as "held for sale".
(5) Of which €3 million regarding units classified as "held for sale".

The following table reconciles segment assets and liabilities and the consolidated figures.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Total assets	**163,453**	**171,426**
Equity-accounted investments	861	1,682
Non-current financial derivative assets	1,236	1,383
Other non-current financial assets	5,159	6,006
Non-current tax assets included in "Other non-current assets"	1,539	1,587
Other current financial assets	5,113	4,305
Current financial derivative assets	3,471	4,065
Cash and cash equivalents	5,906	9,029
Deferred tax assets	8,578	9,112
Tax assets	1,294	1,206
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	548	80
Segment assets	**129,748**	**132,971**
Total liabilities	**121,096**	**124,488**
Long-term borrowings	49,519	54,174
Non-current financial derivative liabilities	3,606	2,407
Short-term borrowings	6,345	3,917
Current portion of long-term borrowings	3,168	3,409
Other current financial liabilities	622	754
Current financial derivative liabilities	3,531	3,554
Deferred tax liabilities	7,797	8,314
Income tax liabilities	471	209
Other tax liabilities	886	1,082
Financial and tax liabilities of "Liabilities included in disposal groups held for sale"	773	-
Segment liabilities	**44,378**	**46,668**

Information on the income statement

Revenue

9.a Revenue from sales and services - *€62,623 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Sale of electricity [1]	34,745	39,584	(4,839)	-12.2%
Transport of electricity [1]	10,710	10,931	(221)	-2.0%
Fees from network operators	932	866	66	7.6%
Transfers from institutional market operators	1,395	1,625	(230)	-14.2%
Sale of gas	2,718	3,294	(576)	-17.5%
Transport of gas	611	617	(6)	-1.0%
Sale of fuel	602	914	(312)	-34.1%
Fees for connection to electricity and gas networks	759	785	(26)	-3.3%
Construction contracts	732	749	(17)	-2.3%
Sale of environmental certificates	35	36	(1)	-2.8%
Sale of value-added services	862	918	(56)	-6.1%
Other sales and services	764	720	44	6.1%
Total IFRS 15 revenue	**54,865**	**61,039**	**(6,174)**	**-10.1%**
Sale of energy commodities under contracts with physical settlement (IFRS 9)	7,513	10,775	(3,262)	-30.3%
Fair value gain/(loss) on derivatives on sale of commodities with physical settlement (IFRS 9)	224	5,519	(5,295)	-95.9%
Other revenue	21	33	(12)	-36.4%
Total revenue from sales and services	**62,623**	**77,366**	**(14,743)**	**-19.1%**

(1) In the Distribution segment in Colombia, a number of items previously classified under "Sale of electricity" were reclassified to "Transport of electricity" to improve the presentation of the data. In order to ensure the uniformity and comparability of the figures, the amounts for 2019 have also been reclassified in the total amount of €461 million.

Revenue from the "sale of electricity" amounted to €34,745 million, a decrease of €4,839 million compared with the previous year (-12.2%). The reduction is mainly due to:

- a decrease in revenue from the sale of electricity to end users on both the regulated and the free markets in Spain (€1,390 million) and Italy (€808 million), reflecting in particular the effects of the COVID-19 pandemic, which on the free market caused a decline in sales volumes involved in business-to-business transactions;
- a significant reduction in revenue in Latin America (€2,248 million), due in particular to the depreciation of local currencies against the euro and the contraction in volumes and the average prices applied to sales;
- a reduction in revenue registered by Enel Global Trading (€82 million) as a result of lower sales on the spot market in Italy, mainly due to the fall in electricity prices;
- a decline in revenue in Russia (€362 million) following the sale of the Reftinskaya coal plant in October 2019.

Revenue from "transport of electricity" amounted to €10,710 million in 2020, a decrease of €221 million that was mainly attributable to the reduction in electricity transported on the grid due to the effects of the COVID-19 pandemic.

"Transfers from institutional market operators" decreased by €230 million compared with the previous year, reflecting the entry into force of the new 2020-2025 remuneration parameters for extra-peninsular generation in Spain following a decrease in demand and an increase in commodity prices.

Revenue from the "sale of gas" in 2020 amounted to €2,718 million (€3,294 million in 2019), a decrease of €576 million compared with the previous year. This reduction, concentrated mainly in Spain and Italy, also reflected the decline in quantities sold connected with the COVID-19 health emergency.

Revenue from the "sale of fuel" fell by €312 million due to a reduction in volumes handled by Enel Global Trading, reflecting in part the energy transition initiated by the Group and the consequent decline in conventional generation.

Revenue from the sale of energy commodities under contracts with physical settlement (IFRS 9) and the gain from the fair value measurement of those contracts decreased by a total of €8,557 million, reflecting the contraction in volumes traded and a decline in spot prices.

The following table shows the net charges in respect of contracts for the purchase and sale of commodities with physical settlement measured at fair value through profit or loss within the scope of IFRS 9.

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Contracts for sale of energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Electricity				
Sale of electricity	2,478	4,278	(1,800)	-72.6%
Fair value gain on contracts for sale of electricity	156	988	(832)	-
Total electricity	**2,634**	**5,266**	**(2,632)**	-
Gas				
Sale of gas	4,723	6,235	(1,512)	-32.0%
Fair value gain on contracts for sale of gas	123	4,296	(4,173)	-
Total gas	**4,846**	**10,531**	**(5,685)**	-
Environmental certificates				
Sale of environmental certificates	312	262	50	16.0%
Fair value gain/(loss) on contracts for sale of environmental certificates	(55)	235	(290)	-
Total environmental certificates	**257**	**497**	**(240)**	**-93.4%**
TOTAL REVENUE	**7,737**	**16,294**	**(8,557)**	-
Contracts for purchase of energy commodities with physical settlement (within the scope of IFRS 9)				
Electricity				
Purchase of electricity	4,011	7,064	(3,053)	-76.1%
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity	(155)	233	(388)	-
Total electricity	**3,856**	**7,297**	**(3,441)**	**-89.2%**
Gas				
Purchase of gas	4,664	6,575	(1,911)	-41.0%
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of gas	(185)	4,094	(4,279)	-
Total gas	**4,479**	**10,669**	**(6,190)**	-
Environmental certificates				
Purchase of environmental certificates	301	1,060	(759)	-
Fair value gain on contracts for purchase of environmental certificates	71	256	(185)	-
Total environmental certificates	**372**	**1,316**	**(944)**	-
TOTAL CHARGES	**8,707**	**19,282**	**(10,575)**	-
NET CHARGES	**(970)**	**(2,988)**	**2,018**	-

Revenue from contracts with customers (IFRS 15) for 2020 amounted to €54,865 million, and break down into "point in time" and "over time" revenue as indicated in the following table.

Millions of euro	2020															
	Italy		Iberia		Latin America		Europe		North America		Africa, Asia and Oceania		Other, eliminations and adjustments		**Total**	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	**21,107**	**441**	**16,355**	**460**	**13,433**	**200**	**1,418**	**580**	**586**	**51**	**67**	**79**	**16**	**72**	**52,982**	**1,883**

Millions of euro	2019															
	Italy		Iberia		Latin America		Europe		North America		Africa, Asia and Oceania		Other, eliminations and adjustments		**Total**	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Total IFRS 15 revenue	22,635	522	17,860	785	15,573	503	1,383	934	646	27	76	81	7	7	58,180	2,859

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical segment.

Millions of euro

	2020	2019
Italy [1]	23,968	26,420
Europe		
Iberia [1]	16,173	18,265
France	503	1,259
Switzerland	99	217
Germany	1,860	3,746
Austria	66	173
Slovenia	2	40
Romania	1,322	1,311
Greece	110	73
Bulgaria	9	8
Belgium	18	26
Czech Republic	33	152
Hungary	165	418
Russia	533	897
Netherlands	2,743	6,553
United Kingdom	399	726
Other European countries	78	(22)
Americas		
United States	502	501
Canada	25	18
Mexico [1]	218	233
Brazil	6,666	7,752
Chile	2,811	3,263
Peru	1,118	1,261
Colombia	2,022	2,243
Argentina	816	1,323
Panama	136	169
Other		
Africa	79	92
Asia	149	249
Total	**62,623**	**77,366**

Performance obligations

The following table provides information about the Group's performance obligations arising from contracts with customers with reference to the main revenue streams only, with a summary of the specific judgments made and the related revenue recognition policies.
For information on the use of estimates with revenue from contracts with customers, please see note 2.1 "Use of estimates and management judgment".

Type of product/service	*Nature and timing of satisfaction of performance obligation*	*Accounting policies*

Sale/transport of electricity/gas to end users	An electricity/gas supply agreement signed with an end user includes a single performance obligation (sale and transport of the commodity) because the Group has determined that the contract does not provide distinct goods/services and the promise is satisfied by transferring control over the commodity to the customer when it is delivered at the point of delivery. In order to determine the nature of the promise included in such contracts, the Group carefully analyzes the facts and circumstances applicable to each contract and commodity. However, the Group considers that the performance obligation provided for in a repetitive service contract, such as a supply or transport contract for the provision of electricity/gas to end users, is typically satisfied over time (because the customer simultaneously receives and consumes the benefits of the commodity as it is delivered) as part of a series of distinct goods/services (i.e., each unit of commodity) that are substantially the same and have the same pattern of transfer to the customer. In these cases, the Group applies an output method to recognize revenue in the amount to which it has a right to invoice the customer if that amount corresponds directly with the value to the customer of the performance completed to date.	Revenue from the sale and transport of electricity/gas to end users is recognized when these commodities are delivered to the customer and is based on the quantities provided during the period, even if these have not yet been invoiced. It is determined using estimates as well as periodic meter readings. Where applicable, this revenue is based on the rates and related restrictions established by law or by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) and analogous foreign authorities during the applicable period.
Network connection services	The network connection fees received from customers for connecting them to the electricity/gas distribution networks require a specific Group assessment to take into consideration all terms and conditions of the connection arrangements. This assessment is intended to determine whether the contract includes other distinct goods or services, such as for example the right to obtain ongoing access to the infrastructure in order to receive the commodity or, when the connection fee is a "non-refundable up-front fee" paid at or near contract inception, a material right that gives rise to a performance obligation. In particular, in some countries in which the Group operates, it has determined that the nature of the consideration received represents a "non-refundable up-front fee" whose payment provides a material right to the customer. In order to determine if the period over which this material right should be recognized extends beyond the initial contractual period, the Group takes into consideration the applicable local legal and	Revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity and gas distribution network is recognized on the basis of the satisfaction of the performance obligations included in the contract. The identification of distinct goods or services requires a careful analysis of the terms and conditions of the connection arrangements, which could vary from country to country based on the local context, regulations and law. In order to finalize this assessment, the Group considers not only the characteristics of the goods/services themselves (i.e., the good or service is capable of being distinct) but also the implied promises for which the customer has a valid expectation as it views those promises as part of the negotiated exchange, that is goods/services that the customer expects to receive and has paid for (i.e., the promise to transfer the good or service to the customer is separately identifiable from other promises in the contract). Furthermore, the Group acts as an agent in some contracts for electricity/gas network connection services and other related

	regulatory framework applicable to the contract and affecting the parties. In such cases, if there is an implied assignment of the material right and an obligation from the initial customer to the new customer, the Group recognizes the connection fee over a period beyond the relationship with the initial customer, considering the concession terms as the period during which the initial customer and any future customer can benefit from the ongoing access without paying an additional connection fee. As a consequence, the fee is recognized over the period for which the payment creates an obligation for the Group to make the lower prices available to future customers (i.e., the period during which the customer is expected to benefit from the ongoing access service without having to pay an "up-front fee" upon renewal).	activities, depending on local legal and regulatory framework. In such cases, it recognizes revenue on a net basis, corresponding to any fee or commission to which it expects to be entitled.
Construction contracts	The construction contracts typically include a performance obligation satisfied over time. For these contracts, the Group generally considers it appropriate to use an input method for measuring progress, except when a specific contract analysis suggests the use of an alternative method that better depicts the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date.	For construction contracts that include a performance obligation satisfied over time, the Group recognizes revenue over time by measuring progress toward the complete satisfaction of that performance obligation. The cost-to-cost method is generally considered the best method to depict the Group's performance obligation fulfilled at the reporting date. The amount due from customers under a construction contract is presented as a contract asset; the amount due to customers under a construction contract is presented as a contract liability.

9.b Other income - *€2,362 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Operating grants	12	19	(7)	-36.8%
Grants for environmental certificates	342	475	(133)	-28.0%
Capital grants (electricity and gas business)	24	25	(1)	-4.0%
Sundry reimbursements	371	521	(150)	-28.8%
Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	15	325	(310)	-95.4%
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	58	79	(21)	-26.6%
Service continuity bonuses	40	32	8	25.0%
Other income	1,500	1,485	15	1.0%
Total	**2,362**	**2,961**	**(599)**	**-20.2%**

"Grants for environmental certificates" amounted to €342 million, a decrease of €133 million compared with the previous year, mainly registered by e-distribuzione due to a decrease in grants received from the Energy and Environmental Services Fund for energy efficiency certificates (EECs), mainly reflecting the decrease in quantities handled.

"Sundry reimbursements" mainly declined due to the effect of the recognition in 2019 of the contractually envisaged reimbursement due following the exercise by a large industrial customer of an option to withdraw from a contract for the supply of electricity from Enel Generación Chile (€160 million, of which €80 million relating to the Thermal Generation and Trading Business Line and €80 million relating to the Enel Green Power Business Line).

Gains on the disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale came to €15 million in 2020, a decrease of €310 million, which mainly reflected:

- the gain on the sale of Mercure Srl, a special-purpose vehicle to which Enel Produzione had previously transferred the Valle del Mercure biomass plant (€108 million);
- the negative goodwill (of €181 million) resulting from the definitive allocation of the purchase price of (i) a number of companies sold by Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (€106 million) and (ii) Tradewind, which transitioned from being an associate to a wholly-owned subsidiary (negative goodwill of €75 million);
- the gains of €42 million on the disposals of Gratiot and Outlaw, two renewable energy projects developed by Tradewind.

"Other income" increased by €15 million, mainly due to the recognition in 2020 of:

- an increase in income recognized by e-distribuzione for the reimbursement of system charges and grid fees on the basis of Resolutions no. 50/2018 and 461/2020 of the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA) (€158 million);
- an increase registered by Enel North America in income from tax partnerships (€139 million), other revenue from indemnities and litigation (€31 million) and the sale of the Haystack wind project (€45 million);
- income for the eco-bonus subsidy relating to energy and seismic upgrading posted by Enel X Italia (€20 million);
- the negative goodwill recognized on the acquisition of Paytipper following the completion of the purchase price allocation process (€20 million).

In 2019, this item mainly included income for:

- the early all-inclusive settlement of the second indemnity of €50 million connected with the disposal in 2009 of the interest held by e-distribuzione in Enel Rete Gas;
- Edesur's settlement agreement (€233 million) with the Argentine government to resolve reciprocal disputes originating in the period from 2006 to 2016;
- the price adjustment in the acquisition of eMotorWerks in 2017 following the application of contractual clauses (€98 million).

The following table shows a breakdown of total revenue by business segment based on the approach used by management to monitor the Group's performance during the two years being compared.

Millions of euro	2020							
	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from sales and services	20,242	7,150	18,381	29,151	1,026	1,841	(15,168)	62,623
Other income	562	542	961	357	95	29	(184)	2,362
Total revenue	**20,804**	**7,692**	**19,342**	**29,508**	**1,121**	**1,870**	**(15,352)**	**64,985**
	2019							
Revenue from sales and services	31,705	7,157	20,599	32,098	1,011	1,946	(17,150)	77,366
Other income	307	560	1,190	501	119	35	249	2,961
Total revenue	**32,012**	**7,717**	**21,789**	**32,599**	**1,130**	**1,981**	**(16,901)**	**80,327**

Costs

10.a Electricity, gas and fuel - *€25,049 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Electricity[1]	16,158	20,449	(4,679)	-22.9%
Gas[1]	7,952	10,706	(2,754)	-25.7%
Fair value gain/(loss) on contracts for purchase of electricity and gas (IFRS 9)	(340)	4,327	(4,667)	-
Nuclear fuel	117	125	(8)	-6.4%
Other fuels	1,162	2,475	(1,313)	-53.1%
Total	**25,049**	**38,082**	**(13,033)**	**-34.2%**

(1) The 2019 figures have been adjusted to take account of the reclassification of the fair value gain/(loss) on contracts for the purchase of commodities with physical settlement (IFRS 9) from "Other operating costs".

Costs for the purchase of "electricity" mainly decreased due to a decline in volumes purchased in an environment of decreasing average prices, mainly attributable to the effects of the COVID-19 pandemic.

The decrease in costs for the purchase of "gas" reflects the decline in quantities handled, mainly due to a reduction in generation, as well as the fall in the cost of gas. In particular, the latter factor also reflected the financial benefit of the finalization of the agreement with NLNG on the price review applied to Nigerian supplies.

Purchases from contracts with physical settlement (IFRS 9) and the gain/(loss) from the fair value measurement of such contracts showed a decrease of €4,667 million compared with the previous year, mainly attributable to gas (€4,279 million).

The reduction in "other fuels" is mainly attributable to the decline in the volume of thermal generation, and includes the write-down of fuel inventories connected with coal-fired plants in Italy and Spain as a result of the energy transition process.

10.b Services and other materials - *€18,298 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Wheeling	9,619	9,879	(260)	-2.6%
Maintenance and repairs	1,127	1,145	(18)	-1.6%
Telephone and postal costs	172	181	(9)	-5.0%
Communication services	116	142	(26)	-18.3%
IT services	823	806	17	2.1%
Leases and rentals	396	382	14	3.7%
Other services	3,648	3,935	(287)	-7.3%
Purchase of environmental certificates	673	481	192	39.9%
Fair value gain on contracts for purchase of environmental certificates (IFRS 9) (1)	71	256	(185)	-72.3%
Other materials	1,653	1,629	24	1.5%
Total	**18,298**	**18,836**	**(538)**	**-2.9%**

(1) The 2019 figures have been adjusted to take account of the reclassification of the fair value gain on contracts for the purchase of commodities with physical settlement (IFRS 9) from "Other operating costs".

Costs for services and other materials, equal to €18,298 million in 2020, decreased by €538 million compared with 2019, mainly due to:

- a decline in wheeling costs, mainly in Spain, Chile and Brazil, connected with the contraction in volumes transported;
- a reduction in costs for "other services" of €287 million, essentially due to the decrease in costs for services connected with the electricity and gas business (€93 million), the value-added services business (€40 million) and travel expenses (€85 million).

All of the effects mentioned above were substantially affected by the measures introduced to counter the COVID-19 pandemic.

10.c Personnel expenses - *€4,793 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Wages and salaries	3,133	3,240	(107)	-3.3%
Social security contributions	824	875	(51)	-5.8%
Italian post-employment benefits	103	103	-	-
Post-employment and other long-term benefits	(485)	108	(593)	-
Early retirement incentives	152	101	51	50.5%
Early retirement incentives connected with restructuring agreements	882	-	882	-
Other costs	184	207	(23)	-11.1%
Total	**4,793**	**4,634**	**159**	**3.4%**

Personnel expenses amounted to €4,793 million in 2020, an increase of €159 million.

The Group's workforce decreased by 1,536 employees, mainly reflecting the negative balance between new hires and terminations (565 employees) due to early-retirement incentive policies and changes in the consolidation scope (-971 employees), essentially attributable to:

- the sale of the Reftinskaya GRES plant in Russia;
- the disposal of hydro plants in the United States;

> the acquisition of Viva Labs.

The decrease in "wages and salaries" substantially reflects the lower average and total number of employees in 2020.
The €593 million decrease in "post-employment and other long-term benefits" is mainly attributable to the modification in Spain of the electricity discount benefit for employees following the renewal of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement, which led to the release of the associated provision in the amount of €515 million.
Expenses for "early retirement incentives" in 2020 amounted to €152 million, up €51 million, with most of the increase coming in Spain, due to the accrual to the provision for the *Plan de Salida* in the amount of €783 million prompted by elimination of the extinguishment option of the individual agreement concerning the suspension of employment relationships for certain individual contracts as a result of the signing of the new collective bargaining agreement mentioned above, and in Italy, in reflection of terminations of employment in application of the provisions of Article 4 of Law 92/2012 (the "Fornero Act") applied mainly in 2018.

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, and the headcount as of December 31, 2020.

No.	Average [1]			Headcount[1]
	2020	2019	Change	**at Dec. 31, 2020**
Senior managers	1,397	1,375	22	1,397
Middle managers	11,258	11,016	242	11,592
Office staff	36,027	35,066	961	35,883
Blue collar	18,396	20,846	(2,450)	17,845
Total	**67,078**	**68,303**	**(1,225)**	**66,717**

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel's percentage share of the total.

10.d Net impairment losses on trade receivables and other financial assets - *€1,285 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Impairment losses on trade receivables	1,505	1,239	266	21.5%
Impairment losses on other financial assets	46	116	(70)	-60.3%
Total impairment losses on trade receivables and other financial assets	**1,551**	**1,355**	**196**	**14.5%**
Impairment gains on trade receivables	(194)	(202)	8	-
Impairment gains on other financial assets	(72)	(9)	(63)	-
Total impairment gains on trade receivables and other financial assets	**(266)**	**(211)**	**(55)**	-
NET IMPAIRMENT LOSSES ON TRADE RECEIVABLES AND OTHER FINANCIAL ASSETS	**1,285**	**1,144**	**141**	**12.3%**

The item, equal to €1,285 million, includes impairment losses and gains on trade receivables and other financial assets. The net impairment losses on trade receivables increased by a total of €141 million compared with 2019, primarily in Italy, mainly in reflection of the effects of the COVID-19 pandemic.

10.e Depreciation, amortization and other impairment losses - *€7,163 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Property, plant and equipment	4,118	4,481	(363)	-8.1%
Investment property	2	3	(1)	-33.3%
Intangible assets	1,223	1,266	(43)	-3.4%
Other impairment losses	1,857	4,221	(2,364)	-56.0%
Other reversals of impairment losses	(37)	(289)	252	-87.2%
Total	**7,163**	**9,682**	**(2,519)**	**-26.0%**

The decrease in "depreciation, amortization and other impairment losses" in 2020 was essentially attributable to the effect of the impairment losses recognized in 2019 on certain coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia totaling €4,010 million and the consequent decrease in depreciation recognized in 2020.

These effects were partially offset by:

- the impairment loss recognized in 2020 on the Chilean coal plant of Bocamina II (€737 million).
- the impairment losses on a number of coal plants in Italy in the amount of €135 million, including Unit 2 of the Brindisi power plant;
- the impairment losses on the Mexico, Argentina and Australia CGUs in the total amount of €750 million;
- other impairment losses of €159 million, the most significant of which regarded the solar panel manufacturing plants of Enel Green Power in Italy (65 million) and the Snyder plant in the United States (€47 million).

Note that the impairment losses recognized in respect of coal plants in 2020 and 2019 are linked to the achievement of the Group's strategic objective for the decarbonization of generation and that the impacts of climate change were taken into account in carrying out the impairment tests.

10.f Other operating costs - *€2,202 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
System charges - emissions allowances	90	430	(340)	-79.1%
Charges for energy efficiency certificates	277	416	(139)	-33.4%
Charges for purchases of green certificates	61	62	(1)	-1.6%
Losses on disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	65	76	(11)	-14.5%
Taxes and duties	1,130	1,035	95	9.2%
Other	579	674	(95)	-14.1%
Total [1]	**2,202**	**2,693**	**(491)**	**-18.2%**

(1) The 2019 figures have been adjusted to take account of the fair value gain on contracts for the purchase of commodities with physical settlement (IFRS 9) from "Other operating costs" to "Electricity, gas and fuel" and "Services and other materials".

Other operating costs decreased by €491 million compared with the previous year, mainly due to a reduction in environmental compliance charges in Italy and the effect of the recognition in 2019 of capital losses by Enel North America, mainly reflecting the sale of a number of companies owning wind farms that were measured using the equity method.

These factors were partly offset by higher taxes and duties in Spain, mainly reflecting the effect of the temporary suspension for 2019 of the tax on the generation of electricity and on fuels used in

conventional thermal and nuclear generation (Royal Decree Law 15/2018) as well as the introduction from July 2020 of a new "eco-tax" in Catalonia.

10.g Capitalized costs - *€(2,385) million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Personnel	(836)	(899)	63	-7.0%
Materials	(846)	(980)	134	-13.7%
Other	(703)	(476)	(227)	-47.7%
Total	**(2,385)**	**(2,355)**	**(30)**	**-1.3%**

Capitalized costs increased by €30 million, mainly for the in-house development and construction of new plants by the Enel Green Power Business Line and new commercial initiatives undertaken in the Enel X Business Line.

11. Net expense from commodity derivatives - *€(212) million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	76	200	(124)	-62.0%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	4,904	1,311	3,593	-
Total income	**4,980**	**1,511**	**3,469**	-
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(132)	(23)	(109)	-
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(5,060)	(2,221)	(2,839)	-
Total expense	**(5,192)**	**(2,244)**	**(2,948)**	-
Net expense from commodity derivatives	**(212)**	**(733)**	**521**	**-71.1%**

Net expense from commodity derivatives amounted to €212 million for 2020 (compared with net expense of €733 million in 2019), which can be broken down as follows:

- net expense from cash flow hedge derivatives in the amount of €56 million (compared with net income of €177 million in 2019);
- net expense from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €156 million (compared with net expense of €910 million in 2019).

For more information on derivatives, see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

12. Net financial income/(expense) from derivatives - *€(941) million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Income:				
- income from derivatives designated as hedging derivatives	639	1,120	(481)	-42.9%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	676	364	312	85.7%
Total income	**1,315**	**1,484**	**(169)**	**-11.4%**
Expense:				
- expense from derivatives designated as hedging derivatives	(1,945)	(538)	(1,407)	-
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	(311)	(604)	293	-48.5%
Total expense	**(2,256)**	**(1,142)**	**(1,114)**	**97.5%**
NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(941)**	**342**	**(1,283)**	-

Net expense from derivatives on interest and exchange rates amounted to €941 million for 2020 (compared with net income of €342 million in 2019), which can be broken down as follows:

- net expense from derivatives designated as hedging derivatives in the amount of €1,306 million (compared with net income of €582 million in 2019), mainly in respect of cash flow hedges;
- net income from derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €365 million (compared with net expense of €240 million in 2019).

The net balances recognized in 2020 on both hedging and trading derivatives mainly refer to the hedging of currency risk. For more information on derivatives, see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

13. Net other financial income/(expense) - *€(1,665) million*

Other financial income

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and financial assets	110	126	(16)	-12.7%
- interest income at effective rate on current financial investments	69	162	(93)	-57.4%
Total interest income at the effective interest rate	**179**	**288**	**(109)**	**-37.8%**
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange gains	**2,182**	**915**	**1,267**	-
Income on equity investments	**23**	**4**	**19**	-
Income from hyperinflation	**529**	**832**	**(303)**	**-36.4%**
Other income	**379**	**430**	**(51)**	**-11.9%**
TOTAL OTHER FINANCIAL INCOME	**3,292**	**2,469**	**823**	**33.3%**

Other financial income, equal to €3,292 million, increased by €823 million compared with the previous year, due mainly to an increase in exchange gains, partly offset by the reduction in income from the application to the Argentine companies of IAS 29 related to accounting for hyperinflationary economies (-€303 million). See note 4 of the consolidated financial statements at December 31, 2020 for more information.

Other financial expense

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	291	386	(95)	-24.6%
- interest expense on bonds	1,887	2,030	(143)	-7.0%
- interest expense on other borrowings	149	183	(34)	-18.6%
Total interest expense	**2,327**	**2,599**	**(272)**	**-10.5%**
Exchange losses	**1,245**	**1,229**	**16**	**1.3%**
Adjustment to post-employment and other employee benefits	**109**	**135**	**(26)**	**-19.3%**
Adjustment to other provisions	150	186	(36)	-19.4%
Expense from equity investments	**1**	**2**	**(1)**	**-50.0%**
Expense from hyperinflation	**472**	**737**	**(265)**	**-36.0%**
Other expenses	**653**	**367**	**196**	**53.4%**
TOTAL OTHER FINANCIAL EXPENSE	**4,957**	**5,255**	**(298)**	**-5.7%**

Other financial expense, equal to €4,957 million, showed an overall decrease of €298 million compared with 2019. The change is reflected in particular by a decrease in interest expense in the amount of €272 million, especially on bonds, and a decrease in charges deriving from the application of IAS 29 in Argentina (-€265 million). These effects were partially offset by the impairment loss on the financial asset in respect of the sale of the investment in Slovenské elektrárne (€401 million).

14. Share of profit/(loss) of equity-accounted investments - *€(299) million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Share of profit of associates	131	120	11	9.2%
Share of loss of associates	(430)	(242)	(188)	-77.7%
Total	**(299)**	**(122)**	**(177)**	-

Net losses of equity-accounted investments increased by €177 million compared with the previous year. The change was essentially due to the impairment loss on the investment in Slovak Power Holding (€433 million) following the signing of the general term agreement on December 22, 2020 between Enel Produzione and EPH, which modified a number of terms and conditions of the agreement signed on December 18, 2015 (as already amended in 2018) concerning the sale of the investment held by Enel Produzione in Slovenské elektrárne.

This negative effect was partly offset by:

- the profit posted by OpEn Fiber, which increased by €60 million compared with 2019, mainly due to the tax benefit registered by the company for the revaluation of assets under the provisions of Decree Law 104/2020;
- €25 million in profit recognized in Spain in September 2020 in respect of Nuclenor following the successful settlement of a dispute;
- the recognition in 2019 of the effects of reacquiring 13 companies from EGPNA REP, which resulted in the recognition of a capital loss (€88 million) by EGPNA REP.

15. Income taxes - *€1,841 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change	
Current taxes	1,898	2,137	(239)	-11.2%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(168)	(132)	(36)	-27.3%
Total current taxes	**1,730**	**2,005**	**(275)**	**-13.7%**
Deferred tax expense	180	(567)	747	-
Deferred tax income	(69)	(602)	533	-88.5%
TOTAL	**1,841**	**836**	**1,005**	-

The increase in taxes in 2020 compared with the previous year is essentially attributable to the deferred tax assets associated with the effect of the impairment losses connected with the decarbonization process recognized in 2019, while the impairment losses on certain assets of Slovenské elektrárne and the impairment loss on the Enel Produzione's financial assets from EP Slovakia BV for the sale of that holding essentially did not give rise to deferred tax assets.

In addition, the tax burden increased in reflection of the following factors from the previous year:

- the release of €494 million in deferred taxes by Enel Distribuição São Paulo following the merger with Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);
- the agreement with the tax authorities concerning the "patent box" option, which provides for preferential taxation of earnings resulting from the use of intellectual property (€53 million);
- a decrease in taxes (in the amount of €35 million) recognized in Argentina by the generation companies Enel Generación Costanera and Central Dock Sud as a result of exercising the *"revalúo impositivo"* option for tax incentives. In return for payment of a tax in lieu, this mechanism allows the remeasurement of certain assets for tax purposes, resulting in the recognition of deferred tax assets and the greater deductibility of future depreciation;
- the reversal of deferred tax liabilities by EGPNA as an ancillary effect of the acquisition of a number of companies from EGPNA REP;
- the deductibility of goodwill resulting from the merger of GasAtacama into Enel Generación Chile.

For more information on changes in deferred tax assets and liabilities, see note 23.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro

	2020		2019	
Pre-tax profit	5,483		4,312	
Theoretical taxes	1,311	24.0%	1,035	24.0%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	202		93	
Reversal of deferred taxes in Brazil	-		(494)	
Net effect on deferred taxation recognized with timing mismatch	16		-	
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	-		(33)	
Patent box mechanism in Italy	-		(53)	
Remeasurement for tax purposes of certain assets in Argentina	-		(35)	
IRAP	249		235	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	63		88	
Total	**1,841**		**836**	

16. Basic and diluted earnings per share

Both of these indicators are calculated on the basis of the average number of ordinary shares for the year, equal to 10,166,679,946, adjusted by the average number of treasury shares acquired to support the Long-Term Incentive Plan ("LTI Plan"), equal to 2,067,594, with a par value of €1 (348,092 at December 31, 2019). The exact number of the treasury shares at December 31, 2020 and December 31, 2019 was equal to 3,269,152 and 1,549,152, respectively, with a par value of €1. For further information on treasury shares, please see note 49 "Share-based payments".

	2020	2019	Change	
Profit from continuing operations attributable to owners of the Parent (millions of euro)	2,610	2,174	436	20.1%
Profit from discontinued operations attributable to owners of the Parent (millions of euro)	-	-	-	-
Profit attributable to owners of the Parent (millions of euro)	2,610	2,174	436	20.1%
Number of ordinary shares	10,166,679,946	10,166,679,946	-	-
Average number of ordinary shares, excluding treasury shares	10,164,612,352	10,166,331,854	(1,719,502)	0.0%
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.26	0.21	0.05	23.8%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.26	0.21	0.05	23.8%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

Information on the statement of financial position

17. Property, plant and equipment - *€78,718 million*

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2020 is shown below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leased assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost net of accumulated impairment losses	663	10,265	160,068	527	1,471	2,614	427	8,266	184,301
Accumulated depreciation	-	5,469	96,604	366	1,149	613	291	-	104,492
Balance at Dec. 31, 2019	**663**	**4,796**	**63,464**	**161**	**322**	**2,001**	**136**	**8,266**	**79,809**
Capital expenditure	2	277	2,780	23	81	4	7	5,155	8,329
Assets entering service	8	188	2,711	1	57	19	13	(2,997)	-
Exchange differences	(26)	(287)	(2,475)	(1)	(23)	(90)	(1)	(907)	(3,810)
Change in the consolidation scope	-	-	(9)	-	(15)	(1)	-	15	(10)
Disposals	(1)	(3)	(81)	(1)	(15)	(40)	-	(8)	(149)
Depreciation	-	(174)	(3,515)	(26)	(92)	(280)	(31)	-	(4,118)
Impairment losses	(8)	(65)	(1,091)	-	-	(10)	-	(369)	(1,543)
Impairment gains	-	-	31	-	-	-	-	-	31
Other changes	(1)	75	15	(14)	17	572	-	261	925
Reclassifications from/to assets held for sale	-	-	(226)	-	-	-	-	(520)	(746)
Total changes	**(26)**	**11**	**(1,860)**	**(18)**	**10**	**174**	**(12)**	**630**	**(1,091)**
Cost net of accumulated impairment losses	637	10,263	159,411	523	1,487	2,994	443	8,896	184,654
Accumulated depreciation	-	5,456	97,807	380	1,155	819	319	-	105,936
Balance at Dec. 31, 2020	**637**	**4,807**	**61,604**	**143**	**332**	**2,175**	**124**	**8,896**	**78,718**

Plant and machinery includes assets to be relinquished free of charge with a carrying amount of €8,083 million (€8,976 million at December 31, 2019), largely regarding power plants in Iberia and Latin America amounting to €3,808 million (€4,267 million at December 31, 2019), and the electricity distribution network in Latin America totaling €3,626 million (€3,911 million at December 31, 2019).

For more information on leased assets, see note 19 below.

The types of capital expenditure made during 2020 are summarized below, including that on intangible assets and investment property. These expenditures, totaling €9,548 million, increased by €289 million from 2019, with the increase being particularly concentrated in solar power plants.

Millions of euro

	2020	2019
Power plants:		
- thermal	452	602
- hydroelectric	332	382
- geothermal	145	145
- nuclear	137	130
- alternative energy sources	4,007	3,695
Total power plants	**5,073**	**4,954**
Electricity distribution networks [1]	3,288	3,213
Enel X (e-mobility, e-city, e-industries, e-home)	303	270
Retail customers	460	449
Other	424	373
TOTAL [2]	**9,548**	**9,259**

(1) The figure for 2020 does not include €649 million in respect of infrastructure investments within the scope of IFRIC 12 (€692 million in 2019).
(2) The figure for 2019 includes €4 million regarding units classified as "held for sale".

The Enel Group, in line with the Paris agreements on CO_2 emissions reductions and guided by energy efficiency and energy transition objectives, has invested above all in generation plants that exploit alternative energy sources. Capital expenditure on generation plants mainly regard solar plants in Chile and wind farms in the United States, Russia, South Africa, India and Italy.
In order to respond to ever more variable climate developments and, therefore, enhance the resilience of grids, the Group continued to invest in the Distribution Business Line (€3,288 million). The €75 million increase is mainly attributable to higher investments in Italy and Romania for maintenance activities on grids and an increase in connection requests, partially offset by the contraction in investments in development and service quality, especially in South America. Expenditure on digital meters decline as a result of the slowdown in the mass replacement of meters due to the COVID-19 emergency.
In the transition towards the sustainability of urban centers, Enel X, convinced of the key role of electric mobility, has invested above all in the e-city business, particularly in Colombia, with the E-Bus project. In Italy, following the introduction of measures to revive the economy and to encourage energy upgrading and seismic resilience, Enel X has undertaken greater investments in the development of the e-Home business associated with the Vivi Meglio initiative.

The exchange loss of €3,810 million primarily reflects the general depreciation of South American currencies against the euro.
The "change in the consolidation scope" in 2020 mainly refers to the sale of a stake held in the Spanish company Endesa Soluciones SLU, in which the interest is now 14%, as well as the acquisition of control by Enel Green Power Italia of a number of renewable energy companies.

"Impairment losses" amounted to €1,543 million and are mainly attributable to the decarbonization process initiated by the Group, which in 2020 led to the impairment loss on the Bocamina II plant and certain assets of a number of Italian thermal generation plants, as well as Unit 2 of the Brindisi Sud power plant. In addition, the Group took account of climate change impacts in performing the impairment tests.

Following impairment testing, this item was also affected by the impairment loss on assets in Australia as a result of the deterioration of market conditions and in Mexico due to:

> the increase in regulatory charges as a result of recently approved laws ("*Porteo*");

- a decrease in generation due to regulatory and plant constraints, with particular regard to the Dolores facility;
- the deconsolidation of the hydroelectric plant.

"Reclassifications from/to assets held for sale" refer mainly to the plants of the South African companies involved in Round 4, Enel Green Power Bulgaria as well as the storage plant owned by Tynemouth Energy Storage.

"Other changes" include the provision for plant dismantling and site restoration costs in the amount of €142 million, new leases of €569 million and the effect of capitalizing interest on loans specifically dedicated to capital expenditure on property, plant and equipment of €154 million (€150 million in 2019), broken down as follows.

Millions of euro

	2020	Rate %	2019	Rate %	Change	
Enel Green Power	-	-	4	1.2%	(4)	-
Enel Green Power Brazil	12	2.4%	16	5.8%	(4)	-25.0%
Enel Green Power North America	10	0.2%	16	0.2%	(6)	-37.5%
Enel Green Power México	23	4.1%	36	7.0%	(13)	-36.1%
Enel Green Power South Africa	47	6.3%	17	6.4%	30	-
Enel Américas Group	7	5.8%	14	8.3%	(7)	-50.0%
Enel Chile Group	21	7.2%	12	8.0%	9	75.0%
Endesa Group[1]	3	1.7%	3	1.8%	-	-
EGP Spain Group	-	-	3	1.8%	(3)	-
Enel Russia Group	10	7.2%	5	9.13%	5	-
EGP India Group	1	7.5%	3	7.5%	(2)	-66.7%
EGP Australia Group	1	3.4%	-		1	-
EGP Colombia	2	1.3%	-		2	-
Enel Produzione	4	4.3%	9	4.8%	(5)	-55.6%
Nuove Energie	1	0.5%	-		1	-
Enel Green Power Italia	1	3.3%	-		1	-
Enel Green Power Chile	4	4.6%	-		4	-
Enel Finance International	15	1.8%	21	1.6%	(6)	-28.6%
Total [2]	**162**		**159**		**3**	**1.9%**

(1) The 2020 amount for the EGP Spain Group is included in that for the Endesa Group.
(2) The total for 2020 also includes €7 million in capitalized financial expense in respect of intangible assets (€1 million in 2019) and €1 million in other non-current assets (€8 million in 2019).

At December 31, 2020, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €6,409 million.

18. Infrastructure within the scope of "IFRIC 12 - Service concession arrangements"

Service concession arrangements, which are recognized in accordance with IFRIC 12, regard certain infrastructure serving concessions for electricity distribution in Brazil and Costa Rica.
The following table summarizes the salient details of those concessions.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	Amount recognized among contract assets at Dec. 31, 2020	Amount recognized among financial assets at Dec. 31, 2020	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2020
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	6 years	Yes	52	678	442
Enel Distribuição Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	8 years	Yes	40	475	412
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	26 years	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2016-2046	26 years	No	-	21	-
Distribuição Goiás	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	2015-2045	25 years	No	165	35	461
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Electricity generation	Brazil	2017-2047	27 years	No	-	226	-
Enel Distribuição São Paulo	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	8 years	No	40	823	621
PH Chucas	Costa Rican Electricity Institute	Hydroelectric plant	Costa Rica	2002-2022	11 years	No	-	46	172
Total							**297**	**2,309**	**2,108**

The assets at the end of the concessions classified under financial assets have been measured at fair value. For more information, see note 48 "Assets and liabilities measured at fair value".

19. Leases

The table below shows the changes in right-of-use assets in 2020.

Millions of euro	Leased land	Leased buildings	Leased plant	Other leased assets	Total
Total at December 31, 2019	**545**	**601**	**488**	**367**	**2,001**
Increases	241	109	16	194	560
Exchange differences	(40)	(16)	(21)	(13)	(90)
Depreciation	(30)	(119)	(33)	(98)	(280)
Other changes	(9)	(24)	29	(12)	(16)
Total at December 31, 2020	**707**	**551**	**479**	**438**	**2,175**

Lease liabilities and changes during the year are shown in the table below.

Millions of euro	
Total at December 31, 2019	**1,964**
Increases	441
Payments	(208)
Other changes	(129)
Total at December 31, 2020	**2,068**
of which medium to long term	*1,821*
of which short term	*247*

Note that in 2020, despite the effects of the pandemic, no changes or renegotiations were made to leases.

Millions of euro

	2020
Depreciation of right-of-use assets	280
Interest expense on lease liabilities	66
Expense relating to short-term leases (included in cost for services and other materials)	42
Expense relating to leases of low-value assets (included in cost for services and other materials)	1
Variable lease payments (included in cost for services and other materials)	17
Total	**406**

20. Investment property - *€103 million*

Investment property at December 31, 2020 came to €103 million, a decrease of €9 million year on year.

Millions of euro

Cost net of accumulated impairment losses	157
Accumulated depreciation	45
Balance at Dec. 31, 2019	**112**
Investments	1
Exchange differences	(3)
Depreciation	(2)
Impairment losses	(7)
Other changes	2
Total changes	**(9)**
Cost net of accumulated impairment losses	159
Accumulated depreciation	56
Balance at Dec. 31, 2020	**103**

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain, Brazil and Chile, which are free of restrictions on the sale of the investment property or the remittance of income and proceeds of disposal. In addition, the Group has no contractual obligations to purchase, construct or develop investment property or for repairs, maintenance or enhancements.
The change for the year was mainly due to impairment losses recognized on a number of assets of Endesa and the depreciation of the Brazilian real.

For more information on the valuation of investment property, see notes 48 "Assets and liabilities measured at fair value", and 48.2 "Assets not measured at fair value in the statement of financial position".

21. Intangible assets - *€17,668 million*

A breakdown of and changes in intangible assets for 2020 are shown below.

Millions of euro	Development expenditure	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Leasehold improvements	Assets under development and advances	Contract costs	Total
Cost net of accumulated impairment losses	46	2,767	15,083	6,987	3,747	10	1,060	1,275	30,975
Accumulated amortization	23	2,185	1,837	4,370	2,802	3	-	666	11,886
Balance at Dec. 31, 2019	**23**	**582**	**13,246**	**2,617**	**945**	**7**	**1,060**	**609**	**19,089**
Capital expenditure	4	75	29	-	71	-	731	308	1,218
Assets entering service	4	176	10	-	311	-	(501)	-	-
Exchange differences	(2)	(18)	(1,193)	(768)	(26)	-	(52)	(1)	(2,060)
Change in the consolidation scope	(2)	-	-	-	59	-	59	-	116
Disposals	-	-	(5)	(15)	-	-	(7)	-	(27)
Amortization	(2)	(257)	(168)	(300)	(307)	(1)	-	(202)	(1,237)
Impairment losses	-	-	-	-	(27)	-	(6)	-	(33)
Impairment gains	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Other changes	(4)	9	(499)	574	469	-	106	-	655
Reclassifications from/to assets held for sale	-	-	(2)	-	-	-	(53)	-	(55)
Total changes	**(2)**	**(15)**	**(1,826)**	**(509)**	**550**	**(1)**	**277**	**105**	**(1,421)**
Cost net of accumulated impairment losses	44	2,985	12,988	5,452	4,821	10	1,337	1,581	29,218
Accumulated amortization	23	2,418	1,568	3,344	3,326	4	-	867	11,550
Balance at Dec. 31, 2020	**21**	**567**	**11,420**	**2,108**	**1,495**	**6**	**1,337**	**714**	**17,668**

696/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In 2020, the Enel Group renewed and strengthened its commitment to the enhancement and development of its intellectual assets as a source of competitive advantage for the Group, which is increasingly directed at achieving its strategic objectives for decarbonization, electrification and the creation of platforms.

In this regard, the increase in investment in intangible assets is particularly evident, with special regard to IT and digital applications, whether legally protected or not. The investments focused on all the Group's Global Business Lines and mainly concerned internally developed software (i.e. internal customization of software purchased externally). Among these, we highlight:

- the technological infrastructure of Paytipper, consisting of an application bus into which peripheral interfaces developed to meet different operational needs are integrated, with the goal of handling managing millions of financial transactions per day. Other monitoring and control modules enable users to carry out supervisory, audit and performance analysis activities;
- investments in networks for the management of smart meters, remote grid control and communication software;
- investments at Enel X in demand response systems;
- investments in power generation for predictive maintenance systems;
- additional customizations of Group ERP (Enterprise Resource Planning).

The patent activity of the Group is also proving to be prolific, involving as many as 837 applications for patents in 137 technological families. Of these, 692 have been granted and 145 are pending.

The Group also intends to continue to support and encourage the development of its innovation model through specific projects for internal dissemination by the Intellectual Property unit and through the creation of specific tools to identify, ascertain, protect and preserve on an iterative basis all information of value generated in Enel in accordance with the Open Innovability® model. For more information, please see the "Innovation and digitalization" section of the "Performance & Metrics" chapter of the Report on Operations.

The following table reports service concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12 and had a balance as at December 31, 2020.

Millions of euro

	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2020	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,678	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite		1,291	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chilectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite		1,388	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite		535	548
E-Distribuţie Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	33 years	Yes	125	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €8,892 million (€9,218 million at December 31, 2019), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,678 million), Colombia (€1,291 million), Chile (€1,388 million), and Peru (€535 million), for which there is no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for

each CGU, with which the various concessions are associated, are sufficient to recover the carrying amount. The change during the year is essentially attributable to changes in exchange rates. For more information on service concession arrangements, see note 18.

The change in the consolidation scope for 2020 mainly reflects the acquisition of a number of companies in Spain and the PPA of Paytipper SpA and to a number of renewables companies in Italy.

Impairment losses amounted to €33 million in 2020. For more information, see note 10.e.

"Other changes" report the design costs connected with the acquisition of a number of Brazilian vehicle companies.

22. Goodwill - €13,779 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2019			Change in consol. scope	Exchange differences	Impairment losses	Offsetting cost with accum. impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2020		
	Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**						Cost	Cumulative impairment	**Net carrying amount**
Iberia	11,177	(2,392)	8,785	-	-	-	-	-	11,177	(2,392)	**8,785**
Chile	1,209	-	1,209	-	(4)	-	-	-	1,205	-	**1,205**
Argentina	276	-	276	-	-	(253)	-	(1)	275	(253)	**22**
Peru	561	-	561	3	-	-	-	-	564	-	**564**
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	**530**
Brazil	1,411	-	1,411	-	(138)	-	-	-	1,273	-	**1,273**
Central America	23	-	23	2	-	-	-	-	25	-	**25**
Mexico	19	-	19	-	(1)	(18)	-	-	18	(18)	**-**
Enel Green Power North America	70	-	70	-	-	-	-	-	70	-	**70**
Enel X North America	335	-	335	-	(28)	-	-	(123)	184	-	**184**
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	-	-	-	84	84	-	**84**
Enel X Rest of Europe (1)	3	-	3	4	-	(3)	-	39	46	(3)	**43**
Enel X Italy	19	-	19	(19)	-	-	-	-	-	-	**-**
Market Italy (2)	579	-	579	-	-	-	-	1	580	-	**580**
Enel Green Power Italy	20	-	20	-	-	-	-	-	20	-	**20**
Romania	414	(13)	401	-	(7)	-	-	-	407	(13)	**394**
Total	**16,646**	**(2,405)**	**14,241**	**(10)**	**(178)**	**(274)**	**-**	**-**	**16,458**	**(2,679)**	**13,779**

(1) Includes Tynemouth and Viva Labs.
(2) Includes Enel Energia.

699/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill matrix at December 31, 2020

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other	Total
Enel Green Power SpA Italy	-	20	-	-	-	-	-	20
Market Italy [1]	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia	-	1,190	5,788	1,807	-	-	-	8,785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brazil	-	397	876	-	-	-	-	1,273
Chile	-	992	213	-	-	-	-	1,205
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Peru	43	201	320	-	-	-	-	564
Central America	-	25	-	-	-	-	-	25
Romania	-	-	336	58	-	-	-	394
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	-	70
Enel X North America	-	-	-	-	184	-	-	184
Enel X Asia Pacific	-	-	-	-	84	-	-	84
Enel X Rest of Europe [2]	-	-	-	-	43	-	-	43
Total	**43**	**3,205**	**7,775**	**2,445**	**311**	**-**	**-**	**13,779**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Viva Labs.

700/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Goodwill matrix at December 31, 2019

Millions of euro	Thermal Generation and Trading	Enel Green Power	Infrastructure and Networks	End-user Markets	Enel X	Services	Other	Total
Enel Green Power SpA Italy	-	20	-	-	-	-	-	20
Market Italy [1]	-	-	-	579	-	-	-	579
Enel X Italia	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	-	1,190	5,788	1,807	-	-	-	8,785
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brazil	-	397	1,014	-	-	-	-	1,411
Chile	-	996	213	-	-	-	-	1,209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Peru	43	198	320	-	-	-	-	561
Central America	-	23	-	-	-	-	-	23
Romania	-	-	342	59	-	-	-	401
Enel Green Power North America	-	70	-	-	-	-	-	70
Mexico	-	19	-	-	-	-	-	19
Enel X North America	-	-	-	-	335	-	-	**335**
Enel X Rest of Europe [2]	3	-	-	-	-	-	-	3
Total	**46**	**3,260**	**8,136**	**2,445**	**354**	**-**	**-**	**14,241**

(1) Includes Enel Energia.
(2) Includes Tynemouth.

701/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The decrease of €462 million in goodwill is mainly attributable to impairment losses of €274 million, mainly in Argentina (€253 million) and Mexico (€18 million) following impairment testing, as well as €3 million on the goodwill recorded in respect of Tynemouth.

The decrease attributable to the change in the consolidation scope is exclusively due to the finalization of the allocation of the purchase price of Paytipper, partly offset by the €4 million recorded for Viva Labs in respect of a consolidation difference pending allocation through the PPA process and by the goodwill recognized with the acquisition of new companies (Los Pinos, Enel Solar).

"Exchange differences" are mainly due to adverse exchange rate developments in Brazil, the United States, Romania, Chile and Mexico.

"Other changes" are attributable to the reallocation of the goodwill associated with a number of CGUs in order to reflect the effects of the corporate reorganizations concluded by the Group in 2020, with particular reference to:

- the separation of the Mexican renewables business from the Central America segment, which was merged as part of the Astrid operation following the organizational changes implemented in 2020;
- the definition of the Enel X Rest of Europe and Enel X Asia Pacific CGUs to complete the process of reorganizing the assets (essentially related to intellectual property) of Enel X North America.

The criteria used to identify the cash generating units (CGUs) for impairment testing purposes were essentially based – in line with management's strategic and operational vision – on the specific characteristics of their business, on the operational rules and regulations of the markets in which Enel operates, on the corporate organization, and on the level of reporting monitored by management.

The reallocation of goodwill among the new CGUs mentioned above was carried out specifically or on the basis of the "relative value" of each CGU in accordance with the applicable accounting standard.
The recoverable amount of the goodwill recognized was estimated by calculating the value in use of the CGUs using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market-risk premiums.
Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate, taking account of the specific risks of each CGU, and drawn:

- for the explicit period, from the Business Plan approved by the Board of Directors of the Parent on November 23, 2020, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing was three years;
- for subsequent years, from assumptions concerning long-term developments in the main variables that determine cash flows, the average residual useful life of assets or the duration of the concessions.

More specifically, the terminal value is calculated based on the specific characteristics of the businesses related to the various CGUs subject to impairment testing:

- perpetuity, for the businesses of large-hydro (LH) power generation and of distribution, in which the licenses and public concessions are of a long-term nature and are easily renewable; as well as for the Enel X businesses, as they feature the development of specific know-how that is sustainable over the long term;

- annuity, for CGUs that are predominantly characterized by retail business, for which the residual life is, therefore, essentially correlated with the average duration of the customer relationships; as well as for businesses of conventional thermal power generation (G&T). An annuity was also used for the renewable energy (Enel Green Power) businesses to take account of: (i) the value resulting from the remaining useful lives of the plants; and (ii) the residual value, in the event of plant decommissioning, associated with licensing rights, the competitiveness of the production facilities (in terms of natural resources), and network interconnectivity.

The nominal growth rate (g-rate) is equal to the long-term rate of growth in electricity and/or inflation (depending on the country and business involved) and in any case no higher than the average long-term growth rate of the reference market.
The Group has also taken account of the long-term impact of climate change, in particular by considering in the estimation of the terminal value a long-term growth rate in line with the change in electricity demand in 2030-2050 based on the specific characteristics of the businesses involved.
The Group therefore confirmed its strategic direction based on the trends associated with the energy transition. The use of capital has been focused on decarbonization through the development of generation assets that use renewable sources, on the enabling infrastructures linked to the development of networks and on the implementation of platform models, making the most of technological and digital evolution, which will foster the electrification of energy consumption, as well as the development of new services for end users.
In 2020, Enel's decarbonization roadmap was updated to capture the acceleration in the spread of renewables and the reduction in thermal generation capacity envisaged in the new 2021-2023 Strategic Plan and in the 2030 ambitions presented on the 2020 Capital Markets Day, setting the following objectives in line with the Paris Agreement:

Time horizon		Greenhouse gas (GHG) reduction target
Short term	2023	• Direct emissions of Scope 1 greenhouse gases to 148 gCO_{2eq}/kWh (-32% compared with 2020)
Medium term	2030	• Direct emissions of Scope 1 greenhouse gases to 82 gCO_{2eq}/kWh (-80% compared with 2017, consistent with the 1.5 °C path as certified by the SBTi) • 16% reduction in indirect Scope 3 emissions associate with gas consumption by end users compared with 2017
Long term	2050	• Full decarbonization of energy mix

In addition, the scenarios used to determine cash flows took account of the impact of COVID-19.

The value in use calculated as described above was found to be greater than the amount recognized on the statement of financial position.
In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main drivers of the amounts, in particular WACC, the long-term growth rate and margins, the outcomes of which fully supported that amount.

The table below reports the composition of the main goodwill amounts by CGU, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Amount of goodwill	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2020					at Dec. 31, 2019				
Iberia	8,785	1.65%	4.06%	3 years	Perpetuity/24 years EGP/11 years G&T	8,785	1.80%	4.59%	5 years	Perpetuity/26 years EGP/9 years G&T
Chile	1,205	1.97%	6.95%	3 years	Perpetuity/25 years EGP/7 years G&T	1,209	2.07%	7.41%	5 years	Perpetuity/25 years EGP/9 years G&T
Argentina	275	11.79%	41.61%	3 years	Perpetuity/1 year G&T/5 years LH	276	6.36%	21.84%	5 years	Perpetuity/1 year G&T/4 years LH
Peru	564	2.30%	6.73%	3 years	Perpetuity/24 years EGP/10 years G&T	561	2.39%	7.46%	5 years	Perpetuity/23 years EGP/9 years G&T
Colombia	530	3.04%	8.54%	3 years	Perpetuity/28 years EGP/17 years G&T	530	2.97%	9.01%	5 years	Perpetuity/27 years EGP/16 years G&T
Brazil	1,273	3.25%	9.35%	3 years	Perpetuity/26 years EGP/8 years G&T	1,411	3.61%	10.64%	5 years	Perpetuity/26 years EGP/7 years G&T
Central America	25	1.97%	8.15%	3 years	22 years	42	2.01%	9.68%	5 years	22 years
Mexico	18	1.43%	8.83%	3 years	25 years	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel Green Power North America	70	1.97%	5.49%	3 years	25 years	70	2.01%	6.58%	5 years	25 years
Enel X North America	184	1.97%	8.25%	3 years	Perpetuity	335	2.01%	10.89%	5 years	Perpetuity
Enel X Asia Pacific	84	2.02%	9.07%	3 years	Perpetuity	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Enel X Rest of Europe	39	2.02%	8.70%	3 years	Perpetuity	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Market Italy	580	1.30%	9.98%	3 years	15 years	579	0.48%	10.23%	5 years	15 years
Enel Green Power Italia	20	1.38%	5.44%	3 years	Perpetuity/24 years	20	1.03%	6.15%	5 years	Perpetuity/25 years
Romania	394	2.35%	7.98%	3 years	Perpetuity/26 years	401	2.00%	7.27%	5 years	Perpetuity/18 years

CGUs with no recognized goodwill but that underwent impairment testing given the presence of the indicators provided for in IAS 36 [4]										
Australia	-	1.3 %	4.4 2%	3 ye	26 years	n.a.	n. a.	n.a	n. a.	n.a.

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column (G&T = Generation & Trading, EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro).
(4) With regard to Australia it became necessary to perform the test following the deterioration in local market conditions.

At December 31, 2020 the impairment tests performed on the CGUs to which goodwill was allocated revealed an impairment loss of €253 million on the Argentina CGU and €308 million on the EGP Mexico CGU. With reference to the CGUs with no goodwill recognized, an impairment loss of €23 million was found for the Australia CGU.

23. Deferred tax assets and liabilities - *€8,578 million and €7,797 million*

The following table details changes in deferred tax assets and liabilities by type of timing difference and calculated based on the tax rates established by applicable regulations, as well as the amount of deferred tax assets offsettable, where permitted, with deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2019	Increase/ (Decrease) taken to profit or loss	Increase/ (Decrease) taken to equity	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of assets held for sale	at Dec. 31, 2020
Deferred tax assets:								
- differences in the carrying amount of intangible assets, property, plant and equipment	2,372	(259)	-	15	(34)	29	-	2,123
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,702	226	-	-	(162)	(41)	-	1,725
- tax loss carried forward	502	70	-	-	(113)	49	-	508
- measurement of financial instruments	786	(22)	(189)	-	(5)	8	(17)	561
- employee benefits	1,086	(211)	163	-	(145)	5	-	898
- other items	2,664	265	1	-	(88)	(79)	-	2,763
Total	**9,112**	**69**	**(25)**	**15**	**(547)**	**(29)**	**(17)**	**8,578**
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	6,093	(181)	-	24	(459)	(19)	(16)	5,442
- measurement of financial instruments	481	55	(100)	-	(18)	52	-	470
- other items	1,740	306	(3)	-	(149)	(9)	-	1,885
Total	**8,314**	**180**	**(103)**	**24**	**(626)**	**24**	**(16)**	**7,797**

Non-offsettable deferred tax assets	**4,637**
Non-offsettable deferred tax liabilities	**3,078**
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting	**778**

Deferred tax assets recognized at December 31, 2020, as the generation of sufficient future taxable income to recovery such assets is considered highly likely, totaled €8,578 million (€9,112 million at December 31, 2019).
Deferred tax assets during the year decreased by €534 million, essentially due to unfavorable exchange rate developments in Latin America, reversals of deferred tax assets on differences in the carrying amount of non-current assets, mainly in Italy and Spain, a decrease in deferred tax assets linked to developments in the fair value of cash flow hedge derivatives and the recognition of the tax effects relating to the reversal of the electricity discount provision in Spain. These effects were partially offset by the deferred tax assets recognized on the increase in provisions for early retirement incentives in Italy and Spain.

It should also be noted that deferred tax assets (in the amount of €205 million) were not recorded in relation to prior tax losses in the amount of €769 million because, on the basis of current estimates of future taxable income, it is not highly likely that such assets will be recovered.

Deferred tax liabilities amounted to €7,797 million at December 31, 2020 (€8,314 million at December 31, 2019). They essentially include the determination of the tax effects of the adjustments to assets acquired as part of the final allocation of the cost of acquisitions made in the various years and the deferred taxation in respect of the differences between depreciation charged for tax purposes, including accelerated depreciation, and depreciation based on the estimated useful lives of assets.
Deferred tax liabilities decreased by a total of €517 million due, in particular, to adverse exchange rate developments in Latin America and reversals associated with write-downs of a number of coal-fired plants in Italy, Spain and Chile.

24. Equity-accounted investments - *€861 million*

Investments in joint ventures and associated companies accounted for using the equity method are as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2019	% held	Impact on profit or loss	Change in consolidation scope	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2020	% held
Joint ventures									
Slovak Power Holding	504	50.0%	(385)	-	-	-	(15)	104	50.0%
EGPNA Renewable Energy Partners	137	20.0%	8	(9)	-	-	(21)	115	20.0%
OpEn Fiber	384	50.0%	2	-	-	(489)	103	-	50.0%
Zacapa Topco Sàrl	130	20.6%	(1)	-	-	-	(14)	115	20.6%
Project Kino companies	60	20.0%	(17)	-	-	-	(3)	40	20.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	58	43.8%	(3)	-	(9)	-	-	46	43.8%
Rocky Caney Holding	46	20.0%	5	-	-	-	(6)	45	20.0%
Drift Sand Wind Project	36	50.0%	3	-	-	-	(4)	35	50.0%
Front Marítim del Besòs	37	61.4%	(4)	-	-	-	-	33	61.4%
Enel Green Power Bungala	-	50,0%	(3)	-	-	-	34	31	51.0%
Rusenergosbyt	40	49.5%	45	-	(43)	-	4	46	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	26	32.0%	1	-	(2)	-	(3)	22	32.0%
Transmisora Eléctrica de Quillota	7	50,0%	1	-	-	-	1	9	50.0%
PowerCrop	-	50.0%	-	-	-	-	2	2	50.0%
Nuclenor	-	50.0%	25	-	-	-	(25)	-	50.0%
Associates									
CESI	61	42.7%	(4)	-	-	-	3	60	42.7%
Tecnatom	30	45.0%	(2)	-	-	-	-	28	45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	11	33.5%	5	-	(3)	-	(1)	12	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	9	37.5%	-	-	(1)	-	-	8	37.5%
Cogenio Srl	11	20.0%	1	-	(1)	-	1	12	20.0%
Other	95		24	4	(14)	-	(11)	98	
Total	**1,682**		**(299)**	**(5)**	**(73)**	**(489)**	**45**	**861**	

707/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The impact on profit or loss includes the profit or loss recognized by the companies in proportion to the share held in these companies by the Enel Group and mainly concerns the impairment loss on the Slovak Power Holding investment, which takes account of the general term agreement signed on December 22, 2020 between Enel Produzione and EPH modifying certain terms and conditions of the contract signed on December 18, 2015 (as previously amended in 2018) concerning the sale of Enel Produzione's interest in Slovenské elektrárne. This adjustment, calculated on the basis of the price formula, takes account of the different scenarios that could occur depending on the different opportunities of the parties by virtue of the provisions of the general term agreement. The value associated with each of the different scenarios was weighted on the basis of the probability of occurrence assigned to each.
Based on these assessments, at December 31, 2020 the consideration is estimated at €208 million. Accordingly, a write-down of 433 million on the residual investment was recognized and the financial receivable resulting from the sale of the first stake, equal to €354 million, was derecognized, with the simultaneous recognition of a provision for risks and charges of €47 million.

Companies making the largest positive contribution include Rusenergosbyt (€45 million) under the contract for the supply of electricity to a leading railway transport company in Russia and Nuclenor (€25 million), a Spanish company, for the income recognized in September 2020 following the successful resolution of a dispute.

The decrease associated with changes in the consolidation scope mainly refer to the sale of a number North American companies, offset in part by the increase recorded in Spain due to the reduction in the stake held by Endesa Energía SA in Endesa Soluciones SLU, which had previously been consolidated on a line-by-line basis.

Reclassification to assets held for sale refers exclusively to the investment in OpEn Fiber following receipt of a binding acquisition offer and the occurrence of additional conditions in accordance with the provisions of IFRS 5.

"Other changes" mainly include the pro-rated changes in the OCI reserves or other changes recognized directly in equity. In particular, the €103 million in respect of OpEn Fiber comprise €113 million for capital increases, partially offset by fair value gains/(losses) on cash flow hedge derivatives. The Australian Bungala companies also reflect the fair value gain (€32 million) on the PPA contracts signed with customers following the decline in the prices on the Australian forward market.

The following tables provide a summary of financial information for each joint ventures and associate of the Group not classified as held for sale in accordance with IFRS 5.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Joint ventures														
Slovak Power Holding [1]	10,813	10,206	676	700	11,489	10,906	6,922	6,461	802	754	7,724	7,215	3,765	3,691
Zacapa Topco Sàrl	1,253	1,376	117	99	1,370	1,475	729	753	90	73	819	826	551	649
Rusenergosbyt	2	3	120	144	122	147	-	-	106	131	106	131	16	16
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	82	146	128	132	210	278	21	25	33	85	54	110	156	168
Energie Electrique de Tahaddart	62	77	18	20	80	97	5	6	6	8	11	14	69	83
Associates														
CESI	202	198	25	13	227	211	17	21	-	-	17	21	210	190
Tecnatom	60	62	58	64	118	126	23	35	33	24	56	59	62	67
Suministradora Eléctrica de Cádiz	67	19	32	66	99	85	18	33	45	20	63	53	36	32
Compañía Eólica Tierras Altas	21	4	3	23	24	27	2	2	2	2	4	4	20	23

(1) The figures at December 31, 2019 for Slovak Power Holding have been updated from those published in the 2019 Annual Report to align them with the financial statements approved on May 29, 2020.

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit/(loss)		Profit/(Loss) from continuing operations	
	2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Joint ventures						
Slovak Power Holding [1]	2,954	2,601	163	125	120	96
Zacapa Topco Sàrl	221	208	7	(22)	(3)	(32)
Rusenergosbyt	2,198	2,548	112	111	90	89
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	114	145	17	21	8	14
Energie Electrique de Tahaddart	33	37	5	9	3	6
Associates						
CESI	122	111	(14)	9	(16)	6
Tecnatom	78	104	(5)	2	(5)	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz	25	18	21	11	14	11
Compañía Eólica Tierras Altas	8	12	-	2	-	1

(1) The figures at December 31, 2019 for Slovak Power Holding have been updated from those published in the 2019 Annual Report to align them with the financial statements approved on May 29, 2020.

709/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

In addition, the financial disclosure requirements of IFRS 12 for subsidiaries with significant non-controlling interests are reported below.

Millions of euro	Non-current assets		Current assets		Total assets		Non-current liabilities		Current liabilities		Total liabilities		Equity		Equity attributable to owners of the Parent		Non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Subsidiaries																		
Enel Américas Group	21,337	26,278	4,582	5,570	25,919	31,848	8,827	11,230	5,495	5,668	14,322	16,898	11,597	14,950	6,643	8,231	4,954	6,719
Enel Chile Group	9,295	9,711	170	367	9,465	10,078	3,027	3,332	1,066	1,049	4,093	4,381	5,372	5,697	3,326	3,363	2,046	2,334
Endesa Group	41,819	41,722	1,386	1,087	43,205	42,809	12,869	12,440	7,101	6,943	19,970	19,383	23,235	23,426	17,366	17,466	5,869	5,960

Millions of euro	Total revenue		Pre-tax profit		Profit from continuing operations		Profit attributable to owners of the Parent		Profit attributable to non-controlling interests	
	2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Subsidiaries										
Enel Américas Group	10,350	12,601	1,187	1,974	738	1,844	274	784	464	1,060
Enel Chile Group	2,775	3,482	(133)	469	(40)	394	(25)	230	(15)	164
Endesa Group	17,065	18,468	1,965	114	1,551	93	1,082	57	469	36

710/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

25. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Derivative financial assets	1,236	1,383	3,471	4,065
Derivative financial liabilities	3,606	2,407	3,531	3,554

For more information on derivatives classified as non-current financial assets and liabilities, please see note 47 for hedging derivatives and trading derivatives.

26. Current/Non-current contract assets/(liabilities)

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Contract assets	304	487	176	166
Contract liabilities	6,191	6,301	1,275	1,328

Non-current assets deriving from contracts with customers (contract assets) refer mainly to assets under development resulting from public-to-private service concession arrangements recognized in accordance with IFRIC 12 and which have an expiration of beyond 12 months (€297 million). These cases arise when the concession holder has not yet obtained full right to recognize the asset from the grantor at the hypothetical conclusion of the concession arrangement in that there remains a contractual obligation to ensure that the asset becomes operational. At December 31, 2020, the figure includes investments for the year in the amount of €649 million.

Current contract assets mainly concern construction contracts in progress (€154 million) to be invoiced, payments on which are subject to the fulfillment of a performance obligation.

The figure at December 31, 2020 for non-current contract liabilities is mainly attributable to distribution in Italy (€3,359 million), Spain (€2,400 million) and Romania (€425 million) as a result of the accounting treatment of revenue from connections of new customers with invoicing in advance of the completion of the performance obligation.

Current contract liabilities include the contractual liabilities related to revenue from connections to the electricity grid expiring within 12 months in the amount of €859 million, mainly recognized in Italy and Spain, as well as liabilities for construction contracts in progress (€387 million).

27. Other non-current financial assets - *€5,159 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	70	72	(2)	-2.8%
Financial assets and securities included in net financial debt (see note 27.1)	2,745	3,185	(440)	-13.8%
Service concession arrangements	2,300	2,702	(402)	-14.9%
Non-current financial prepayments	44	47	(3)	-6.4%
Total	**5,159**	**6,006**	**(847)**	**-14.1%**

The reduction in "other non-current financial assets" primarily reflects:

- a decrease in financial assets included in net financial debt, as detailed in note 27.1;
- adverse exchange rate developments, mainly for service concession arrangements (in application of IFRIC 12) in Brazil.

The following is a breakdown of equity investments in other companies measured at fair value.

Millions of euro		% held		% held	
	at Dec. 31, 2020		at Dec. 31, 2019		Change
Galsi	-	17.6%	14	17.6%	(14)
Empresa Proprietaria de la Red SA	5	11.1%	17	11.1%	(12)
European Energy Exchange	13	2.4%	8	2.2%	5
Athonet Srl	7	16.0%	7	16.0%	-
Korea Line Corporation	1	0.3%	2	0.3%	(1)
Hubject GmbH	10	12.5%	10	12.5%	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	10	3.3%	-	-	10
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	11	3.7%	-	-	11
Other	13		14		(1)
Total	**70**		**72**		**(2)**

The change in "equity investments in other companies measured at fair value" reflects the full impairment loss recognized by Enel Produzione on the investment held in Galsi and by the impairment loss of €12 million on the investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red. These effects were offset above all by the new carrying amount recognized for Termoeléctrica José de San Martín SA and Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

27.1 Other non-current financial assets included in net financial debt - €2,745 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Securities at FVOCI	408	416	(8)	-1.9%
Other financial assets	2,337	2,769	(432)	-15.6%
Total	**2,745**	**3,185**	**(440)**	**-13.8%**

Securities measured at FVOCI represent financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.

The reduction in "other financial assets" is mainly attributable to:

- €354 million in respect of the impairment loss on the receivable due to Enel Produzione from EP Slovakia BV relating to the sale of 50% of its investment in Slovak Power Holding BV;
- €93 million in respect of the reclassification, from of medium- and long-term financial assets to short-term financial assets and securities, of the current portion of the amount due to e-distribuzione from the Energy and Environmental Services Fund (€56 million) and the amount due to the same company related to reimbursement of the extraordinary costs incurred by distributors for the early replacement of electromechanical meters with electronic devices (€37 million).

28. Other current financial assets - *€5,113 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Current financial assets included in net financial debt (see note 28.1)	4,971	4,158	813	19.6%
Other	142	147	(5)	-3.4%
Total	**5,113**	**4,305**	**808**	**18.8%**

28.1 Other current financial assets included in net financial debt - *€4,971 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Current portion of long-term financial assets	1,428	1,585	(157)	-9.9%
Securities at FVOCI	67	61	6	9.8%
Financial assets and cash collateral	3,223	2,153	1,070	49.7%
Other	253	359	(106)	-29.5%
Total	**4,971**	**4,158**	**813**	**19.6%**

The change in the item is mainly attributable to:

- €1,070 million in respect of an increase in cash collateral paid to counterparties for derivatives transactions;
- €157 million in respect of the reduction in the current portion of long-term financial assets, which essentially reflects:
  - the decrease in financial assets relating to the deficit of the Spanish electricity system (€71 million);
  - the offsetting in 2020 of financial assets relating to the Brazilian rate deficit with a number of liabilities for regulatory items following the settlement of a court dispute and the ruling of the judicial authorities in favor of the concession holders of the public electricity distribution service (€95 million);
  - an increase in financial assets for security deposits (€46 million);
- €106 million in respect of a decrease in the residual item "other", mainly reflecting the reduction in a number of financial assets in South Africa and Italy and the depreciation of currencies in Latin America.

29. Other non-current assets - *€2,494 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Amounts due from institutional market operators	186	232	(46)	-19.8%
Other assets	2,308	2,469	(161)	-6.5%
Total	**2,494**	**2,701**	**(207)**	**-7.7%**

Amounts due from institutional market operators decreased by €46 million on the previous year, mainly in Spain as a result of the remuneration of distribution operations.

At December 31, 2020 other assets mainly include tax assets in the amount of €1,539 million (€1,587 million at December 31, 2019), security deposits in the amount of €330 million (€418 million at the end of 2019) and non-monetary grants to be received in respect of green certificates amounting to €73 million (€37 million at December 31, 2019).
The change for the year mainly reflects the tax assets recognized by Enel Distribuição São Paulo and Enel Distribuição Ceará related to the PIS/COFINS dispute in Brazil in the amount of €211 million, which was more than offset by the depreciation of the Brazilian real.

30. Other current assets - *€3,578 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Amounts due from institutional market operators	1,265	732	533	72.8%
Advances to suppliers	309	314	(5)	-1.6%
Amounts due from employees	30	28	2	7.1%
Amounts due from others	956	1,084	(128)	-11.8%
Sundry tax assets	848	797	51	6.4%
Accrued operating income and prepayments	170	160	10	6.3%
Total	**3,578**	3,115	**463**	**14.9%**

Amounts due from institutional market operators include amounts due in respect of the Italian system in the amount of €890 million (€450 million at December 31, 2019) and the Spanish system in the amount of €337 million (€254 million at December 31, 2019). The increase is essentially attributable to the increase in amounts due in Italy in respect of the Energy and Environmental Services Fund, mainly held by e-distribuzione (€207 million) and Servizio Elettrico Nazionale (€249 million), primarily connected with equalization mechanisms.
The increase of €51 million in sundry tax assets is mainly attributable to an increase in credits for indirect taxes and duties.
Amounts due from others decreased mainly due to a decline in advances paid to third parties, a reduction in receivables in respect of pension and insurance institutions and a decrease in other sundry amounts.

31. Inventories - *€2,401 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Raw and ancillary materials, and consumables:				
- fuels	595	857	(262)	-30.6%
- materials, equipment and other inventories	1,542	1,493	49	3.3%
Total	**2,137**	**2,350**	**(213)**	**-9.1%**
Environmental certificates:				
- CO_2 emissions allowances	159	96	63	65.6%
- green certificates	5	12	(7)	-58.3%
- white certificates	7	1	6	-
Total	**171**	**109**	**62**	**56.9%**
Buildings held for sale	52	54	(2)	-3.7%
Payments on account	41	18	23	-
TOTAL	**2,401**	**2,531**	**(130)**	**-5.1%**

Raw and ancillary materials, and consumables consist of materials and equipment used to operate, maintain, and construct power plants and distribution networks, as well as fuel inventories to cover the Group's requirements for generation and trading activities.
The change in the year is mainly attributable to the write-down of inventories of fuel and materials associated with plants subject to impairment, primarily in Italy and Chile, as a result of the energy transition process begun by the Group. Other factors include the reduction in inventories in Russia following the disposal of the Reftinskaya GRES plant in the final Quarter of 2019. These developments were partially offset by an increase in CO_2 emissions allowances in Spain as a result of a decrease in the compliance obligation as a result of the reduction in high-emissions generation.

32. Trade receivables - *€12,046 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Customers:				
- electricity sales and transport	7,986	8,532	(546)	-6.4%
- distribution and sale of gas	900	1,284	(384)	-29.9%
- other assets	2,945	3,014	(69)	-2.3%
Total trade receivables due from customers	**11,831**	**12,830**	**(999)**	**-7.8%**
Trade receivables due from associates and joint ventures	215	253	(38)	-15.0%
TOTAL	**12,046**	**13,083**	**(1,037)**	**-7.9%**

Trade receivables due from customers are recognized net of loss allowances, which totaled €3,287 million at the end of the year, compared with a balance of €2,980 million at the end of the previous year. Specifically, the reduction for the year, totaling €1,037 million, mainly recognized in Italy (€819 million) and Latin America (€176 million), was attributable to the decline in receivables for the sale and transport of electricity and gas, the deterioration in the collection status of certain receivables and an increase in

write-downs, all connected with the effects of the COVID-19 pandemic, as well as the depreciation of the Latin American currencies.
For more information on trade receivables, see note 44 "Financial instruments".

33. Cash and cash equivalents - *€5,906 million*

Cash and cash equivalents, detailed in the following table, decreased especially for the Parent, due to cash outflows linked to the acquisition of additional equity interests in subsidiaries in Latin America and to the depreciation of local currencies.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Bank and postal deposits	5,699	7,910	(2,211)	-28.0%
Cash and cash equivalents on hand	42	87	(45)	-51.7%
Other investments of liquidity	165	1,032	(867)	-84.0%
Total	**5,906**	**9,029**	**(3,123)**	**-34.6%**

34. Assets and liabilities included in disposal groups classified as held for sale - *€1,416 million and €808 million*

Changes in assets held for sale during 2020 can be broken down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in theconsolidation scope	Other changes	at Dec. 31, 2020
Property, plant and equipment	14	747	(10)	30	781
Intangible assets	7	56	(7)	2	58
Deferred tax assets	-	17	-	1	18
Equity-accounted investments	80	489	(79)	(1)	489
Non-current financial assets	-	11	-	-	11
Cash and cash equivalents	-	28	-	1	29
Inventories, trade receivables, and other current assets	-	29	-	1	30
Total	**101**	**1,377**	**(96)**	**34**	**1,416**

Changes in liabilities included in disposal groups held for sale in 2020 were as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019	Reclassification from/to current and non-current liabilities	Other changes	at Dec. 31, 2020
Long-term borrowings	-	660	27	687
Provisions for risks and charges, non-current portion	-	2	-	2
Deferred tax liabilities	-	16	1	17
Non-current financial liabilities	-	54	3	57
Other non-current liabilities	3	-	(3)	-
Other current financial liabilities	-	11	1	12
Trade payables and other current liabilities	-	33	-	33
Total	**3**	**776**	**29**	**808**

Assets and liabilities included in disposal groups held for sale at December 31, 2020 amounted to €1,416 million and €808 million respectively and mainly comprise a number of renewables companies held for sale in South Africa and Bulgaria, which, following decisions by management, meet the requirements of IFRS 5 for classification within this aggregate.
At December 31, 2020, the equity-accounted investment in OpEn Fiber method, with a carrying amount of €489 million, was reclassified as held for sale.
The aggregate also includes the plant held for sale making up the Enel Produzione business unit formed of the "Ettore Majorana" site at Termini Imerese in the amount of €4 million, as well as the plant with a carrying amount of €2 million held by the Panamanian company Llano Sanchez Solar Power One SA.

During 2020 a number of hydro companies held by Enel North America, which had previously been classified as available for sale, were sold, producing a capital gain of about €2 million, as was the Rionegro plant in Colombia, which was also classified in that item.
Finally, net debt relating to assets and liabilities held for sale amounted to €646 million.

35. Equity - *€42,357 million*

35.1 Equity attributable to owners of the Parent - *€28,325 million*

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2020, the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2019.
At December 31, 2020, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Parent pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Parents's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake), BlackRock Inc. (with a 5.081% stake held for asset management purposes) and Capital Research and Management Company (with a 5.029% stake held for asset management purposes).

Treasury share reserve - €(3) million

As at December 31, 2020, treasury shares are represented by 3,269,152 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (1,549,152 at December 31, 2019), purchased through a qualified intermediary for a total amount of €23 million. The difference between the amount paid and the par value is recognized as a reduction in equity in the share premium reserve.

Other reserves - €(39) million

Share premium reserve - €7,476 million

Pursuant to Article 2431 of the Italian Civil Code, the share premium reserve contains, in the case of the issue of shares at a price above par, the difference between the issue price of the shares and their par value, including those resulting from conversion from bonds. The reserve, which is a capital reserve, may not be distributed until the legal reserve has reached the threshold established under Article 2430 of the Italian Civil Code. The change of €11 million for the year reflects the purchase of treasury shares supporting the 2020 LTI Plan.

Reserve for equity instruments - perpetual hybrid bonds - €2,386 million

This reserve was established with the subscription of a perpetual hybrid bond in an amount, net of transaction costs, of €592 million and with the conversion of bonds already in issue and converted into perpetual hybrid bonds in the amount, net of transaction costs, of €1,794 million.

Legal reserve - €2,034 million

The legal reserve is formed of the part of profits that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves - €2,268 million

These include €2,215 million related to the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.
Pursuant to Article 47 of the Consolidated Income Tax Code (*Testo Unico Imposte sul Reddito*, or "TUIR"), this amount does not constitute taxable income when distributed.

Translation reserve - €(7,046) million

The decrease for the year, of €3,244 million, was mainly due to the net appreciation of the euro against the foreign currencies used by subsidiaries and the change in the consolidation scope connected with the purchase of 5.03% of Enel Américas and 2.89% of Enel Chile.

Hedging reserve - €(1,917) million

This includes the net expense recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €305 million.

Hedging costs reserve - €(242) million

In application of IFRS 9, these reserves include the fair value gains and losses on currency basis points and forward points. The cumulative tax effect is equal to €5 million.

Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI - €(1) million

This includes net unrealized fair value losses on financial assets.
The cumulative tax effect is equal to a negative €2 million.

Reserve from equity-accounted investments - €(128) million

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of equity-accounted investees. The cumulative tax effect is equal to €26 million.

Actuarial reserve - €(1,196) million

This reserve includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is mainly attributable to the decrease in net actuarial losses recognized during the year, mainly reflecting changes in the discount rate, and to the reclassification following the curtailment of a number of defined benefit plans following the signing of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The cumulative tax effect is equal to €329 million.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control - €(2,381) million

This item mainly reports:

- the gain posted on the public offering of Enel Green Power shares, net of expenses associated with the disposal and the related taxation;
- the sale of non-controlling interests recognized as a result of the Enersis (now Enel Américas and Enel Chile) capital increase;
- the capital loss, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, from the public offering of 21.92% of Endesa;
- the income from the disposal of the non-controlling interest in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- the effects of the merger into Enel Américas of Endesa Américas and Chilectra Américas;
- the disposal to third parties of a non-controlling interest without loss of control in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners and a number of companies in South Africa.

The reserve did not change in 2020.

>

Reserve from acquisitions of non-controlling interests - €(1,292) million

This reserve mainly includes the surplus of acquisition prices with respect to the carrying amount of the equity acquired following the acquisition from third parties of further interests in companies already controlled in Latin America and in Italy (Enel Green Power SpA).

The change for the year mainly reflects the effects of the increase of 5.03% in the interest held in Enel Américas and of 2.89% in that held in Enel Chile, bringing the overall stakes to 65% and 64.93%, respectively.

Retained earnings - €18,200 million

This reserve reports earnings from previous years that have not been distributed or allocated to other reserves.

The table below shows the changes in gains and losses recognized directly in other comprehensive income, including non-controlling interests, with specific reporting of the related tax effects.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2019			Change						at Dec. 31, 2020		
	Total	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	**Gains/(Losses) recognized in equity during the year**	**Released to profit or loss**	**Taxes**	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*	**Total**	*Of which owners of the Parent*	*Of which non-controlling interests*
Translation reserve	**(7,190)**	*(3,471)*	*(3,719)*	(4,510)	-	-	**(4,510)**	*(2,987)*	*(1,523)*	**(11,700)**	*(6,458)*	*(5,242)*
Hedging reserve	**(1,968)**	*(1,627)*	*(341)*	(2,121)	2,003	(150)	**(268)**	*(294)*	*26*	**(2,236)**	*(1,921)*	*(315)*
Hedging costs reserve	**(145)**	*(147)*	*2*	(91)	(6)	(2)	**(99)**	*(95)*	*(4)*	**(244)**	*(242)*	*(2)*
Reserve from measurement of financial instruments at FVOCI	**1**	*2*	*(1)*	1	(3)	1	**(1)**	*(1)*	-	**-**	*1*	*(1)*
Share of OCI of equity-accounted associates	**(166)**	*(168)*	*2*	(10)	-	1	**(9)**	*(9)*	-	**(175)**	*(177)*	*2*
Reserve from measurement of equity investments in other companies	**(11)**	*(11)*	-	(21)	-	-	**(21)**	*(21)*	-	**(32)**	*(32)*	-
Actuarial reserve	**(1,475)**	*(1,045)*	*(430)*	(516)	-	163	**(353)**	*(231)*	*(122)*	**(1,828)**	*(1,276)*	*(552)*
Total gains/(losses) recognized in equity	**(10,954)**	***(6,467)***	***(4,487)***	(7,268)	**1,994**	13	(5,261)	***(3,638)***	***(1,623)***	**(16,215)**	***(10,105)***	***(6,110)***

720/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

35.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Dividends paid in 2019		
Dividends for 2018	2,847	0.28
Interim dividends for 2019[1]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2019	**2,847**	**0.28**
Dividends paid in 2020		-
Dividends for 2019	3,334	0.33
Interim dividends for 2020[2]	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2020	**3,334**	**0.33**

(1) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019, and paid as from January 22, 2020 (interim dividend of €0.16 per share for a total of €1,627 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 5, 2020, and paid as from January 20, 2021 (interim dividend of €0.175 per share for a total of €1,779 million).

The dividend for 2020 is equal to €0.358 per share, for a total amount of €3,640 million (of which €0.175 per share, for a total of €1,779 million, already paid as an interim dividend as from January 20, 2021) approved by the Board of Directors on March 18, 2020 and proposed to the Shareholders' Meeting of May 20, 2021 at single call. These consolidated financial statements do not take account of the effects of the distribution to shareholders of the dividend for 2020, except for the liability in respect of shareholders for the interim dividend for 2020 dividend, which was approved by the Board of Directors on November 5, 2020 for a potential maximum of €1,779 million, and paid as from January 20, 2021 net of the portion pertaining to the 3,269,152 million treasury shares held as at the record date of January 19, 2021.

Capital management

The Group's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Group seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Group manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2020.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2020 and 2019, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Non-current financial debt	49,519	54,174	(4,655)
Net current financial position	(1,359)	(5,814)	4,455
Non-current financial assets and long-term securities	(2,745)	(3,185)	440
Net financial debt	**45,415**	**45,175**	**240**
Equity attributable to owners of the Parent	28,325	30,377	(2,052)
Non-controlling interests	14,032	16,561	(2,529)
Equity	**42,357**	**46,938**	**(4,581)**
Debt/equity ratio	**1.07**	**0.96**	-

The percentage increase in the debt ratio is attributable to the decrease in equity, essentially reflecting adverse exchange rate developments, and the increase in net financial debt, mainly reflecting the funding requirements of investments in the year, the payment of dividends and extraordinary transactions in non-controlling interests connected with the acquisition of additional interests in Enel Américas and Enel Chile.
See note 43 for a breakdown of the individual items in the table.

35.3 Non-controlling interests - *€14,032 million*

The following table presents the composition of non-controlling interests by geographic area.

Millions of euro	Non-controlling interests		Profit for the year attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Italy	2	1	-	(2)
Iberia	5,869	5,961	468	36
Latin America	7,206	9,277	477	1,256
Europe	638	903	55	6
North America	160	222	6	(1)
Africa, Asia and Oceania	157	197	6	7
Total	**14,032**	**16,561**	**1,012**	**1,302**

The decrease in the portion attributable to non-controlling interests mainly reflects exchange rate effects, dividends and the increase in the percentage holding in Enel Américas and Enel Chile.

36. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Long-term borrowings	**49,519**	54,174	**3,168**	3,409
Short-term borrowings	**-**	-	**6,345**	3,917
Total	**49,519**	**54,174**	**9,513**	**7,326**

For more information on the nature of borrowings, see note 44 "Financial instruments by category".

37. Employee benefits - *€2,964 million*

The Group provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay for having reached age limits or eligibility for old-age pension, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, supplemental retirement and healthcare plans, residential electricity discounts and similar benefits. More specifically:

- for Italy, the item "pension benefits" regards estimated accruals made to cover benefits due under the supplemental retirement schemes of retired executives and the benefits due to personnel under law or contract at the time the employment relationship is terminated. For the foreign companies, the item refers to post-employment benefits, of which the most material regard the pension benefit schemes of Endesa in Spain, which break down into three types that differ on the basis of employee seniority and company. In general, under the framework agreement of October 25, 2000, employees participate in a specific defined contribution pension plan and, in cases of disability or death of employees in service, a defined benefit plan which is covered by appropriate insurance policies. In addition, the group has two other limited-enrollment plans (i) for current and retired Endesa employees covered by the electricity industry collective bargaining agreement prior to the changes introduced with the framework agreement noted earlier and (ii) for employees of the Catalan companies merged in the past (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Both are defined benefit plans and benefits are fully ensured, with the exception of the former plan for benefits in the event of the death of a retired employee. Finally, the Brazilian companies have also established defined benefit plans;
- the item "electricity discount" comprises benefits regarding electricity supply associated with foreign companies. For Italy, that benefit, which was granted until the end of 2015 to retired employees only, was unilaterally cancelled;
- the item "health insurance" refers to benefits for current or retired employees covering medical expenses;
- "other benefits" mainly regard the loyalty bonus, which is adopted in various countries and for Italy is represented by the estimated liability for the benefit entitling employees covered by the electricity workers national collective bargaining agreement to a bonus for achievement of seniority milestones (25th and 35th year of service). It also includes other incentive plans, which provide for the award to certain Company managers of a monetary bonus subject to specified conditions.

The following table reports changes in the defined benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2020, and December 31, 2019, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Millions of euro	2020					2019				
	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION										
Actuarial obligation at the start of the year	**5,691**	**904**	**263**	**242**	**7,100**	**5,072**	**767**	**253**	**231**	**6,323**
Current service cost	18	3	4	38	**63**	20	4	4	32	**60**
Interest expense	249	5	7	4	**265**	335	15	10	5	**365**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	45	12	6	1	**64**	(16)	-	1	-	**(15)**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	105	19	(2)	2	**124**	701	91	15	8	**815**
Experience adjustments	466	(21)	(7)	(8)	**430**	94	55	(4)	13	**158**
Past service cost	(24)	(504)	(13)	(1)	**(542)**	(8)	-	-	2	**(6)**
(Gains)/Losses arising from settlements	(584)	-	-	-	**(584)**	-	-	-	-	-
Exchange differences	(1,206)	(1)	(30)	(7)	**(1,244)**	(84)	-	(2)	1	**(85)**
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	1	-	-	-	**1**	2	-	-	-	**2**
Benefits paid	(358)	(16)	(11)	(48)	**(433)**	(431)	(31)	(14)	(45)	**(521)**
Other changes	5	2	-	(1)	**6**	6	3	-	(5)	**4**
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at year-end (A)	**4,408**	**403**	**217**	**222**	**5,250**	**5,691**	**904**	**263**	**242**	**7,100**
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at the start of the year	**3,374**	**-**	**-**	**-**	**3,374**	3,160	**-**	**-**	**-**	**3,160**
Interest income	160	-	-	-	**160**	235	-	-	-	**235**
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	85	-	-	-	**85**	272	-	-	-	**272**
Exchange differences	(782)	-	-	-	**(782)**	(50)	-	-	-	**(50)**
Employer contributions	342	16	11	21	**390**	186	31	14	16	**247**
Employee contributions	1	-	-	-	**1**	2	-	-	-	**2**
Benefits paid	(358)	(16)	(11)	(21)	**(406)**	(431)	(31)	(14)	(16)	**(492)**
Other payments	**(523)**	-	-	-	**(523)**	-	-	-	-	-
Changes in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year-end (B)	**2,299**	**-**	**-**	**-**	**2,299**	**3,374**	**-**	**-**	**-**	**3,374**
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**	**24**	**-**	**-**	**-**	**24**
Interest income	3	-	-	-	**3**	2	-	-	-	**2**
Changes in asset ceiling	(24)	-	-	-	**(24)**	20	-	-	-	**20**
Exchange differences	(11)	-	-	-	**(11)**	(1)	-	-	-	**(1)**
Changes in the consolidation scope	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year-end (C)	**13**	**-**	**-**	**-**	**13**	**45**	**-**	**-**	**-**	**45**
Net liability in statement of financial position (A-B+C)	**2,122**	**403**	**217**	**222**	**2,964**	**2,362**	**904**	**263**	**242**	**3,771**

The decrease in the actuarial liability compared with 2019, equal to €807 million, is mainly attributable to the transfer by Enel Distribuição São Paulo in Brazil of part of its employee defined benefit plans to external companies. These plans thereby became defined contribution plans, which are not subject to actuarial measurement.
Note also that the obligations in respect of Enel Group personnel have not been appreciably affected by the effects of the COVID-19 emergency, which are considered temporary and short-term.

Millions of euro

	2020	2019
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost and past service cost	(509)	32
Net interest expense	108	129
(Gains)/losses arising from settlements	(61)	-
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	31	25
Other changes	(9)	-
Total	**(440)**	**186**

Millions of euro

	2020	2019
Change in (gains)/losses in OCI		
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	(85)	(272)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	626	958
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	(24)	20
Other changes	(1)	(4)
Total	**516**	**702**

The decrease in the cost recognized in profit or loss was equal to €626 million. The impact on the income statement is, therefore, smaller than in 2019, due mainly to the signing in 2020 of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement, which modified the electricity discount benefit for current and former employees, with the consequent reversal of the associated provision.
The liability recognized in the statement of financial position at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, amounting to €2,299 million at December 31, 2020. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows.

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	7%	8%
Fixed-income securities	63%	68%
Investment property	2%	3%
Other	-	-
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	28%	21%
Total	**100%**	**100%**

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities in respect of employee benefits and the plan assets, which are consistent with those used the previous year, are set out in the following table.

	Italy	Iberia	Latin America	Other countries	Italy	Iberia	Latin America	Other countries
	2020				2019			
Discount rate	0.00%-0.50%	0.00%-0.61%	2.55%-7.95%	0.75%-6.30%	0.00%-0.70%	0.00%-1.14%	3.40%-7.59%	1.20%-6.45%
Inflation rate	0.50%	1.00%	3.00%-4.85%	0.75%-3.83%	0.70%	2.00%	3.00% - 8.00%	1.00%-3.94%
Rate of wage increases	0.50%-2.50%	1.00%	3.80%-5.04%	2.25%-3.83%	0.70%-1.70%	2.00%	3.80%-8.00%	2.50%-3.94%
Rate of increase in healthcare costs	1.50%	3.20%	7.12%-8.00%	-	1.70%	3.20%	7.12%-8.00%	-
Expected rate of return on plan assets	-	0.57%	6.08%-7.33%	-	-	1.09%	6.44% - 7.38%	-

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the defined benefit obligation of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
Decrease of 0.5% in discount rate	239	30	11	(1)	321	78	15	5
Increase of 0.5% in discount rate	(190)	(30)	(15)	(11)	(285)	(73)	(19)	(7)
Increase of 0.5% in inflation rate	(1)	(5)	(3)	(7)	(2)	(74)	(5)	(3)
Decrease of 0.5% in inflation rate	33	2	7	(4)	31	79	10	1
Increase of 0.5% in remuneration	14	(2)	(3)	(3)	19	2	(2)	5
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	15	(2)	(3)	(6)	9	(2)	(3)	(1)
Increase of 1% healthcare costs	-	-	(2)	-	-	-	12	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	27	(11)	2	(34)	179	36	19	(1)

The sensitivity analysis used an approach that extrapolates the effect on the defined benefit obligation of reasonable changes in an individual actuarial assumption, leaving the other assumptions unchanged. The contributions expected to be paid into defined benefit plans in the subsequent year amount to €80 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Within 1 year	366	461
In 1-2 years	337	447
In 2-5 years	971	1,288
More than 5 years	1,534	2,040

38. Provisions for risks and charges - *€6,831 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020		at Dec. 31, 2019	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	596	-	640	-
- site retirement, removal and restoration	2,017	99	1,840	102
- litigation	734	86	938	132
- environmental certificates	-	42	-	33
- taxes and duties	288	43	312	24
- other	757	343	762	504
Total	**4,392**	**613**	**4,492**	**795**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	623	444	832	401
Provision for restructuring programs connected with energy transition	759	-	-	-
TOTAL	**5,774**	**1,057**	**5,324**	**1,196**

727/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro		Accrual	Reversal	Utilization	Discounting	Provisions for site retirement and restoration	Change in the consolidation scope	Exchange differences	Other changes	Reclassifications of liabilities included in disposal groups held for sale	
	at Dec. 31, 2019										at Dec. 31, 2020
Provision for litigation, risks and other charges:											
- nuclear decommissioning	640	1	-	-	1	(46)	-	-	-	-	596
- retirement, removal and site restoration	1,942	99	(50)	(44)	17	187	-	(36)	2	(1)	2,116
- litigation	1,070	187	(160)	(136)	37	-	-	(198)	21	(1)	820
- environmental certificates	33	41	(8)	(24)	-	-	-	-	-	-	42
- taxes and duties	336	46	(18)	(17)	34	-	-	(46)	(4)	-	331
- other	1,266	331	(147)	(178)	10	-	-	(51)	(131)	-	1,100
Total	**5,287**	**705**	**(383)**	**(399)**	**99**	**141**	**-**	**(331)**	**(112)**	**(2)**	**5,005**
Provision for early retirement incentives and other restructuring plans	1,233	223	(39)	(443)	59	-	-	(2)	36	-	1,067
Provision for restructuring programs connected with energy transition	-	759	-	-	-	-	-	-	-	-	759
TOTAL	**6,520**	**1,687**	**(422)**	**(842)**	**158**	**141**	**-**	**(333)**	**(76)**	**(2)**	**6,831**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2020, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by ENRESA, a Spanish public entity responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. Quantification of the costs is based on the standard contract between ENRESA and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy in September 2001, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to ENRESA (so-called post-operational costs) and takes account, among the various assumptions used to estimate the amount, of the quantity of unused nuclear fuel expected at the date of closure of each of the Spanish nuclear plants on the basis of the provisions of the concession agreement.

Site retirement, removal and restoration provision

This provision represents the present value of the estimated cost for the retirement and removal of non-nuclear plants where there is a legal or constructive obligation to do so. The provision mainly regards the Endesa Group, Enel Produzione and the companies in Latin America. The change in the provisions during 2020 is mainly linked to the redetermination of the future retirement costs of certain plants in Iberia and an increase in provisions for retirement costs resulting from the Group's decision to promote the termination of generation from coal-fired power plants in Iberia, Italy and Chile in order to achieve the Group's strategic objective of decarbonizing generation in order to mitigate the impacts of climate change.

Litigation provision

The litigation provision covers contingent liabilities in respect of pending litigation and other disputes. It includes an estimate of the potential liability relating to disputes that arose during the year, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior years. The balance for litigation mainly regards the companies in Spain (€178 million), Italy (€107 million) and Latin America (€522 million).

The decrease compared with the previous year, equal to €250 million, mainly reflects the change in the provision in Latin America and North America, attributable in particular to adverse exchange rate developments in Brazil and Argentina, as well as the resolution of a number of disputes in the United States.

Provision for environmental certificates

The provision for environmental certificates covers costs in respect of shortfalls in the environmental certificates need for compliance with national or supranational environmental protection requirements and mainly regards Enel Energia, Endesa Energia and Unelco.

Provision for taxes and duties

The provision for taxes and duties covers the estimated liability deriving from tax disputes concerning direct and indirect taxes. The balance of the provision also includes the provision for current and potential disputes concerning local property tax (whether the *Imposta Comunale sugli Immobili* ("ICI") or the new *Imposta Municipale Unica* ("IMU")) in Italy. The Group has taken due account of the criteria introduced with circular no. 6/2012 of the Public Land Agency (which resolved interpretive issues concerning the valuation methods for movable assets considered relevant for property registry purposes, including certain assets typical to generation plants, such as turbines) in estimating the liability for such taxes, both for the purposes of quantifying the probable risk associated with pending litigation and generating a reasonable valuation of probable future charges on positions that have not yet been assessed by Land Agency offices and municipalities.

The provision was virtually unchanged on December 31, 2019.

Other provisions

Other provisions cover various risks and charges, mainly in connection with regulatory disputes and disputes with local authorities regarding various duties and fees or other charges.
The decrease of €166 million in other provisions is mainly attributable to Enel Energia and the adverse exchange rate effects in Latin America.
Note also the recognition of a provision for risks (equal to €47 million) as a result of the write-down of the sale of 50% of the investment in Slovak Power Holding.

Provision for early retirement incentives and other restructuring plans

The provision for early retirement incentives and other restructuring plans includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs. The reduction of €166 million for the year mainly reflects uses of provisions for incentives established in Spain and Italy in previous years.
In Italy, the latter is largely associated with the union-company agreements signed in September 2013 and December 2015, implementing, for a number of companies in Italy, the mechanism provided for under Article 4, paragraphs 1-7 *ter*, of Law 92/2012 (the Fornero Act). The latter agreement envisaged the voluntary termination, in Italy, of about 6,100 employees in 2016-2020.
In Spain, the provisions regard the *Acuerdo de Salida Voluntaria*.

Provision for restructuring programs connected with the energy transition

Enel, in its role as a leader of the energy transition, has placed decarbonization and growth of renewables around the world at the center of its strategy.
In this context, Enel has begun restructuring the activities associated with the energy transition process, which involves thermal generation plants in all the geographical areas in which the Group operates. The consequent revision of processes and operating models will require changes in the roles and skills of employees, which the Group intends to implement with highly sustainable plans based on redeployment programs, with major upskilling and reskilling plans and voluntary individual early retirement agreements that will involve around 1,300 people worldwide. The energy transition is also based on the progressive and expansive development of digital tools, as digitization is essential to responding to multiple external forces and making informed and well-considered decisions at every level within the Group.
A provision was therefore established for restructuring programs, which at December 31, 2020 amounted to €759 million, which is mainly attributable to Spain and Italy, and represents the estimated costs that the Group has provisioned to accelerate the energy transition process, for all direct and indirect activities related to the review of processes and operating models and the roles and skills of employees.

39. Other non-current liabilities - *€3,458 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	500	552	(52)	-9.4%
Other items	2,958	3,154	(196)	-6.2%
Total	**3,458**	**3,706**	**(248)**	**-6.7%**

The decrease of €52 million in "accrued operating expenses and deferred income" is essentially attributable to the €59 million reclassification carried out by Enel Finance International for presentation purposes for deferred income related to the negotiation of derivative contracts, now reported in "other items" of the same table.

In addition to the reclassification mentioned with regard to "accrued operating expenses and deferred income", the change in "other items" reflected an increase in liabilities for tax partnerships beyond 12 months in the United States and an increase in liabilities relating to the outcome of the PIS/COFINS dispute in Brazil (already discussed under "other non-current assets") in the amount of €330 million. These changes were more than offset by adverse exchange rate developments, mainly in Latin America.

40. Other current liabilities - *€11,651 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Amounts due to customers	1,481	1,670	(189)	-11.3%
Amounts due to institutional market operators	4,012	4,507	(495)	-11.0%
Amounts due to employees	438	496	(58)	-11.7%
Other tax liabilities	886	1,082	(196)	-18.1%
Amounts due to social security institutions	207	212	(5)	-2.4%
Contingent consideration	53	116	(63)	-54.3%
Put options granted to non-controlling shareholders	1	3	(2)	-66.7%
Current accrued expenses and deferred income	346	372	(26)	-7.0%
Dividends	2,135	2,143	(8)	-0.4%
Other	2,092	2,560	(468)	-18.3%
Total	**11,651**	**13,161**	**(1,510)**	**-11.5%**

Amounts due to customers include €822 million (€880 million at December 31, 2019) in security deposits related to amounts received from customers in Italy as part of electricity and gas supply contracts. Following the finalization of the contract, deposits for electricity sales, the use of which is not restricted in any way, are classified as current liabilities given that the Parent does not have an unconditional right to defer repayment beyond 12 months.
Amounts due to institutional market operators include liabilities arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €2,444 million (€3,064 million at December 31, 2019), on the Spanish market amounting to €1,538 million (€1,267 million at December 31, 2019) and on the Latin American market amounting to €30 million (€176 million at December 31, 2019).

Contingent consideration mainly regards a number of equity investments held by the Group in North America, the fair value of which was determined on the basis of the contractual conditions in the agreements between the parties.
Other mainly regards the liabilities of some Brazilian companies to the national electricity agency ANEEL (Regulatory Resolution no. 885/2020 of June 23) in respect of loans granted to distribution companies in order to provide liquidity to them and minimize the effects of the pandemic.
The decline in other is mainly attributable to the effect of the recognition in 2019 of the debt of €358 million associated with the purchase through financial intermediaries (with share swaps) of additional shares in Enel Américas and Enel Chile, compounded by the impact of the reduction in 2020 of liabilities for expired commodity derivatives, which were registered mainly in Italy and Spain. These effects were partially offset by an increase in liabilities for tax partnerships (€87 million) posted by renewables companies in North America in the amount of €181 million as a result of the entry of new plants into service.

41. Trade payables - *€12,859 million*

The item amounted to €12,859 million (€12,960 million in 2019) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders, and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €12,282 million (€12,322 million at December 31, 2019), while those with falling due in more than 12 months amounted to €577 million (€638 million at December 31, 2019).

42. Other current financial liabilities - *€622 million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Accrued financial expense and deferred financial income	535	607	(72)	-11.9%
Other items	87	147	(60)	-40.8%
Total	**622**	**754**	**(132)**	**-17.5%**

The decrease in other current financial liabilities is attributable to a €73 million decrease in accrued financial expense, connected primarily with the decline in interest on bonds, a €41 million decrease in the liability in respect of the deficit of the Spanish electrical system and a €20 million decrease in the liability in respect of bondholders for accrued interest to be settled.

43. Net financial position and long-term financial assets and securities - *€45,415 million*

The following table shows the net financial position and long-term financial assets and securities on the basis of the items on the consolidated statement of financial position.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Long-term borrowings	36	49,519	54,174	(4,655)	-8.6%
Short-term borrowings	36	6,345	3,917	2,428	62.0%
Other current financial borrowings[1]		5	47	(42)	-89.4%
Current portion of long-term borrowings	36	3,168	3,409	(241)	-7.1%
Other non-current financial assets included in net financial debt	27.1	(2,745)	(3,185)	440	13.8%
Other current financial assets included in net financial debt	28	(4,971)	(4,158)	(813)	-19.6%
Cash and cash equivalents	33	(5,906)	(9,029)	3,123	34.6%
Total		**45,415**	**45,175**	**240**	**0.5%**

(1) "Other current financial borrowings" is included under "Other current financial liabilities".

Pursuant to CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial debt at December 31, 2020 and December 31, 2019, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change	
Cash and cash equivalents on hand	42	87	(45)	-51.7%
Bank and post office deposits	5,699	7,910	(2,211)	-28.0%
Other investments of liquidity	165	1,032	(867)	-84.0%
Securities	67	51	16	31.4%
Liquidity	**5,973**	**9,080**	**(3,107)**	**-34.2%**
Short-term loan assets	3,476	2,522	954	37.8%
Current portion of long-term loan assets	1,428	1,585	(157)	-9.9%
Current loan assets	**4,904**	**4,107**	**797**	**19.4%**
Short-term bank borrowings	(711)	(579)	(132)	**-22.8%**
Commercial paper	(4,854)	(2,284)	(2,570)	-
Current portion of long-term bank borrowings	(1,369)	(1,121)	(248)	-22.1%
Bonds issued (current portion)	(1,412)	(1,906)	494	25.9%
Other borrowings (current portion)	(387)	(382)	(5)	-1.3%
Other short-term borrowings[1]	(785)	(1,101)	316	28.7%
Total current financial debt	**(9,518)**	**(7,373)**	**(2,145)**	**-29.1%**
Net current financial position	**1,359**	**5,814**	**(4,455)**	**-76.6%**
Bank borrowings	(8,663)	(8,407)	(256)	-3.0%
Bonds	(38,357)	(43,294)	4,937	11.4%
Other borrowings	(2,499)	(2,473)	(26)	-1.1%
Non-current financial debt	**(49,519)**	**(54,174)**	**4,655**	**8.6%**
NET FINANCIAL DEBT as per CONSOB Communication	**(48,160)**	**(48,360)**	**200**	**0.4%**
Non-current financial assets and securities	**2,745**	**3,185**	**(440)**	**-13.8%**
NET FINANCIAL DEBT	**(45,415)**	**(45,175)**	**(240)**	**-0.5%**

(1) Includes current borrowings included under other current financial liabilities.

Financial instruments

44. Financial instruments by category

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Group's financial position and performance.

44.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Financial assets at amortized cost	44.1.1	**3,966**	**4,258**	**22,967**	**26,326**
Financial assets at FVOCI	44.1.2	**448**	**480**	**67**	**61**
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	44.1.3	52	29	2,765	3,086
Other financial assets at FVTPL	44.1.3	2,087	2,370	301	51
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	44.1.3	-	-	-	-
Total financial assets at fair value through profit or loss		**2,139**	**2,399**	**3,066**	**3,137**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	44.1.4	50	32	28	-
Cash flow hedge derivatives	44.1.4	1,134	1,322	678	979
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**1,184**	**1,354**	**706**	**979**
TOTAL		**7,737**	**8,491**	**26,806**	**30,503**

For more information on fair value measurement, see note 48 "Assets and liabilities measured at fair value".

44.1.1 Financial assets measured at amortized cost

The following table reports financial assets measured at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Cash and cash equivalents		-	-	33	5,702	9,029
Trade receivables	32	1,200	917	32	10,846	12,166
Current portion of long-term loan assets		-	-	28,1	1,331	1,534
Cash collateral		-	-	28,1	3,223	2,153
Other financial assets	27.1	2,337	2,769	28,1	253	370
Financial assets from service concession arrangements at amortized cost	27	243	340	28	9	13
Other financial assets at amortized cost		186	232		1,603	1,061
Total		**3,966**	**4,258**		**22,967**	**26,326**

Impairment of financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2020 amounted to €3,624 million (€3,370 million at December 31, 2019) and are recognized net of allowances for expected credit losses.

The Group mainly has the following types of financial assets measured at amortized cost subject to impairment testing:

- cash and cash equivalents;
- trade receivables and contract assets;
- loan assets;
- other financial assets.

While cash and cash equivalents are also subject to the impairment requirements of IFRS 9, the identified impairment loss was immaterial.

The expected credit loss (ECL), determined using probability of default (PD), loss given default (LGD) and exposure at default (EAD), is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e., all shortfalls) discounted at the original effective interest rate (EIR).
For calculating ECL, the Group applies two different approaches:

- the general approach, for financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables. This approach, based on an assessment of any significant increase in credit risk since initial recognition, is performed comparing the PD at origination with PD at the reporting date, at each reporting date.
  Then, based on the results of the assessment, a loss allowance is recognized based on 12-month ECL or lifetime ECL (i.e. staging):
  - 12-month ECL, for financial assets for which there has not been a significant increase in credit risk since initial recognition;
  - lifetime ECL, for financial assets for which there has been a significant increase in credit risk or which are credit impaired (i.e. defaulted based on past due information);
- the simplified approach, for trade receivables, contract assets and lease receivables with or without a significant financing component, based on lifetime ECL without tracking changes in credit risk.

For more information on assets deriving from contracts with customers, please see note 26 "Current/Non-current contract assets/(liabilities)".

A forward-looking adjustment can be applied considering qualitative and quantitative information in order to reflect future events and macroeconomic developments that could impact the risk associated with the portfolio or financial instrument.
Depending on the nature of the financial assets and the credit risk information available, the assessment of the increase in credit risk can be performed on:

- an individual basis, if the receivables are individually significant and for all receivables which have been individually identified for impairment based on reasonable and supportable information;
- a collective basis, if no reasonable and supportable information is available without undue cost or effort to measure expected credit losses on an individual instrument basis.

When there is no reasonable expectation of recovering a financial asset in its entirety or a portion thereof, the gross carrying amount of the financial asset shall be reduced.
A write-off represents a derecognition event (e.g. the right to cash flows is legally or contractually extinguished, transferred or expired).

The following table reports expected credit losses on financial assets measured at amortized cost on the basis of the general simplified approach.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Gross amount	Allowance for expected credit losses	Total	Gross amount	Allowance for expected credit losses	Total
Cash and cash equivalents	5,702	-	5,702	9,029	-	9,029
Trade receivables	15,333	3,287	12,046	16,063	2,980	13,083
Loan assets	7,352	208	7,144	7,057	231	6,826
Other financial assets at amortized cost	2,170	129	2,041	1,805	159	1,646
Total	**30,557**	**3,624**	**26,933**	**33,954**	**3,370**	**30,584**

To measure expected losses, the Group assesses trade receivables and contract assets with the simplified approach, both on an individual basis (e.g. government entities, authorities, financial counterparties, wholesale sellers, traders and large companies, etc.) and a collective basis (e.g. retail customers).

In the case of individual assessments, PD is generally obtained from external providers.

Otherwise, in the case of collective assessments, trade receivables are grouped on the basis of their shared credit risk characteristics and information on past due positions, considering a specific definition of default.
Based on each business and local regulatory framework, as well as differences between customer portfolios, including their default and recovery rates (comprising expectations for recovery beyond 90 days):

- the Group mainly defines a defaulted position as one that is 180 days past due. Accordingly, beyond this time limit, trade receivables are presumed to be credit impaired); and
- specific clusters are defined on the basis of specific markets, business and risk characteristics.

Contract assets substantially have the same risk characteristics as trade receivables for the same types of contracts.
In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Group uses the following assumptions regarding the ECL parameters:

- PD, assumed equal to the average default rate, is calculated by cluster and considering historical data from at least 24 months;
- LGD is a function of the recovery rates for each cluster, discounted using the effective interest rate; and
- EAD is estimated as equal to the carrying amount at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not past due and invoices to be issued.

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on loan assets in accordance with the general simplified approach.

Millions of euro	ECL 12-month allowance	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2019	**87**	**142**
Accruals	-	26
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	(1)	(3)
Other changes	(8)	(12)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**78**	**153**
Opening balance at Jan. 1, 2020	**78**	**153**
Accruals	354	8
Uses	-	-
Reversals to profit or loss	(4)	(4)
Other changes	(363)	(14)
Closing balance at Dec. 31, 2020	**65**	**143**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on trade receivables.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2019	**2,828**
Accruals	1,239
Uses	(834)
Reversals to profit or loss	(202)
Other changes	(51)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**2,980**
Opening balance at Jan. 1, 2020	**2,980**
Accruals	1,505
Uses	(819)
Reversals to profit or loss	(194)
Other changes	(185)
Closing balance at Dec. 31, 2020	**3,287**

The following table reports changes in the allowance for expected credit losses on other financial assets at amortized cost.

Millions of euro	ECL lifetime allowance
Opening balance at Jan. 1, 2019	**64**
Accruals	105
Uses	-
Reversals to profit or loss	(7)
Other changes	(3)
Closing balance at Dec. 31, 2019	**159**
Opening balance at Jan. 1, 2020	**159**
Accruals	22
Uses	-
Reversals to profit or loss	(23)
Other changes	(29)
Closing balance at Dec. 31, 2020	**129**

Note 45 "Risk management" provides additional information on the exposure to credit risk and expected losses.

44.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income

The following table shows financial assets at fair value through other comprehensive income by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current			Current		
	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Equity investments in other companies at FVOCI	27	40	64		-	-
Securities	27.1	408	416	28.1	67	61
Total		**448**	480		**67**	61

Changes in financial assets at FVOCI

Equity investments in other companies

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2020	**64**	**-**
Purchases	6	-
Sales	-	-
Changes in fair value through OCI	(21)	-
Other changes	(9)	-
Closing balance at Dec. 31, 2020	**40**	**-**

Securities at FVOCI

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2020	**416**	**61**
Purchases	124	-
Sales	(54)	-
Changes in fair value through OCI	(3)	-
Reclassifications	(75)	75
Other changes	-	(69)
Closing balance at Dec. 31, 2020	**408**	**67**

44.1.3 Financial assets at fair value through profit or loss

The following table shows financial assets at fair value through profit or loss by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Note	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Derivatives at FVTPL	47	52	29	47	2,765	3,086
Investments in liquid assets		-	-	32	204	-
Financial assets at FVTPL		-	-	28, 28.1	97	51
Equity investments in other companies at FVTPL	27	30	8		-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	27	2,057	2,362		-	-
Total		**2,139**	2,399		**3,066**	3,137

44.1.4 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

44.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss separately.

Millions of euro	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Financial liabilities measured at amortized cost	44.2.1	**50,254**	**54,931**	**29,598**	**28,261**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	44.4	29	20	2,887	2,981
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		**29**	**20**	**2,887**	**2,981**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	44.4	-	1	-	-
Cash flow hedge derivatives	44.4	3,577	2,386	644	573
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		**3,577**	**2,387**	**644**	**573**
TOTAL		**53,860**	**57,338**	**33,129**	**31,815**

For more information on fair value measurement, please see note 48 "Liabilities measured at fair value".

44.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Note	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Long-term borrowings	44.3	49,519	54,174	44.3	3,168	3,409
Short-term borrowings		-	-	44.3	6,345	3,917
Trade payables	41	577	638	41	12,282	12,322
Other financial liabilities		158	119		7,803	8,613
Total		**50,254**	**54,931**		**29,598**	**28,261**

44.3 Borrowings

44.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - *€52,687 million*

The following table reports the carrying amount and fair value for each category of long-term debt and interest rate, including the portion falling due within 12 months.

.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Changes in carrying amount
	at Dec. 31, 2020					at Dec. 31, 2019					
Bonds:											
- listed, fixed rate	23,629	23,052	1,041	22,011	27,470	27,312	26,593	1,621	24,972	31,073	(3,541)
- listed, floating rate	2,817	2,800	260	2,540	2,937	3,515	3,488	258	3,230	3,655	(688)
- unlisted, fixed rate	13,262	13,184	-	13,184	15,753	14,458	14,359	-	14,359	15,794	(1,175)
- unlisted, floating rate	733	733	111	622	828	760	760	27	733	753	(27)
Total bonds	**40,441**	**39,769**	**1,412**	**38,357**	**46,988**	**46,045**	**45,200**	**1,906**	**43,294**	**51,275**	**(5,431)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	790	782	254	528	833	896	893	279	614	947	(111)
- floating rate	9,278	9,250	1,115	8,135	9,259	8,610	8,565	842	7,723	8,642	685
- use of revolving credit lines	-	-	-	-	-	70	70	-	70	70	(70)
Total bank borrowings	**10,068**	**10,032**	**1,369**	**8,663**	**10,092**	**9,576**	**9,528**	**1,121**	**8,407**	**9,659**	**504**
Leases:											
- fixed rate	1,979	1,979	225	1,754	1,979	1,856	1,856	257	1,599	1,856	**123**
- floating rate	89	89	22	67	89	108	108	18	90	108	**(19)**
Total leases	**2,068**	**2,068**	**247**	**1,821**	**2,068**	**1,964**	**1,964**	**275**	**1,689**	**1,964**	**104**
Other non-bank borrowings:											
- fixed rate	607	639	74	565	630	792	822	92	730	811	(183)
- floating rate	191	179	66	113	160	86	69	15	54	75	110
Total other non-bank borrowings	**798**	**818**	**140**	**678**	**790**	**878**	**891**	**107**	**784**	**886**	**(73)**
Total fixed-rate borrowings	**40,267**	**39,636**	**1,594**	**38,042**	**46,665**	**45,314**	**44,523**	**2,249**	**42,274**	**50,481**	**(4,887)**
Total floating-rate borrowings	**13,108**	**13,051**	**1,574**	**11,477**	**13,273**	**13,149**	**13,060**	**1,160**	**11,900**	**13,303**	**(9)**
TOTAL	**53,375**	**52,687**	**3,168**	**49,519**	**59,938**	**58,463**	**57,583**	**3,409**	**54,174**	**63,784**	**(4,896)**

The table below reports long-term financial debt by currency and interest rate.

Long-term financial debt by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount	Nominal value	Carrying amount	Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2020		at Dec. 31, 2019		at Dec. 31, 2020	
Euro	**25,581**	**26,089**	**27,272**	**27,915**	**2.2%**	**2.6%**
US dollar	18,500	18,589	20,103	20,239	4.5%	4.7%
Pound sterling	3,955	3,998	4,354	4,394	5.1%	5.3%
Colombian peso	1,283	1,283	1,381	1,381	6.8%	6.8%
Brazilian real	1,832	1,864	2,412	2,458	5.3%	5.3%
Swiss franc	328	329	419	419	1.8%	1.8%
Chilean peso/UF	368	374	414	421	4.9%	5.0%
Peruvian sol	388	388	426	426	5.8%	5.8%
Russian ruble	281	286	225	227	7.1%	7.1%
Other currencies	171	175	577	583		
Total non-euro currencies	**27,106**	**27,286**	**30,311**	**30,548**		
TOTAL	**52,687**	**53,375**	**57,583**	**58,463**		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro decreased by €3,205 million, largely attributable to the positive effect of the exchange rates of the main currencies.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value	Repayments	Change in the consolidation scope	New issues	Other changes	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2019						at Dec. 31, 2020
Bonds	46,045	(2,109)	-	668	(1,797)	(2,366)	40,441
Borrowings	12,418	(1,638)	(389)	3,256	(48)	(665)	12,934
- of which leases	*1,964*	*(208)*	-	*441*	-	*(129)*	*2,068*
Total financial debt	**58,463**	**(3,747)**	**(389)**	**3,924**	**(1,845)**	**(3,031)**	**53,375**

The nominal value of long-term debt amounted to €53,375 million at December 31, 2020, a decrease of €5,088 million compared with December 31, 2019. The increase in debt deriving from new issues of €3,924 million was easily offset by reductions associated with repayments in the amount of €3,747 million, exchange gains of €3,031 million, the deconsolidation of the debt of a number of South African companies in the amount of €389 million (that amount is net of new issues in 2020 by the deconsolidated companies) and other changes in debt totaling €1,845 million. This value includes €1,797 million reflecting the accounting effects of the consent solicitation directed at the holders of three non-convertible subordinated hybrid bonds denominated in euros in order to align their features with those of new issues. More specifically, the main change to those instruments regarded their maturity, which was transformed from fixed to perpetual, which means that they will be redeemed only in the event of liquidation. As a result, those bonds are no longer recognized as debt instruments but as equity instruments.

Repayments in 2020 concerned bonds in the amount of €2,109 million and borrowings totaling €1,638 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2020 included:

- €410 million in respect of a fixed-rate hybrid bond issued by Enel SpA, maturing in January 2020;
- €100 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in January 2020;
- €482 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in March 2020;
- the equivalent of €93 million in respect of a fixed-rate bond in Swiss francs issued by Enel Finance International, maturing in June 2020;
- the equivalent of €438 million in respect of a fixed-rate bond in pounds sterling issued by Enel SpA, maturing in September 2020;
- the equivalent of €274 million in respect of a fixed-rate hybrid bond in pounds sterling repurchased early by Enel SpA in September 2020;
- the equivalent of €286 million in respect of bonds issued by the Latin American companies.

The main repayments of borrowings in the year included the following:

- €150 million in respect of a floating-rate loan of Enel SpA;
- €182 million in respect of loan repayments by Endesa;
- €285 million in respect of loans linked to the achievement of sustainability goals of the Group's Italian companies;
- the equivalent of €585 million associated with Latin American companies.

New borrowing carried out in 2020 involved bonds in the amount of €668 million and borrowings of €3,256 million (both translated at the exchange rates prevailing at the issue date).

The table below shows the main characteristics of the most significant financial transactions involving bond issues and bank borrowings carried out in 2020 and translated into euros at the exchange rate prevailing at December 31, 2020:

	Issuer/Borrower	Issue/Grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds							
	Enel Finance International	20/10/2020	557	GBP	1.00%	Fixed rate	20/10/2027
	Codensa	25/08/2020	60	COP	CPI + 2.5%	Floating rate	25/08/2027
	Codensa	25/08/2020	60	COP	4.700%	Fixed rate	25/08/2024
Total bonds			**677**				
Bank borrowings							
	Enel SpA	26/10/2020	500	EUR	Euribor 6M + 1%	Floating rate	15/10/2026
	Enel SpA	27/11/2020	500	EUR	Euribor 6M + 1%	Floating rate	15/10/2026
	Enel Finance America	21/01/2020	277	USD	LIBOR 6 M + 1.3%	Floating rate	20/11/2026
	Endesa	20/04/2020	300	EUR	Euribor 3M + 0.7%	Floating rate	19/04/2022
	e-distribuzione	30/03/2020	250	EUR	Euribor 6M + 0.42%	Floating rate	30/03/2035
	Dolores Wind SA de CV	09/03/2020	57	USD	LIBOR 6 M + 1.4%	Floating rate	15/01/2027
	Enel Distribuição Sao Paulo	17/04/2020	71	USD	2.96%	Fixed rate	19/04/2021
	Enel Rus Wind Kola	27/03/2020	39	RUB	OFZ 3Y+ 1.55%	Floating rate	26/02/2034
	Endesa	01/09/2020	35	EUR	Euribor 6M + 0.51%	Floating rate	03/09/2035
	Parque Amistad IV SA de CV	09/03/2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1.4%	Floating rate	15/01/2027
	EGP Magdalena Solar SA de CV	09/03/2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1.4%	Floating rate	15/01/2027
	Enel Distribuição Ceará	07/01/2020	30	USD	2.1%	Fixed rate	07/01/2021
	Enel Distribuição Goiás	06/03/2020	27	USD	1.8%	Fixed rate	08/03/2021
	Enel Distribuição Rio de Janeiro	23/12/2020	32	USD	1.4%	Fixed rate	23/12/2022
Total bank borrowings			**2,184**				

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These liabilities primarily regard the bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds (so-called "hybrid bonds") and loans granted by banks and other financial institutions (including the European Investment Bank and Cassa Depositi e Prestiti SpA).

The main covenants regarding bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program of (i) Enel and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's so-called eligible green projects) and those regarding bonds issued by Enel Finance International NV on the US market guaranteed by Enel SpA can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue to secure certain financial liabilities, unless the same encumbrances are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- pari passu clauses, under which the bonds and the associated security constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or, in some cases, "significant" subsidiaries, constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.

The main covenants covering Enel's hybrid bonds, including the perpetual hybrid bond issues in September, which will be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses, under which each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and has the same seniority with all other hybrid financial instruments issued, being senior only to equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants envisaged in the loan contracts of Enel and Enel Finance International NV and the other Group companies, including the sustainability-linked loan facility agreements obtained by Enel in 2019 and 2020, can be summarized as follows:

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor are subject to limitations on the establishment of mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor may not dispose of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- pari passu clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change of control clauses, under which the borrower and, in some cases, the guarantor could be required to renegotiate the terms and conditions of the financing or make compulsory early repayment of the loans granted;
- rating clauses, which provide for the borrower or the guarantor to maintain their rating above a certain specified level;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer or, in some cases, the guarantor constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable.

In some cases the covenants are also binding for the significant companies or subsidiaries of the obligated parties. All the borrowings considered specify "events of default" typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

In addition, the guarantees issued by Enel in the interest of e-distribuzione SpA for certain loans to e-distribuzione SpA from Cassa Depositi e Prestiti SpA require that at the end of each six-month measurement period that Enel's net consolidated financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

Finally, the debt of Endesa SA, Enel Américas SA, Enel Chile SA and the other Spanish and Latin American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contain covenants and events of default typical of international business practice, which had all been complied with as at December 31, 2020.

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges to mitigate currency risk.

Long-term financial debt by currency after hedging

Millions of euro	at Dec. 31, 2020						at Dec. 31, 2019					
	Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging		Initial debt structure			Impact of hedge	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal value	%				Carrying amount	Nominal value	%			
Euro	**25,581**	**26,089**	**48.9%**	**18,423**	**44,512**	**83.4%**	**27,272**	**27,915**	**47.8%**	**20,218**	**48,133**	**82.3%**
US dollar	18,500	18,589	34.8%	(14,955)	3,634	6.8%	20,103	20,239	34.6%	(16,445)	3,794	6.5%
Pound sterling	3,955	3,998	7.5%	(3,998)	-	-	4,354	4,394	7.5%	(4,394)	-	-
Colombian peso	1,283	1,283	2.4%	-	1,283	2.4%	1,381	1,381	2.4%	-	1,381	2.4%
Brazilian real	1,832	1,864	3.5%	794	2,658	5.0%	2,412	2,458	4.2%	968	3,426	5.9%
Swiss franc	328	329	0.6%	(329)	-	-	419	419	0.7%	(419)	-	-
Chilean peso/UF	368	374	0.7%	-	374	0.7%	414	421	0.7%	-	421	0.7%
Peruvian sol	388	388	0.7%	-	388	0.7%	426	426	0.7%	-	426	0.7%
Russian ruble	281	286	0.5%	-	286	0.5%	225	227	0.4%	-	227	0.4%
Other currencies	171	175	0.4%	65	240	0.5%	577	583	1.0%	72	655	1.1%
Total non-euro currencies	**27,106**	**27,286**	**51.1%**	**(18,423)**	**8,863**	**16.6%**	**30,311**	**30,548**	**52.2%**	**(20,218)**	**10,330**	**17.7%**
TOTAL	**52,687**	**53,375**	**100.0%**	**-**	**53,375**	**100.0%**	**57,583**	**58,463**	**100.0%**	**-**	**58,463**	**100.0%**

747/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is a risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

Millions of euro	2020				2019			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	19,458	32.6%	13,672	22.9%	17,113	27.4%	12,208	19.6%
Fixed rate	40,267	67.4%	46,053	77.1%	45,314	72.6%	50,219	80.4%
Total	**59,725**		**59,725**		**62,427**		**62,427**	

At December 31, 2020, 32.6% of financial debt was floating rate (27.4% at December 31, 2019). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 22.9% of net financial debt at December 31, 2020 (19.6% at December 31, 2019) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the percentage of net financial debt hedged at December 31, 2020 was unchanged compared with the previous year.

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

44.3.2 Short-term borrowings - *€6,345 million*

At December 31, 2020 short-term borrowings amounted to €6,345 million, an increase of €2,428 million on December 31, 2019. They break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Short-term bank borrowings	711	579	132
Commercial paper	4,854	2,284	2,570
Cash collateral and other financing on derivatives	370	750	(380)
Other short-term borrowings [1]	410	304	106
Short-term borrowings	**6,345**	**3,917**	**2,428**

(1) Does not include current borrowings included in other current financial liabilities.

Commercial paper amounted to €4,854 million, issued by Enel Finance International, Enel Finance America and Endesa.

The main commercial paper programs include:

- €6,000 million of Enel Finance International;
- €4,000 million of Endesa;
- $3,000 million (equivalent to €2,445 million at December 31, 2020) of Enel Finance America.

During 2020 Enel Finance International and Endesa structured commercial paper programs linked to sustainability goals and at December 31, 2020 these issues totaled €3,901 million.

44.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

44.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	2020		2019	
	Net gain/(loss)	*Of which impairment loss/gain*	Net gain/(loss)	*Of which impairment loss/gain*
Financial assets at amortized cost	**(1,326)**	***(1,334)***	**(525)**	***(1,137)***
Financial assets at FVOCI				
Equity investments at FVOCI	1	-	1	-
Other financial assets at FVOCI	6	-	5	-
Total financial assets at FVOCI	**7**	**-**	**6**	**-**
Financial assets at FVTPL				
Financial assets at FVTPL	(125)	*(346)*	177	*(23)*
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial assets at FVTPL	**(125)**	***(346)***	**177**	***(23)***
Financial liabilities measured at amortized cost	**(1,385)**	**-**	**(3,514)**	**-**
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	-	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 12 "Net financial income/(expense) from derivatives".

45. Risk management

Financial risk management governance and objectives

As part of its operations, the Enel Group is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, commodity risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.

As noted in the section "Risk management" in the Report on Operations, the Group's governance arrangements for financial risks include internal committees and the establishment of specific policies and operational limits. Enel's primary objective is to mitigate financial risks appropriately so that they do not give rise to unexpected changes in results.

The Group's policies for managing financial risks provide for the mitigation of the effects on performance of changes in interest rates and exchange rates with the exclusion of translation risk (connected with consolidation of the accounts). This objective is achieved at the source of the risk, through the diversification of both the nature of the financial instruments and the sources of revenue, and by modifying the risk profile of specific exposures with derivatives entered into on over-the-counter markets or with specific commercial agreements.

As part of its governance of financial risks, Enel regularly monitors the size of the OTC derivatives portfolio in relation to the threshold values set by regulators for the activation of clearing obligations (EMIR - European Market Infrastructure Regulation no. 648/2012 of the European Parliament and of the Council). During 2020, no overshoot of those threshold values was detected.

There were no changes in the sources of exposure to such risks compared with the previous year.

Finally, the impact of COVID-19 on risk management issues was limited and in any case not such as to directly and materially influence the valuation of derivative instruments and the outcome of the assessment of the effectiveness of hedges of exchange rates, interest rates and commodities.
The financial underlyings were not affected by the adverse impact of COVID-19 either, and no changes were recorded in the exposures.

Interest rate risk

Interest rate risk derives primarily from the use of financial instruments and manifests itself as unexpected changes in charges on financial liabilities, if indexed to floating rates and/or exposed to the uncertainty of financial terms and conditions in negotiating new debt instruments, or as an unexpected change in the value of financial instruments measured at fair value (such as fixed-rate debt).
The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, borrowings from other lenders, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivative contracts (guarantees, cash collateral).
The Enel Group mainly manages interest rate risk through the definition of an optimal financial structure, with the dual goal of stabilizing borrowing costs and containing the cost of funds.
This goal is pursued through the diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps and interest rate options. The term of such derivatives does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.
Proxy hedging techniques can be used in a number of residual circumstances, when the hedging instruments for the risk factors are not available on the market or are not sufficiently liquid.
For the purpose of EMIR compliance, in order to test the actual effectiveness of the hedging techniques adopted, the Group subjects its hedge portfolios to periodic statistical assessment.
Using interest rate swaps, the Enel Group agrees with the counterparty to periodically exchange floating-rate interest flows with fixed-rate flows, both calculated on the same notional principal amount.
Floating-to-fixed interest rate swaps transform floating-rate financial liabilities into fixed rate liabilities, thereby neutralizing the exposure of cash flows to changes in interest rates.
Fixed-to-floating interest rate swaps transform fixed rate financial liabilities into floating-rate liabilities, thereby neutralizing the exposure of their fair value to changes in interest rates.
Floating-to-floating interest rate swaps transform the indexing criteria for floating-rate financial liabilities.
Some structured borrowings have multi-stage cash flows hedged by interest rate swaps that at the reporting date, and for a limited time, provide for the exchange of fixed-rate interest flows.
Interest rate options involve the exchange of interest differences calculated on a notional principal amount once certain thresholds (strike prices) are reached. These thresholds specify the effective maximum rate (cap) or the minimum rate (floor) to which the synthetic financial instrument will be indexed as a result of the hedge. Certain hedging strategies provide for the use of combinations of options (collars) that establish the minimum and maximum rates at the same time. In this case, the strike prices are normally set so that no premium is paid on the contract (zero cost collars).
Such contracts are normally used when the fixed interest rate that can be obtained in an interest rate swap is considered too high with respect to market expectations for future interest rate developments. In addition, interest rate options are also considered most appropriate in periods of greater uncertainty about future interest rate developments because they make it possible to benefit from any decrease in interest rates.
The following table reports the notional amount of interest rate derivatives at December 31, 2020 and December 31, 2019 broken down by type of contract.

Millions of euro	Notional amount	
	2020	2019
Floating-to-fixed interest rate swaps	**7,323**	7,932
Fixed-to-floating interest rate swaps	**173**	152
Fixed-to-fixed interest rate swaps	**-**	-
Floating-to-floating interest rate swaps	**276**	327
Interest rate options	**50**	50
Total	**7,822**	**8,461**

For more details on interest rate derivatives, please see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

Interest rate risk sensitivity analysis

Enel analyzes the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and on equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross debt.

These market scenarios are obtained by simulating parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.

There were no changes introduced in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Group's pre-tax profit would be affected by a change in the level of interest rates as follows.

Millions of euro		**2020**			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	**18**	**(18)**	**-**	**-**
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	**6**	**(6)**	**-**	**-**
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	**-**	**-**	**112**	**(112)**
Fair value hedges	25	**-**	**-**	**-**	**-**

At December 31, 2020, 24.6% (22.5% at December 31, 2019) of gross long-term financial debt was floating rate. Taking account of effective cash flow hedges of interest rate risk (in accordance with the provisions of the IFRS-EU), 86.3% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2020 (85.9% at December 31, 2019).

Currency risk

Currency risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the presentation currency. The Group's consolidated financial statements are also exposed to translation risk as a result of the conversion of the

financial statements of foreign subsidiaries, which are denominated in local currencies, into euros as the Group's presentation currency.

The Group's exposure to currency risk is connected with the purchase or sale of fuels and power, investments (cash flows for capitalized costs), dividends and the purchase or sale of equity investments, commercial transactions and financial assets and liabilities.

The Group policies for managing currency risk provide for the mitigation of the effects on profit or loss of changes in the level of exchange rates, with the exception of the translation effects connected with consolidation.

In order to minimize the exposure to currency risk, Enel implements diversified revenue and cost sources geographically, and uses indexing mechanisms in commercial contracts. Enel also uses various types of derivative, typically on the OTC market.

The derivatives in the Group's portfolio of financial instruments include cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying instrument, so that any change in the fair value and/or expected cash flows of such instruments offsets the corresponding change in the fair value and/or cash flows of the hedged position.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term financial liability denominated in currency other than the presentation currency into an equivalent liability in the presentation currency.

Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two principal amounts (deliverable forwards) or payment of the difference generated by differences between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate can be determined as averages of the rates observed in a given period.

Currency swaps are contracts in which the counterparties enter into two transactions of the opposite sign at different future dates (normally one spot, the other forward) that provide for the exchange of principal denominated in different currencies.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	2020	2019
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	**20,636**	22,756
Currency forwards hedging currency risk on commodities	**5,469**	4,291
Currency forwards/swaps hedging future cash flows in currencies other than the euro	**3,971**	4,760
Other currency forwards	**990**	1,488
Total	**31,066**	**33,295**

More specifically, these include:

- CCIRSs with a notional amount of €20,636 million to hedge the currency risk on debt denominated in currencies other than the euro (€22,756 million at December 31, 2019);
- currency forwards with a total notional amount of €9,440 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas and fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€9,051 million at December 31, 2019);
- other currency forwards include OTC derivatives transactions carried out to mitigate currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

At December 31, 2020, 51% (52% at December 31, 2019) of Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of currency risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 17% at December 31, 2020 (18% at December 31, 2019).

Currency risk sensitivity analysis

The Group analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact on profit or loss and equity of market scenarios that would cause a change in the fair value of derivatives or in the financial expense associated with unhedged gross medium/long-term debt.

These scenarios are obtained by simulating the appreciation/depreciation of the euro against all of the currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods or assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the pre-tax profit would be affected by changes in exchange rates as follows.

Millions of euro		2020			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	605	(739)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(2,968)	3,626
Fair value hedges	10%	(53)	65	-	-

Commodity price risk

The risk of fluctuations in the price of energy commodities such as electricity, gas, oil, CO_2, etc. is generated by the volatility of prices and structural correlations between them, which create uncertainty in the margin on purchases and sales of electricity and fuels at variable prices (e.g. indexed bilateral contracts, transactions on the spot market, etc.).

The exposures on indexed contracts are quantified by breaking down the contracts that generate exposure into the underlying risk factors.

To contain the effects of fluctuations and stabilize margins, in accordance with the policies and operating limits determined by the Group's governance and leaving an appropriate margin of flexibility to seize any short-term opportunities that may present themselves, Enel develops and plans strategies that impact the various phases of the industrial process linked to the production and sale of electricity and gas (such as forward procurement and long-term commercial agreements), as well as risk mitigation plans and techniques using derivative contracts (hedging).

As regards electricity sold by the Group, Enel mainly uses fixed-price contracts in the form of bilateral physical contracts (PPAs) and financial contracts (e.g. contracts for differences, VPP contracts, etc.) in which differences are paid to the counterparty if the market electricity price exceeds the strike price and to Enel in the opposite case. The residual exposure in respect of the sale of energy on the spot market not hedged with such contracts is aggregated by uniform risk factors that can be managed with hedging

transactions on the market. Proxy hedging techniques can be used for the industrial portfolios when the hedging instruments for the specific risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid. In addition, Enel uses portfolio hedging techniques to assess opportunities for netting intercompany exposures.

The Group mainly uses plain vanilla derivatives for hedging (more specifically, forwards, swaps, options on commodities, futures, contracts for differences).

Some of these products can be indexed to a variety of underlyings (coal, gas, oil, CO_2, different geographical areas, etc.) and the approaches can be assessed and adapted to specific needs.

Enel also engages in proprietary trading in order to maintain a presence in the Group's reference energy commodity markets. These operations consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO_2 certificates and electricity) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, optimizing profits through transactions carried out on the basis of expected market developments.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2020	2019
Forward and futures contracts	**48,064**	35,824
Swaps	**1,862**	5,706
Options	**576**	654
Embedded	**7**	68
Total	**50,509**	**42,252**

For more details, please see note 47 "Derivatives and hedge accounting".

Sensitivity analysis of commodity risk

The following table presents the results of the analysis of sensitivity to a reasonably possible change in the commodity prices underlying the valuation model used in the scenario at the same date, with all other variables held constant.

The impact on pre-tax profit of shifts of +15% and -15% in the price curve for the main commodities that make up the fuel scenario and the basket of formulas used in the contracts is mainly attributable to the change in the price of electricity, gas and petroleum products and, to a lesser extent, of CO_2. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the price of electricity, petroleum products and, to a lesser extent, CO_2. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro		2020			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Commodity price	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in the fair value of trading derivatives on commodities	15%	(43)	43	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	15%	-	-	25	(25)

Credit and counterparty risk

The Group's commercial, commodity and financial transactions expose it to credit and counterparty risk, i.e. the possibility that a deterioration in the creditworthiness of a counterparty that has an adverse impact on the expected value of the creditor position or, for trade payables only, increase average collection times.

Accordingly, the exposure to credit risk is attributable to the following types of transactions:

- the sale and distribution of electricity and gas in free and regulated markets and the supply of goods and services (trade receivables);
- trading activities that involve the physical exchange of assets or transactions in financial instruments (the commodity portfolio);
- trading in derivatives, bank deposits and, more generally, financial instruments (the financial portfolio).

In order to minimize credit risk, credit exposures are managed at the Region/Country/Global Business Line level by different units, thereby ensuring the necessary segregation of risk management and control activities. Monitoring the consolidated exposure is carried out by Enel SpA.

In addition, at the Group level the policy provides for the use of uniform criteria – in all the main Regions/Countries/Global Business Lines and at the consolidated level – in measuring commercial credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables and any mitigation actions to be taken.

The policy for managing credit risk associated with commercial activities provides for a preliminary assessment of the creditworthiness of counterparties and the adoption of mitigation instruments, such as obtaining collateral or unsecured guarantees.

In addition, the Group undertakes transactions to factor receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the factoring, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Finally, with regard to financial and commodity transactions, risk mitigation is pursued with a uniform system for assessing counterparties at the Group level, including implementation at the level of Regions/Countries/Global Business Lines, as well as with the adoption of specific standardized contractual frameworks that contain risk mitigation clauses (e.g. netting arrangements) and possibly the exchange of cash collateral.

Despite the deterioration in the collection status of some customer segments, which was taken into account in the assessment of the impairment of trade receivables, to date the Group portfolio has displayed resilience to the global pandemic. This reflects the strengthening of digital collection channels and a sound diversification of commercial customers with a low exposure to the impacts of COVID (e.g. utilities and distribution companies).

Loan assets

Millions of euro

			at Dec. 31, 2020		
Staging	Basis for recognition of expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Performing	12 m ECL	0.9%	7,088	65	7,023
Underperforming	Lifetime ECL	25.0%	88	22	66
Non-performing	Lifetime ECL	68.8%	176	121	55
Total			**7,352**	**208**	**7,144**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: individual measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	4.3%	**23**	**1**	**22**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	1.3%	4,953	66	4,887
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	1.5%	453	7	446
- 31-60 days	2.8%	106	3	103
- 61-90 days	12.8%	39	5	34
- 91-120 days	28.0%	25	7	18
- 121-150 days	12.9%	31	4	27
- 151-180 days	100.0%	53	53	-
- more than 180 days (credit impaired)	83.8%	1,692	1,418	274
Total trade receivables		**7,352**	**1,563**	**5,789**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	3.1%	1,243	38	1,205
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	15.6%	499	78	421
- 31-60 days	-	11	-	11
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	40.0%	5	2	3
- more than 180 days (credit impaired)	6.3%	79	5	74
Total other financial assets		**1,837**	**123**	**1,714**
TOTAL		**9,212**	**1,687**	**7,525**

Contract assets, trade receivables and other financial assets: collective measurement

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020			
	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Contract assets	**1.2%**	**163**	**2**	**161**
Trade receivables				
Trade receivables not past due	0.6%	5,487	32	5,455
Trade receivables past due:				
- 1-30 days	7.2%	554	40	514
- 31-60 days	16.2%	154	25	129
- 61-90 days	26.4%	110	29	81
- 91-120 days	36.6%	71	26	45
- 121-150 days	43.1%	58	25	33
- 151-180 days	100.0%	79	79	-
- more than 180 days (credit impaired)	100.0%	1,468	1,468	-
Total trade receivables		**7,981**	**1,724**	**6,257**
Other financial assets				
Other financial assets not past due	2.2%	274	6	268
Other financial assets past due:				
- 1-30 days	-	3	-	3
- 31-60 days	-	1	-	1
- 61-90 days	-	-	-	-
- 91-120 days	-	-	-	-
- 121-150 days	-	-	-	-
- 151-180 days	-	-	-	-
- more than 180 days (credit impaired)	-	55	-	55
Total other financial assets		**333**	**6**	**327**
TOTAL		**8,477**	**1,732**	**6,745**

Liquidity risk

Liquidity risk manifests itself as uncertainty about the Group's ability to discharge its obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

Enel manages liquidity risk by implementing measures to ensure an appropriate level of liquid financial resources, minimizing the associated opportunity cost and maintaining a balanced debt structure in terms of its maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including liquidity on hand and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced maturity profile for our debt, access to a range of sources of funding on different markets, in different currencies and with diverse counterparties.

The mitigation of liquidity risk enables the Group to maintain a credit rating that ensures access to the capital market and limits the cost of funds, with a positive impact on its financial position and performance.

In order to respond to any exceptional circumstances that might arise in the context of the COVID-19 emergency, in 2020 the Group decided to further increase its already large and robust level of liquid financial resources available by expanding its committed credit lines and commercial paper programs.

The Group holds the following undrawn lines of credit and commercial paper programs.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020		at Dec. 31, 2019	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	4,028	14,531	215	15,461
Uncommitted credit lines	802	-	927	-
Commercial paper	7,591	-	9,627	-
Total	**12,421**	**14,531**	**10,769**	**15,461**

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Group's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in						
	Less than 3 months	From 3 months to 1 year	2022	2023	2024	2025	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	175	866	2,256	2,085	4,595	3,408	9,667
- listed, floating rate	-	260	437	580	397	308	818
- unlisted, fixed rate	-	-	1,677	2,032	1,217	1,213	7,045
- unlisted, floating rate	-	111	97	97	97	97	234
Total bonds	**175**	**1,237**	**4,467**	**4,794**	**6,306**	**5,026**	**17,764**
Bank borrowings:							
- fixed rate	69	185	233	63	32	32	168
- floating rate	181	934	944	713	722	683	5,073
- use of revolving credit lines	-	-	-	-	-	-	-
Total bank borrowings	**250**	**1,119**	**1,177**	**776**	**754**	**715**	**5,241**
Leases:							
- fixed rate	62	163	194	159	121	115	1,165
- floating rate	5	17	15	13	13	13	13
Total leases	**67**	**180**	**209**	**172**	**134**	**128**	**1,178**
Other non-bank borrowings:							
- fixed rate	21	53	63	90	130	24	258
- floating rate	44	22	24	17	14	19	39
Total other non-bank borrowings	**65**	**75**	**87**	**107**	**144**	**43**	**297**
TOTAL	**557**	**2,611**	**5,940**	**5,849**	**7,338**	**5,912**	**24,480**

Commitments to purchase commodities

In conducting its business, the Enel Group has entered into contracts to purchase specified quantities of commodities at a certain future date for its own use, which qualify for the own use exemption provided for under IFRS 9.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2020:

Millions of euro

Commitments to purchase commodities:	at Dec. 31, 2020	2021-2024	2025-2029	2030-2034	Beyond
- electricity	67,400	19,058	15,730	13,273	19,339
- fuels	41,855	21,207	12,855	5,832	1,961
Total	**109,255**	**40,265**	**28,585**	**19,105**	**21,300**

46. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2020, the Group did not hold offset positions in assets and liabilities, as it is not the Enel Group's policy to settle financial assets and liabilities on a net basis.

47. Derivatives and hedge accounting

The following tables show the notional amount and the fair value of derivative financial assets and derivative financial liabilities eligible for hedge accounting or measured a FVTPL, classified on the basis of the type of hedge relationship and the hedged risk, broken down into current and non-current instruments.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the official closing exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
DERIVATIVE ASSETS								
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	138	12	22	7				
- on exchange rates	639	166	28	25	79		28	
Total	**777**	**178**	**50**	**32**	**79**	**-**	**28**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	161	335	21	26		133		
- on exchange rates	5,061	11,705	685	1,081	698	2,717	51	132
- on commodities	2,541	1,628	428	215	2,165	3,081	627	847
Total	**7,763**	**13,668**	**1,134**	**1,322**	**2,863**	**5,931**	**678**	**979**
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	50	2	2	-	-	-	-
- on exchange rates	71	-	4	-	3,430	3,399	79	34
- on commodities	379	322	46	27	21,424	17,203	2,686	3,052
Total	**500**	**372**	**52**	**29**	**24,854**	**20,602**	**2,765**	**3,086**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**9,040**	**14,218**	**1,236**	**1,383**	**27,796**	**26,533**	**3,471**	**4,065**

761/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional		Fair value		Notional		Fair value	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
DERIVATIVE LIABILITIES								
Fair value hedge derivatives:								
- on exchange rates	-	5	-	1	-	-	-	-
Total	**-**	**5**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	7,201	7,704	938	779	122	65	2	1
- on exchange rates	16,310	11,049	2,491	1,560	3,766	2,573	263	115
- on commodities	1,535	601	148	47	1,466	1,613	379	457
Total	**25,046**	**19,354**	**3,577**	**2,386**	**5,354**	**4,251**	**644**	**573**
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	62	4	6	100	100	88	79
- on exchange rates	28	2	3	-	984	1,679	41	38
- on commodities	89	154	22	14	20,910	17,650	2,758	2,864
Total	**167**	**218**	**29**	**20**	**21,994**	**19,429**	**2,887**	**2,981**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**25,213**	**19,577**	**3,606**	**2,407**	**27,348**	**23,680**	**3,531**	**3,554**

762/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

47.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.
Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk, commodity price risk and net investments in foreign operations when all the criteria provided by IFRS 9 are met.
At the inception of the transaction, the Group documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Group also documents its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Group assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
Depending on the nature of the risk exposure, the Group designates derivatives as either:

> fair value hedges;
> cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Group is exposed, please see note 45 "Risk management".
To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

> existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
> the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
> the hedge ratio defined at initial designation shall be equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Group through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

> if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
> on the other hand, if the underling risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with those of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Group considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Group has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedging relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.

The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness included the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
- if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in fair value of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness can be the following:

- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impact the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Group against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.
Changes in fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.
If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Group exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.
The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.
Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the periods when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).
If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount (cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.

For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case. This approach is actually applied by the Group for hedging of currency risk on renewables assets.

Conversely, hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Group separates foreign currency basis spread, in designating the hedging derivative, and present them in other comprehensive income (OCI) as hedging costs.

With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Enel Group applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).

This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.

Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

> it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
> it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly.

At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Accordingly, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates and the associated risk

Overview

Interbank Offered Rates ("IBORs") are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.

In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of the benchmarks for the determination of interest rates that includes the replacement of some benchmark indices with alternative risk-free reference rates (the IBOR reform).

In a context of significant uncertainty regarding the timing and transition procedures in the various countries, the Group is finalizing an assessment of the impact of the reform on contracts after having delineated their global scope in terms of their number and nominal value through a census based on data collection from Countries and Business Lines. In addition, contractual amendments are beginning to be implemented gradually in a process that will continue in 2021, although this may vary depending on developments in the reform of benchmarks for determining interest rates and alternative risk-free reference rates associated with market liquidity.

Derivatives

For risk management purposes, the Group holds interest rate swaps and cross currency interest rate swaps that are mostly designated as cash flow hedging relationships, with only a minority portion designated as fair value hedges.
Interest rate swaps and cross currency interest rate swaps are essentially indexed to either Euribor or LIBOR in dollars or pounds. The Group's derivative instruments are managed through contracts that are mainly based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
The ISDA has revised its standardized contracts in light of the benchmark reform and plans to amend the 2006 ISDA definitions relating to floating rates to include replacement clauses (fallbacks) that would apply upon the permanent discontinuation of certain key IBORs. The ISDA has published a supplement to amend the ISDA 2006 definitions (the ISDA Fallback Supplement) and a protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended floating-rate options in derivative transactions entered into prior to the entry into force of the supplement (ISDA Fallback Protocol). The Group is evaluating whether or not to adopt to this protocol, monitoring whether other counterparties are doing so. In the event of a change in the plan or if certain counterparties do not adopt the protocol, the Group would negotiate bilaterally with them about the inclusion of new fallback clauses.

Hedging relationships
The Group has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedging relationships at December 31, 2020 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the Group's hedging instruments will change their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that will take effect in 2021. More specifically, for hedging instruments indexed to Euribor, the replacement rate will be based on the Euro STR (Euro Short-Term Rate), while those indexed to LIBOR in dollars and pounds will be indexed to SOFR (Secured Overnight Financing Rate) and SONIA (Sterling Overnight Index Average), respectively.
The most significant exposure of the Group is to Euribor, together with significant exposures to LIBOR in pounds and dollars as well. However, it is certainly on the euro side that the uncertainty surrounding the replacement process is greatest.
However, even if the Group expects the benchmark rates based on interbank markets to be discontinued after the end of 2021, there is uncertainty about the timing and procedures for replacing these indices for both hedged items and hedging instruments. The Group is therefore applying the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 to hedging relationships directly impacted by the IBOR reform.
The hedging relationships affected by the IBOR reform could become ineffective owing to the expectations of market players regarding the moment in which the transition from the benchmarks for determining interest rates based on interbank markets to alternative rates will take place. This transition could occur at different times for hedged items and hedging instruments and lead to ineffectiveness. In any case, the Group will work to implement the replacements at the same time.

The exposure of the Enel Group to hedging relationships impacted by the IBOR reform, for which the exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 were applied, amounts to €9,434 million in terms of the notional amount of the hedging instruments at December 31, 2020. The following table provides a breakdown of the notional amounts of the hedging instruments by IBOR rate.

Millions of euro	Notional amount
	at Dec. 31, 2020
Hedging instruments	
GBP LIBOR	1,225
USD LIBOR	1,595
Euribor	6,614
Total	**9,434**

47.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average interest rate of instruments hedging the interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by maturity.

Millions of euro	Maturity					
	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
At Dec. 31, 2020						
Interest rate swaps						
Total notional amount	122	461	178	155	591	6,115
Notional amount related to IRS in euro	-	135	178	155	591	5,295
Average IRS rate in euro		5.0139	4.1593	4.4380	1.9058	1.8321
Notional amount related to IRS in US dollars	122	326	-	-	-	639
Average IRS rate in US dollars	2.0350	3.5227				2.4648

	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond
At Dec. 31, 2019						
Interest rate swaps						
Total notional amount	199	140	499	187	170	7,054
Notional amount related to IRS in euro	47	-	143	187	170	6,042
Average IRS rate in euro	3.1825		4.9699	4.0516	4.1629	1.8298
Notional amount related to IRS in US dollars	134	134	356	-	-	665
Average IRS rate in US dollars	1.5740	2.0350	3.5227			2.9665

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the interest rate risk of transactions outstanding as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
		at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
Fair value hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate non-bank borrowings	15		126	-	-	-
Interest rate swaps	Fixed-rate bank borrowings	7		12	7	-	12
Cash flow hedges							
Interest rate swaps	Floating-rate bonds	-	(232)	1,190	11	(499)	3,953
Interest rate swaps	Floating-rate loan assets	21	-	161	15	-	140
Interest rate swaps	Floating-rate non-bank borrowings	-	(708)	6,133	-	(281)	4,144
Total		**43**	**(940)**	**7,622**	**33**	**(780)**	**8,249**

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Fair value hedges								
Interest rate swaps	138	12	22	7	-	-	-	-
Interest rate options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**138**	**12**	**22**	**7**	**-**	**-**	**-**	**-**
Cash flow hedges								
Interest rate swaps	161	468	21	26	7,323	7,769	(940)	(780)
Interest rate options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**161**	**468**	**21**	**26**	**7,323**	**7,769**	**(940)**	**(780)**
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	**299**	**480**	**43**	**33**	**7,323**	**7,769**	**(940)**	**(780)**

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2020, came to €7,622 million, with a corresponding negative fair value of €897 million.

Compared with December 31, 2019, the notional amount decreased by €627 million, mainly reflecting:

- the expiry of interest rate swaps amounting to €180 million;
- a reduction of €127 million in interest rate swaps due to a change in the consolidation method used for available-for-sale entities in the Africa, Asia and Oceania area;
- new interest rate swaps amounting to €40 million. The amount also reflects the reduction of €360 million in the notional amount of amortizing interest rate swaps.

The deterioration in the fair value of €150 million mainly reflects developments in the yield curve.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss deriving from changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the changes in the fair value of the hedged item that are attributable to interest rate risk both in 2020 and the previous year.

Millions of euro	2020	2019
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	15	-
Hedged item	(14)	-
Ineffective portion	1	-

The following table shows the impact of fair value hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	2020			2019		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	138	22	22	12	7	7

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the balance sheet at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	2020			2019		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings	20	7	(7)	20	7	(7)
Floating-rate borrowings	146	15	(15)	-	-	-
Total	**166**	**22**	**(22)**	**20**	**7**	**(7)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on interest rate risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2020	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	21	4	4	4	3	2	5
Negative fair value	(940)	(149)	(141)	(141)	(125)	(104)	(306)

The following table shows the impact of cash flow hedges of interest rate risk in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	2020			2019		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Interest rate swaps	7,484	(919)	(919)	8,237	(754)	(754)
Total	**7,484**	**(919)**	**(919)**	**8,237**	**(754)**	**(754)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	**2020**					**2019**				
	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Fair value at the designation date of CFH derivatives through profit or loss	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Fair value at the designation date of CFH derivatives through profit or loss	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate bonds	232	-	(232)	-	-	486	-	(486)	-	(2)
Floating-rate loan assets	(21)	-	21	-	-	(15)	-	15	-	-
Floating-rate non-bank borrowings	653	(44)	(653)		(11)	275	(49)	(226)	-	(6)
Total	**864**	**(44)**	**(864)**	**-**	**(11)**	**746**	**(49)**	**(697)**	**-**	**(8)**

Finally, note that for cash flow hedge derivatives on interest rates, the amount reclassified in 2020 from other comprehensive income to profit or loss generated financial expense of €82 million gross of tax effects, while the previous year the financial expense recognized amounted to €1,315 million.

Currency risk

The following table reports the maturity profile of the notional amount and associated average contractual exchange rate for the instruments hedging currency risk on transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	Maturity						
	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2020							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)							
Total notional amount of CCIRS	859	1,702	3,120	3,088	1,336	10,882	20,987
Notional amount for CCIRS EUR-USD	185	1,630	2,038	1,223	1,223	6,928	13,227
Average exchange rate EUR/USD	1.1348	1.1213	1.2493	1.1039	1.1593	1.2397	
Notional amount for CCIRS EUR-GBP	278	-	-	946	-	3,443	4,667
Average exchange rate EUR/GBP	0.8248			0.8765		0.7876	
Notional amount for CCIRS EUR-CHF	-	-	-	208	-	120	328
Average exchange rate EUR/CHF				1.0642		0.9040	
Notional amount for CCIRS USD-BRL	395	71	64	-	-	244	774
Average exchange rate USD/BRL	4.3935	4.1779	5.1967			3.4489	
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	3,684	1,871	12	-	-	-	5,567
Notional amount - currency forward EUR/USD	2,671	1,786	12	-	-	-	4,469
Average currency forward rate - EUR/USD	1.1473	1.1535	1.1976				
Notional amount - currency forward USD/BRL	379	37	-	-	-	-	416
Average currency forward rate - USD/BRL	5.2226	5.4405					
Notional amount - currency forward USD/COP	187	-	-	-	-	-	187
Average currency forward rate - USD/COP	3,782						
Notional amount - currency forward EUR/CLP	121	-	-	-	-	-	121
Average currency forward rate - EUR/CLP	716.8847						
Notional amount - currency forward EUR/RUB	100	-	-	-	-	-	100
Average currency forward rate - EUR/RUB	91.8464						

Millions of euro	Maturity						
	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
At Dec. 31, 2019							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)							
Total notional amount of CCIRS	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723
Notional amount for CCIRS EUR-USD	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562
Average exchange rate EUR/USD		1.1348	1.1213	1.2184	1.1039	1.2067	
Notional amount for CCIRS EUR-GBP	470	587	-	-	999	3,041	5,097
Average exchange rate EUR/GBP	0.8466	0.8245			0.8765	0.8062	
Notional amount for CCIRS EUR-CHF	92	-	-	-	207	120	419
Average exchange rate EUR/CHF	1.2169				1.0642	1.21	
Notional amount for CCIRS USD-BRL	269	326	-	-	-	288	883
Average exchange rate USD/BRL	3.9273	3.4742				3.5655	
Currency forwards							
Total notional amount of forwards	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492
Notional amount - currency forward EUR/USD	2,899	958	18	-	-	-	3,875
Average currency forward rate - EUR/USD	1.1774	1.1803	1.1609				
Notional amount - currency forward USD/CLP	527	44	-	-	-	-	571
Average currency forward rate - USD/CLP	678.0443	680					
Notional amount - currency forward USD/BRL	313	14	-	-	-	-	327
Average currency forward rate - USD/BRL	4.1274	4.1330					
Notional amount - currency forward EUR/ZAR	221	-	-	-	-	-	221
Average currency forward rate - EUR/ZAR	17.7856						
Notional amount - currency forward EUR/RUB	181	-	-	-	-	-	181
Average currency forward rate - EUR/RUB	74.1277						

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the currency risk of transactions outstanding as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
Hedging instrument	**Hedged item**	Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
			at Dec. 31, 2020			**at Dec. 31, 2019**	
Fair value hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings/bonds in foreign currencies	28	-	639	25	(1)	171
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	28	-	79	-	-	-
Cash flow hedges							
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings in foreign currencies	67	(15)	579	55	(5)	999
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings in foreign currencies	50	-	484	-	(4)	72
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate bonds in foreign currencies	12	-	356	6	(1)	302
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate bonds in foreign currencies	588	(2,374)	18,499	1,022	(1,535)	20,877
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Future cash flows denominated in foreign currencies	7	(4)	351	-	(17)	302
Currency forwards	Future cash flows denominated in foreign currencies	3	(12)	574	3	(63)	811
Currency forwards	Future commodity purchases denominated in foreign currencies	5	(309)	4,167	124	(7)	3,462
Currency forwards	Purchases of investment goods and other in foreign currency	4	(40)	825	3	(43)	1,219
Total		**792**	**(2,754)**	**26,553**	**1,238**	**(1,676)**	**28,215**

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- CCIRSs with a notional amount of €19,622 million used to hedge the currency risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €1,708 million;
- CCIRSs with a notional amount of €1,365 million used to hedge the currency risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a positive fair value of €95 million;
- currency forwards with a notional amount of €4,741 million used to hedge the currency risk associated with purchases of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro, with a negative fair value of €313 million;
- currency forwards with a notional amount of €825 million and a negative fair value of €36 million in respect of OTC transactions to mitigate the currency risk on expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating costs for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
Derivatives	**at Dec. 31, 2020**	**at Dec. 31, 2019**	**at Dec. 31, 2020**	**at Dec. 31, 2019**	**at Dec. 31, 2020**	**at Dec. 31, 2019**	**at Dec. 31, 2020**	**at Dec. 31, 2019**
Fair value hedges								
CCIRS	718	166	56	25	-	5	-	(1)
Total	**718**	**166**	**56**	**25**	**-**	**5**	**-**	**(1)**
Cash flow hedges								
Currency forwards	476	3,253	12	130	5,090	2,238	(361)	(113)
CCIRS	5,582	11,169	724	1,083	14,687	11,384	(2,393)	(1,562)
Total	**6,058**	**14,422**	**736**	**1,213**	**19,777**	**13,622**	**(2,754)**	**(1,675)**
TOTAL EXCHANGE RATE DERIVATIVES	**6,776**	**14,588**	**792**	**1,238**	**19,777**	**13,627**	**(2,754)**	**(1,676)**

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2020 amounted to €20,987 million (€22,724 million at December 31, 2019), a decrease of €1,737 million. Cross currency interest rate swaps with a total amount of €831 million expired, while new derivatives amounted to €1,108 million, of which €557 million in respect of bond issues denominated in pounds sterling in October 2020. In addition, cross currency interest rate swaps of €294 million were terminated early. The amount also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies and the effect of amortization, which caused their notional amount to decrease by €1,720 million.

The notional amount of currency forwards at December 31, 2020 amounted to €5,566 million (€5,491 million at December 31, 2019), an increase of €75 million. The exposure to currency risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas, purchases of fuel and cash flows in respect of investments. Changes in the notional amount are connected with normal developments in operations.

Fair value hedge derivatives

The following table reports net gains and losses recognized through profit or loss, reflecting changes in the fair value of fair value hedge derivatives and the changes in the fair value of the hedged item that are attributable to currency risk for 2020 and the previous year.

Millions of euro	2020	2019
	Net gain/(loss)	Net gain/(loss)
Interest rate hedging instruments	44	1
Hedged item	(51)	(4)
Ineffective portion	(7)	(3)

The following table shows the impact of fair value hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	718	56	56	171	24	24

The following table shows the impact of the hedged item of fair value hedges in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Carrying amount	Cumulative adjustment of fair value of hedged item	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Fixed-rate borrowings in foreign currency	637	34	(34)	81	11	(11)
Floating-rate borrowings in foreign currency	79	28	(28)	90	15	(15)
Total	**716**	**62**	**(62)**	**171**	**26**	**(26)**

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2020	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	736	140	105	178	87	13	53
Negative fair value	(2,754)	(139)	(180)	(18)	(96)	27	(98)

The following table shows the impact of cash flow hedges of currency risk in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	20,269	(1,669)	(1,463)	22,552	(479)	(345)
Currency forwards	5,566	(349)	(342)	5,491	17	52
Total	**25,835**	**(2,018)**	**(1,805)**	**28,043**	**(462)**	**(293)**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Floating-rate borrowings in foreign currencies	(52)	52	-	-	(49)	49	1	-
Fixed-rate borrowings in foreign currencies	(50)	50	-	-	3	(3)	(1)	-
Floating-rate bonds in foreign currencies	(12)	12	-	-	(5)	5	-	-
Fixed-rate bonds in foreign currencies	1,580	(1,580)	(205)	-	378	(378)	(135)	-
Future cash flows denominated in foreign currencies	(3)	3	-	-	17	(17)	-	-
Future cash flows denominated in foreign currencies	7	(7)	(3)	-	59	(59)	(1)	-
Future commodity purchases denominated in foreign currencies	305	(305)	-	1	(119)	119	-	(2)
Purchases of investment goods and other in foreign currency	30	(30)	(5)	(1)	9	(9)	(32)	1
Total	**1,805**	**(1,805)**	**(213)**	**-**	**293**	**(293)**	**(168)**	**(1)**

Finally, note that for cash flow hedge derivatives on exchange rates, the amount reclassified in 2020 from other comprehensive income to profit or loss generated financial expense of €1,483 million gross of tax effects, while the previous year the financial expense recognized amounted to €770 million.

Commodity price risk

	Maturity						
Millions of euro	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond	Total
At Dec. 31, 2020							
Commodity swaps							
Noticnal value on power	78	65	64	65	53	281	**606**
Average commodity swap price on power (€/MWh)	40.3	37.9	37.7	37.7	37.6	37.7	
Noticnal value on coal/shipping	32	2	-	-	-	-	**34**
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	51.2	57.9	-	-	-	-	
Noticnal value on gas	-	-	-	-	-	-	**-**
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	
Commodity forwards/futures							
Noticnal value on power	1,065	244	246	197	191	741	**2,684**
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	43.2	25.0	19.1	17.9	17.4	15.2	
Noticnal value on gas	1,521	973	17	20	20	108	**2,659**
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	14.3	14.9	15.2	4.9	4.9	2.5	
Noticnal value on CO_2	317	134	37	-	-	-	**488**
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	24.2	26.6	27.9	-	-	-	
Noticnal value on oil	744	413	-	-	-	-	**1,157**
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	45.0	44.3	-	-	-	-	
Commodity options							
Noticnal value on power	-	8	9	9	9	45	**80**
Average commodity option price on power (€/MWh)	-	29.7	26.4	26.4	26.4	31.7	

	Maturity						
Millions of euro	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	**Total**
At Dec. 31, 2019							
Commodity swaps							
Notional value on power	703	123	121	135	128	712	1,922
Average commodity swap price on power (€/MWh)	47.7	20.5	20.2	20.2	20.2	20.7	
Notional value on coal/shipping	253	-	-	-	-	-	253
Average commodity swap price on coal/shipping ($/ton)	62.4	-	-	-	-	-	
Notional value on gas	13	13	13	13	41	66	159
Average commodity swap price on gas (€/MWh)	3.0	3.0	3.0	3.0	7.0	7.9	
Commodity forwards/futures							
Notional value on power	726	2	-	-	-	-	728
Average commodity forward/future price on power (€/MWh)	50.5	50.4	-	-	-	-	
Notional value on gas	1,869	662	1	-	-	-	2,532
Average commodity forward/future price on gas (€/MWh)	15.9	19.1	17.2	-	-	-	
Notional value on CO_2	217	9	-	-	-	-	226
Average commodity forward/future price on CO_2 (€/ton)	18.0	25.0	-	-	-	-	
Notional value on oil	988	115	-	-	-	-	1,103
Average commodity forward/future price on oil ($/bbl)	64.8	59.7	-	-	-	-	
Commodity options							
Notional value on power	-	-	-	-	-	-	-
Average commodity option price on power (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	

The following table reports the notional amount and fair value of instruments hedging commodity price risk on transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of commodity.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Derivatives								
Cash flow hedges								
Derivatives on power:								
- swaps	369	1,301	70	234	236	621	(56)	(107)
- forwards/futures	2,066	280	361	34	571	448	(16)	(44)
- options	70	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	**2,505**	**1,581**	**431**	**268**	**807**	**1,069**	**(72)**	**(151)**
Derivatives on coal/shipping:								
- swaps	34	-	11	7	-	253	-	(54)
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal/shipping	**34**	**-**	**11**	**7**	**-**	**253**	**-**	**(54)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	-	79	-	9	-	80	-	(1)
- forwards/futures	1,674	2,823	456	694	2,189	812	(455)	(298)
- options	11	-	18	-	-	-	-	-
Total derivatives on gas and oil	**1,685**	**2,902**	**474**	**703**	**2,189**	**892**	**(455)**	**(299)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	482	226	139	84	5	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO_2	**482**	**226**	**139**	**84**	**5**	**-**	**-**	**-**
TOTAL COMMODITY DERIVATIVES	**4,706**	**4,709**	**1,055**	**1,062**	**3,001**	**2,214**	**(527)**	**(504)**

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging commodity price risk on at December 31, 2020 and at December 31, 2019, broken down by type of hedge.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities regards derivatives on gas and oil commodities in the amount of €474 million, derivatives on CO_2 (€139 million), derivatives on power (€431 million) and, to a lesser extent, hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €11 million.

The first category primarily regards hedges of fluctuations in the price of natural gas, for both purchases and sales, carried out for oil commodities and gas products.

The CO_2 category mainly includes hedging transactions undertaken for Enel Group compliance purposes.

The power category mainly includes medium/long-term hedging transactions, especially in North America.

Cash flow hedge derivatives on commodities included in liabilities regard derivatives on gas and oil commodities in the amount of €455 million (mainly for derivatives hedging sales) and derivatives on power in the amount of €72 million.

The Group's main hedge accounting transactions have not currently been affected by any particular adverse negative effects (e.g. discontinuation, ineffectiveness) associated with the COVID-19 emergency either globally or at the local economy level.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity price risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2020	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	1,055	626	131	34	18	19	227
Negative fair value	(527)	(392)	(99)	(23)	(6)	(6)	(1)

The following table shows the impact of cash flow hedges of commodity price risk in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
Power swaps	605	23	23	1,922	127	127
Coal/shipping swaps	34	11	11	253	(47)	(47)
Gas and oil swaps	-	-	-	159	8	8
Power forwards/futures	2,717	375	356	728	(10)	(10)
Coal/shipping forwards/futures	-	-	-	-	-	-
Gas and oil forwards/futures	3,794	(20)	(20)	3,635	396	396
CO_2 forwards/futures	487	139	139	226	84	84
Power options	70	-	-			
Total	**7,707**	**528**	**509**	**6,923**	**558**	**558**

The following table shows the impact of the hedged item of cash flow hedges in the statement of financial position at December 31, 2020 and December 31, 2019:

Millions of euro	at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Ineffective portion of carrying amount of CFH derivatives
Future transactions in power	(316)	374	-	24	(110)	110	-	7
Future transactions in coal/shipping	(11)	11	-	-	47	(47)	-	-
Future transactions in gas and oil	20	(20)	-	-	(404)	404	-	-
Future transactions in CO_2	(139)	139	-	-	(84)	84	-	-
Total	**(446)**	**504**	**-**	**24**	**(551)**	**551**	**-**	**7**

Finally, note that for cash flow hedge derivatives on commodity prices, the amount reclassified in 2020 from other comprehensive income to profit or loss generated financial expense of €293 million gross of tax effects, while the previous year the financial income recognized amounted to €20 million.

47.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Derivatives at FVTPL:								
- derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	50	50	2	2	100	112	(88)	(80)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(4)	(5)
- derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	3,501	3,399	83	34	1,012	1,648	(44)	(38)
- CCIRS	-	-	-	-	-	33	-	-
- derivatives on commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivatives on power:								
- swaps	144	282	14	25	109	281	(18)	(28)
- forwards/futures	5,493	5,353	75	403	5,626	4,329	(428)	(155)
- options	137	3	24	2	9	27	(12)	(14)
Total derivatives on power	**5,774**	**5,638**	**113**	**430**	**5,744**	**4,637**	**(458)**	**(197)**
Derivatives on coal:								
- swaps	47	311	4	69	16	367	(1)	(80)
- forwards/futures	200	-	40	-	144	-	(27)	-
Total derivatives on coal	**247**	**311**	**44**	**69**	**160**	**367**	**(28)**	**(80)**
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	635	1,259	81	168	259	852	(34)	(97)
- forwards/futures	13,993	9,782	2,108	2,126	14,121	11,047	(1,999)	(2,190)
- options	185	315	165	247	170	309	(173)	(273)
Total derivatives on gas and oil	**14,813**	**11,356**	**2,354**	**2,541**	**14,550**	**12,208**	**(2,206)**	**(2,560)**
Derivatives on CO_2:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	770	185	209	31	290	524	(72)	(32)
- options	-	-	-	-	5	-	(5)	-
Total derivatives on CO_2	**770**	**185**	**209**	**31**	**295**	**524**	**(77)**	**(32)**
Derivatives on other:								
- swaps	-	4	-	2	13	16	(7)	(1)
- forwards/futures	195	6	9	3	234	9	(1)	(4)
Total derivatives on other	**195**	**10**	**9**	**5**	**247**	**25**	**(8)**	**(5)**
Embedded derivatives	4	25	3	3	3	43	(3)	(4)
TOTAL	**25,354**	**20,974**	**2,817**	**3,115**	**22,161**	**19,647**	**(2,916)**	**(3,001)**

At December 31, 2020 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €200 million. The net negative fair value of €90 million increased by €7 million on the previous year, mainly due to developments in the yield curve.
At December 31, 2020, the notional amount of derivatives on exchange rates was €4,513 million. The overall decrease in their notional value and the increase in the associated net positive fair value of €43 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.
At December 31, 2020, the notional amount of derivatives on commodities came to €42,802 million. The fair value of trading derivatives on commodities classified as assets mainly reflects the market valuation of hedges of gas and oil amounting to €2,354 million and derivatives on power amounting to €113 million. The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €2,206 million and derivatives on power amounting to €458 million.
The "other" category includes hedges using weather derivatives. In addition to commodity risk, the Group companies are also exposed to changes in volumes associated with weather conditions (for example, temperature impacts the consumption of gas and power).
Embedded derivatives, which are held by Enel Green Power North America, mainly regard supplementary financial clauses in more complex tax equity partnership agreements, which are used to finance investment in new renewables capacity.

Derivatives at fair value through profit or loss include transactions managed within the trading portfolios and transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.

Measurement at fair value

48. Assets and liabilities measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the IFRS as a recognition or measurement criterion.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).
The best proxy of fair value is market price, i.e. the current publically available price actually used on a liquid and active market.
The fair value of assets and liabilities is classified in accordance with the three-level hierarchy described below, depending on the inputs and valuation techniques used in determining their fair value:

- Level 1, where the fair value is determined on basis of quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date;
- Level 2, where the fair value is determined on basis of inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (such as prices) or indirectly (derived from prices);
- Level 3, where the fair value is determined on the basis of unobservable inputs.

This note also provides detailed disclosures concerning the valuation techniques and inputs used to perform these measurements.
To that end:

- recurring fair value measurements of assets or liabilities are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position at the close of each period;
- non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the statement of financial position in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies".

48.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies at FVOCI	27	40	4	13	23	-	-	-	-
Securities at FVOCI	27.1, 28.1	408	408	-	-	67	67	-	-
Equity investments in other companies at FVTPL	27	30	21	-	9	-	-	-	-
Financial assets from service concession arrangements at FVTPL	27	2,057	-	2,057	-	-	-	-	-
Loan assets and other financial assets measured at fair value	27	-	-	-	-	301	226	75	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	47	22	-	22	-	-	-	-	-
- on exchange rates	47	28	-	28	-	28	-	28	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	47	21	-	21	-	-	-	-	-
- on exchange rates	47	685	-	685	-	51	-	51	-
- on commodities	47	428	102	282	44	627	279	333	15
Trading derivatives:									
- on interest rates	47	2	-	2	-	-	-	-	-
- on exchange rates	47	4	-	4	-	79	-	79	-
- on commodities	47	46	5	40	2	2,686	1,637	1,049	-
Inventories measured at fair value	47	-	-	-	-	55	41	2	12
Contingent consideration	29, 30	21	-	8	13	23	-	11	12

The fair value of "equity investments in other companies at FVOCI" is determined for listed companies on the basis of the quoted price at the close of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.

"Financial assets from service concession arrangements at FVTPL" concern electricity distribution operations in Brazil, mainly by Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará, and Enel Distribuição Goiás, as well as the generation plant of PH Chucas in Costa Rica, and are accounted for in accordance with IFRIC 12. Fair value was estimated as the net replacement cost based on the most recent rate information available and on the general price index for the Brazilian market.

"Loan assets and other financial assets measured at fair value" essentially regard investments of liquidity. Their fair value is determined using Level 1 or Level 2 market inputs.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the end of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash

flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.
Derivatives on interest rates and exchange rates are all measured using Level 2 inputs.
The fair value of derivatives on commodities is almost always measured using Level 1 or Level 2 inputs, as the determination is based on market inputs as these contracts are entered into with exchange counterparties, leading sector operators or financial institutions.
Marginal exceptions for both cash flow hedges and trading transactions include certain derivatives relating to weather derivatives, which are measured on the basis of certified historical data for the underlying variables as well as certain long-term financial contracts (virtual power purchase agreements, or VPPAs), for which internal measurement models were also used in part in order to measure these instruments over longer time horizons, given the illiquidity of the underlying variables.
In accordance with the IFRS, the Group assess credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk. More specifically, the Group measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market.

48.2 Assets not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of assets not measured at fair value on a recurring basis but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the year and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Investment property	20	148	-	-	148	-	-	-	-
Inventories	31	-	-	-	-	52	-	-	52

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €148 million and €52 million respectively. The amounts were calculated with the assistance of appraisals conducted by independent experts, who used different methods depending on the specific assets involved.

48.3 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are classified.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3

Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	47	**938**	-	938	-	**2**	-	2	-
- on exchange rates	47	**2,491**	-	2,491	-	**263**	-	263	-
- on commodities	47	**148**	29	76	43	**379**	75	302	2
Trading derivatives:									
- on interest rates	47	**4**	-	4	-	**88**	-	88	-
- on exchange rates	47	**3**	-	3.0	-	**41**	-	41	-
- on commodities	47	**22**	3	19	-	**2,758**	1,629	1,122	7
Contingent consideration	39, 40	**41**	-	-	41	**53**	-	51	**2**

Contingent consideration mainly regards a number of equity investments held by the Group in North America and Greece, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

48.4 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

For each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but whose fair value must be reported, the following table reports the fair value at the end of the period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those liabilities are classified.

Millions of euro

	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	44.3.1	43,223	39,722	3,501	-
- floating rate	44.3.1	3,765	147	3,618	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	44.3.1	833	-	833	-
- floating rate	44.3.1	9,259	-	9,259	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	44.3.1	2,609	-	2,609	-
- floating rate	44.3.1	249	-	249	-
Total		**59,938**	**39,869**	**20,069**	**-**

For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the close of the year, including the credit spreads of Enel.

Other information

49. Share-based payments

Long-term incentive plans, described below, are part of the Remuneration Policy adopted by the Group and described in the section "Incentive system" in the Report on Operations.
Plan beneficiaries are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and Group managers in the positions most directly responsible for company performance or considered to be of strategic interest.
The plans provide for the award to the beneficiaries of a non-transferrable incentive consisting of an equity component (share-based payment transaction) and a monetary component (classified as another long-term employee benefit).

For more details on the accounting treatment of these plans, please see note 2.2 "Significant accounting policies".
The following information describes the main characteristics of the share-based incentive plans adopted by Enel outstanding during 2020.

	Date of approval	Grant date	Performance period	Verification of achievement of targets	Payout
2019 LTI Plan	16.05.2019[3]	12.11.2019[4]	2019-2021	2021[5]	2022-2023
2020 LTI Plan	14.05.2020[6]	17/09/2020[7]	2020-2022	2022[8]	2023-2024

The vesting of the incentive envisaged under these plans is subject to the condition that the beneficiaries remain employed with the Group during the vesting period (i.e. the service condition), with a small number of exceptions specifically governed by the Rules, and that they achieve specific performance conditions connected with the following three-year performance variables:

- Enel's average TSR (Total Shareholder Return)[9] compared with the average TSR for the EURO STOXX Utilities - EMU for the three-year reference period (with a weight of 50%);
- cumulative consolidated ROACE (Return on Average Capital Employed) over the three-year reference period (with a weight of 25% in the 2020 LTI Plan and 40% in the 2019 LTI Plan);
- emissions of CO_2 in grams per kWh equivalent produced by the Group in the last year of the three-year reference period[10] (with a weight of 10%);
- consolidated net installed renewables capacity as a percentage of total consolidated net installed capacity at the end of the last year of the three-year reference period (only in the 2020 LTI Plan; with a weight of 15%).

This incentive – determined, at the time of the award, as a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the plans, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The plans establish that any bonus vested shall be represented by an equity component, which can be supplemented – depending on the level of achievement of the various targets – by a cash component. More specifically, the plans envisage that 100% of the base value for the Chief Executive Officer and General Manager and 50% of the base value for key management personnel will be paid in Enel shares previously acquired by the Company for the amount of the award that has effectively vested. This equity component represents a share-based payment transaction settled with equity instruments.
If the targets have been achieved, the disbursement of a significant portion of the equity and cash components of the vested incentive (70% of the total) is deferred to the second year following the three-

[3] The date of the Enel Shareholders' Meeting that approved the 2019 LTI Plan pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all powers necessary to implement the Plan.
([4])The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
([5]) On the occasion of the approval of the financial statements of Enel SpA at December 31, 2021, the Company will verify the level of achievement of the performance targets of the 2019 LTI Plan.
([6])The date of the Enel Shareholders' Meeting that approved the 2020 LTI Plan pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all powers necessary to implement the Plan.
([7])The date on which the Board of Directors approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal issued by the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
([8])On the occasion of the approval of the financial statements of Enel SpA at December 31, 2022, the Company will verify the level of achievement of the performance targets of the 2020 LTI Plan.
([9])Average Total Shareholder Return (TSR) of Enel and the EURO STOXX Utilities – EMU index is calculated for the three months preceding the start and end of the performance period in order to neutralize any market volatility.
[10] Emissions from generation by Group plants.

year performance period covered by the plans, without prejudice to the beneficiaries' right to request deferred payment of the entire incentive.

LTI Plans



(1) If performance targets are achieved.

In implementation of the authorization granted by the Shareholders' Meeting and in compliance with the relevant terms and conditions, the Board of Directors approved the launch of a share buyback programs to support the LTI Plans.

	Purchases authorized		Actual purchases		
	Number of shares	Total (euro)	Number of shares	Weighted average price (euros per share)	Total (euro)
2019 LTI Plan [11]	2,500,000	10,500,000	1,549,152[12]	6.7779	10,499,999
2020 LTI Plan [13]	1,720,000		1,720,000[14]	7.4366	12,790,870

As a result of the purchases made to support the LTI Plans, at December 31, 2020 Enel holds a total of. 3,269,152 treasury shares, equal to approximately 0.032% of the share capital.

The following information concerns the equity instruments granted in 2019 and 2020.

	2020			2019		
	Number of shares granted	Fair value per share	Number of shares potentially available for award	Number of shares granted	Fair value per share	Number of shares potentially available for award
2019 LTI Plan	-	-	1,529,182	1,538,547	6.983	1,538,547
2020 LTI Plan	1,635,307	7.380	1,635,307	-	-	-

[11] On September 19, 2019 the Board of Directors approved the launch of a share buyback program to support the 2019 LTI Plan.
[12] Number of shares purchased in the period between September 23 and December 2, 2019 equivalent to approximately 0.015% of Enel's share capital.
[13] On July 29, 2020 the Board of Directors approved the launch of a share buyback program to support the 2020 LTI Plan.
[14] Number of shares purchased in the period between September 3 and October 28, 2020 equivalent to approximately 0.017% of Enel's share capital.

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel shares at the grant date. [15]

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €5 million in 2020 (€0.3 million in 2019).

There have been no terminations or amendments involving either of the plans.

[15] For the 2019 LTI Plan, the grant date is November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
For the 2020 LTI Plan, the grant date is September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors that approved the procedures and timing of the grant under the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.

50. Related parties

As an operator in the field of generation, distribution, transport and sale of electricity and the sale of natural gas, Enel carries out transactions with a number of companies directly or indirectly controlled by the Italian State, the Group's controlling shareholder.

The table below summarizes the main types of transactions carried out with such counterparties.

Related party	Relationship	Nature of main transactions
Single Buyer	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
Cassa Depositi e Prestiti Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market (Terna) Sale of electricity transport services (Eni Group) Purchase of transport, dispatching and metering services (Terna) Purchase of postal services (Poste Italiane) Purchase of fuels for generation plants and natural gas storage and distribution services (Eni Group)
ESO - Energy Services Operator	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
EMO - Energy Markets Operator	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange (EMO) Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning (EMO)
Leonardo Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods

In addition, the Group conducts essentially commercial transactions with associated companies or companies in which it holds non-controlling interests.
Finally, Enel also maintains relationships with the pension funds FOPEN and FONDENEL, as well as Fondazione Enel and Enel Cuore, an Enel non-profit company devoted to providing social and healthcare assistance.
All transactions with related parties were carried out on normal market terms and conditions, which in some cases are determined by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint ventures outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Key management personnel	**Total 2020**	Associates and joint ventures	**Overall total 2020**	**Total in financial statements**	**% of total**
Income statement											
Revenue from sales and services	-	808	295	2,542	187	-	3,832	206	4,038	62,623	**6.4%**
Other income	-	-	-	-	1	-	1	9	10	2,362	**0.4%**
Financial income	-	-	-	-	-	-	-	62	62	2,763	**2.2%**
Electricity, gas and fuel purchases	2,038	2,059	-	1,122	-	-	5,219	166	5,385	25,049	**21.5%**
Costs for services and other materials	-	38	3	2,728	44	-	2,813	145	2,958	18,298	**16.2%**
Other operating costs	6	183	-	9	1	-	199	3	202	2,202	**9.2%**
Net income/(expense) from commodity derivatives	-	-	-	1	-	-	1	-	1	(212)	**-0.5%**
Financial expense	-	-	-	13	-	-	13	58	71	4,485	**1.6%**

791/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Key management personnel	**Total at Dec. 31, 2020**	Associates and joint ventures	**Overall total at Dec. 31, 2020**	**Total in financial statements**	**% of total**
Statement of financial position											
Other non-current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	1,144	1,144	5,159	**22.2%**
Non-current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	21	21	1,236	**1.7%**
Trade receivables	-	35	15	569	29	-	648	215	863	12,046	**7.2%**
Other current financial assets	-	-	-	-	1	-	1	189	190	5,113	**3.7%**
Other current assets	-	9	84	63	2	-	158	6	164	3,578	**4.6%**
Long-term borrowings	-	-	-	625	-	-	625	359	984	49,519	**2.0%**
Non-current contract liabilities	-	-	-	4	6	-	10	151	161	6,191	**2.6%**
Short-term borrowings	-	-	-	-	-	-	-	21	21	6,345	**0.3%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	-	89	19	108	3,168	**3.4%**
Trade payables	554	83	746	748	5	-	2,136	69	2,205	12,859	**17.1%**
Current contract liabilities	-	-	-	-	1	-	1	15	16	1,275	**1.3%**
Other current liabilities	-	-	-	15	13	-	28	9	37	11,651	**0.3%**
Other information											
Guarantees issued	-	250	-	13	83	-	346	-	346		
Guarantees received	-	-	-	157	36	-	193	-	193		
Commitments	-	-	-	102	2	-	104	-	104		

792/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Key management personnel	**Total 2019**	Associates and joint ventures	**Overall total 2019**	**Total in financial statements**	**% of total**
Income statement											
Revenue from sales and services	-	1,320	255	2,733	183	-	4,491	313	4,804	77,366	**6.2%**
Other income	-	-	5	1	-	-	6	10	16	2,961	**0.5%**
Other financial income	-	-	-	1	-	-	1	87	88	1,637	**5.4%**
Electricity, gas and fuel purchases	2,661	3,009	4	1,372	-	-	7,046	143	7,189	38,082	**18.9%**
Costs for services and other materials	-	54	4	2,338	70	-	2,466	151	2,617	18,836	**13.9%**
Other operating costs	3	182	1	4	-	-	190	45	235	2,693	**8.7%**
Net income/(expense) from commodity derivatives	-	-	-	11	-	-	11	-	11	(733)	**-1.5%**
Financial expense	-	-	1	14	-	-	15	31	46	4,518	**1.0%**

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	ESO	Cassa Depositi e Prestiti Group	Other	Key management personnel	**Total at Dec. 31, 2019**	Associates and joint ventures	**Overall total at Dec. 31, 2019**	**Total in financial statements**	**% of total**
Statement of financial position											
Non-current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1,383	**1.1%**
Trade receivables	-	45	15	573	13	-	646	250	896	13,083	**6.8%**
Current financial derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	8	8	4,065	**0.2%**
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	27	27	4,305	**0.6%**
Other current assets	-	23	89	69	1	-	182	1	183	3,115	**5.9%**
Long-term borrowings	-	-	-	715	-	-	715	-	715	54,174	**1.3%**
Non-current contract liabilities	-	-	-	2	6	-	8	143	151	6,301	**2.4%**
Current portion of long-term borrowings	-	-	-	89	-	-	89	-	89	3,409	**2.6%**
Trade payables	601	92	793	726	18	-	2,230	61	2,291	12,960	**17.7%**
Current financial derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	-	8	8	3,554	**0.2%**
Current contract liabilities	-	-	-	-	1	-	1	38	39	1,328	**2.9%**
Other current liabilities	-	-	-	16	9	-	25	5	30	13,161	**0.2%**
Other information											
Guarantees issued	-	250	-	354	164	-	768	-	768		
Guarantees received	-	-	-	125	35	-	160	-	160		
Commitments	-	-	-	9	4	-	13	-	13		

794/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

With regard to disclosures on the remuneration of key management personnel, provided for under IAS 24, please see Section I "Remuneration Policy for the Members of the Board of Directors, the General Manager, the Executives with Strategic Responsibilities and the Members of the Board of Statutory Auditors. Procedures for the Adoption and Implementation of the Policy" of the Remuneration Report published on the Enel website at https://www.enel.com/investors/governance/remuneration.

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved (and subsequently updated) a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries. The procedure (available at https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB. In 2020, no transactions were carried out for which it was necessary to make the disclosures required in the rules on transactions with related parties adopted with CONSOB Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended.

51. Government grants - Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2020, even if made through multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

Grants received in millions of euro

Financial institution/Grantor	Beneficiary	Amount	Notes
Min. Education, Universities & Research (MIUR)	Enel X Srl	0.03	Instalment of grant received for WinSic4AP project, funded under the ECSEL-2016-1-RIA call
		0.03	**Total**

Donations made in millions of euro

Donor	Beneficiary	Amount	Notes
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0.04	Donation for development energy
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	1	2020 grant
Enel SpA	European University Institute	0.11	Donation to support research
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0.65	2020 donation for cultural projects
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2020 donation
Enel SpA	Fondazione MAXXI	0.6	2020 donation for cultural projects
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0.4	2020 donation for cultural projects
Enel SpA	OECD International Energy Agency (IEA)	0.15	2019 and 2020 donation
Enel SpA	Responsible Business Alliance Foundation	0.05	2020 donation
Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0.04	2020 donation
Enel SpA	Università Commerciale Luigi Bocconi	0.13	Donation to support study grants
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	1	Donation under Article 66 of Decree 18 of March 17, 2020
Enel Produzione SpA	Municipality of Gualdo Cattaneo	0.02	Coronavirus emergency - Civil Protection
Enel Produzione SpA	Municipality of Porto Tolle	0.03	Donation for purchase of school equipment
Enel Produzione SpA	Amatrice Alpinist Club	0.03	Donation to Amatrice Alpinist Club for three small brick huts
Enel Produzione SpA	Municipality of Brindisi	0.08	Donation for July 1 - August 31 period of 130 meals per day for persons experiencing financial difficulty resident in the city
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Porto di Brindisi (Faro Porto)	0.08	Donation for installation and connection of a RACON in the outer port of Brindisi
Enel Produzione SpA	Municipality of Civitavecchia	0.07	Donation of an artistic lighting installation
Enel Produzione SpA	Enel Foundation Onlus	0.16	Donation - 50% of balance of 2019 grant Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	1	Article 66 of Decree 18 of March 17, 2020 COVID-19
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	1	Enel Cuore Onlus grant - COVID-19 emergency
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.05	2020 donation
Enel Italia SpA	Legambiente Onlus	0.03	3° Sal Legambiente - Alleva La Speranza
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0.01	Donation UPSKILLING 4 AN H project
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0.01	Donation UPSKILLING 4 AN H project
Enel Italia SpA	Ashoka Italy Onlus	0.13	Grant for creation of ecosystems for territorial transformation and development ("Puglia fa sistema")
Enel Italia SpA	Municipality of Matera	0.06	Donation of an artistic lighting installation within the Palombaro Lungo cistern
Enel Italia SpA	Municipality of Civitavecchia	0.05	Donation of an artistic lighting installation
Enel Italia SpA	Municipality of Piegaro (PG)	0.04	Enel Italy contributed design and construction of a 32 kW photovoltaic plant on the roof of the "Luigi Boldrini" Museum of Paleontology
Enel Italia SpA	Municipality of Tolfa (RM)	0.01	Grant for upgrade of gym facilities for use as emergency shelter under provisions of town civil protection plan

796/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0.06	Enel collaborated with Moige to counter cyber risks, bullying and cyber bullying in all its forms. Part of pursuit Sustainable Development Goals 4 (Quality Education) and 10 (Reduced Inequalities)
Enel Italia SpA	ASES - Agricoltori, Sostenibilità E Sviluppo (Associazione non profit)	0.02	Donation for #lanaturanonsiferma project
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0.6	Donation for 2020-2023
Enel Italia SpA	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus (Progetto WE)	0.03	Donation for the implementation of a social innovation project with the aim of contributing to increasing the capacity for cooperation between citizens and public-private entities in a specific territory, for the implementation of projects capable of creating long-term value
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	9	Donation to support initiatives to counter COVID-19 emergency - pursuant to Cure Italy Decree of March 16, 2020
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.66	50% balance of 2019 donation
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1.4	50% of 2020 donation
e-distribuzione SpA	Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno	0.05	Donatino of 66 generators to Belluno Fire Department
e-distribuzione SpA	Azienda Sanitaria Locale BT	0.02	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
e-distribuzione SpA	Municipality of Crema	0.03	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
e-distribuzione SpA	Soggetto Attuatore Emergenza COVID-19 Calabria	0.04	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera Regionale San Carlo	0.05	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera di Perugia	0.05	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
e-distribuzione SpA	A.S.M. Azienda Sanitaria Locale Di Matera	0.09	Donation for power grid connection of healthcare facilities involved in fighting COVID-19 pandemic
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	8	Article 66 of Decree 18 of March 17, 2020 COVID-19
Enel Energia SpA	Protezione Civile Regione Sicilia	0.07	Donation to Civil Protection of Sicily
Enel Energia SpA	Federazione Nazionale Ordine Professioni Infermieristiche	0.13	COVID-19 emergency - donation for the purchase of personal protective equipment and material for sanitization to protect nurses.
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0.86	Balance of 2019 donation
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.32	20% payment on account of 2019 grant
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1.28	80% balance of 2018 grant
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.13	Donation enelpremia 3.0 2016/2017/2018 editions
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2019 assocation dues
Enel Energia SpA	Regione Sicilia - Dipartimento Protezione Civile	0.06	COVID-19 emergency - donation for the purchase of personal protective equipment and material for sanitization, especially for healthcare personnel, and for the purchase of machinery and equipment for new intensive/semi-intensive care beds
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0.04	2020 grant to support and develop organization's projects
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	1	COVID-19 emergency donation
		32.11	**Total**

797/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

52. Contractual commitments and guarantees

The commitments entered into by the Enel Group and the guarantees given to third parties are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	11,451	11,078	373
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	67,400	97,472	(30,072)
- fuel purchases	41,855	48,016	(6,161)
- various supplies	1,511	1,034	477
- tenders	3,604	3,522	82
- other	9,672	3,391	6,281
Total	**124,042**	**153,435**	**(29,393)**
TOTAL	**135,493**	**164,513**	**(29,020)**

Compared with December 31, 2019, the decrease of €30,072 million in commitments for "electricity purchases" million is essentially attributable to companies in Latin America Region, in particular in Brazil, and mainly reflects exchange rate effects, as well as differences in the state of progress of outstanding contracts.
The decrease of €6,161 million in commitments for "fuel purchases" mainly regards to gas supplies, especially in Spain and Italy, and was affected by the decline in demand for natural gas and gas prices, as well as exchange rate effects.

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 45.

53. Contingent assets and liabilities

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2020, which are not recognized in the consolidated financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Brindisi Sud thermal generation plant - Criminal proceedings against Enel employees

A criminal proceeding was held before the Court of Brindisi concerning the Brindisi Sud thermal plant in which a number of employees of Enel Produzione – cited as a liable party in civil litigation – have been accused of causing criminal damage and dumping hazardous substances with regard to the alleged contamination of land adjacent to the plant with coal dust as a result of actions between 1999 and 2011. At the end of 2013, the accusations were extended to cover 2012 and 2013. As part of the proceeding, injured parties, including the Province and City of Brindisi, have submitted claims for total damages of about €1.4 billion. In its decision of October 26, 2016, the Court of Brindisi: (i) acquitted nine of the thirteen defendants (all employees of Enel Produzione) for not having committed the offense; (ii) ruled that it did not have to proceed as the offense was time-barred for two of the defendants; and (iii) convicted the remaining two defendants, sentencing them with all the allowances provided for by law to nine months' imprisonment. With regard to payment of damages, the Court's ruling also: (i) denied all claims of public parties and associations acting in the criminal proceeding to recover damages; and (ii) granted most of the claims filed by the private parties acting to recover damages, referring the latter to

the civil courts for quantification without granting a provisional award. The convicted defendants and the civil defendant, Enel Produzione, as well as by one of the two employees for whom the expiry of the period of limitations had been declared, appealed the conviction. In a ruling issued on February 8, 2019, the Lecce Court of Appeal: (i) confirmed the trial court ruling regarding the criminal convictions of two Enel Produzione executives; (ii) denied the claims for damages of some private appellants; (iii) granted some claims for damages, which had been denied in the trial court, referring the parties, like the others – whose claims had been granted by the trial court – to the civil courts for quantification, without granting a provisional award; (iv) confirmed for the rest the ruling of the Court of Brindisi except for extending litigation costs to the Province of Brindisi, which had not been awarded damages at either the trial court or on appeal.

With a subsequent ruling, the Court of Appeal of Lecce granted the appeal lodged by the Province of Brindisi against the ruling, acknowledging that a material error had been made and therefore recognizing the generic entitlement of the Province to damages. The defendants filed an appeal against ruling with the Court of Cassation on June 22, 2019. The hearing initially scheduled for April 24, 2020 was postponed until October 1, 2020 owing to the COVID-19 health emergency. On that date, the Court of Cassation voided the ruling of the Court of Appeal of Lecce, with referral to another section of the same court for a new proceeding.

Criminal proceedings are also under way before the Courts of Reggio Calabria and Vibo Valentia against a number of employees of Enel Produzione for the offense of illegal waste disposal in connection with alleged violations concerning the disposal of waste from the Brindisi plant. Enel Produzione has not been cited as a liable party for civil damages.

The criminal proceedings before the Court of Reggio Calabria ended with the hearing of June 23, 2016. The court acquitted nearly all of the Enel defendants of the main charges because no crime was committed. Just one case was dismissed under the statute of limitations. Similarly, all of the remaining charges involving minor offenses were dismissed under the statute of limitations. The proceedings before the Court of Vibo Valentia are still pending and are currently in the testimony phase, as the court ruled that the offenses could not be dismissed under the statute of limitations. At a hearing on February 24, 2020, the Prosecution's expert witness testified. Following the postponement of hearings in all criminal and civil proceedings as part of the measures to counter COVID-19, the hearings in this case resumed on September 7, 2020, when a number of the witnesses of the co-defendants testified. On October 22, 2020, an additional hearing was held to hear witness testimony. Arguments were initially scheduled to continue on November 19, 2020. However, due to the persistence of the health emergency, the hearing was then postponed to January 14, 2021, the date on which the legal counsel of the defendants were heard. The arguments of the public prosecutor and the civil parties were heard on February 4, 2021, while the discussion of the defense being scheduled for March 18 and 25, 2021.

Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning proceedings for alleged abuse of a dominant position against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), with the concomitant performance of inspections. The proceeding was initiated on the basis of complaints filed by the Italian Association of Energy Wholesalers and Traders (AIGET) and the company Green Network SpA (GN), as well as a number of complaints from individual consumers.

According to the charges filed by the Competition Authority, the Enel Group, as an integrated participant in the distribution and sale of power on the regulated market and at a crucial phase of the liberalization of retail markets for residential and non- residential low-voltage customers, engaged in an exclusionary strategy, using a series of non-replicable commercial stratagems capable of hindering its non-integrated competitors to the benefit of the Group company operating on the free market (EE).

On December 20, 2018 the Competition Authority issued its final ruling, subsequently notified to the parties on January 8, 2019, with which it levied a fine on Enel SpA, SEN and EE of €93,084,790.50, for

abuse of a dominant position in violation of Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU).
The disputed conduct consisted in the adoption of a strategy to exclude competitors from the free market for retail power supply on the part of the Group's operating companies, in particular EE, who used the privacy consent given by consumers to channel their offers within the Group in order to contact SEN customers who were still being served on the regulated market.
With regard to other allegations made with the measure to initiate the proceeding, concerning the organization and performance of sales activities at physical locations (Enel Points and Enel Point Partner Shops) and winback policies reported by GN, the Competition Authority reached the conclusion that the preliminary findings did not provide sufficient evidence of any abusive conduct on the part of Enel Group companies.
The companies involved filed an appeal to void the ruling before the Lazio Regional Administrative Court. The decision of that court, filed on October 17, 2019, partially upheld the appeals filed by SEN and EE, declaring that the abusive conduct had been engaged in for a period of 1 year and 9 months, rather than the original period of 5 years and 5 months referred to in the penalty ruling of the Competition Authority and requiring that authority to recalculate the penalty in accordance with the criteria specified in the ruling. At the same time, the Regional Administrative Court denied Enel's appeal concerning solely the reasons for the alleged joint and several liability of the Parent with SEN and EE, therefore without an autonomous financial impact on the recalculation of the penalty. With a measure November 27, 2019, the Competition Authority set the recalculated penalty at €27,529,786.46.
The rulings of the Regional Administrative Court were challenged on appeal before the Council of State by the three Enel Group companies and a precautionary request was presented to the Council of State asking for the suspension of the measure for recalculating the penalty levied by the Competition Authority. At the pre-trial hearing, held on February 20, 2020, this petition was not discussed in consideration of the supervening action of the Council of State to set a date for the hearing of the arguments in the dispute for May 21, 2020.
With an order of July 20, 2020, the Council of State (accepting a subordinate petition from the counsel defending the three companies), after the joinder of the three judgments, suspended the ruling and ordered that the issue be submitted for a preliminary ruling before the Court of Justice of the European Union (CJEU) pursuant to Article 267 of the TFEU, formulating a number of questions aimed at clarifying the interpretation of the concept of "abuse of a dominant position" to be applied to the present case. On September 11 and 18, 2020, the CJEU notified EE and SEN and Enel, respectively, of the initiation of a proceeding pursuant to Article 267 of the TFEU. The companies then filed briefs and are now waiting for the proceeding to continue.
Pending the opening of the proceedings before the CJEU, Enel, EE and SEN filed an additional precautionary petition to the Council of State asking for the suspension of the enforceability of the contested ruling of the Regional Administrative Court and the measure recalculating the penalty. Following the precautionary hearing on November 11, 2020, with three separate orders with identical content – published on November 16 – the Council of State granted the request for suspension filed by the Enel companies and, as a guarantee of payment of the penalty in the event of an unfavorable final ruling for Enel, required the issue of a first demand surety in favor of the Competition Authority in an amount equal to that of the penalty suspended with the precautionary orders.
Subsequently, with a separate ruling, the Council of State also set the date of the final trial session of the appeal for November 11, 2021, believing that the suspended proceeding could be resumed by that date. The Company is therefore still awaiting the final decision.

BEG litigation

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA in Italy, Enelpower SpA obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the claim for

damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), an Albanian company, filed suit against Enelpower and Enel SpA concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, ABA demanded payment of more than €430 million from Enel.

With a ruling of June 16, 2015, the first level of adjudication was completed in the additional suit lodged by Enelpower and Enel with the Court of Rome asking the Court to ascertain the liability of BEG for having evaded compliance with the arbitration ruling issued in Italy in favor of Enelpower through the legal action taken by ABA. With this action, Enelpower and Enel asked the Court to find BEG liable and order it to pay damages in the amount that they could be required to pay to ABA in the event of the enforcement of the ruling issued by the Albanian courts. With the ruling, the Court of Rome found that BEG did not have standing to be sued, or alternatively, that the request was not admissible for lack of an interest for Enel and Enelpower to sue, as the Albanian ruling had not yet been declared enforceable in any court. The Court ordered the setting off of court costs. Enel and Enelpower appealed the ruling before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned in full. The hearing scheduled for February 18, 2021 was postponed until November 11, 2021.

On November 5, 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. The proceeding is still pending.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

ABA had initiated two proceedings requesting recognition and enforcement of the Albanian ruling before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

France

In February 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris (TGI) in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France. Enel SpA and Enelpower SpA challenged the suit.

Following the beginning of the case before the TGI, again at the initiative of ABA, between 2012 and 2013 Enel France was served with two "*Saise Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel in respect of Enel France.

On January 29, 2018, the TGI issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying ABA the recognition and enforcement of the Tirana court's ruling in France for lack of the requirements under French law for the purposes of granting *exequatur*. Among other issues, the TGI ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision, in this case the arbitration ruling of 2002 and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud. ABA appealed the ruling. The hearing before the Paris Court of Appeal was held on February 2, 2021 and a ruling is pending.

The Netherlands

At the end of July 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. On June 29, 2016, the court filed its judgment, which: (i) ruled that the Albanian ruling meet the requirements for recognition and enforcement in the Netherlands; (ii)

ordered Enel and Enelpower to pay €433,091,870.00 to ABA, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied ABA's request to declare the ruling provisionally enforceable.
On June 29, 2016, Enel and Enelpower filed appeals against the first-level ruling of the Court of Amsterdam issued on the same date. On September 27, 2016, ABA also appealed the court's ruling of June 29, 2016, to request the reversal of its partial loss on the merits. On April 11, 2017, the Amsterdam Court of Appeal granted the request of Enel and Enelpower to join to two pending appeals.
In a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands. The Court of Appeal found that the Albanian decision was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. For these reasons, the court did not consider it necessary to analyze the additional arguments of Enel and Enelpower.
The proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA in the appeal proceedings, with which it is asking the court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged non-contractual liability of Enel and Enelpower in the failure to build the plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a ruling in which it quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by ABA. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over ABA's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law. Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount to ABA, which was in fact ordered by the Court of Appeal to reimburse the appellant companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings. On March 3, 2020, ABA filed an appeal with the Supreme Court of the Netherlands against the ruling of the Court of Appeal. On April 3, 2020, Enel and Enelpower appeared before the Supreme Court. Following the exchange of briefs between the parties, on July 17, 2020 the Supreme Court ordered the Advocate General to issue an opinion on the case. On February 5, 2021, the Advocate General issued an opinion favorable to Enel and Enelpower, calling for the denial the appeal filed by ABA. On February 19, 2021, ABA submitted a response to the opinion of the Advocate General. The issuance of the decision is pending.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for the precautionary attachment of any receivables of Enel SpA.
In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in that country. The proceeding is still under way and briefs are being exchanged between the parties. No ruling has been issued.

Environmental incentives - Spain

Following the Decision of the European Commission of November 27, 2017 on the issue of environmental incentives for thermal power plants, the European Commission's Directorate-General for Competition opened an investigation pursuant to Article 108, paragraph 2, of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU) in order to assess whether the environmental incentive for coal power plants provided for in Order ITC/3860/2007 represents State aid compatible with the internal market. According to a literal interpretation of that Decision, the Commission reached the preliminary conclusion that the incentive in question would constitute State aid pursuant to Article 107, paragraph 1, of the TFEU, expressing doubts about the compatibility of the incentive with the internal market while recognizing that the incentives are in line with the European Union's environmental policy. On April 13, 2018, Endesa Generación SA, acting as an interested third party, submitted comments contesting this interpretation, while on July 30, 2018, it was learned that Gas Natural had appealed the decision of the Commission.

***Bono Social* - Spain**

With the rulings of October 24 and 25, 2016 and November 2, 2016, the Spanish Supreme Court declared Article 45.4 of the Electricity Industry Law no. 24 of December 26, 2013 void for incompatibility with Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of July 13, 2009, granting the appeals filed by Endesa against the obligation to finance the "*Bono Social*" (Social Bonus) mechanism. The Supreme Court recognized Endesa's right to receive all amounts that had been paid to users, in addition to legal interest (equal to about €214 million), under the "*Bono Social*" system, provided for in the law declared void by the Supreme Court. The government challenged these rulings of the Supreme Court, requesting that they be overturned, but the related appeals were denied. Subsequently, the government initiated two proceedings before the Constitutional Court requesting the reopening of the Supreme Court proceedings so that the latter may ask for a preliminary ruling from the European Court of Justice (CJEU). The Constitutional Court granted the appeals and a preliminary ruling on the petition before the CJEU is pending. The government has not requested the repayment of any sum so far.
The CJEU had initially set the date for oral arguments of the preliminary question as October 8, 2020. Following the adoption of COVID-19 containment measures, the CJEU canceled this hearing, replacing it with the submission of written arguments. All parties, including Endesa, presented their respective written arguments by the deadline of November 13, 2020.

"Endesa I" industrial relations dispute - Spain

After a series of meetings of the *Comisión Negociadora* of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement (*Comisión Negociadora*) which began in October 2017 and continued throughout 2018, in view of the impossibility of reaching an agreement between the social partners, Endesa notified the workers and their union representatives that, with effect from January 1, 2019, the 4th Collective Bargaining Agreement must be considered terminated under the terms of the "framework guarantee contract" and the "agreement on the voluntary suspension or resolution of employment contracts in the period 2013-2018", applying from that date the provisions of general labor law, as well as the applicable legal criteria established in the matter.
Despite the resumption of negotiations within the *Comisión Negociadora* in February 2019, the interpretative differences between Endesa and the trade union representatives regarding the effects of the resolution of the 4th Collective Bargaining Agreement with regard, in particular, to the social benefits granted to retired personnel, led to the initiation of a suit by the unions having representation in the company. On March 13, 2019 a hearing was held before the court of first instance, which on March 26, 2019, issued a ruling in favor of Endesa, upholding the company's position concerning the legitimacy of abolishing certain social benefits for retired personnel as a consequence of the termination of the 4th

Endesa Collective Bargaining Agreement. The unions appealed this decision before the Supreme Court, while the initial ruling remains provisionally enforceable. On June 19, 2019, Endesa submitted its defense. In order to submit the dispute to arbitration, in December 2019, Endesa's largest union agreed to waive its appeal before the Supreme Court against the ruling of the court of first instance of March 26, 2019. The other trade unions involved refused to join the arbitration proceeding, electing to go ahead with the proceedings before the Supreme Court.

On January 21, 2020, the arbitration award was issued, with the amendment of the corresponding parts of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement, which was subsequently signed by the social partners. It entered force on January 23, 2020. On the same date, Endesa also signed two further collective bargaining agreements (a "framework guarantee contract" and an "agreement on voluntary measures to suspend or terminate employment contracts") with all the unions present in the company. On June 17, 2020, 5th Endesa Collective Bargaining Agreement was published in the Spanish Official Journal (*Boletín Oficial del Estado*), taking full effect.

In view of the foregoing, the proceedings before the Supreme Court continue at the request of the three minority unions that had initially initiated the action together with the most representative union.

In parallel, numerous individual actions have been filed by retired staff and former employees who had agreed to participate in termination incentive agreements in order to obtain judicial confirmation that the termination of the 4th Endesa Collective Bargaining Agreement did not affect them. Currently, the majority of these proceedings have been suspended or are being suspended, pending the definition of the collective action pending before the Supreme Court, on whose outcome these proceedings depend.

"Endesa II" industrial relations dispute - Spain

On December 30, 2020, the *Audiencia Nacional* notified Endesa a petition for a "collective dispute" initiated by three trade unions with minority representation filed on December 16, 2020 concerning the cancellation of some "derogatory provisions" of the 5th Endesa Collective Bargaining Agreement. The plaintiffs claim that the contested "derogatory provisions" would imply the illegitimate abolition of social benefits and economic rights of workers. Endesa considers these provisions to be fully legitimate, in line with the arguments made during proceeding concerning the reduction of social benefits for retired personnel (ruling of the court of first instance of March 26, 2019, now under appeal before the Supreme Court). The conciliation hearing is scheduled for June 23, 2021.

Furnas-Tractebel litigation - Brazil

In 1998 the Brazilian company CIEN (now Enel CIEN) signed an agreement with Tractebel for the delivery of electricity from Argentina through its Argentina-Brazil interconnection line. As a result of Argentine regulatory changes introduced as a consequence of the economic crisis in 2002, CIEN was unable to make the electricity available to Tractebel.

In October 2009, Tractebel sued CIEN, which submitted its defense. CIEN cited force majeure as a result of the Argentine crisis as the main argument in its defense. Out of court, the Tractebel has indicated that it plans to acquire 30% of the interconnection line involved in the dispute. On February 14, 2019, CIEN received notice of an order beginning expert witness operation, which is still pending. The amount involved in the dispute is estimated at about R$118 million (about €28 million), plus unspecified damages.

For analogous reasons, in May 2010 Furnas had also filed suit against CIEN for failure to deliver electricity, requesting payment of about R$520 million (about €124 million), in addition to unspecified damages, seeking to acquire ownership (in this case 70%) of the interconnection line. The proceeding was decided in CIEN's favor with a ruling of the *Tribunal de Justiça* with a definitive ruling of October 18, 2019, which denied all of the claims of Furnas.

Cibran litigation - Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed six suits against the Enel Group company Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) [16] to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of electricity service by the Brazilian distribution company between 1987 and 2002, in addition to non-pecuniary damages. The Court ordered a unified technical appraisal for those cases, the findings of which were partly unfavorable to Ampla. The latter challenged the findings, asking for a new study, which led to the denial of part of Cibran's petitions. Cibran subsequently appealed the decision and the ruling was in favor of Ampla.

The first suit, filed in 1999 and regarding the years from 1995 to 1999, was adjudicated in September 2014 when the court of first instance issued a ruling against Ampla, levying a fine of about R$200,000 (about €46,000) as well as other damages to be quantified at a later stage. Ampla appealed the ruling and the appeal was upheld by the *Tribunal de Justiça*. In response, on December 16, 2016, Cibran filed an appeal (*recurso especial*) before the *Superior Tribunal de Justiça*, which was denied on June 19, 2020. The ruling became definitive on August 24, 2020.

With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 1994, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Ampla to pay R$80,000 Brazilian (about €19,000) in non-pecuniary damages as well as R$96,465,103 (about €23 million) in pecuniary damages, plus interest. On July 8, 2015 Ampla appealed the decision with the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro, which on November 6, 2019 issued a ruling granting Ampla's petition and denying all of Cibran's claims. On November 25, 2019, Cibran filed an appeal against the ruling of the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro, which was preliminarily denied on September 10, 2020. On January 29, 2021 Cibran appealed the decisions before the *Superior Tribunal de Justiça*. Decisions at first instance are still pending with regard to the remaining four suits for the years 2001 and 2002. The value of all the disputes is estimated at about R$605 million (about €103 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Companhia Energética do Ceará SA (Coelce), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Coelce, which was also required to maintain the networks.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances and the then public-sector company, do not specifically identify the grids governed by the agreements, which has prompted a number of the cooperatives to sue Coelce asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts.

These actions include the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) with a value of about R$310 million (about €53 million). Coelce was granted rulings in its favor from the trial court and the court of appeal, but Coperva filed a further appeal (*Embargo de Declaração*) based on procedural issues, which was also denied by the appeal court in a ruling of January 11, 2016. On February 3, 2016, Coperva lodged an extraordinary appeal before the *Superior Tribunal de Justiça* (the court of third instance) against the appeal court ruling on the merits, which was granted on November 5, 2018 for the ruling issued in the previous appeal (*Embargo de Declaração*). On December 3, 2018, Enel filed an appeal (*Agravo Interno*) against this ruling of the *Superior Tribunal de Justiça*. The proceedings are currently pending.

AGM litigation - Brazil

[16] The trading name of Ampla is Enel Distribuição Rio de Janeiro.

In 1993, Celg-D[17], the Association of Municipalities of Goiás (AGM), the State of Goiás and the Banca di Goiás reached an agreement (*convenio*) for the payment of municipal debts to Celg-D through the transfer of the portion of ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (VAT) that the State would have transferred to those governments. In 2001 the parties to the agreement were sued by the individual municipal governments to obtain a ruling that the agreement was invalid, a position then upheld by the Supreme Federal Court on the grounds of the non-participation of the local governments themselves in the agreement process. In September 2004, Celg-D reached a settlement with 23 municipalities. Between 2007 and 2008, Celg-D was again sued on numerous occasions (there are currently 90 pending suits) seeking the restitution of amounts paid under the agreement. Despite the ruling that the agreement was void, Celg-D argues that the payment of the debts on the part of the local governments is legitimate, as electricity was supplied in accordance with the supply contracts and, accordingly, the claims for restitution of amounts paid should be denied.

The proceedings pending before the Goiás State Court include: (i) a suit filed by the Municipio de Aparecida de Goiânia, which is pending at the preliminary stage at first instance, for an amount of approximately R$624 million (approximately €106 million); (ii) a suit filed by the Municipio de Quirinópolis, also pending at the preliminary stage of the proceeding at first instance for an amount of about R$334 million (about €57 million); and (iii) a suit filed by the Municipio de Anápolis, submitted to the court of first instance after a failed attempt at conciliation between the parties, for an amount of approximately R$320 million (about €54 million).

The total value of the suits is equal to about R$3.5 billion (about €599 million). It is important to emphasize that the contingent liability deriving from this dispute is covered by the "Funac" provision established during the privatization of Celg-D.

ANEEL litigation - Brazil

In 2014, Eletropaulo[18] initiated an action before the federal courts seeking to void the administrative measure of ANEEL (the National Electricity Agency), which in 2012 retroactively introduced a negative coefficient to be applied in determining rates for the following regulatory period (2011-2015). With this provision, the Authority ordered the restitution of the value of some components of the network previously included in rates because they were considered non-existent and denied Eletropaulo's request to include additional components in rates. On September 9, 2014, the administrative measure of ANEEL was suspended on a precautionary basis. The first-instance proceeding is in its preliminary stages and the value of the suit is R$1,093 million (about €186 million).

El Quimbo - Colombia

A number of legal actions ("*acciones de grupo*" and "*acciones populares*") brought by residents and fishermen in the affected area are pending with regard to the El Quimbo project for the construction of a 400 MW hydroelectric plant in the region of Huila (Colombia). More specifically, the first collective action, currently in the preliminary stage, was brought by around 1,140 residents of the municipality of Garzón, who claim that the construction of the plant would reduce their business revenue by 30%. A second action was brought, between August 2011 and December 2012, by residents and businesses/associations of five municipalities of Huila claiming damages related to the closing of a bridge (Paso El Colegio). With regard to *acciones populares*, or class action lawsuits, in 2008 a suit was filed by a number of residents of the area demanding, among other things, that the environmental permit be suspended. As part of this action, on September 11, 2020, the Huila Court issued an unfavorable ruling against Emgesa, sentencing it to fulfill the obligations already provided for in the environmental license. ANLA has submitted a request for clarification of the ruling. Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged impact that filling the Quimbo basin would have

[17] The trading name of CELG-D is Enel Distribuição Goiás.
[18] The trading name of Eletropaulo is Enel Distribuição São Paulo.

on fishing in the Betania basin downstream from Quimbo. After a number of precautionary rulings, on February 22, 2016, the Huila court issued a ruling allowing generation to continue for six months. The court ordered Emgesa to prepare a technical design that would ensure compliance with oxygen level requirements and to provide collateral of about 20,000,000,000 Colombian pesos (about €5.5 million). The Huila court subsequently extended the six-month time limit, and therefore, in the absence of contrary court rulings the Quimbo plant is continuing to generate electricity as the oxygenation system installed by Emgesa has so far demonstrated that it can maintain the oxygen levels required by the court.
On March 22, 2018, ANLA and CAM jointly presented the final report on the monitoring of water quality downstream of the dam of the El Quimbo hydroelectric plant. Both authorities confirmed the compliance of Emgesa with the oxygen level requirements. On June 15, 2018, Emgesa filed its final pleadings. On January 12, 2021, it was learned that the ruling of first instance of the Court of Huila had been issued (it was subsequently notified to the company on February 1, 2021). The ruling, while acknowledging that the oxygenation system implemented by Emgesa has mitigated the risks associated with the protection of fauna in the Bethany basin, imposed a series of obligations on the environmental authorities involved, as well as on Emgesa itself. In particular, the latter is required to implement a decontamination project to ensure that the water in the basin does not generate risks for the flora and fauna of the river, which will be subject to verification by ANLA, and to make permanent the operation of the oxygenation system, adapting it to comply with the parameters established by ANLA. Emgesa will take all necessary actions to safeguard its rights.

***Nivel de Tensión Uno* proceedings - Colombia**

This dispute involves an "*acción de grupo*" brought by Centro Médico de la Sabana hospital and other parties against Codensa seeking restitution of allegedly excess rates. The action is based upon the alleged failure of Codensa to apply a subsidized rate that they claim the users should have paid as *Tensión Uno* category users (voltage of less than 1 kV) and owners of infrastructure, as established in Resolution no. 82/2002, as amended by Resolution no. 97/2008. The suit is at a preliminary stage. The estimated value of the proceeding is about 337 billion Colombian pesos (about €96 million).

Arbitration proceedings in Colombia

On October 8, 2018 the Grupo Energía de Bogotá (GEB) (which holds about 51.5% of Emgesa and Codensa) announced that it had started arbitration proceedings before the *Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá* against Enel Américas SA for an alleged breach of contract in relation to the non-distribution of dividends in the 2016, 2017 and 2018 financial years for the companies Emgesa and Codensa and for the failure to comply with certain provisions of the shareholders' agreement. The GEB is claiming damages of about €514 million plus interest. The preliminary phase has been completed and the procedure is currently suspended.
In parallel, GEB also initiated, respectively, 17 arbitration proceedings against Codensa and 20 against Emgesa, for a total of 37 pending disputes (now joined into two separate proceedings for each company), in an attempt to void the decisions of the *Junta Directiva* and shareholders' meetings of the defendant companies for alleged violation of mandatory rules, defect of absolute nullity for illegality of motive and subject matter and alleged violation of shareholders' agreements. On February 24, 2020, GEB filed a revision of the arbitration petition filed against Emgesa, including, among other things, claims concerning the failure to pursue the corporate purpose and abuse of the exercise of voting rights by Enel Américas and its directors. Emgesa filed a defense brief challenging GEB's new claims. Both of the two suits launched against Emgesa and Codensa are currently suspended due to negotiations by agreement of the parties. The value of the disputes is undetermined and the proceedings are both in the preliminary phase.

Gabčíkovo dispute - Slovakia

Slovenské elektrárne (SE) is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčikovo hydroelectric plant, which is administered by Vodohospodárska Výsatavba Štátny Podnik (VV) and whose operation and maintenance, as part of the privatization of SE in 2006, had been entrusted to SE for a period of 30 years under an operating agreement (the VEG Operating Agreement). Immediately after the closing of the privatization, the Public Procurement Office (PPO) filed suit with the Court of Bratislava seeking to void the VEG Operating Agreement on the basis of alleged violations of the regulations governing public tenders, qualifying the contract as a service contract and as such governed by those regulations. In November 2011 the trial court ruled in favor of SE, whereupon the PPO immediately appealed the decision.

In parallel with the PPO action, VV also filed a number of suits, asking in particular for the voidance of the VEG Operating Agreement.

On December 12, 2014, VV withdrew unilaterally from the VEG Operating Agreement, notifying its termination on March 9, 2015, for breach of contract. On March 9, 2015, the decision of the appeals court overturned the ruling of the trial court and voided the contract as part of the action pursued by the PPO. SE lodged an extraordinary appeal against that decision before the Supreme Court. At a hearing of June 29, 2016, the Supreme Court denied the appeal. SE then appealed the ruling to the Constitutional Court, which denied the appeal on January 18, 2017.

In addition, SE lodged a request for arbitration with the Vienna International Arbitral Centre (VIAC) under the VEG Indemnity Agreement. Under that accord, which had been signed as part of the privatization between the National Property Fund (now MH Manazment) of the Slovak Republic and SE, the latter is entitled to an indemnity in the event of the early termination of the VEG Operating Agreement for reasons not attributable to SE. The arbitration court rejected the objection that it did not have jurisdiction and the arbitration proceeding continued to examine the merits of the case, with a ruling on the amount involved being deferred to any subsequent proceeding. Following the hearing held on February 2, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE on June 30, 2017.

In parallel with the arbitration proceeding launched by SE, both VV and MH Manazment filed two suits in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. These proceedings were joindered and, on September 27, 2017, a hearing was held before the Court of Bratislava in which the judge denied the request of the plaintiffs for procedural reasons. Both VV and MH Manazment appealed that decision. The appeal filed by MH Manazment was denied by the Bratislava Court of Appeal on June 8, 2019, upholding the decision of the court of first instance in favor of SE. Similarly, the appeal filed by VV was denied, upholding the trial court decision in favor of SE. VV filed a further appeal (*dovolanie*) against that decision on March 9, 2020, to which SE replied with a brief submitted on June 8, 2020. At the local level, SE was sued by VV for alleged unjustified enrichment (estimated at about €360 million plus interest) for the period from 2006 to 2015. SE filed counter-claims for all of the proceedings under way and, in particular: (i) for 2006, 2007 and 2008, at the hearing of June 26, 2019, the Court of Bratislava denied the claims of both parties for procedural reasons. The ruling in first instance was appealed by both VV and SE and the appeals for the years 2006-2008 are pending. As for the appeal proceedings relating to 2007, in November 2019, SE had raised a preliminary question which was rejected by the Court of Appeal on January 15, 2020. On August 18, 2020, SE filed an appeal with the Constitutional Court; (ii) for the proceedings relating to 2009, the Court of Bratislava had initially scheduled the first hearing for October 13, 2020, which was then postponed to November 24, 2020 and again postponed to March 23, 2021; (iii) for the proceeding relating to 2011, the Court set the first hearing for November 19, 2020, again postponed to a date to be decided due to the COVID-19 situation; (iv) with regard to the proceeding involving 2012, at the hearing of April 24, 2019, the Court denied the petition of VV, which filed an appeal on June 21, 2019 and the appeal is under way; (v) for the proceedings relating to the years 2010 and 2013, the exchange of final pleadings between the parties was concluded and the hearing at first instance, initially set for May 12, 2020, was postponed to October 6, 2020. On this date, VV has asked for the hearing to be postponed to

November 6, 2020, and subsequently to February 23, 2021. The hearing was subsequently postponed to a date to be determined as a result of the epidemiological emergency; (vi) for the proceeding relating to 2014, the hearing at first instance initially scheduled for October 6, 2020 was first postponed to November 6, 2020, and then to February 23, 2021. The hearing was subsequently postponed to a date to be determined due to the health emergency.

Finally, in another proceeding before the Court of Bratislava, VV asked for SE to return the fee for the transfer from SE to VV of the technology assets of the Gabčikovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. The parties exchanged briefs. At the hearing on November 19, 2019, the court issued a preliminary decision on the case in which it noted the lack of standing of VV. At the hearing of October 1, 2020, the parties filed their final briefs and on December 18, 2020, the court issued a decision in favor of SE, rejecting VV's claims. On January 7, 2021, VV filed an appeal against the decision, and the proceeding is pending.

Precautionary administrative proceeding and Chucas arbitration

PH Chucas SA (Chucas) is a special purpose entity established by Enel Green Power Costa Rica SA after it won a tender organized in 2007 by the *Instituto Costarricense de Electricidad* (ICE) for the construction of a 50 MW hydroelectric plant and the sale of the power generated by the plant to ICE under a build, operate and transfer contract (BOT).

On May 27, 2015, under the provisions of the BOT contract, Chucas initiated an arbitration proceeding before the *Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio* (AMCHAM CICA) seeking reimbursement of the additional costs incurred to build the plant and as a result of the delays in completing the project as well as voidance of the fine levied by ICE for alleged delays in finalizing the works. In a decision issued in December 2017, the arbitration board ruled in Chucas' favor, granting recognition of the additional costs in the amount of about $113 million (about €91 million) and legal costs and ruling that the fines should not be paid. ICE appealed the arbitration ruling before the Supreme Court and on September 5, 2019 Chucas was notified of the ruling upholding the ICE's appeal to void the arbitration ruling for a number of formal procedural reasons. On September 11, 2019, Chucas filed a "*recurso de aclaración y adición*" with the same court and it was partially upheld on June 8, 2020. The Court's decision expanded on the ruling of September 5, 2019 with information concerning the admission of evidence deposited by Chucas without, however, modifying the decision concerning the voidance of the arbitration award. On July 15, 2020, Chucas filed a request for arbitration with the AMCHAM CICA for an estimated amount of about $240 million. On August 14, 2020, ICE filed a response to Chucas's arbitration petition, requesting the dismissal of the proceeding for lack of jurisdiction on the part of the arbitration tribunal. The request was denied by AMCHAM CICA. In parallel, ICE filed precautionary appeals to the *Tribunal Contencioso Administrativo* against Chucas and the AMCHAM CICA in order to suspend the arbitration proceedings. These appeals were preliminarily upheld and subsequently revoked. Arbitration is therefore in the initial stages.

GasAtacama Chile - Chile

On August 4, 2016, the *Superintendencia de Electricidad y Combustibles* (SEC) fined GasAtacama Chile $8.3 million (about 5.8 billion Chilean pesos) for information provided by the latter to the CDEC-SING (*Centro de Despacho Económico de Carga*) between January 1, 2011 and October 29, 2015, relating to the Minimum Technical and Minimum Operating Time variables at the Atacama plant.

GasAtacama Chile appealed this measure with the SEC, which denied the appeal on November 2, 2016. GasAtacama Chile appealed this decision before the Santiago Court of Appeal, which on April 9, 2019, issued a ruling reducing the fine to $432,000 (about 290 million Chilean pesos). Both GasAtacama Chile and the SEC have appealed this decision before the Supreme Court of Chile. On June 28, 2019, a hearing was held for both parties to submit arguments and on January 15, 2020 the Supreme Court

upheld the ruling of the Santiago Court of Appeal, leaving unchanged the reduction in the fine established by that court. The adjusted fine was paid on March 12, 2020.
In parallel, GasAtacama Chile also filed an appeal before the Constitutional Court, claiming that the legal provisions under which the SEC imposed the fine had been repealed at the time the penalty was issued. On July 17, 2018, the Constitutional Court rejected GasAtacama Chile's appeal.
In relation to this issue, some operators of the *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING), including Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA and Engie Energia Chile SA, have initiated actions in order to obtain damages in an amount of about €58 million (the former) and about €141 million (the latter two). The disputes were joindered in part in a single proceeding and the preliminary phase is currently suspended under the state of national emergency declared in response to the COVID-19 pandemic.

Kino arbitration - Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv, Kino Facilities Manager SA de Cv and Enel SpA were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration.
Enel SpA - which is the guarantor of the obligations of Kino Contractor and Kino Facilities deriving from the above contracts - has also been called into the arbitration proceeding, but without specific claims being filed against it.
The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec and CKD Infraestructura México SA de Cv. The proceeding is in the preliminary phase and the formation of the arbitration panel is in progress. The claim is provisionally quantified at about $140 million, while the Project Companies provisionally quantified their claim at about $15.4 million.

Tax litigation in Brazil

Withholding tax - Ampla

In 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of $350 million ("Fixed Rate Notes" - FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.
However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.
In December 2005, Ampla carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations to Ampla Investimentos e Serviços SA.
On November 6, 2012, the *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification (*Embargo de Declaração*), thereby upholding the previous adverse decision. The company provided security for the debt and on June 27, 2014 continued litigation before the ordinary courts (*Tribunal de Justiça*).
In December 2017, the court appointed an expert to examine the issue in greater detail in support of the future ruling. In September 2018, the expert submitted a report, requesting additional documentation.

In December 2018, the company provided the additional documentation and is awaiting the court's assessment of the arguments and documents presented.
The amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €206 million.

PIS - Eletropaulo

In July 2000, Eletropaulo filed suit seeking a tax credit for PIS (*Programa Integração Social*) paid in application of regulations (Decree Laws 2.445/1988 and 2.449/1988) that were subsequently declared unconstitutional by the *Supremo Tribunal Federal* (STF). In May 2012, the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) issued a final ruling in favor of the company that recognized the right to the credit.
In 2002, before the issue of that favorable final ruling, the company had offset its credit against other federal taxes. This behavior was contested by the federal tax authorities but the company, claiming it had acted correctly, challenged in court the assessments issued by the federal tax authorities. Following defeat at the initial level of adjudication, the company appealed.
The amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €103 million.

ICMS - Ampla, Coelce and Eletropaulo

The States of Rio de Janeiro, Ceará and São Paulo issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços SA (for the years 1996-1999 and 2007-2017), Companhia Energética do Ceará[19] (2003, 2004, 2006-2012 and 2015) and Eletropaulo (2008-2019), challenging the deduction of ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) in relation to the purchase of certain non-current assets. The companies challenged the assessments, arguing that they correctly deducted the tax and asserting that the assets, the purchase of which generated the ICMS, are intended for use in their electricity distribution activities.
The companies are continuing to defend their actions at the various levels of adjudication.
The amount involved in the disputes totaled approximately €75 million at December 31, 2020.

Withholding tax - Endesa Brasil

On November 4, 2014, the Brazilian tax authorities issued an assessment against Endesa Brasil SA (now Enel Brasil SA) alleging the failure to apply withholding tax to payments of allegedly higher dividends to non-resident recipients.
More specifically, in 2009, Endesa Brasil, as a result of the first-time application of the IFRS, had derecognized goodwill, recognizing the effects in equity, on the basis of the correct application of the accounting standards it had adopted. The Brazilian tax authorities, however, asserted – during an audit – that the accounting treatment was incorrect and that the effects of the derecognition should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding amount (about €202 million) was reclassified as a payment of income to non-residents and, therefore, subject to withholding tax of 15%.
It should be noted that the accounting treatment adopted by the company was agreed with the external auditor and also confirmed by a specific legal opinion issued by a local firm.
Following unfavorable rulings from the administrative courts, the company is continuing to defend its actions in court and the appropriateness of the accounting treatment.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €56 million.

PIS - Eletropaulo

In December 1995, the Brazilian government increased the rate of the federal PIS (*Programa Integração Social*) tax from 0.50% to 0.65% with the issue of a provisional measure (Executive Provisional Order).

[19] The trading name of Coelce is Enel Distribuição Ceará.

Subsequently, the provisional measure was re-issued five times before its definitive ratification into law in 1998. Under Brazilian legislation, an increase in the tax rate (or the establishment of a new tax) can only be ordered by law and take effect 90 days after its publication.
Eletropaulo therefore filed suit arguing that an increase in the tax rate would only have been effective 90 days after the last Provisional Order, claiming that the effects of the first four provisional measures should be considered void (since they were never ratified into law). This dispute ended in April 2008 with recognition of the validity of the increase in the PIS rate starting from the first provisional measure.
In May 2008, the Brazilian tax authorities filed a suit against Eletropaulo to request payment of taxes corresponding to the rate increase from March 1996 to December 1998. Eletropaulo has fought the request at the various levels of adjudication, arguing that the time limit for the issue of the notice of assessment had lapsed. In particular, since more than five years have passed since the taxable event (December 1995, the date of the first provisional measure) without issuing any formal instrument, the right of the tax authorities to request the payment of additional taxes and the authority to undertake legal action to obtain payment have been challenged.
In 2017, following the unfavorable decisions issued in previous rulings, Eletropaulo filed an appeal in defense of its rights and its actions with the *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) and the *Supremo Tribunal Federal* (STF). The proceedings are still pending while the amounts subject to dispute have been covered by a bank guarantee.
With regard to the request of the Office of the Attorney General of the Brazilian National Treasury Department to replace the bank guarantee with a deposit in court, the court of second instance granted the petition. The company therefore replaced the bank guarantee with a cash deposit and filed a clarification motion against the related decision, which is currently awaiting a decision.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €38 million.

ICMS - Coelce

The State of Ceará has filed various tax assessments against Companhia Energética do Ceará SA over the years (for tax periods from 2005 to 2014), contesting the determination of the deductible portion of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) and in particular the method of calculation of the pro-rata deduction with reference to the revenue deriving from the application of a special rate envisaged by the Brazilian government for the sale of electricity to low-income households (*Baixa Renda*).
The company has appealed the individual assessments, arguing that the tax deduction was calculated correctly. The company is defending its actions in the various levels of jurisdiction.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €39 million.

FINSOCIAL - Eletropaulo

Following a final ruling issued by the Federal Regional Court on September 11, 2011, Eletropaulo was recognized the right to compensation for certain FINSOCIAL credits (social contributions) relating to sums paid from September 1989 to March 1992.
Despite the expiration of the relative statute of limitations, the Federal Tax Authority contested the determination of some credits and rejected the corresponding offsetting, issuing tax assessments that the company promptly challenged in the administrative courts, defending the legitimacy of its calculations and actions.
After an unfavorable ruling at first instance, the company filed an appeal before the administrative court of second instance.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €36 million.

Tax litigation in Spain

Income tax - Enel Iberia, Endesa and subsidiaries

In 2018, the Spanish tax authorities completed a general audit involving the companies of the Group participating in the Spanish tax consolidation mechanism. This audit, which began in 2016, involved corporate income tax, value added tax and withholding taxes (mainly for the years 2012 to 2014).
With reference to the main claims, the companies involved have challenged the related assessments at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the correctness of their actions.
With regard to the disputes concerning corporate income tax, the issues for which an unfavorable outcome is considered possible amounted to about €151 million at December 31, 2020: (i) Enel Iberia is defending the appropriateness of the criterion adopted for determining the deductibility of capital losses deriving from stock sales (around €103 million) and certain financial expense (around €18 million); (ii) Endesa and its subsidiaries are mainly defending the appropriateness of the criteria adopted for the deductibility of certain financial expense (about €24 million) and costs for decommissioning nuclear power plants (about €6 million).

Income taxes - Enel Green Power España SL

On June 7, 2017, the Spanish tax authorities issued a notice of assessment to Enel Green Power España SL, contesting the treatment of the merger of Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") into Enel Green Power España SL in 2011 as a tax neutral transaction, asserting that the transaction had no valid economic reason.
On July 6, 2017, the company appealed the assessment at the first administrative level (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defending the appropriateness of the tax treatment applied to the merger. The company has provided the supporting documentation demonstrating the synergies achieved as a result of the merger in order to prove the existence of a valid economic reason for the transaction. On December 10, 2019, the TEAC denied the appeal and the company is continuing to defend its actions in court (*Audiencia Nacional*).
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 was about €95 million.

Tax litigation in Italy

Withholding tax - Enel Servizio Elettrico Nazionale

As a result of a tax audit initiated in March 2018 and following a subsequent investigation conducted with questionnaires submitted to the banks involved as assignees in certain transfers of receivables from Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) in respect of mass market customers under a framework agreement, on December 19, 2018, the Revenue Agency - Regional Directorate of Lazio - Large Taxpayers Office, notified the company of an assessment in respect of the alleged violation of withholding tax obligations relating to the amounts paid to the banks as part of the aforementioned transfers in 2013.
In particular, the dispute arises from an assessment by the Office that: (i) reclassified, for tax purposes only, the assignment of receivables as a financing transaction; (ii) asserted an alleged withholding obligation for the company commensurate with the cost of the transaction (as the difference between the nominal value of the assigned receivables and the transfer price), reconstructing the subsequent transactions involving the assigned receivables (further sales and/or securitizations with non-residents carried out by the banks), in which the company had no role.
In the first stages of the proceeding, which arose following SEN's appeal of the assessment, the company's objections concerning the illegitimacy of the Office's reclassification of the transaction for tax purposes and, consequently, of the payment flows were not upheld, despite significant procedural violations in the assessment activity.

Believing that it has valid legal grounds to continue the dispute, the company filed an appeal with the Court of Cassation, asserting the illegitimacy of the tax claim for violation and false application of the rules that, in the view of the trial court, permit the classification of the income generated by the assignment of receivables as "property income", which, consequently, would require SEN to apply withholding tax.
The overall amount involved in the dispute at December 31, 2020 is about €81 million.

54. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Group after December 31, 2020.

- "*IFRS 17 - Insurance contracts*", issued in May 2017. The standard will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2021, with earlier application permitted.
- *"Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions"*, issued on May 28, 2020 in order to permit lessees to not account for rent concessions (rent payment holidays, deferral of lease payments, reductions in rent for a period of time, possibly followed by rent increases in future periods) as lease modifications if they are a direct consequence of the COVID-19 pandemic and meet certain conditions. According to IFRS 16, a lease modification is a change in the scope of a lease, or the consideration for a lease, that was not part of the original terms and conditions of the lease. Accordingly, rent concessions would represent lease modifications unless they were provided for in the original lease agreement. The amendment applies only to lessees, while lessors are required to apply the current provisions of IFRS 16. The amendment, which applies retrospectively for annual reporting periods beginning on or after June 1, 2020, was not applied early by the Group.
- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, issued in September 2014. The amendments clarify the accounting treatment for sales or contribution of assets between an investor and its associates or joint ventures. They confirm that the accounting treatment depends on whether the assets sold or contributed to an associate or joint venture constitute a 'business' (as defined in IFRS 3). The IASB has deferred the effective date of these amendments indefinitely, but if the amendments are applied early, they must be applied prospectively.
- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right of an entity to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about when the entity will exercise its right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the loan at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023, with earlier application permitted.
- "*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*" issued in May 2020. The amendments are intended to replace a reference to the definitions of assets and liabilities provided by the Revised Conceptual Framework for Financial Reporting issued in March 2018 (Conceptual Framework) without significantly changing its provisions.
  The amendments also add to IFRS 3 a requirement that, for transactions and other events within the scope of "IAS 37 - Provisions, contingent liabilities and contingent assets" or "IFRIC 21 - Levies", an acquirer applies IAS 37 or IFRIC 21 (instead of the Conceptual Framework) to identify the liabilities it has assumed in a business combination.

Finally, the amendments clarify the existing guidelines in IFRS 3 for contingent assets acquired in a business combination, specifying that, if it is not sure that an asset exists at the acquisition date, the contingent asset shall not be recognized.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022.

- "*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*", issued in May 2020. The amendments prohibit a company from deducting from the cost of property, plant and equipment amounts received from selling items produced while the company is preparing the asset for its intended use. Instead, a company will recognize such sales proceeds and related cost in profit or loss. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.
- "*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*", issued in May 2020. The amendments specify which costs an entity includes in determining the cost of fulfilling a contract for the purpose of assessing whether the contract is onerous. To this end, the cost of fulfilling a contract comprises the costs that relate directly to the contract. These consist of the incremental costs of fulfilling that contract or an allocation of other costs that relate directly to fulfilling contracts. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.
- "*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*", issued in May 2020. The document mainly comprises amendments to the following standards:
  - "*IFRS 1 - First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards*"; the amendment simplifies the application of IFRS 1 by an investee (subsidiary, associate or joint venture) that becomes a first-time adopter of IFRS Standards after its parent has already adopted them. More specifically, if the investee adopts the IFRSs after its parent and applies IFRS 1.D16 (a), then the investee can elect to measure the cumulative translation differences for all foreign operations at the amounts that would be included in the parent's consolidated financial statements, based on parent's date of transition to the IFRSs;
  - "*IFRS 9 - Financial Instruments*"; with regard to fees included in the '10 per cent' test for derecognition of financial liabilities, the amendment clarifies the fees that an entity includes when assessing whether the terms of a new or modified financial liability are substantially different from the terms of the original financial liability. In particular, these include only fees paid or received between the borrower and the lender, including fees paid or received by either the borrower or lender on the other's behalf;
  - "*IFRS 16 - Leases*"; the International Accounting Standards Board amended Illustrative Example 13 accompanying "IFRS 16 - Leases". Specifically, the amendment eliminates the potential for confusion in the application of IFRS 16 created by the way in which Illustrative Example 13 had illustrated the requirements for lease incentives. The example had included a reimbursement relating to leasehold improvements without explaining whether the reimbursement qualified as a lease incentive. The amendment removes the illustration of a reimbursement relating to leasehold improvements from the example;
  - "*IAS 41 - Agriculture*"; the amendment removes the requirement for entities to exclude cash flows for taxation when measuring fair value. Accordingly, entities shall use pre-tax cash flows and a pre-tax rate to discount those cash flows.

  The amendments shall be applied prospectively, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.
- "*Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2*", issued in August 2020. The amendments supplement those issued in 2019 (*Interest Rate Benchmark Reform - Phase 1*) and address issues that could affect financial reporting after a benchmark has been reformed or replaced with an alternative benchmark rate. The objectives of the Phase 2

amendments are to assist companies: (i) in applying the IFRSs when changes occur in contractual cash flows or hedging relationships due to the reform of the benchmarks for determining interest rates; and (ii) in providing information to users of financial statements.
In addition, when the Phase 1 exemptions cease to apply, companies are required to amend the documentation of hedging relationship to reflect the changes required under the IBOR reform by the end of the year in which the changes are made (such changes do not constitute the discontinuation of the hedging relationship). When the description of a hedged element in the documentation of the hedging relationship is changed, the amounts accumulated in the hedging reserve shall be considered to be based on the alternative benchmark rate on the basis of which the future hedged cash flows will be determined.
The amendments will require providing additional disclosures about the entity's exposure to the risks arising from the interest rate benchmark reform and related risk management activities.
The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2021. Early application is permitted.

- "*Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies*", issued in February 2021. The amendments are intended to support entities in deciding which accounting policies to disclose in the financial statements. The amendments to IAS 1 require companies to disclose their material accounting policy information rather than their significant accounting policies. A guide on how to apply the concept of materiality to disclosures on accounting policies is provided in the amendments to IFRS Practice Statement 2. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023. Early application is permitted.
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023. Early application is permitted.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

55. Events after the reporting period

Enel closes Unit I of Bocamina coal-fired plant three years ahead of date set in Chile's National Decarbonization Plan

On January 4, 2021 the Enel Group disconnected and ceased operations at Unit I of the Bocamina coal-fired power plant, which is located in the Chilean municipality of Coronel. The 128 MW Unit I was disconnected three years before the date set in Chile's National Decarbonization Plan. With this milestone, coupled with the closure of Tarapacá coal plant on December 31, 2019 and the expected closure of Enel's last coal facility in the country, Bocamina's Unit II, by May 2022, steadily progress is being made towards the decarbonization of Enel's Chilean generation mix.

Moody's upgrades Enel's long-term rating to "Baa1"

On January 15, 2021, Moody's Investors Service (Moody's) announced that it had upgraded its long-term rating of Enel SpA to "Baa1" from the previous level of "Baa2". Among the rating drivers prompting the upgrade, Moody's cited:

- low earnings volatility driven by large scale and geographical diversification;

- stable earnings stemming from regulated networks and contracted generation, which account for 80% of the Group's EBITDA;
- solid financial profile, with funds from operations/net debt in excess of 20%.

Enel's Board of Directors approves the issue of hybrid bonds up to a maximum of €3 billion

On February 25, 2021, the Board of Directors of Enel SpA authorized the issue, by December 31, 2021, of one or more non-convertible subordinated hybrid bonds, including perpetual bonds, for up to a maximum of €3 billion. The bonds are to be placed exclusively with European and non-European institutional investors, including through private placements.

Enel issues new hybrid bonds for an aggregate principal amount of €2.25 billion

In execution of the February 25, 2021 resolution, on March 4, 2021 Enel announced the issue of a new perpetual hybrid bond of €2.25 billion. The new issue strengthens and optimizes the Group's capital structure with an incremental hybrid bond component, thus contributing to support the Group's growth set out in the 2021-2023 Strategic Plan, which envisages direct investments of around €40 billion over the period.

Enel signs the largest ever sustainability-linked revolving credit facility

On March 5, 2021, Enel and its Dutch subsidiary Enel Finance International NV (EFI) signed the largest ever sustainability-linked revolving credit facility in the amount of €10 billion, with a term of five years.
The facility, which will be used to meet the Group's financial requirements, is linked to a key performance indicator consisting of direct greenhouse gas emissions (i.e., Group Scope 1 CO_2 equivalent emissions from the production of electricity and heat), contributing to the achievement of the United Nations Sustainable Development Goal (SDG) 13 "Climate Action" and in line with the Group's "Sustainability-Linked Financing Framework", for which Vigeo Eiris provided a second-party opinion.
The facility replaces the previous €10 billion revolving credit line signed by Enel and EFI in December 2017 and has a lower all-in cost than the earlier facility.

Voluntary partial public tender offer for the shares and American Depositary Shares of Enel Américas SA

As part of the process of corporate reorganization aimed at integrating the non-conventional renewable energy business of the Enel Group in Central and South America (excluding Chile) into the listed Chilean subsidiary Enel Américas SA, on March 15, 2021, Enel SpA, as previously announced to investors, launched a voluntary partial public tender offer for Enel Américas common stock and American Depositary Shares (ADSs) up to a maximum overall amount of 7,608,631,104 shares (including the shares represented by ADSs), equal to 10% of the company's outstanding share capital at that date.
The tender was organized as a voluntary public tender offer in the United States and a voluntary public tender offer in Chile.
The Offer period ran from March 15 to April 13, 2021.
The Offer was conditional upon the effectiveness of the merger of EGP Américas SpA into Enel Américas SA, which occurred on April 1, 2021.
The total maximum outlay of approximately 1,065.2 billion Chilean pesos (equal to about €1.2 billion, calculated at the exchange rate prevailing on March 12, 2021 of 853.44 Chilean pesos per euro) was funded through internally generated cash flows and existing borrowing capacity.
Following the completion of the voluntary partial public tender offer and the completion of the merger of EGP Américas, Enel owns about 82.3% of the share capital of Enel Américas currently in circulation.

前へ 次へ

Separate financial statements

Income statement

Euro	Notes	2020	of which with related parties	2019	of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	4.a	116,175,032	*116,162,588*	104,504,176	*104,492,126*
Other revenue and income	4.b	11,642,191	*11,317,703*	9,589,158	*9,091,161*
	[Subtotal]	**127,817,223**		**114,093,334**	
Costs					
Purchase of consumables		672,725	*647,536*	487,991	*349,025*
Services, leases and rentals	5.a	171,405,582	*108,524,257*	150,449,539	*85,349,767*
Personnel expenses	5.b	117,733,791		110,633,596	
Depreciation, amortization and impairment losses	5.c	188,690,503		234,691,731	
Other operating costs	5.d	12,595,075	*576,583*	393,616	*1,431,265*
	[Subtotal]	**491,097,676**		**496,656,473**	
Operating loss		**(363,280,453)**		**(382,563,139)**	
Income from equity investments	6	3,148,370,771	*3,147,532,252*	5,548,170,676	*5,547,425,512*
Financial income from derivatives	7	1,143,550,898	*557,110,979*	1,002,848,044	*369,421,833*
Other financial income	8	446,954,283	*221,164,853*	272,744,977	*262,878,487*
Financial expense from derivatives	7	1,472,211,436	*336,785,118*	924,758,695	*313,240,676*
Other financial expense	8	699,775,150	*152,072,619*	774,794,614	*133,846,909*
	[Subtotal]	**2,566,889,366**		**5,124,210,388**	
Pre-tax profit		**2,203,608,913**		**4,741,647,249**	
Income taxes	9	(122,351,614)		(49,946,780)	
PROFIT FOR THE YEAR		**2,325,960,527**		**4,791,594,029**	

Statement of comprehensive income

Euro	Notes	2020	2019
Profit for the year		**2,325,960,627**	**4,791,594,029**
Other comprehensive income (expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(52,894,590)	(114,549,683)
Change in fair value of hedging costs		5,991,685	30,359,461
Other comprehensive income (expense) that may be subsequently reclassified to profit or loss		**(46,902,905)**	**(84,190,222)**
Other comprehensive income (expense) that may not be subsequently reclassified to profit or loss (net of taxes)			
Change in fair value of equity investments in other companies		(11,462,237)	-
Remeasurement of employee benefit liabilities		(1,525,965)	(5,165,403)
Other comprehensive income (expense) that may not be subsequently reclassified profit or loss		**(12,988,202)**	**(5,165,403)**
Total other comprehensive income	23	**(59,891,107)**	**(89,355,625)**
COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE YEAR		**2,266,069,420**	**4,702,238,404**

Statement of financial position

Euro	Notes				
ASSETS		**at Dec. 31, 2020**		at Dec. 31, 2019	
			of which with related parties		*of which with related parties*
Non-current assets					
Property, plant and equipment	10	7,949,635		10,154,014	
Intangible assets	11	113,303,284		67,472,830	
Deferred tax assets	12	336,886,263		336,116,632	
Equity investments	13	50,622,587,197		47,858,258,402	
Non-current financial derivative assets	14	890,373,351	*318,976,872*	944,746,850	*331,507,012*
Other non-current financial assets	15	280,263,365	*270,460,845*	199,542,903	*191,250,000*
Other non-current assets	16	127,590,612	*107,775,760*	127,202,083	*118,441,604*
	[Total]	**52,378,953,707**		**49,543,493,714**	
Current assets					
Trade receivables	17	240,797,578	*241,790,428*	255,376,422	*256,545,598*
Income tax assets	18	197,139,713		162,234,654	
Current financial derivative assets	14	128,419,355	*117,568,211*	142,921,282	*15,663,520*
Other current financial assets	19	2,649,954,133	*1,023,712,279*	2,882,607,896	*1,552,107,943*
Other current assets	20	660,655,255	*620,672,572*	795,766,151	*758,688,886*
Cash and cash equivalents	21	2,126,512,961		4,152,553,138	
	[Total]	**6,003,478,995**		**8,391,459,543**	
Non-current assets classified as held for sale	22	**668,617,876**		-	
TOTAL ASSETS		**59,051,050,578**		**57,934,953,257**	

Euro	Notes	at Dec. 31, 2020	of which with related parties	at Dec. 31, 2019	of which with related parties
LIABILITIES AND EQUITY					
Equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Treasury share reserve		(3,269,152)		(1,549,152)	
Equity instruments - perpetual hybrid bonds		2,385,529,628		-	
Other reserves		11,300,253,202		11,366,383,938	
Retained earnings/(Loss carried forward)		6,346,833,602		4,889,078,236	
Profit for the year [1]		546,791,537		3,164,925,237	
TOTAL EQUITY	23	**30,742,818,763**		**29,585,518,205**	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	24	17,296,666,278	*11,156,597,285*	14,205,554,748	*6,095,372,221*
Employee benefits	25	200,000,795		216,400,519	
Provisions for risks and charges	26	14,665,522		18,467,326	
Deferred tax liabilities	12	149,176,256		162,935,484	
Non-current financial derivative liabilities	14	1,762,837,887	*4,390,181*	1,536,090,045	*8,893,614*
Other non-current liabilities	27	19,218,194	*8,453,536*	21,485,222	*8,433,792*
	[Subtotal]	**19,442,564,932**		**16,160,933,344**	
Current liabilities					
Short-term borrowings	24	5,303,284,362	*5,057,198,692*	8,367,245,530	*7,833,812,748*
Current portion of long-term borrowings	24	820,437,782	*46,307,451*	1,102,224,916	*46,307,116*
Provision for risks and charges	26	10,709,189		9,569,605	
Trade payables	28	91,990,760	*49,542,499*	83,699,918	*41,438,261*
Current financial derivative liabilities	14	257,732,025	*10,848,849*	182,695,923	*75,705,470*
Other current financial liabilities	29	228,295,701	*52,919,651*	233,773,304	*22,585,007*
Other current liabilities	31	2,153,217,064	*157,694,024*	2,209,292,512	*159,554,006*
	[Subtotal]	**8,865,666,883**		**12,188,501,708**	
TOTAL LIABILITIES		**28,308,231,815**		**28,349,435,052**	
TOTAL LIABILITIES AND EQUITY		**59,051,050,578**		**57,934,953,257**	

(1) Profit for the year of €2,326 million (€4,792 million in 2019) is reported net of the interim dividend of €1,779 million (€1,627 million in 2019).

Statement of changes in equity

	Share capital and reserves (note 23)													
Euro	Share capital	Share premium reserve	Treasury share reserve	Equity instruments - perpetual hybrid bonds	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993	Other sundry reserves	Actuarial reserve	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	Retained earnings	Profit for the year	Total equity
At January 1, 2019	**10,166,679,946**	**7,496,016,063**	**-**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,290,139**	**(32,550,876)**	**(275,210,488)**	**(52,328,932)**	**11,342,491**	**4,279,339,236**	**2,032,826,328**	**27,943,184,395**
Purchase of treasury shares	-	(8,950,847)	(1,549,152)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(10,499,999)**
Allocation of 2018 profit:														
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,423,335,193)	**(1,423,335,193)**
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	609,491,136	(609,491,136)	-
2019 interim dividend [1]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,864	(1,626,668,791)	**(1,626,420,927)**
Comprehensive income for the year:														
- other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	(5,165,403)	(114,549,683)	30,359,481	-	-	-	**(89,355,625)**
- other changes	-	-	-	-	-	-	351,525	-	-	-	-	-	-	**351,525**
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,791,594,029	**4,791,594,029**
At December 31, 2019	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**
At January 1, 2020	**10,166,679,946**	**7,487,065,216**	**(1,549,152)**	**-**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**68,641,664**	**(37,716,279)**	**(389,760,171)**	**(21,969,471)**	**11,342,491**	**4,889,078,236**	**3,164,925,237**	**29,585,518,205**
Purchase of treasury shares	-	(11,070,869)	(1,720,000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(12,790,869)**
Equity instruments - perpetual hybrid bonds	-	-	-	2,385,529,628	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**2,385,529,628**
Allocation of 2019 profit:														
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260,258	(1,708,002,231)	**(1,707,741,973)**
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,456,923,006	(1,456,923,006)	-
2020 interim dividend [2]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	572,102	(1,779,168,990)	**(1,778,596,888)**
Comprehensive income for the year:														
- other comprehensive income	-	-	-	-	-	-	-	(1,525,965)	(52,894,590)	5,991,685	(11,462,237)	-	-	**(59,891,107)**
- other changes	-	-	-	-	-	-	4,831,240	-	-	-	-	-	-	**4,831,240**
- profit for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,325,960,527	**2,325,960,527**
Total at December 31, 2020	**10,166,679,946**	**7,475,994,347**	**(3,269,152)**	**2,385,529,628**	**2,033,335,988**	**2,215,444,500**	**73,472,804**	**(39,242,244)**	**(442,654,761)**	**(15,977,786)**	**(119,746)**	**6,346,833,602**	**546,791,537**	**30,742,818,763**

(1) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019 and paid as from January 22, 2020.

(2) Approved by the Board of Directors on November 5, 2020 and paid as from January 20, 2021.

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

Statement of cash flows

Euro	Notes	2020	of which with related parties	2019	of which with related parties
Pre-tax profit		**2,203,608,913**		**4,741,647,249**	
Adjustments for:					
Depreciation, amortization and impairment losses	5.c	187,393,237		234,691,731	
Exchange gains (losses) on foreign currency assets and liabilities		(161,484,379)		107,461,448	
Accruals to provisions		24,741,690		5,934,471	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(3,148,370,772)	*(3,147,532,252)*	(5,548,170,676)	*(5,547,425,512)*
Net financial (income)/expense		738,983,753	*(289,418,094)*	310,383,994	*(186,189,129)*
Cash flows from operating activities before changes in net working capital		**(155,127,568)**		**(148,051,783)**	
Increase/(Decrease) in provisions		37,477,938		(37,912,022)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	15,517,789	*14,755,171*	(64,493,367)	*(67,233,076)*
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		2,678,635,243	*(11,892,687)*	424,428,904	*(496,710,339)*
Increase/(Decrease) in trade payables	28	(72,990,729)	*(41,438,261)*	1,321,014	*(1,792,384)*
Interest income and other financial income collected		938,590,213	*495,343,556*	607,913,769	*422,500,856*
Interest expense and other financial expense paid		(1,295,589,597)	*(345,716,038)*	(1,229,947,164)	*(301,313,857)*
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	3,139,090,049	*3,138,318,088*	5,012,873,210	*5,012,126,046*
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(786,689,066)		(571,067,083)	
Cash flows from operating activities (a)		**4,498,914,282**		**3,995,065,478**	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(71,186,806)		(48,040,125)	
Investments in equity investments	13	(5,237,814,213)	*(5,226,214,213)*	(2,351,358,222)	*(2,351,358,222)*
Disinvestments from extraordinary transactions		1,525,290,346		-	
Cash flows used in investing/disinvesting activities (b)		**(3,783,710,673)**		**(2,399,398,347)**	
New long-term borrowing	24	7,001,087,179	*6,000,010,907*	3,843,950,000	*3,500,000,000*
Repayments of borrowings	24	(1,345,935,177)	*(46,318,097)*	(2,813,331,892)	*(1,500,000,000)*
Net change in long-term borrowings/(loan assets)		(2,534,914,450)	*(2,833,455,259)*	(352,054,165)	*(178,003,827)*
Net change in short-term borrowings/(loans assets)		(3,102,612,039)	*(2,217,883,412)*	2,727,456,229	*2,255,855,395*
Dividends and interim dividends paid	23	(3,334,165,058)		(2,845,332,266)	
Issue of equity instruments	23	588,086,628		-	
Reduction of capital and reserves for purchase of treasury shares	23	(12,790,869)		(10,499,999)	
Cash flows from (used in) financing activities (c)		**(2,741,243,786)**		**550,187,907**	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		**(2,026,040,177)**		**2,145,855,038**	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	4,152,553,138		2,006,698,099	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	**2,126,512,961**		**4,152,553,137**	

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the separate financial statements

Enel SpA has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy, and since 1999 has been listed on the Mercato Telematico Azionario (Electronic Stock Exchange) organized and operated by Borsa Italiana SpA.

Enel is an energy multinational and is one of the world's leading integrated operators in the electricity and gas industries, with a special focus on Europe and Latin America.

As the Parent, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group as at and for the year ended December 31, 2020, which are published in a separate document.

The publication of these separate financial statements was approved by the Board of Directors on March 18, 2021.

These separate financial statements have been audited by KPMG SpA.

Basis of presentation

These separate financial statements for the year ended December 31, 2020 represent the separate financial statements of the Parent, Enel SpA, and have been prepared in accordance with international accounting standards (*International Accounting Standards* - IAS and *International Financial Reporting Standards* - IFRS) issued by the International Accounting Standards Board (IASB), the interpretations of the International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) and the Standing Interpretations Committee (SIC), recognized in the European Union pursuant to Regulation (EC) no. 1606/2002 and in effect as of the close of the year. All of these standards and interpretations are hereinafter referred to as the "IFRS-EU".

These separate financial statements have also been prepared in conformity with measures issued in implementation of Article 9, paragraph 3, of Legislative Decree 38 of February 28, 2005.

The separate financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of financial position, the statement of changes in equity and the statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities reported in the statement of financial position are classified on a "current/non-current basis", with separate reporting of assets held for sale and liabilities included in disposal groups classified as held for sale. Current assets, which include cash and cash equivalents, are assets that are intended to be realized, sold or consumed during the normal operating cycle of the Company or in the 12 months following the close of the financial year; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Company or within the 12 months following the close of the financial year.

The income statement classifies costs on the basis of their nature, with separate reporting of profit (loss) from continuing operations and profit (loss) from discontinued operations.

The statement of cash flows is prepared using the indirect method, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations.

For more information on cash flows in the statement of cash flows, please see the section "Cash flows" in the Report on Operations.

The separate financial statements have been prepared on a going concern basis using the cost method, with the exception of items measured at fair value in accordance with IFRS, as explained in the measurement criteria for the individual items, and non-current assets and disposal groups classified as

held for sale, which are measured at the lower between their carrying amount and the fair value less costs to sell.
The separate financial statements are presented in euro, the functional currency of the Company, and the figures shown in the notes are reported in millions of euro unless stated otherwise.
The separate financial statements provide comparative information in respect of the previous year.

2. Accounting policies

2.1 Focus on non-financial issues

Disclosures on climate change

The Group is moving forward in its commitment to lead the energy transition, in line with the objectives of the Paris Agreement (COP21) and the Sustainable Development Goals set by the United Nations.
In particular, the Group is fully committed to the development of a long-term sustainable business model, consistent with the objectives of the Paris Agreement to achieve a reduction in CO_2 emissions and to limit the average increase in global temperature to below 2 °C compared with pre-industrial levels. Since 2019, the Group has officially reaffirmed this commitment, responding to the United Nations call for action and is the only Italian company to have signed the commitment to limit the increase in global temperatures to 1.5 °C and to achieve zero emissions by 2050.
These objectives form the basis for the 2021-2030 Strategic Plan presented in November 2020. It is founded on the Group's leadership in the energy transition process through the decarbonization of its generation mix, the electrification of energy consumption and the creation of digital platforms for the development of new business and operational models.
For further details on the financial implications of issues related to climate change, please see note 2.2 "Use of estimates and management judgment" and in the notes to specific items.

Disclosures concerning the COVID-19 pandemic

In view of the complexity of the current situation, the Company has carefully monitored the evolution of the COVID-19 pandemic with regard to the main areas and countries in which we operate, in line with the recommendations of ESMA in the public statements[1] published in March, May, July and October 2020, and of CONSOB in its warning notices nos. 6/20 of April 9, 2020, 8/20 of July 16, 2020 and 1/21 of February 16, 2021.
The Company has analyzed the impacts of COVID-19 on business operations, the financial position and performance, which are also reflected in the assumptions underlying the Group's business plan, also identifying the main risks and uncertainties to which it is exposed, as reported in the "Main risks and opportunities" section of the Report on Operations.
Consistent with the disclosures provided in the earlier sections of the Report on Operations, the separate financial statements at December 31, 2020 offer additional specific information regarding the COVID-19 pandemic, based on specific company circumstances and on the availability of reliable information, in order to highlight its impact on the financial position and performance of the Company at that date.
In this regard, additional information on the financial implications of the COVID-19 pandemic is available in note 2.2 "Use of estimates and management judgment" and in the notes to specific items.

[1] ESMA 71-99-1290 of March 11, 2020; ESMA 32-63-951 of March 25, 2020; ESMA 31-67-742 of March 27, 2020; ESMA 32-63-972 of May 20, 2020; ESMA 32-61-417 of July 21, 2020 and ESMA 32-63-1041 of October 28, 2020.

2.2 Use of estimates and management judgments

Preparing these separate financial statements under IFRS-EU requires management to take decisions and make estimates and assumptions that may impact the carrying amounts of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities at the reporting date. The estimates and management's judgments are based on previous experience and other factors considered reasonable in the circumstances. They are formulated when the carrying amount of assets and liabilities is not easily determined from other sources. The actual results may therefore differ from these estimates. The estimates and assumptions are periodically revised and the effects of any changes are reflected through profit or loss if they only involve that period. If the revision involves both the current and future periods, the change is recognized in the year in which the revision is made and in the related future periods.

In order to enhance understanding of the separate financial statements, the following sections examine the main items affected by the use of estimates and the cases that reflect management judgments to a significant degree, underscoring the main assumptions used by management in measuring these items in compliance with the IFRS-EU. The critical element of such valuations is the use of assumptions and professional judgments concerning issues that are by their very nature uncertain.

Changes in the conditions underlying the assumptions and judgments could have a substantial impact on future results.

In addition, as regards the impact of the COVID-19 pandemic, the forecasts for future developments in the macroeconomic, financial and business environment in which the Company operates are characterized by a high degree of uncertainty, which is reflected in the assessments and the estimates produced by management regarding the carrying amounts of the assets and liabilities affected by greater volatility. In this regard, the following sections provide specific information on the estimates and judgments used in the areas of the separate financial statements most affected by the COVID-19 pandemic, drawing on the information available at December 31, 2020 and considering the constantly evolving scenario.

With regard to the effects of climate change issues, the Company believes that climate change represents an implicit element in the application of the methodologies and models used to perform estimates in the valuation and/or measurement of certain accounting items. Furthermore, it has taken account of the impact of climate change in the significant judgments made by management.

Use of estimates

Recoverability of equity investments

The Company assesses the presence of evidence of impairment of each equity investment at least once a year, consistent with its strategy for managing the legal entities within the Group. If such evidence is found, the assets involved undergo impairment testing. The processes and procedures for determining the recoverable amount of each equity investment are based on assumptions that can be complex and whose nature requires management to use its judgment, especially as regards the identification of evidence of impairment, the forecasting of future profitability over the horizon of the Group business plan, the determination of the normalized cash flows underlying the estimation of terminal value and the determination of long-term growth rates and discount rates applied to forecasts of future cash flows.

Impairment of non-financial assets

Assets such as property, plant and machinery and intangible assets are adjusted for impairment when their carrying amount exceeds their recoverable amount, represented by the higher of their fair value less costs to sell and their value in use.

The recoverable amount is assessed in accordance with the criteria established by IAS 36, which are discussed in greater detail in the appropriate notes to the separate financial statements.
In determining the recoverable amount, the Company generally applies the value in use criterion. Value in use is the present value of the future cash flows that are expected to be derived from the asset, discounted using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessments of the time value of money and the risks specific to the asset.
Future cash flows used to determine value in use are based on the most recent business plan, approved by the management, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs and investments. These projections cover the next three years. For subsequent years, account is taken of:

- assumptions concerning the long-term evolution of the main variables considered in the calculation of cash flows, as well as the average residual useful life of the assets or the duration of the concessions, based on the specific characteristics of the businesses;
- a long-term growth rate equal to the long-term growth of electricity demand and/or inflation (depending on the country and business) that does not in any case exceed the average long-term growth rate of the market involved.

The recoverable amount is sensitive to the estimates and assumptions used in the calculation of cash flows and the discount rates applied. Nevertheless, possible changes in the underlying assumptions on which the calculation of such amounts is based could generate different recoverable amounts. The analysis of each group of non-financial assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.
In the current scenario, the analysis of impairment indicators has become even more important as an attempt was also made to assess whether the impact of the COVID-19 pandemic could reduce the carrying amount of certain non-financial assets as at December 31, 2020. For this reason, the Company has carefully considered the effects of the COVID-19 pandemic in determining the existence of impairment indicators for non-financial assets.
Furthermore, in line with its business model and in the context of the acceleration of the decarbonization of the generation mix and driving the energy transition process, the Company has also carefully assessed whether climate change issues have affected the reasonable and supportable assumption used to estimate expected cash flows.
Information on the main assumptions used to estimate the recoverable amount of assets with reference to the impacts relating to the COVID-19 pandemic and climate change, as well as information on changes in these assumptions, is provided in the applicable notes.

Expected credit losses on financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in the scope.
Loss allowances for financial assets are based on assumptions about risk of default and on the measurement of expected credit losses. Management uses judgement in making these assumptions and selecting the inputs for the impairment calculation, based on the Company's past history, existing market conditions as well as forward looking estimates at the end of each reporting period.
The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (including shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

In particular, for trade receivables, contract assets and right-of-use assets, including those with a significant financial component, the Company applies the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the residual life of the asset, generally equal to 12 months.
Based on the specific reference market and the regulatory context of the sector, as well as expectations of recovery after 90 days, for such assets, the Company mainly applies a default definition of 180 days past due to determine expected credit losses, as this is considered an effective indication of a significant increase in credit risk. Accordingly, financial assets that are more than 90 days past due are generally not considered to be in default, except for some specific regulated markets.
For trade receivables and contract assets the Company mainly applies a collective approach based on grouping the receivables into specific clusters. Only if the trade receivables are deemed to be individually significant by management and there is specific information about any significant increase in credit risk does the Company apply an analytical approach.
In case of individual assessment, PD is mainly obtained from external providers.
Conversely, for collective assessment, trade receivables are grouped based on shared credit risk characteristics and past due information, considering a specific definition of default.

The contract assets are considered to have substantially the same risk characteristics as trade receivables for the same types of contracts.

In order to measure the ECL for trade receivables on a collective basis, as well as for contract assets, the Company considers the following assumptions related to ECL parameters:

- PD, assumed as to be the average default rate, is calculated on a cluster basis and taking into consideration a minimum of 24 months of historical data;
- LGD is function of the default bucket's recovery rates, discounted at the effective interest rate;
- EAD is estimated as the carrying exposure at the reporting date net of cash deposits, including invoices issued but not expired and invoices to be issued.

For additional details on the key assumptions and inputs used please see note 32 "Financial instruments".

Determining the fair value of financial instruments

The fair value of financial instruments is determined on the basis of prices directly observable in the market, where available, or, for unlisted financial instruments, using specific valuation techniques (mainly based on present value) that maximize the use of observable market inputs. In rare circumstances were this is not possible, the inputs are estimated by management taking due account of the characteristics of the instruments being measured.

In accordance with IFRS 13, the Company includes a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk, applying the method indicated in note 35 "Fair value measurement". Changes in the assumptions made in estimating the input date could have an impact on the fair value recognized for those instruments, especially in current conditions, where markets are volatile and the highly uncertain economic outlook can change rapidly due to the uncertainty of the economic impact of the COVID-19 pandemic.

Pensions and other post-employment benefits

Some of the Company's employees participate in pension plans offering benefits based on their wage history and years of service. Certain employees are also eligible for other post-employment benefit schemes.

The expenses and liabilities of such plans are calculated on the basis of estimates carried out by consulting actuaries, who use a combination of statistical and actuarial elements in their calculations, including statistical data on past years and forecasts of future costs. Other components of the estimation that are considered include mortality and retirement rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in healthcare cost. These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in retirement rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of healthcare.

Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.

With regard to the COVID-19 pandemic, the Company has carefully analyzed the possible impacts of the economic crisis generated by the emergency on the actuarial assumptions used in the measurement of the actuarial liabilities and assets serving the plans.

Provisions for risks and charges

Provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact is significant, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, if applicable, the risks specific to the liability.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.

When the Company expects some or all of a provision to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.

Provisions do not include liabilities to reflect uncertainties in income tax treatments that are recognized as tax liabilities.

In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Company recognizes a provision as the lower of the costs of fulfilling the obligation that exceed the economic benefits expected to be received under the contract and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.

Changes in estimates of accruals to the provision are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.

For more details on provisions for risks and charges, please see note 26 "Provisions for risks and charges". Note 40 "Contingent assets and liabilities" also provides information regarding the most significant contingent liabilities for the Company.

Litigation

The Company is involved in various civil, administrative and tax disputes connected with the normal pursuit of its activities that could give rise to significant liabilities. It is not always objectively possible to predict the outcome of these disputes. The assessment of the risks associated with this litigation is based on complex factors whose very nature requires recourse to management judgments, even when taking

account of the contribution of external advisors assisting the Company, about whether to classify them as contingent liabilities or liabilities.
Provisions have been recognized to cover all significant liabilities for cases in which legal counsel feels an adverse outcome is likely and a reasonable estimate of the amount of the loss can be made. Note 40 provides disclosures on the Company's most significant contingent liabilities.

Leases

When the interest rate implicit in the lease cannot be readily determined, the Company uses the incremental borrowing rate (IBR) at the lease commencement date to calculate the present value of the lease payments. This is the interest rate that the lessee would have to pay to borrow over a similar term, and with similar security, the funds necessary to obtain an asset of a similar value to the right-of-use asset in a similar economic environment. When no observable inputs are available, the Company estimates the IBR making assumptions to reflect the terms and conditions of the lease and certain entity-specific estimates.
One of the most significant judgments for Company in adopting IFRS 16 is determining this IBR necessary to calculate the present value of the lease payments required to be paid to the lessor. The Company's approach to determining an IBR is based on the assessment of the following three key components: the risk-free rate, which considers the cash flows of the lease payments, the economic environment where the lease contract has been negotiated and the lease term; he credit spread adjustment, in order to calculate an IBR that is specific for the lessee considering any underlying Parent or other guarantee; and the lease-related adjustments, in order to reflect in the IBR calculation the fact that the discount rate is directly linked to the type of the underlying asset, rather than being a general incremental borrowing rate. In particular, the risk of default is mitigated for the lessors as they have the right to reclaim the underlying asset itself.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2020, the separate financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses or tax credits to be reversed in subsequent years and income components whose deductibility is deferred in an amount whose recovery is considered by management to be highly probable.
The recoverability of such assets is subject to the achievement of future income sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.
Significant management judgment is required to determine the amount of deferred tax assets that can be recognized, based upon the likely timing and the level of future taxable income together with future tax planning strategies and the tax rates applicable at the date of reversal. However, where the Company should become aware that it is unable to recover all or part of recognized tax assets in future years, the consequent adjustment would be taken to the income statement in the year in which this circumstance arises.
The recoverability of deferred tax assets is reviewed at the end of each period. Deferred tax assets not recognized are reassessed at each reporting date in order to verify the conditions for their recognition. Where required, the Company monitored the recovery times of deferred tax assets as well as those relating to the reversal of deductible temporary differences, if any, as a result of the greater uncertainty caused by the COVID-19 pandemic.

Management judgment

Determination of the existence of control

Under the provisions of IFRS 10, control is achieved when the Company is exposed, or has rights, to variable returns from its involvement with the investee and has the ability to affect those returns through its power over the investee. Power is defined as the current ability to direct the relevant activities of the investee based on existing substantive rights.
The existence of control does not depend solely on ownership of a majority investment, but rather it arises from substantive rights that each investor holds over the investee. Consequently, management must use its judgment in assessing whether specific situations determine substantive rights that give the Company the power to direct the relevant activities of the investee in order to affect its returns.
For the purpose of assessing control, management analyses all facts and circumstances including any agreements with other investors, rights arising from other contractual arrangements and potential voting rights (call options, warrants, put options granted to non-controlling shareholders, etc.). These other facts and circumstances could be especially significant in such assessment when the Company holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.
Furthermore, even if it holds more than half of the voting rights in another entity, the Company considers all the relevant facts and circumstances in assessing whether it controls the investee.
The Company re-assesses whether or not it controls an investee if facts and circumstances indicate that there are changes to one or more of the elements considered in verifying the existence of control.
Finally, the assessment of the existence of control did not find any situations of de facto control.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of IFRS 11, a joint arrangement is an agreement where two or more parties have joint control.
Joint control exists only when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.
A joint arrangement can be configured as a joint venture or a joint operation. Joint ventures are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the net assets of the arrangement. Conversely, joint operations are joint arrangements whereby the parties that have joint control have rights to the assets and obligations for the liabilities relating to the arrangement.
In order to determine the existence of the joint control and the type of joint arrangement, management must apply judgment and assess its rights and obligations arising from the arrangement. For this purpose, the management considers the structure and legal form of the arrangement, the terms agreed by the parties in the contractual arrangement and, when relevant, other facts and circumstances.
The Company re-assesses whether or not it has joint control if facts and circumstances indicate that changes have occurred in one or more of the elements considered in verifying the existence of joint control and the type of the joint arrangement.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associates are those in which the Company exercises significant influence, i.e. the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee but not exercise control or joint control over those policies. In general, it is presumed that the Company has a significant influence when it has an ownership interest of 20% or more.
In order to determine the existence of significant influence, management must apply judgment and consider all facts and circumstances.

Classification and measurement of financial assets

At initial recognition, in order to classify financial assets as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, management assesses both the contractual cash-flow characteristics of the instrument and the business model for managing financial assets in order to generate cash flows.

For the purpose of evaluating the contractual cash-flow characteristics of the instrument, management performs the SPPI test at an instrument level, in order to determine if it gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, performing specific assessment on the contractual clauses of the financial instruments, as well as quantitative analysis, if required.

The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For more details, please see note 32. "Financial instruments".

Hedge accounting

Hedge accounting is applied to derivatives in order to reflect into the financial statements the effect of risk management strategies.

Accordingly, at the inception of the transaction the Company documents the hedge relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also assesses, both at hedge inception and on an ongoing basis, whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

On the basis of management's judgment, the effectiveness assessment based on the existence of an economic relationship between the hedging instruments and the hedged items, the dominance of credit risk in the changes in fair value and the hedge ratio, as well as the measurement of the ineffectiveness, is evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the specific facts and circumstances and on the characteristics of the hedged items and the hedging instruments.

For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, management assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.

Furthermore, during the year, the Company carefully monitored the possible effects of the uncertainties linked to the COVID-19 pandemic on its hedging relationships.

For more details on the key assumptions used in assessing effectiveness and measuring the ineffective portion of hedges, see note 34 "Hedge accounting".

Leases

The complexity of the assessment of the lease contracts, and also their long term expiring date, requires a strong professional judgments for the IFRS 16 application. In particular, for:

- the application of the definition of a lease to the cases typical of the sectors in which the Company operates;
- the identification of the non-lease component in the lease;
- the evaluation of any renewable and termination options included in the lease in order to determine the term of leases, also considering the probability of their exercise and any significant leasehold improvements on the underlying asset;
- the identification of any variable lease payments that depend on an index or a rate to determine where the changes of the latter impact the future lease payments and also the amount of the right-of-use asset;

- the estimate of the discount rate to calculate the present value of the lease payments; further details on assumptions about this rate are provided in the paragraph "Use of estimates".

Uncertainty over income tax treatments

The Company determines whether to consider each uncertain income tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments as well as whether to reflect the effect of uncertainty by using the most likely amount or the expected value method, based on which approach better predicts the resolution of the uncertainty for each uncertain tax treatments.

The Company makes significant use of professional judgment in identifying uncertainties about income tax treatments and reviews the judgments and estimates made in the event of a change in facts and circumstances that could change its assessment of the acceptability of a specific tax treatment or the estimate of the effects of uncertainty, or both.

2.3 Significant accounting policies

Related parties

Related parties are mainly parties that have the same parent as Enel SpA, companies that directly or indirectly through one or more intermediaries control, are controlled or are subject to the joint control of Enel SpA and in which the latter has a holding that enables it to exercise a significant influence. Related parties also include entities that operating post-employment benefit plans for employees of Enel SpA or its associates (specifically, the FOPEN and FONDENEL pension funds), as well as the members of the boards of statutory auditors, and their immediate family, and the key management personnel, and their immediate family, of Enel SpA and its subsidiaries. Key management personnel comprises management personnel who have the power and direct or indirect responsibility for the planning, management and control of the activities of the company. They include directors.

Subsidiaries, associates and joint ventures

The Company controls an entity when it is exposed to or has rights to variable returns deriving from its involvement, regardless of the nature of their formal relationship, and has the ability, through the exercise of its power over the investee, to affect its returns.

Associates comprise those entities in which the Company has a significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of investees but not exercise control or joint control over those entities.

Joint ventures are joint arrangements over which the Company exercises joint control and has rights to the net assets of the arrangement. Joint control means sharing control of an arrangement, which only exists when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of all the parties that share control.

Equity investments in subsidiaries, associates and joint ventures are measured at cost. Cost is adjusted for any impairment losses, which are reversed where the reasons for their recognition no longer obtain. The carrying amount resulting from the reversal may not exceed the original cost.

Where the loss pertaining to Enel SpA exceeds the carrying amount of the investment and the Company is obligated to perform the legal or constructive obligations of the investee or in any event to cover its losses, the excess with respect to the carrying amount is recognized in liabilities in the provision for risks and charges.

In the case of a disposal, without economic substance, of an investment to an entity under common control, any difference between the consideration received and the carrying amount of the investment is recognized in equity.

Translation of foreign currency items

Transactions in currencies other than the functional currency are initially recognized at the spot exchange rate prevailing on the date of the transaction.

Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are subsequently translated using the closing exchange rate (i.e. the spot exchange rate prevailing at the reporting date).

Non-monetary assets and liabilities denominated in foreign currency that are recognized at historical cost are translated using the exchange rate at the date of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency measured at fair value are translated using the exchange rate at the date that the fair value was determined.

Any exchange differences are recognized through profit or loss.

In determining the spot exchange rate to use on initial recognition of the related asset, expense or income (or part of it) on the derecognition of a non-monetary asset or non-monetary liability relating to advance consideration in foreign currency paid or received, the date of the transaction is the date on which the Group initially recognizes the non-monetary asset or non-monetary liability associated with the advance consideration.

If there are multiple advance payments or receipts, the Company determines the transaction date for each payment or receipt of advance consideration.

Fair value measurement

For all fair value measurements and disclosures of fair value, that are either required or permitted by the IFRS, the Company applies IFRS 13.

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability, in an orderly transaction, between market participants, at the measurement date (i.e. an exit price).

The fair value measurement assumes that the transaction to sell an asset or transfer a liability takes place in the principal market, i.e. the market with the greatest volume and level of activity for the asset or liability. In the absence of a principal market, it is assumed that the transaction takes place in the most advantageous market to which the Company has access, i.e. the market that maximizes the amount that would be received to sell the asset or minimizes the amount that would be paid to transfer the liability.

The fair value of an asset or a liability is measured using the assumptions that market participants would use when pricing the asset or liability, assuming that market participants act in their economic best interest. Market participants are independent, knowledgeable sellers and buyers who are able to enter into a transaction for the asset or the liability and who are motivated but not forced or otherwise compelled to do so.

When measuring fair value, the Company takes into account the characteristics of the asset or liability, in particular:

- for a non-financial asset, a fair value measurement takes into account a market participant's ability to generate economic benefits by using the asset in its highest and best use or by selling it to another market participant that would use the asset in its highest and best use;
- for liabilities and own equity instruments, the fair value reflects the effect of non-performance risk, i.e. the risk that an entity will not fulfill an obligation, including among others the credit risk of the Company itself;
- in the case of groups of financial assets and financial liabilities with offsetting positions in market risk or credit risk, managed on the basis of an entity's net exposure to such risks, it is permitted to measure fair value on a net basis.

In measuring the fair value of assets and liabilities, the Company uses valuation techniques that are appropriate in the circumstances and for which sufficient data are available, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Property, plant and equipment

Property, plant and equipment is stated at cost, net of accumulated depreciation and accumulated impairment losses, if any. Such cost includes expenses directly attributable to bringing the asset to the location and condition necessary for its intended use.
Subsequent costs are recognized as an increase in the carrying amount of the asset when it is probable that future economic benefits associated with the cost incurred to replace a part of the asset will flow to the Company and the cost of the item can be measured reliably. All other costs are recognized in profit or loss as incurred.
Property, plant and equipment, net of its residual value, is depreciated on a straight-line basis over its estimated useful life, which is reviewed annually and, if appropriate, adjusted prospectively. Depreciation begins when the asset is available for use.

The estimated useful life of the main items of property, plant and equipment is as follows:

	Depreciation period
Leasehold improvements	Shorter of the term of the contract and residual useful life
Civil buildings	40 years
Other assets	7 years

Land is not depreciated as it has an indefinite useful life.
Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either upon their disposal (i.e., at the date the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal.

Leases

The Company holds property, plant and equipment for its various activities under lease contracts. At inception of a contract, the Company assesses whether a contract is, or contains, a lease.
For contracts entered into or changed on or after January 1, 2019, the Company has applied the definition of a lease under IFRS 16, that is met if the contract conveys the right to control the use of an identified asset for a period of time in exchange for consideration.
Conversely, for contracts entered into before January 1, 2019, the Company determined whether the arrangement was or contained a lease under IFRIC 4.
At commencement or on modification of a contract that contains a lease component and one or more additional lease or non-lease components, the Company allocates the consideration in the contract to each lease component on the basis of its relative stand-alone prices.
The Company recognizes a right-of-use asset and a lease liability at the commencement date of the lease (i.e., the date the underlying asset is available for use).
The right-of-use asset represents a lessee's right to use an underlying asset for the lease term; it is initially measured at cost, which includes the initial amount of lease liability adjusted for any lease payments made at or before the commencement date less any lease incentives received, plus any initial direct costs

incurred and an estimate of costs to dismantle and remove the underlying asset and to restore the underlying asset or the site on which it is located.
The lease liability is initially measured at the present value of lease payments to be made over the lease term. In calculating the present value of lease payments, the Company uses the lessee's incremental borrowing rate at the lease commencement date when the interest rate implicit in the lease is not readily determinable.
Variable lease payments that do not depend on an index or a rate are recognized as expenses in the year in which the event or condition that triggers the payment occurs.
After the commencement date, the lease liability is measured at amortized cost using the effective interest method and is remeasured upon the occurrence of certain events.
The Company applies the short-term lease recognition exemption to its lease contracts that have a lease term of 12 months or less from the commencement date. It also applies the low-value assets recognition exemption to lease contracts for which the underlying asset is of low-value whose amount is estimated not material. As example, the Company has leases of certain office equipment (i.e., personal computers, printing and photocopying machines) that are considered of low-value. Lease payments on short-term leases and leases of low-value assets are recognized as expense on a straight-line basis over the lease term.
The Company presents right-of-use assets that do not meet the definition of investment property in "Property, plant and equipment" and lease liabilities in "Borrowings".
Consistent with the requirement of the standard, the Company presents separately the interest expense on lease liabilities under "Other financial expense" and the depreciation charge on the right-of-use assets under "Depreciation, amortization and impairment losses".

Intangible assets

Intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the Company and capable of generating future economic benefits. They are measured at purchase or internal development cost when it is probable that the use of such assets will generate future economic benefits and the related cost can be reliably determined.
The cost includes any directly attributable expenses necessary to make the assets ready for their intended use.
Development expenditure is recognized as an intangible asset only when the Company can demonstrate the technical feasibility of completing the intangible asset and that it has intention, ability and resources to complete the asset in order to use or sell it.
Research costs are recognized as expenses.
Intangible assets with a finite useful life are recognized net of accumulated amortization and any impairment losses.
Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's estimated useful life, which is reassessed at least annually; any changes in amortization policies are reflected on a prospective basis. Amortization commences when the asset is ready for use.
Consequently, intangible assets not yet available for use are not amortized, but are tested for impairment at least annually.
The Company's intangible assets have a finite useful life.
Intangible assets comprise application software owned by the Company with an expected useful life of between three and five years.
Intangible assets are derecognized either at the time of their disposal (at the date when the recipient obtains control) or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognized through profit or loss, is calculated as the difference between the net consideration

received in the disposal, determined in accordance with the provisions of IFRS 15 concerning the transaction price, and carrying amount of the derecognized assets.

Impairment of non-financial assets

At each reporting date, non-financial assets are reviewed to determine whether there is evidence of impairment.

Intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use are tested for impairment annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.

If such evidence exists, the recoverable amount of each asset involved is estimated on the basis of the use of the asset and its future disposal, in accordance with the most recent Group business plan. For more on the estimation of the recoverable amount, please see the section "Use of estimates".

The recoverable amount is calculated for an individual asset unless that asset is not capable of generating incoming cash flows that are largely independent of those generated by other assets or groups of assets.

If the carrying amount of an asset is greater than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses".

If the reasons for a previously recognized impairment loss no longer obtain, the carrying amount of the asset is restored through profit or loss, under "Depreciation, amortization and impairment losses", in an amount that shall not exceed the carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed.

Financial instruments

Financial instruments are any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity; they are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IFRS 9.

A financial asset or liability is recognized when, and only when, the Company becomes party to the contractual provision of the instrument (trade date).

Trade receivables arising from contracts with customers, in the scope of IFRS 15, are initially measured at their transaction price (as defined in IFRS 15) if such receivables do not contain a significant financing component or when the Company applies the practical expedient allowed by IFRS 15.

Conversely, the Company initially measures financial assets other than receivables noted above at their fair value plus, in the case of a financial asset not measured at fair value through profit or loss, transaction costs.

Financial assets are classified at initial recognition as financial assets at amortized cost, at fair value through other comprehensive income and at fair value through profit or loss, on the basis of both Company's business model and the contractual cash-flow characteristics of the instrument.

For this purpose, the assessment to determine whether the instrument gives rise to cash flows that are solely payments of principal and interest (SPPI) on the principal amount outstanding, is referred to as the SPPI test and is performed at an instrument level.

The Company's business model for managing financial assets refers to how it manages its financial assets in order to generate cash flows. The business model determines whether cash flows will result from collecting contractual cash flows, selling the financial assets, or both.

For purposes of subsequent measurement, financial assets are classified in three categories:

- financial assets at amortized cost (debt instruments);
- financial assets designated as at fair value through OCI with no reclassification of cumulative gains and losses upon derecognition (equity instruments); and
- financial assets at fair value through profit or loss.

Financial assets measured at amortized cost

This category mainly includes trade receivables, other financial assets and loan assets.
Financial assets at amortized cost are held within a business model whose objective is to hold financial assets in order to collect contractual cash flows and whose contractual terms give rise, on specified dates, to cash flows that are solely payments of principal and interest on the principal amount outstanding.
Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method and are subject to impairment.
Gains and losses are recognized in profit or loss when the asset is derecognized, modified or impaired.

Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI) - equity instruments

This category includes mainly equity investments in unlisted entities irrevocably designated as such upon initial recognition.
Gains and losses on these financial assets are never reclassified to profit or loss. The Company may transfer the cumulative gain or loss within equity.
Equity instruments designated at fair value through OCI are not subject to impairment testing.
Dividends on such investments are recognized in profit or loss unless they clearly represent a recovery of a part of the cost of the investment.

Financial assets at fair value through profit or loss

This category mainly includes: securities, equity investments in other companies, financial investment in fund held for trading and financial assets designated as at fair value through profit or loss at initial recognition.
Financial assets at fair value through profit or loss are:

- financial assets with cash flows that are not solely payments of principal and interest, irrespective of the business model;
- financial assets held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing in short term;
- debt instruments designated upon initial recognition, under the option allowed by IFRS 9 (fair value option) if doing so eliminates, or significantly reduces, an accounting mismatch;
- derivatives, including separated embedded derivatives, held for trading or not designated as effective hedging instruments.

Such financial assets are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.
This category also includes listed equity investments which the Company had not irrevocably elected to classify at fair value through OCI. Dividends on listed equity investments are also recognized as other income in the income statement when the right of payment has been established.
Financial assets that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

Impairment of financial assets

At each reporting date, the Company recognizes a loss allowance for expected credit losses on trade receivables and other financial assets measured at amortized cost, debt instruments measured at fair value through other comprehensive income, contract assets and all other assets in scope.
In compliance with IFRS 9, since January 1, 2018, the Company has adopted a new impairment model based on the determination of expected credit losses (ECL) using a forward-looking approach. In essence, the model provides for:

- the application of a single framework for all financial assets;

- the recognition of expected credit losses on an ongoing basis and the updating of the amount of such losses at the end of each reporting period, reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;
- the measurement of expected losses on the basis of reasonable information, obtainable without undue cost, about past events, current conditions and forecasts of future conditions.

For trade receivables, contract assets and lease receivables, including those with a significant financial component, the Company adopts the simplified approach, determining expected credit losses over a period corresponding to the entire life of the receivable, generally equal to 12 months.

For all financial assets other than trade receivables, contract assets and lease receivables, the Company applies the general approach under IFRS 9, based on the assessment of a significant increase in credit risk since initial recognition. Under such approach, a loss allowance on financial assets is recognized at an amount equal to the lifetime expected credit losses, if the credit risk on those financial assets has increased significantly, since initial recognition, considering all reasonable and supportable information, including also forward-looking inputs.
If at the reporting date, the credit risk on financial assets has not increased significantly since initial recognition, the Company measures the loss allowance for those financial assets at an amount equal to 12-month expected credit losses.
For financial assets on which a loss allowance equal to lifetime expected credit losses has been recognized in the previous reporting period, the Company measures the loss allowance at an amount equal to 12-month expected credit losses when the condition regarding a significant increase in credit risk is no longer met.
The Company recognizes in profit or loss, as an impairment gain or loss, the amount of expected credit losses (or reversal) that is required to adjust the loss allowance at the reporting date to the amount that is required to be recognized in accordance with IFRS 9.

Cash and cash equivalents

This category includes deposits that are available on demand or at very short term, as well as highly liquid financial investments that are readily convertible into a known amount of cash and which are subject to insignificant risk of changes in value.

Financial liabilities at amortized cost

This category mainly includes borrowings, trade payables, lease liabilities and debt instruments.
Financial liabilities, other than derivatives, are recognized when the Company becomes a party to the contractual clauses of the instrument and are initially measured at fair value adjusted for directly attributable transaction costs. Financial liabilities are subsequently measured at amortized cost using the effective interest rate method.

Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss include financial liabilities held for trading and financial liabilities designated upon initial recognition as at fair value through profit or loss.
Financial liabilities are classified as held for trading if they are incurred for the purpose of repurchasing in the near term. This category also includes derivative financial instruments entered into by the Company that are not designated as hedging instruments in hedge relationships as defined by IFRS 9. Separated embedded derivatives are also classified as at fair value through profit or loss unless they are designated as effective hedging instruments.
Gains or losses on liabilities at fair value through profit or loss are recognized in profit or loss.

Financial liabilities designated upon initial recognition at fair value through profit or loss are designated at the initial date of recognition, only if the criteria in IFRS 9 are satisfied.
In this case, the portion of the change in fair value attributable to own credit risk is recognized in OCI.
The Company has not designated any financial liability as at fair value through profit or loss, upon initial recognition.
Financial liabilities that qualify as contingent consideration are also measured at fair value through profit or loss.

Derecognition of financial assets and liabilities

Financial assets are derecognized whenever one of the following conditions is met:

- the contractual right to receive the cash flows associated with the asset expires;
- the Company has transferred substantially all the risks and rewards associated with the asset, transferring its rights to receive the cash flows of the asset or assuming a contractual obligation to pay such cash flows to one or more beneficiaries under a contract that meets the requirements provided by IFRS 9 (the "pass through test");
- the Company has not transferred or retained substantially all the risks and rewards associated with the asset but has transferred control over the asset.

Financial liabilities are derecognized when they are extinguished, i.e. when the contractual obligation has been discharged, cancelled or expired.
When an existing financial liability is replaced by another from the same lender on substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, such an exchange or modification is treated as the derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. The difference in the respective carrying amounts is recognized in profit or loss.

Derivative financial instruments

A derivative is a financial instrument or another contract:

- whose value changes in response to the changes in an underlying variable such as an interest rate, commodity or security price, foreign exchange rate, a price or rate index, a credit rating or other variable;
- that requires no initial net investment, or one that is smaller than would be required for a contract with similar response to changes in market factors;
- that is settled at a future date.

Derivative instruments are classified as financial assets or liabilities depending on the positive or negative fair value and they are classified as "held for trading" within "Other business models" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.
For more details about hedge accounting, please refer to the note 34.1 "Hedge accounting".
All derivatives held for trading are classified as current assets or liabilities.
Derivatives not held for trading purposes, but measured at fair value through profit or loss since they do not qualify for hedge accounting and derivative designated as effective hedging instruments are classified as current or not current on the basis of their maturity date and the Company intention to hold the financial instrument till maturity or not.

Offsetting financial assets and liabilities

The Company offsets financial assets and liabilities when:

- there is a legally enforceable right to set off the recognized amounts, and
- there is the intention of either to settle on a net basis, or to realize the asset and settle the liability simultaneously.

Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale and discontinued operations

Non-current assets (or disposal groups) are classified as held for sale if their carrying amount will be recovered principally through a sale transaction, rather than through continuing use.

This classification criterion is applicable only when non-current assets (or disposal groups) are available in their present condition for immediate sale and the sale is highly probable.

If the Company is committed to a sale plan involving loss of the asset and the requirements provided for under IFRS 5 are met, all the assets and liabilities of that subsidiary are classified as held for sale when the classification criteria are met, regardless of whether the Company will retain a non-controlling interest in its former subsidiary after the sale.

The Company applies these classification criteria as envisaged in IFRS 5 to an investment, or a portion of an investment, in an associate or a joint venture. Any retained portion of an investment in an associate or a joint venture that has not been classified as held for sale is accounted for using the equity method until disposal of the portion that is classified as held for sale takes place.

Non-current assets (or disposal groups) and liabilities of disposal groups classified as held for sale are presented separately from other assets and liabilities in the statement of financial position.

The amounts presented for non-current assets or for the assets and liabilities of disposal groups classified as held for sale are not reclassified or re-presented for prior periods presented.

Immediately before the initial classification of non-current assets (or disposal groups) as held for sale, the carrying amounts of such assets (or disposal groups) are measured in accordance with the accounting standard applicable to those assets or liabilities. Non-current assets (or disposal groups) classified as held for sale are measured at the lower of their carrying amount and fair value less costs to sell. Impairment losses for any initial or subsequent writedown of the assets (or disposal groups) to fair value less costs to sell and gains for their reversals are recognized in profit or loss from continuing operations.

If the classification criteria are no longer met, the Company ceases to classify the non-current assets (or disposal group) as held for sale. In this case they are measured at the lower of:

- the carrying amount before the asset (or disposal group) was classified as held for sale, adjusted for any depreciation, amortization or reversals of impairment losses that would have been recognized if the asset (or disposal group) had not been classified as held for sale; and
- the recoverable amount, which is equal to the greater of its fair value net of costs to sell and its value in use, as calculated at the date of the subsequent decision not to sell.

Any adjustment to the carrying amount of a non-current asset that ceases to be classified as held for sale is included in profit or loss from continuing operations.

A discontinued operation is a component of the Company that either has been disposed of, or is classified as held for sale, and:

- represents a separate major Business Line or geographical segment;
- is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major Business Line or geographical segment; or
- is a subsidiary acquired exclusively with a view to resale.

The Company presents, in a separate line item of the income statement, a single amount comprising the total of:

- the post-tax profit or loss of discontinued operations; and
- the post-tax gain or loss recognized on the measurement to fair value less costs to sell or on the disposal of the assets or disposal groups constituting the discontinued operation.

The corresponding amount is restated in the income statement for prior periods presented in the financial statements, so that the disclosures relate to all operations that are discontinued by the end of the current reporting period. If the Company ceases to classify a component as held for sale, the results of the

component previously presented in discontinued operations are reclassified and included in profit or loss from continuing operations for all periods presented.

Employee benefits

Liabilities related to employee benefits paid upon or after ceasing employment in connection with defined benefit plans or other long-term benefits accrued during the employment period are determined separately for each plan, using actuarial assumptions to estimate the amount of the future benefits that employees have accrued at the reporting date (using the projected unit credit method). More specifically, the present value of the defined benefit obligation is calculated by using a discount rate determined on the basis of market yields at the end of the reporting period on high-quality corporate bonds. If there is no deep market for high-quality corporate bonds in the currency in which the bond is denominated, the corresponding yield of government securities is used.

The liability, net of any plan assets, is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.

If the plan assets exceed the present value of the related defined benefit obligation, the surplus (up to the limit of any cap) is recognized as an asset.

As regards the liabilities (assets) of defined benefit plans, the cumulative actuarial gains and losses from the actuarial measurement of the liabilities, the return on the plan assets (net of the associated interest income) and the effect of the asset ceiling (net of the associated interest) are recognized in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognized through profit or loss.

In the event of a change being made to an existing defined benefit plan or the introduction of a new plan, any past service cost is recognized immediately in profit or loss.

The Company is also involved in defined contribution plans under which it pays fixed contributions to a separate entity (a fund) and has no legal or constructive obligation to pay further contributions if the fund does not hold sufficient assets to pay all employee benefits relating to employee service in the current and prior periods. Such plans are usually aimed to supplement pension benefits due to employees post-employment. The related costs are recognized in profit or loss on the basis of the amount of contributions paid in the year.

Termination benefits

Liabilities for benefits due to employees for the early termination of employee service arise out of the Company's decision to terminate an employee's employment before the normal retirement date or an employee's decision to accept an offer of benefits in exchange for the termination of employment. The event that gives rise to an obligation is the termination of employment rather than employee service.

Termination benefits are recognized at the earlier of the following dates:

- when the Company can no longer withdraw its offer of benefits; and
- when the Company recognizes a cost for a restructuring that is within the scope of IAS 37 and involves the payment of termination benefits.

The liabilities are measured on the basis of the nature of the employee benefits. More specifically, when the benefits represent an enhancement of other post-employment benefits, the associated liability is measured in accordance with the rules governing that type of benefits. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly before 12 months after the end of the reporting period, the Company measures the liability in accordance with the requirements for short-term employee benefits; if they are not expected to be settled wholly within 12 months of the end of the annual reporting period, the Company measures the liability in accordance with the requirements for other long-term employee benefits.

Share-based payments

The Company undertakes share-based payment transactions settled with equity instruments as part of the remuneration policy adopted for the Chief Executive Officer and General Manager and for key management personnel.

The most recent long-term incentive plans provide for the grant to recipients of an incentive represented by an equity component and a monetary component.

In order to settle the equity component through the bonus award of Enel shares, a program for the purchase of treasury shares to support these plans was approved. For more details on share-based incentive plans, please see note 36 "Share-based payments".

The Company recognizes the services rendered by employees as personnel expenses and indirectly estimates their value, and the corresponding increase in equity, on the basis of the fair value of the equity instruments (i.e., Enel shares) at the grant date.

This fair value is based on the observable market price of Enel shares (on the Milan stock exchange), taking account of the terms and conditions under which the shares were granted (with the exception of vesting conditions excluded from the measurement of fair value).

The cost of these share-based payment transactions is recognized through profit or loss, with a corresponding entry in a specific equity item, over the year in which the service and return performance conditions are met (vesting period).

The overall expense recognized is adjusted at each reporting date until the vesting date to reflect the best estimate available to the Company of the number of equity instruments for which the service and performance conditions other than market conditions will be satisfied, so that the amount recognized at the end is based on the effective number of equity instruments that satisfy the service and performance conditions other than market conditions at the vesting date.

No expense is recognized for awards which ultimately do not vest because the performance conditions other than market conditions and/or the service conditions have not been satisfied. Conversely, the transactions are considered to have vested irrespective of whether the market or non-vesting conditions are satisfied, provided that all the other performance and/or service conditions are satisfied.

Provisions for risks and charges

Provisions are recognized where there is a legal or constructive obligation as a result of a past event at the end of the reporting period, the settlement of which is expected to result in an outflow of resources whose amount can be reliably estimated. Where the impact is significant, the accruals are determined by discounting expected future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and, if applicable, the risks specific to the liability.

If the provision is discounted, the periodic adjustment of the present value for the time factor is recognized as a financial expense.

When the Company expects some or all charges to be reimbursed, the reimbursement is recognized as a separate asset, but only when the reimbursement is virtually certain.

Provisions do not include liabilities to reflect uncertainties in income tax treatments that are recognized as tax liabilities.

In the case of contracts in which the unavoidable costs of meeting the obligations under the contract exceed the economic benefits expected to be received under it (onerous contracts), the Company recognizes a provision as the lower of the costs of fulfilling the obligation that exceed the economic benefits expected to be received under the contract and any compensation or penalty arising from failure to fulfil it.

Changes in estimates of accruals to the provision are recognized in the income statement in the year in which the changes occur.

Revenue from contracts with customers

The Company recognizes revenue from contracts with customers so as to faithfully represent the transfer of promised goods or services to customers at an amount that reflects the consideration to which the Company expects to be entitled in exchange for those goods or services.
The Company applies this core principle using a five-step model provided for in IFRS 15:

- identify the contract with the customer (step 1);
- identify the performance obligations in the contract (step 2);
- determine the transaction price (step 3);
- allocate the transaction price (step 4);
- recognize revenue (step 5).

The Company recognizes revenue when (or as) each performance obligation is satisfied by transferring the promised good or service to the customer, which is when the customer obtains control of the good or service.

Financial income and expense from derivatives

Financial income and expense from derivatives include:

- income and expense from derivatives measured at fair value through profit or loss on interest rate and currency risk;
- income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and currency risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as at fair value through other comprehensive income, interest income and expense are recognized using the effective interest rate method. The effective interest rate is the rate that exactly discounts the estimated future cash payments or receipts over the expected life of the financial instrument or a shorter period, where appropriate, to the net carrying amount of the financial asset or liability.
Interest income is recognized to the extent that it is probable that the economic benefits will flow to the Company and the amount can be reliably measured.
Other financial income and expense include also changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Dividends

Dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.
Dividends and interim dividends payable to the Company's shareholders are recognized as changes in equity in the period in which they are approved by the Shareholders and the Board of Directors, respectively.

Income taxes

Current income taxes

Current income taxes for the year, which are recognized under "income tax liabilities" net of payments on account, or under "tax assets" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.
In particular, such liabilities and assets are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted by the end of the reporting period in the countries where taxable income has been generated.
Current income taxes are recognized in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.

Deferred tax liabilities and assets

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of liabilities and assets in the financial statements and their corresponding amounts recognized for tax purposes on the basis of tax rates in effect on the date the temporary difference will reverse, which is determined on the basis of tax rates that are enacted or substantively enacted as at end of the reporting period.
Deferred tax liabilities are recognized for all taxable temporary differences, except when such liability arises from the initial recognition of goodwill or in respect of taxable temporary differences associated with investments in subsidiaries, associates and interests in joint ventures, when the Company can control the timing of the reversal of the temporary differences and it is probable that the temporary differences will not reverse in the foreseeable future.
Deferred tax assets are recognized for all deductible temporary differences, the carryforward of tax losses and unused tax credits. For more information concerning the recoverability of such assets, please see the appropriate section of the discussion of estimates.
Deferred taxes and liabilities are recognized in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognized outside profit or loss that are recognized in equity.
Deferred tax assets and deferred tax liabilities are offset only if a legally enforceable right to offset current tax assets with current tax liabilities and when they relate to income taxes levied by the same taxation authority on either the same taxable entity or different taxable entities which intend either to settle current tax liabilities and assets on a net basis, or to realize the assets and settle the liabilities simultaneously, in each future period in which significant amounts of deferred tax liabilities or assets are expected to be settled or recovered.

Uncertainty over income tax treatments

In defining 'uncertainty', it shall be considered whether a particular tax treatment will be accepted by the relevant taxation authority. If is deemed probable that the tax treatment will be accepted (where the term 'probable' is defined as 'more likely than not'), then the Company recognizes and measures its current/deferred tax asset or liabilities applying the requirements in IAS 12.
Conversely when the Company feels that it is not likely that the taxation authority will accept the tax treatment for income tax purposes, the Company reflects the uncertainty in the manner that best predicts the resolution of the uncertain tax treatment. The Company determines whether to consider each uncertain tax treatment separately or together with one or more other uncertain tax treatments based on which approach provides better predictions of the resolution of the uncertainty. In assessing whether and how the uncertainty affects the tax treatment, the Company assumes that a taxation authority will accept or not an uncertain tax treatment supposing that the taxation authority will examine amounts it has a right to

examine and have full knowledge of all related information when making those examinations. The Company reflects the effect of uncertainty in accounting for current and deferred tax, using the expected value or the most likely amount, whichever method better predicts the resolution of the uncertainty. Since uncertain income tax positions meet the definition of income taxes, the Company presents uncertain tax liabilities/assets as current tax liabilities/assets or deferred tax liabilities/assets.

3. New and amended standards and interpretations

The Company has applied the following standards, interpretations and amendments that took effect as from January 1, 2020:

- "*Amendments to IFRS 3 - Definition of a Business*", issued in October 2018, is intended to assist companies in determining whether an integrated set of activities and assets is a business. More specifically, the amendments clarify that a business, considered as an integrated set of activities and assets, must include, at a minimum, an input and a substantive process that together significantly contribute to the ability to create outputs. Accordingly, the amendments clarify that a business cannot exist without including the inputs and substantive processes necessary to produce outputs. The definition of "output", as modified by these amendments, focuses on the goods and services delivered to customers, on investment income and other revenue and excludes returns in the form of lower costs or other economic benefits.
- "*Amendments to IAS 1 and IAS 8 - Definition of Material*", issued in October 2018, to align the definition of "material" between the accounting standards and the *Conceptual Framework for Financial Reporting* and clarify a number of aspects. The definition of material is as follows: "information is material if omitting, misstating or obscuring it could reasonably be expected to influence decisions that the primary users of general purpose financial statements make on the basis of those financial statements, which provide financial information about a specific reporting entity." More specifically, the amendments clarify that:
  - "obscuring information" regards situations for which the effect for users of financial statements is similar to the omission or misstatement of information whose materiality is assessed in the context of the financial statements taken as a whole;
  - "primary users of financial statements", to whom general purpose financial statements are directed, are "existing and potential investors, lenders and other creditors" who must rely on general purpose financial statements for much of the financial information they need; and
  - "materiality" depends on the nature or magnitude of information, or both. An entity assesses whether information, either individually or in combination with other information, is material in the context of its financial statements taken as a whole. A misstatement of information is material if it could reasonably be expected to influence decisions made by the primary users of the financial statements.
- "*Amendments to IFRS 9, IAS 39 and IFRS 7 - Interest Rate Benchmark Reform*", issued in September 2019. The amendments: (i) provide for temporary exceptions that enable hedging relationships to continue during the period of uncertainty until alterative risk-free rates are established with the interbank offered rates (IBORs) reform; and (ii) require additional disclosures on hedging relationships directly affected by the uncertainty. In this regard, note that the reform will impact fair value measurement, the effects of hedge accounting and the net financial income or expense when the alterative rates are defined.
- "*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*", issued in March 2018. The document sets out the amendments to affected standards in order to update references to the

revised *Conceptual Framework*. These amendments accompany the latest version of the *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*, issued in March 2018 and in effect as from January 1, 2020, which includes some new concepts, provides updated definitions and recognition criteria and clarifies some important concepts. The main amendments include:

- an increase in the importance of management's stewardship of economic resources for financial reporting purposes;
- the restoration of prudence as an element supporting neutrality;
- the definition of reporting entity, which may be a legal entity or a portion of that entity;
- the revision of the definitions of assets and liabilities;
- elimination of the probability threshold in recognition and the addition of guidelines for derecognition;
- the addition of guidelines on various measurement bases; and
- the affirmation that profit or loss is the primary indicator of performance and that, in principle, income and expenses included in other comprehensive income shall be reclassified to profit or loss when doing so results in the income statement providing more relevant information or a more faithful representation.

The application of these amendments did not have a material impact on these separate financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services - *€116 million*

Revenue from sales and services breaks down as follows.

Millions of euro

	2020	2019	Change
Revenue from sales and services			
Group companies	116	104	12
Third parties	-	-	-
Total revenue from sales and services	**116**	**104**	**12**

Revenue from sales and services refers to assistance and advisory services provided to subsidiaries and the billing of costs of various nature incurred in relation to subsidiaries.
The increase of €12 million è is attributable to revenue from IT services (€27 million), which offset the decrease in revenue from management services (€10 million) and revenue from other services (€5 million).
Revenue from sales and services can be broken down by geographical segment as follows:

- €64 million in Italy (€70 million in 2019);
- €29 million in the European Union (€17 million in 2019);
- €1 million in non-EU Europe (€2 million in 2019);
- €22 million in other countries (€15 million in 2019).

4.b Other revenue and income - *€12 million*

Other revenue and income are essentially related to seconded personnel in both the year under review and the previous year.

Costs

5.a Services, leases and rentals - *€171 million*

Costs for services, leases and rentals break down as follows.

Millions of euro

	2020	2019	Change
Services	165	140	25
Leases and rentals	6	10	(4)
Total services, leases and rentals	**171**	**150**	**21**

Costs for services include costs for services provided by third parties in the amount of €62 million (€64 million in 2019) and costs for services provided by Group companies in the amount of €103 million (€76 million in 2019).
Costs for services provided by Group companies rose by €27 million, of which €21 million in costs for system and applications services and €3 million in costs for management services.

Costs for leases and rentals mainly concern costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia SpA.

5.b Personnel expenses - *€118 million*

Personnel expenses break down as follows.

Millions of euro

	Notes	2020	2019	Change
Wages and salaries		68	66	2
Social security contributions		22	22	-
Post-employment benefits	25	6	6	-
Other long-term benefits	25	14	7	7
Share-based payments		2	-	2
Other costs and other incentive plans		6	10	(4)
Total personnel expenses		**118**	**111**	**7**

Personnel expenses totaled €118 million, an increase of €7 million compared with 2019, mainly attributable to costs for long-term benefit plans for employees. The cost of €2 million in respect of share-based payments refers to the stock component of the 2019 and 2020 Long-Term Incentive Plans granted by the Company to its employees.

The table below shows the average number of employees by category, compared with the previous year, and the actual number of employees at December 31, 2020.

No.	Average number			Headcount
	2020	2019	Change	**at Dec. 31, 2020**
Senior managers	**147**	146	1	**143**
Middle managers	**352**	345	7	**400**
Office staff	**226**	250	(24)	**219**
Total	**725**	**741**	**(16)**	**762**

5.c Depreciation, amortization and impairment losses - *€189 million*

Millions of euro

	2020	2019	Change
Depreciation	**4**	5	(1)
Amortization	**24**	22	2
Impairment losses	**161**	211	(50)
Reversals of impairment losses	**-**	3	(3)
Total depreciation, amortization, and impairment losses	**189**	**235**	**(46)**

Impairment losses include impairment losses on the equity investments held in the subsidiaries E-Distribuţie Muntenia SA (€97 million) and E-Distribuţie Banat SA (€39 million) to take account of the changes in their financial position and performance following the distribution of extraordinary dividends, as well as the impairment losses on the subsidiaries Enel Global Thermal Generation Srl (€20 million), Enel Power SpA (€3 million), Enel Global Services Srl (€1 million euros) and Enel Investment Holding BV (€1 million euros) to take account of the current financial position and performance of the companies.

In 2019 reversals of impairment losses regarded the investment in the subsidiary Enel Global Trading SpA (€3 million).
For details on the criteria used to determine the impairment losses on the investments held in E-Distribuţie Muntenia SA and E-Distribuţie Banat SA, see note 13 "Equity investments" below.

5.d Other operating costs - *€13 million*

Other operating costs increased by €13 million compared with 2019. This rise reflected the impact of the recognition in the previous year of the release of part of the provision for disputes and litigation.

6. Income from equity investments - *€3,148 million*

Income from equity investments amounted to €3,148 million in 2020 and regards dividends and interim dividends approved in 2020 by subsidiaries and associates in the amount of €3,106 million, by joint ventures in the amount of €41 million and by other companies in the amount of €1 million.
Compared with the previous year, income from equity investments decreased by €2,400 million due to the transfer of the Italian companies to Enel Italia SpA at the beginning of the year.

At the end of the year, outstanding interim dividends for 2020 included those approved by the subsidiaries Enel Iberia SLU (€475 million) and Enel Américas SA (€39 million), which were received in full in January and February 2021.

Millions of euro

	2020	2019	Change
Dividends from subsidiaries and associates	**3,106**	**5,506**	**(2,400)**
Enel Iberia SLU	983	1,245	(262)
Enel Green Power SpA	667	237	430
Enel Américas SA	440	270	170
Enel Italia SpA	392	15	377
E-Distribuţie Muntenia SA	256	-	256
Enel Chile SA	185	175	10
E-Distribuţie Banat SA	95	-	95
E-Distribuţie Dobrogea SA	54	-	54
Enel Russia PJSC	20	39	(19)
Enel Energie Muntenia SA	14	-	14
Enel Produzione SpA	-	245	(245)
e-distribuzione SpA	-	1,507	(1,507)
Enel Energia SpA	-	1,698	(1,698)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	75	(75)
Dividends from joint ventures	**41**	**41**	**-**
Rusenergosbyt LLC	41	41	-
Dividends from other companies	**1**	**1**	**-**
Empresa Propietaria de la Red SA	1	1	-
Total income from equity investments	**3,148**	**5,548**	**(2,400)**

7. Net financial income/(expense) from derivatives - *€(328) million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	2020	2019	Change
Income from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**978**	**661**	**317**
- income from derivatives at fair value through profit or loss	978	661	317
- on behalf of Enel SpA:	**166**	**342**	**(176)**
- income from cash flow hedge derivatives	71	208	(137)
- income from derivatives at fair value through profit or loss	95	134	(39)
Total income from derivatives	**1,144**	**1,003**	**141**
Expense from derivatives:			
- on behalf of Group companies:	**860**	**666**	**194**
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	860	666	194
- on behalf of Enel SpA:	**612**	**259**	**353**
- expense from cash flow hedge derivatives	277	77	200
- expense from derivatives at fair value through profit or loss	335	182	153
Total expense from derivatives	**1,472**	**925**	**547**
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	**(328)**	**78**	**(406)**

The net financial expense from derivatives on interest rates and exchange rates essentially represents the net financial expense from derivatives entered into on behalf of Enel SpA.

The deterioration of €406 million compared with the previous year was due to the increase in net financial expense from derivatives entered into on behalf of Enel SpA, including both cash flow hedge derivatives (€337 million) and derivatives at fair value through profit or loss (€192 million) on interest rates and exchange rates, offset in part by an increase in net financial income from derivatives entered into on behalf of Group companies (€123 million).
The net balances recognized in 2020 on both hedging and trading derivatives mainly reflect the hedging of currency risk.
For more details on derivatives, see note 32 "Financial instruments" and note 34 "Derivatives and hedge accounting".

8. Net other financial income/(expense) - *€(253) million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	2020	2019	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on non-current loan assets	13	10	3
Interest income on current loan assets	26	3	23
Total	**39**	**13**	**26**
Exchange gains	224	4	220
Income on fair value hedges - post-hedge adjustment	-	1	(1)
Other	184	255	(71)
Total other financial income	**447**	**273**	**174**
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	45	21	24
Interest expense on bonds	453	493	(40)
Interest expense on other borrowings	153	133	20
Total	**651**	**647**	**4**
Exchange losses	26	121	(95)
Interest expense on defined benefit plans and other long-term employee benefits	1	3	(2)
Other	22	4	18
Total other financial expense	**700**	**775**	**(75)**
NET OTHER FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	**(253)**	**(502)**	**249**

Net other net financial expense essentially reflects interest expense on financial debt of €651 million and exchange losses of €26 million, partly offset by exchange gains of €224 million, other financial income from guarantees issued to other Group companies in the amount of €184 million and interest income on current and non-current loans assets totaling €39 million.

The decrease in net other financial expense of €249 million was mainly attributable to the increase in exchange gains (€220 million) and in interest income on loan assets (€26 million) together with a decrease in exchange losses (€95 million), partly offset by a decline in other financial income (€71 million) and an increase in other financial expense (€18 million).

9. Income taxes - *€(122) million*

Millions of euro

	2020	2019	Change
Current taxes	(122)	(60)	(62)
Deferred tax income	4	6	(2)
Deferred tax expense	(4)	4	(8)
Total taxes	**(122)**	**(50)**	**(72)**

Income taxes for 2020 showed a benefit of €122 million, mainly as a result in the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with pre-tax profit due to the exclusion of 95% of the dividends received from the subsidiaries and the deductibility of Enel SpA's interest expense for the Group in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Consolidated Income Tax Code).

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro

	2020	% rate	2019	% rate
Pre-tax profit	2,204		4,742	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	**529**	**24.0%**	**1,138**	**24.0%**
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(718)	-32.6%	(1,265)	-26.7%
- dividends on equity investments, not collected	(6)	-0.3%	(7)	-0.1%
- uses of provisions	(12)	-0.5%	(16)	-0.3%
- other	(3)	-0.1%	-	-
Tax increases:				
- impairment losses (gains) for the year	39	1.8%	50	1.1%
- accruals to provisions	9	0.4%	9	0.2%
- prior-year expense	8	0.4%	1	-
- other	14	0.6%	7	0.1%
Total current corporate income taxes (IRES)	**(140)**	**-6.4%**	**(83)**	**-1.8%**
IRAP	**-**	**-**	**-**	**-**
Foreign taxes	**1**	**-**	**2**	**-**
Difference on estimated income taxes from prior years	**(11)**	**-0.5%**	**(5)**	**-0.1%**
Definitive withholdings on dividends from foreign investees	**28**	**1.3%**	**26**	**0.5%**
Total deferred tax items	**-**	**-**	**10**	**0.2%**
- of which impact of change in tax rate	*-*	*-*	*-*	*-*
- of which changes for the year	*(1)*	*-*	*12*	*-*
- of which difference of prior-year estimates	*1*	*-*	*(2)*	*-*
TOTAL INCOME TAXES	**(122)**	**-5.5%**	**(50)**	**-1.1%**

Information on the statement of financial position

Assets

10. Property, plant and equipment - *€8 million*

Developments in property, plant and equipment for 2019 and 2020 are set out in the table below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Assets under construction and advances	Total
Cost	1	3	3	5	26	41	1	80
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(21)	(40)	-	(71)
Balance at Dec. 31, 2018	**1**	**1**	**-**	**-**	**5**	**1**	**1**	**9**
IFRS 16 at January 1, 2019	-	2	-	-	1	-	-	3
Capital expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(2)
Total changes	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**1**
Cost	1	5	3	5	27	41	1	83
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(22)	(41)	-	(73)
Balance at Dec. 31, 2019	**1**	**3**	**-**	**-**	**5**	**-**	**1**	**10**
Capital expenditure	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	-	(1)	-	-	(1)	-	-	(2)
Total changes	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**(2)**
Cost	1	5	3	5	27	41	1	83
Accumulated depreciation	-	(3)	(3)	(5)	(23)	(41)	-	(75)
Balance at Dec. 31, 2020	**1**	**2**	**-**	**-**	**4**	**-**	**1**	**8**

Property, plant and equipment totaled €8 million, a decrease of €2 million compared with December 31, 2019, reflecting depreciation for the year.

11. Intangible assets - *€113 million*

Intangible assets, all of which have a finite useful life, break down as follows.

Millions of euro	Industrial patents and intellectual property rights	Other intangible assets under development	Total
Balance at Dec. 31, 2018	**30**	**17**	**47**
Investments	30	12	42
Assets entering service	17	(17)	-
Amortization	(22)	-	(22)
Total changes	**25**	**(5)**	**20**
Balance at Dec. 31, 2019	**55**	**12**	**67**
Investments	23	47	70
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(24)	-	(24)
Total changes	**(1)**	**47**	**46**
Balance at Dec. 31, 2020	**54**	**59**	**113**

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €54 million (€55 million at December 31, 2019), mainly regard costs incurred in purchasing applications software as well as related evolutionary maintenance. Amortization is calculated on a straight-line basis over the item's residual useful life (three years on average). The investments of €23 million concerned information-technology projects related to digital development projects for the computerization of business processes, compliance and reporting of Holding Company functions, in particular in the areas of Administration, Finance and Control, Legal and Corporate Affairs, Health and Safety, Communications, Innovability and Audit. Other intangible assets under development amounted to €59 million, an increase of €47 million due to investments during the year.

12. Deferred tax assets and liabilities - *€337 million and €149 million*

Changes in deferred tax assets and deferred tax liabilities, grouped by type of timing difference, are shown below.

Millions of euro	at Dec. 31, 2019	Increase/(Decrease) taken to profit or loss	Increase/(Decrease) taken to equity	**at Dec. 31, 2020**
	Total			**Total**
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- provisions for risks and charges and impairment losses	3	-	-	3
- derivatives	282	-	5	287
- other items	51	(5)	1	47
Total deferred tax assets	**336**	**(5)**	**6**	**337**
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	153	-	(10)	143
- other items	10	(4)	-	6
Total deferred tax liabilities	**163**	**(4)**	**(10)**	**149**
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	**173**			**188**

Deferred tax assets totaled €337 million (€336 million at December 31, 2019) and essentially regard deferred tax assets on the fair value measurement of cash flow hedges.
Deferred tax liabilities came to €149 million (€163 million at December 31, 2019) and decreased by €14 million, essentially due to the recognition of deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge instruments.
The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES.

13. Equity investments - *€50,622 million*

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding carrying amounts at the beginning and end of the year, as well as the list of investments held in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	Impairment (losses)/gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding	Capital contributions and loss coverage	Acquisitions/(Disposals)/ (Liquidations)/(Repayments)	New cos. Transfers	Mergers Spin-offs	Reclassifications	Adjustments	Net change	Original cost	Impairment (losses)/ gains	Other changes - IFRIC 11 & IFRS 2	Carrying amount	% holding
	At Dec. 31, 2019							Changes in 2020					At Dec. 31, 2020				
A) Subsidiaries																	
Enel Produzione SpA	4,978	(676)	5	4,307	100.0	-	-	(4,287)	(20)	-	-	(4,307)	671	(676)	5	-	-
e-distribuzione SpA	6,329	-	2	6,331	100.0	-	-	(6,331)	-	-	-	(6,331)	(2)	-	2	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100.0	-	-	(110)	-	-	-	(110)	-	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	1,401	(205)	1	1,197	100.0	-	-	-	-	-	-	-	1,401	(205)	1	1,197	100.0
Enel Green Power SpA	6,467	-	2	6,469	100.0	4,100	-	-	(8,561)	-	-	(4,461)	2,006	-	2	2,008	100.0
Enel X Srl	588	-	-	588	100.0	-	-	-	(318)	-	-	(318)	270	-	-	270	100.0
Enel Investment Holding BV	4,497	(4,488)	-	9	100.0	-	-	-	-	-	(1)	(1)	4,497	(4,489)	-	8	100.0
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	-	-	(3)	(3)	189	(162)	-	27	100.0
Enel Global Thermal Generation Srl	16	-	-	16	100.0	-	-	-	21	-	(20)	1	37	(20)	-	17	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	(1,313)	-	-	-	(1,313)	8	(8)	-	-	-
Enel Iberia SLU	13,713	-	-	13,713	100.0	-	-	-	-	-	-	-	13,713	-	-	13,713	100.0
Enel Italia SpA	543	(41)	3	505	100.0	-	-	12,147	100	-	-	12,247	12,790	(41)	3	12,752	100.0
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100.0
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	42	-	-	42	100.0	-	-	-	17	-	-	17	59	-	-	59	100.0
Enel Finance International NV	599	-	-	599	25.0	-	-	-	-	-	-	-	599	-	-	599	25.0
Enel Holding Finance Srl	1,976	-	-	1,976	100.0	-	-	-	(176)	-	-	(176)	1,800	-	-	1,800	100.0
Enel Américas SA	4,839	-	-	4,839	57.3	-	876	-	-	-	-	876	5,715	-	-	5,715	65.0
Enel Chile SA	2,522	-	-	2,522	61.9	-	149	-	-	-	-	149	2,671	-	-	2,671	64.9
E-Distribuţie Banat SA	421	(132)	-	289	51.0	-	-	-	-	-	(39)	(39)	421	(171)	-	250	51.0
E-Distribuţie Dobrogea SA	261	-	-	261	51.0	-	-	-	-	-	-	-	261	-	-	261	51.0
E-Distribuţie Muntenia SA	952	-	-	952	78.0	-	-	-	-	-	(97)	(97)	952	(97)	-	855	78.0
Enel Energie Muntenia SA	330	-	-	330	78.0	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	330	78.0
Enel Energie SA	208	-	-	208	51.0	-	-	-	-	-	-	-	208	-	-	208	51.0
Enel Romania SA	15	-	-	15	100.0	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	15	100.0
Enel Russia PJSC	442	(110)	-	332	56.4	-	-	-	-	-	-	-	442	(110)	-	332	56.4
Enel Insurance NV	252	-	-	252	100.0	-	-	-	-	-	-	-	252	-	-	252	100.0
Enel Green Power Chile SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	100.0	-	-	-	40	-	(1)	39	40	(1)	-	39	100.0
Enel Green Power Italia Srl	-	-	-	-	100.0	-	-	(3,852)	3,852	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel North America Inc.	-	-	-	-	-	-	-	-	2,490	-	-	2,490	2,490	-	-	2,490	100.0
Enel Green Power North America Development LLC	-	-	-	-	-	-	-	(95)	95	-	-	-	-	-	-	-	-
Vektör Enerji Üretim AŞ	-	-	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0

EGP Américas SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Enel Rinnovabili Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	4,669	-	-	4,669	4,669	-	-	4,669	100.0
Total subsidiaries	**53,081**	**(5,873)**	**13**	**47,221**		**4,100**	**1,025**	**(3,841)**	**2,209**	**-**	**(161)**	**3,332**	**56,574**	**(6,034)**	**13**	**50,553**	
B) Joint ventures										-							
OpEn Fiber SpA	556	-	-	556	50.0	113	-	-	-	(669)	-	(556)	-	-	-	-	50.0
Rusenergosbyt LLC	41	-	-	41	49.5	-	-	-	-	-	-	-	41	-	-	41	49.5
Total joint ventures	**597**	**-**	**-**	**597**		**113**	**-**	**-**	**-**	**(669)**	**-**	**(556)**	**41**	**-**	**-**	**41**	
C) Associates																	
CESI SpA	23	-	-	23	42.7	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42.7
Total associates	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) Other companies																	
Empresa Propietaria de la Red SA	5	12	-	17	11.1	-	-	-	-	-	(12)	(12)	5	-	-	5	11.1
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	11.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA in liquidation	5	(5)	-	-	4.3	-	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4.3
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Total other companies	**10**	**7**	**-**	**17**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(12)**	**(12)**	**10**	**(5)**	**-**	**5**	
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	**53,711**	**(5,866)**	**13**	**47,858**		**4,213**	**1,025**	**(3,841)**	**2,209**	**(669)**	**(173)**	**2,764**	**56,648**	**(6,039)**	**13**	**50,622**	

859/1003

EDINET提出書類
エネル・エスピーエー(E05955)
有価証券報告書

The table below reports changes in equity investments in 2020.

Millions of euro	
Increases	
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Italia Srl	3,852
Partial spin-off from Enel X SpA to Enel Italia SpA	149
Partial spin-off from Enel Produzione SpA to Enel Global Thermal Generation SpA	20
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Services Srl	40
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel X Srl	32
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Infrastructure and Networks Srl	17
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Green Power SpA	9
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Thermal Generation SpA	1
Capital increase at Enel Italia SpA	12,147
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel North America Inc.	2,018
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Development NA LLC	95
Transfer from Enel Green Power Development NA LLC to Enel North America Inc.	95
Increase in the interest in Enel Américas SA through share swap transaction	876
Increase in the interest in Enel Chile SA through share swap transaction	149
Partial spin-off from Enel Holding Finance Srl to Enel North America Inc.	176
Partial spin-off from Enel X Srl to Enel North America Inc.	200
Capital contribution to OpEn Fiber SpA	113
Capital contribution to Enel Green Power SpA	4,100
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Italia Srl	49
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Rinnovabili Srl	4,669
Total increases	**28,807**
Decreases	
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Italia Srl	(3,852)
Partial spin-off from Enel X SpA to Enel Italia SpA	(149)
Partial spin-off from Enel Produzione SpA to Enel Global Thermal Generation SpA	(20)
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Services Srl	(39)
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel X Srl	(32)
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Infrastructure and Networks Srl	(17)
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Green Power SpA	(9)
Partial spin-off from Enel Italia SpA to Enel Global Thermal Generation SpA	(1)
Transfer to Enel Italia SpA of the interest in e-distribuzione SpA	(6,331)
Transfer to Enel Italia SpA of the interest in Enel Produzione SpA	(4,287)
Transfer to Enel Italia SpA of the interest in Enel Green Power Italia Srl	(3,852)
Transfer to Enel Italia SpA of the interest in Enel Energia SpA	(1,313)
Transfer to Enel Italia SpA of the interest in Servizio Elettrico Nazionale SpA	(110)
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Development NA LLC	(95)
Partial spin-off from Enel Holding Finance Srl to Enel North America Inc.	(176)
Partial spin-off from Enel X Srl to Enel North America Inc.	(200)
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Italia Srl	49
Partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel Rinnovabili Srl	(4,669)
Impairment loss on the investment in E-Distribuţie Banat SA	(39)
Impairment loss on the investment in E-Distribuţie Muntenia SA	(97)
Impairment loss on the investment in Enel Global Thermal Generation Srl	(20)
Impairment loss on the investment in Enel Global Service Srl	(1)
Impairment loss on the investment in Enel Power SpA	(3)
Impairment loss on the investment in Enel Investment Holding BV	(1)
Impairment loss on the investment in Empresa Propietaria de la Red SA	(12)
Reclassification of OpEn Fiber SpA to "Non-current assets classified as held for sale"	(669)

Total decreases	**(26,043)**
NET CHANGE	**2,764**

In 2020, the carrying amount of investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies increased by €2,764 million as a result of:

- the transfer on January 1, 2020, to the subsidiary Enel Italia SpA of the business unit denominated "Enel Italia", which involved:
  - the partial spin-off on January 1, 2020, from Enel Green Power SpA to Enel Green Power Italia Srl of Italian operations in the amount of €3,852 million;
  - the partial spin-off on January 1, 2020, from Enel X SpA to Enel Italia SpA of Italian operations in the amount of €149 million;
  - the partial spin-off on January 1, 2020 in order to separate Italian operations from global operations from Enel Produzione SpA of the "Engineering and Construction" and "Innovability" units to Enel Global Thermal Generation Srl in the amount of €20 million;
  - the spin-off of the Global Digital Solutions and Global Procurement units from Enel Italia SpA, in the total amount of €98 million, to Enel Global Infrastructure and Networks Srl (€17 million), Enel Global Services Srl (€40 million), Enel X Srl (€32 million), Enel Green Power SpA (€9 million), Enel Global Thermal Generation Srl and Enel Global Trading SpA;
  - the transfer to Enel Italia SpA of the 100% interests in e-distribuzione SpA (€6,331 million), Enel Energia SpA (€1,313 million), Servizio Elettrico Nazionale SpA (€110 million) and, excluding the global business units transferred in the spin-offs described above, the investments in Enel Produzione SpA (€4,287 million) and Enel Green Power Italia Srl (€3,852 million);
  - a capital increase at Enel Italia SpA, in the total amount of €12,147 million. This transaction, consistent with the corporate simplification and optimization process involving the Group companies already completed or under way in the main countries in which we operate, gives Enel SpA direct control of the Italian sub-holding – a role filled by Enel Italia SpA – which in turn holds all Italian companies;
- the partial spin-off from Enel Green Power SpA to Enel SpA, on February 1, 2020, of the 100% equity investments held in Enel North America Inc. (until October 8, 2019 called Enel Green Power North America Inc.), in the amount of €2,018 million, and in Enel Green Power Development North America LLC, in the amount of €95 million, representing the entire share capital of the latter;
- the transfer on March 1, 2020 to Enel North America Inc. of the investment in Enel Green Power Development North America LLC in the amount of €95 million;
- the increase in the equity investment in the listed Chilean subsidiary Enel Américas SA to 65% from the previous 57.26%, following the completion of share swap transactions entered into with a financial institution in June 2019 to acquire up to a maximum of 5% of the capital of Enel Américas, as announced to investors at the time, and the settlement of the share swap transactions entered into in 2020 for the acquisition of a further 2.7% of capital in order to achieve the maximum interest currently permitted under the bylaws of Enel Américas, equal to 65%, for a total price of €876 million;
- the increase in the equity investment in the listed Chilean subsidiary Enel Chile SA to 64.93% from the previous 61.93%, in the amount of €149 million, following the settlement of two share swap transactions entered into in December 2019 with a financial institution for the acquisition of up to 3% of the share capital of Enel Chile, as announced to investors at the time;
- the partial cross-border spin-off, on June 1, 2020, of Enel Holding Finance Srl through the transfer to Enel North America Inc. of the 100% interest held in Enel Finance America LLC in the amount of €176 million;

- the partial cross-border spin-off, on June 1, 2020, of Enel X Srl through the transfer to Enel North America Inc. of the interests held in the US company Enel X North America Inc. and the Canadian company Enel X Canada Ltd in the total amount of €200 million.
- the capital contribution to OpEn Fiber SpA, a joint venture with CDP Equity SpA, in the total amount of €113 million, in order to sustain the investments needed to implement the company's business plan;
- the recapitalization of the subsidiary Enel Green Power SpA on August 1, 2020 in the amount of €3,200 million and on September 29, 2020 in the amount of €900 million in cash to be allocated to a specific available equity reserve;
- the partial spin-off, on October 1, 2020, of Enel Green Power SpA through the transfer of the business unit comprising the assets and liabilities associated with a number of plants for the production of electricity from renewable sources (wind and hydroelectric) to Enel Green Power Italia Srl, a subsidiary of Enel Italia SpA, for a total of €49 million;
- the partial spin-off, on December 14, 2020, of Enel Green Power SpA through the transfer of the demerged business represented by a number of equity investments in Central and South America to Enel Rinnovabili Srl, a company incorporated under Italian law wholly owned by Enel SpA originating as a result the spin-off, in the total amount of €4,669 million;
- the impairment loss on the equity investment in E-Distribuţie Muntenia SA in the amount of €97 million to take account of changes in the financial position and performance of the company following the distribution of extraordinary dividends;
- the impairment loss on the equity investment in E-Distribuţie Banat SA in the amount of €39 million to take account of changes in the financial position and performance of the company following the distribution of extraordinary dividends;
- the impairment loss on the equity investment in Enel Global Thermal Generation Srl in the amount of €20 million to take account of the current financial position and performance of the company;
- the impairment loss on the equity investment in Enel Power SpA in the amount of €3 million on December 31, 2020 to take account of the current financial position and performance of the company;
- the impairment loss on the equity investment in Enel Global Services Srl in the amount of €1 million on December 31, 2020 to take account of the current financial position and performance of the company;
- the impairment loss on the equity investment in Enel Investment Holding BV in the amount of €1 million on December 31, 2020 to take account of the current financial position and performance of the company;
- the adjustment of the fair value of the equity investment held in Empresa Propietaria de la Red SA in the amount of €12 million to take account of developments in financial projections for the 2021-2042 period;
- the reclassification under "non-current assets classified as held for sale" of the equity investment held in the joint venture OpEn Fiber in the amount of €669 million following receipt of a binding offer from Macquarie Infrastructure & Real Assets (MIRA) for the purchase of the 50% of the share capital of OpEn Fiber SpA owned by Enel in respect of which the Board of Directors resolved to initiate procedures for the sale of between 40% and 50% of the capital held.

In accordance with IFRS 2, the carrying amount of investments in the subsidiaries involved in the Long-term Incentive Plan for 2019 and 2020 has been increased by the fair value of the equity component for the year, recognized in specific equity reserves. In the case of the award of equity instruments to the employees of indirect subsidiaries, the carrying amount of the equity investment in the direct subsidiary was increased.

The following table shows the previous assumptions used in determining the impairment loss on the investments held in E-Distribuţie Muntenia SA, E-Distribuţie Banat SA and Empresa Propietaria de la Red SA.

Millions of euro	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]	Original cost	Growth rate[1]	Pre-tax WACC discount rate[2]	Explicit period of cash flows	Terminal value[3]
	at Dec. 31, 2020					at Dec. 31, 2019				
E-Distribuţie Muntenia SA	952	2.70%	7.00%	3 years	Perpetuity	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
E-Distribuţie Banat SA	289	2.70%	7.00%	3 years	Perpetuity	421	2.6%	6,3%	5 years	Perpetuity
Empresa Propietaria de la Red SA	18	2.00%	10.20%	22 years	Perpetuity	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Perpetual growth rate for cash flows after the explicit forecast period.
(2) Pre-tax WACC calculated using the iterative method: the discount rate that ensures that the value in use calculated with pre-tax cash flows is equal to that calculated with post-tax cash flows discounted with the post-tax WACC.
(3) The terminal value has been estimated on the basis of a perpetuity or an annuity with a rising yield for the years indicated in the column.

The recoverable amount of the equity investments recognized through the impairment tests was estimated by calculating the equity value of the investments through an estimate of their value in use using discounted cash flow models, which involve estimating expected future cash flows and applying an appropriate discount rate, selected on the basis of market inputs such as risk-free rates, betas and market risk premiums. For the purpose of comparing the carrying amount of the investments, the enterprise value resulting from the estimation of future cash flows was converted into the equity value by subtracting the net financial position of the investee. Cash flows were determined on the basis of the best information available at the time of the estimate and drawn for the explicit period from the 2021-2023 business plan approved by the Board of Directors of the Company on November 23, 2020, containing forecasts for volumes, revenue, operating costs, capital expenditure, industrial and commercial organization and developments in the main macroeconomic variables (inflation, nominal interest rates and exchange rates) and commodity prices. The explicit period of cash flows considered in impairment testing for these equity investments differs in accordance with the specific features and business cycles of the various companies. The terminal value, on the other hand, was calculated as a perpetuity or annuity with a nominal growth rate equal to the long-term rate of growth in electricity demand and/or inflation (depending on the country and business involved) and in any case no higher than the average long-term growth rate of the reference market.

With regard to the investments held in the companies Enel Green Power SpA, E-Distribuţie Dobrogea SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie SA, Enel Romania SA, Enel Russia PJSC, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA and OpEn Fiber SpA, the carrying amount is deemed to be recoverable even if individually greater than equity at December 31, 2020, for each investee. This circumstance is not felt to represent an impairment loss in respect of the investment but rather a temporary mismatch between the two amounts. More specifically, for the companies Enel Green Power SpA, E-Distribuţie Dobrogea SA, Enel Energie Muntenia SA, Enel Energie

SA, Enel Romania SA, Enel Russia PJSC, Rusenergosbyt LLC, Enel Global Infrastructure and Networks Srl, Enel X Srl, Enel Global Trading SpA and OpEn Fiber SpA, the negative difference between the carrying amount of the investments and their equity represented a trigger event, following which the equity value of the investments in consideration of their expected future cash flows was determined by means of an impairment test. As a result of this test, a greater value emerged that was not reflected in equity to an extent necessary to confirm the full recoverability of the value of the investments.
It should also be noted that these investments have passed their related impairment tests.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.

The following table reports the share capital and equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other investees at December 31, 2020.

	Registered office	Currency	Share capital	Equity (millions of euro)	Prior year profit/(loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Global Trading SpA	Rome	EUR	90,885,000	367	189	100.0	1,197
Enel Green Power SpA	Rome	EUR	272,000,000	506	(429)	100.0	2,008
Enel X Srl	Rome	EUR	1,050,000	186	(24)	100.0	270
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	EUR	1,000,000	7	-	100.0	8
Enelpower SpA	Milan	EUR	2,000,000	27	-	100.0	27
Enel Global Thermal Generation Srl	Rome	EUR	11,000,000	16	(10)	100.0	17
Enel Iberia SLU	Madrid	EUR	336,142,500	16,910	1,185	100.0	13,713
Enel Italia SpA	Rome	EUR	100,000,000	14,881	2,638	100.0	12,752
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	EUR	1,100,000	23	1	100.0	16
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	Rome	EUR	10,100,000	29	-	100.0	59
Enel Finance International NV	Amsterdam	EUR	1,476,810,371	2,116	217	25.0	599
Enel Holding Finance Srl	Rome	EUR	10,000	1,800	-	100.0	1,800
Enel Américas SA	Santiago	USD	9,783,875,314	8,422	1,035	65.0	5,715
Enel Chile SA	Santiago	CLP	3,882,103,470,184	4,123	(58)	64.9	2,671
E-Distribuţie Banat SA	Timisoara	RON	382,158,580	490	15	51.0	250
E-Distribuţie Dobrogea SA	Costanza	RON	280,265,560	402	16	51.0	261
E-Distribuţie Muntenia SA	Bucharest	RON	271,635,250	1,162	13	78.0	855
Enel Energie Muntenia SA	Bucharest	RON	37,004,350	242	22	78.0	330
Enel Energie SA	Bucharest	RON	140,000,000	211	27	51.0	208
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	RON	200,000	22	1	100.0	15
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	RUB	35,371,898,370	441	60	56.4	332
Enel Insurance NV	Amsterdam	EUR	60,000	268	(3)	100.0	252
Enel Green Power Chile SA	Santiago	USD	1,197,691,313	808	38	-	-
Enel Global Services Srl	Rome	EUR	10,000	34	(2)	100.0	39
Enel North America Inc.	Andover	USD	50	3,711	156	100.0	2,490
Vektör Enerji Üretim AŞ	Istanbul	TRY	3,500,000	(7)	(2)	100.0	-
EGP Américas SpA	Santiago	USD	12,000	-	-	100.0	-
Enel Rinnovabili Srl	Rome	EUR	10,000	4,668	-	100.0	4,669
B) Joint ventures							
OpEn Fiber SpA	Milan	EUR	250,000,000	978	4	50.0	-
Rusenergosbyt LLC	Moscow	RUB	18,000,000	15	90	49.5	41
C) Associates							
CESI SpA	Milan	EUR	8,550,000	118	(16)	42.7	23
D) Other companies							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	USD	58,500,000	126	7	11.1	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	USD	2,700,000	(4)	(2)	11.1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	ARS	2,025,191,313	-	2	-	-
Elcogas SA in liquidation	Puertollano	EUR	809,690	(113)	5	4.3	-
Idrosicilia SpA	Milan	EUR	22,520,000	-	-	1.0	-

Equity investments in other companies at December 31, 2020, are all related to unlisted companies. During the transition to IFRS 9, the option of measuring these financial assets at fair value through other comprehensive income was applied.

The investment in Elcogas SA was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, is still in liquidation. The profit participation loan of €6 million granted in 2014 has also been written down to take account of accumulated losses.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31,
Equity investments in unlisted companies measured at FVOCI	**5**	**17**
Empresa Propietaria de la Red SA	5	17
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA in liquidation	-	-
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives - €890 million, €128 million, €1,763 million, €258 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Derivative financial assets	890	945	128	143
Derivative financial liabilities	1,763	1,536	258	183

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 32 "Financial instruments", and 34 "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets - €280 *million*

This item is composed of the following:

Millions of euro

	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change
Financial prepayments		7	6	1
Other non-current financial assets included in debt	15.1	273	194	79
Total		**280**	**200**	**80**

Financial prepayments refers to the remaining portion of the transaction costs on the €10 billion revolving credit line, established on December 18, 2017, and with a five-year term, between Enel SpA, Enel Finance International NV, and Mediobanca. The item reports the non-current portion of those costs, and their reversal through profit or loss depends on the type of fee involved and the maturity of the credit line.

15.1 Other non-current financial assets included in debt - €273 *million*

Millions of euro

	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change
Loan assets	32.1.1	270	191	79
Other loan assets		3	3	-
Total		**273**	**194**	**79**

The increase in other non-current financial assets included in debt was mainly due to the grant of a new loan to the joint venture OpEn Fiber SpA, in order to provide the company with the funds needed to carry

out the investments provided for in its business plan in relation to the national project for the development of an ultra-broadband fiber-optic network.

16. Other non-current assets - *€128 million*

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Tax assets	20	9	11
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	108	118	(10)
Total other non-current assets	**128**	**127**	**1**

Tax assets mainly include the receivable of €11 million deriving from the definitive calculation of withholding tax applied to the dividends of Enel Américas SA for 2019 and paid in 2020, together with the residual amount due in respect of the claim for reimbursement for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. These claims were submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011.
Amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities refer to amounts due in respect of the assumption by Group companies of their share of the supplementary pension plan. The terms of the agreement state that the Group companies concerned are to reimburse the costs of extinguishing defined benefit obligations of the Parent, which are recognized under employee benefits. On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the portion due beyond five years of these amounts due from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities came to €40 million (€53 million at December 31, 2019).

17. Trade receivables - *€241 million*

The item breaks down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	227	238	(11)
- due from third-party customers	14	17	(3)
Total	**241**	**255**	**(14)**

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. Trade receivables from third-party customers concern services of various types.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Subsidiaries			
Enel Brasil SA	42	33	9
e-distribuzione SpA	26	23	3
Enel Global Services Srl	12	-	12
Enel Energia SpA	10	8	2
E-Distribuţie Muntenia SA	9	9	-
EDistribución Redes Digitales SL	8	27	(19)
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	8	-
Enel Russia PJSC	7	13	(6)
E-Distribuţie Banat SA	6	5	1
Endesa SA	6	7	(1)
Enel Green Power SpA	6	13	(7)
Enel Green Power Hellas SA	6	4	2
Enel Distribución Chile SA	6	4	2
E-Distribuţie Dobrogea SA	5	4	1
Enel Green Power Italia Srl	5	-	5
Enel North America Inc.	5	1	4
Enel Produzione SpA	5	6	(1)
Enel Chile SA	4	3	1
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Américas SA	4	6	(2)
Endesa Energía SA	3	3	-
Enel Distribución Perú SAA	3	6	(3)
Enel Generación Perú SAA	3	6	(3)
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	2	1
Servizio Elettrico Nazionale SpA	2	3	(1)
Endesa Generación SA	2	-	2
Enel Generación Chile SA	2	4	(2)
Enel Green Power Chile SA	2	-	2
Enel Green Power North America Inc.	2	-	2
Enel Italia SpA	2	20	(18)
Gas y Electricidad Generación SAU	2	2	-
Other	17	14	3
Total	**227**	**238**	**(11)**

Trade receivables by geographical segment are shown below.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Italy	73	79	(6)
EU	70	84	(14)
Non-EU Europe	9	14	(5)
Other	89	78	11
Total	**241**	**255**	**(14)**

18. Income tax assets - *€197 million*

Income tax assets at December 31, 2020 amounted to €197 million and essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes for 2020 (€140 million).

19. Other current financial assets - *€2,650 million*

This item breaks down as follows:

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	2,337	2,578	(241)
Other sundry current financial assets		313	305	8
Total		**2,650**	**2,883**	**(233)**

For more information on "other current financial assets included in debt", please see note 19.1.
"Other current financial assets" essentially refer to receivables in respect of Group companies for interest and other fees deriving from financial services contracts amounting to €239 million (€240 million at December 31, 2019), current accrued financial income of €61 million (€48 million at December 31, 2019) and current financial prepaid expense of €11 million (€3 million at December 31, 2019).

19.1 Other current financial assets included in debt - *€2,337 million*

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31,	at Dec. 31,	Chang
Loan assets due from Group companies:				
- short-term loan assets (intercompany current accounts)	32.1.1	748	1,288	(540)
Loan assets due from others:				
- current portion of long-term loan assets		1	1	-
- other loan assets		4	3	1
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	32.1.1	1,584	1,286	298
Total		**2,337**	**2,578**	**(241)**

20. Other current assets - *€661 million*

At December 31, 2020, the item broke down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Tax assets	27	21	6
Other amounts due from Group companies	621	758	(137)
Other amounts due	13	17	(4)
Total	**661**	**796**	**(135)**

Tax assets amounted to €27 million and essentially regarded the remaining asset for prepaid VAT for 2020 in the amount of €22 million and assets with respect to prior-year income taxes of €4 million.

Other amounts due from Group companies essentially regard receivables for the interim dividend approved in 2020 by the subsidiaries Enel Iberia SLU and Enel Américas SA (€475 million and €39 million, respectively) and collected in January and February 2021, IRES assets in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€77 million) and VAT assets in respect of companies participating in the Group VAT mechanism (€29 million).
Other amounts due, equal to €13 million at December 31, 2020, decreased by €4 million compared with 2019 (€17 million).

21. Cash and cash equivalents - €2,127 *million*

Cash and cash equivalents break down as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Bank and post office deposits	2,127	4,153	(2,026)
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	**2,127**	**4,153**	**(2,026)**

Cash and cash equivalents amounted to €2,127 million, a decrease of €2,026 million compared with December 31, 2019, due to the combined effect of extraordinary transactions during the year involving investments in companies, a reduction in cash inflows from dividends following the transfer of the Italian companies and cash outflows associated with financing activities, partly offset by cash flows generated by ordinary operations.

In 2020, financing activities absorbed cash flows of €2,741 million. This mainly reflected the net decrease in borrowings (€5,638 million), the payment of dividends (€3,334 million) and repayments of long-term loans (€1,346 million), partly offset by new long-term borrowing (€7,001 million) and the liquidity generated by the issue of perpetual hybrid bonds (€588 million).

Investing activities absorbed liquidity of €3,784 million and essentially reflected the increase in the equity investments in the Chilean subsidiaries Enel Américas SA and Enel Chile SA following the settlement of share swap transactions (€876 million for Enel Américas SA and €149 million for Enel Chile SA), the recapitalization of Enel Green Power SpA for a total of €4,100 million, capital contributions to the joint venture OpEn Fiber SpA of €113 million, partly offset by the liquidity generated by the reorganization of Italian investments and in North America for a total of €1,525 million.

The cash requirements of financing and investing activities were funded both by the contribution of the cash flows generated by operating activities, which were a positive €4,499 million (€3,995 million in 2019) and essentially reflected the receipt of dividends from investees (€3,139 million), which decreased compared with 2019 as a result of the transfer of the interests in the Italian companies, and the use of cash and cash equivalents, which at December 31, 2020 amounted to €2,127 million (€4,153 million at January 1, 2020).

22. Non-current assets classified as held for sale - €669 *million*

Non-current assets classified as held for sale include the investment held in the joint venture OpEn Fiber in the amount of €669 million. It was reclassified to this item following receipt of a binding offer from

Macquarie Infrastructure & Real Assets (MIRA) for the purchase 50% of the share capital of OpEn Fiber SpA held by Enel.
The Company's Board of Directors, which met on 17 December, resolved to initiate procedures for the sale of between 40% and 50% of the capital held.

Liabilities and equity

23. Equity - €30,743 *million*

Equity amounted to €30,743 million, up €1,157 million compared with December 31, 2019.

The change is mainly attributable to:

- profit for the year (€2,266 million);
- the distribution of the balance of the dividend for 2019 in the amount of €0.168 per share (for a total of €1,708 million), as approved by the shareholders on May 14, 2020, and the interim dividend for 2020 approved by the Board of Directors on November 5, 2020, and paid as from January 20, 2021 (€0.175 per share, for a total of €1,779 million);
- the issue of perpetual hybrid bonds in the amount of €592 million and the transformation of three outstanding hybrid bonds into hybrid equity instruments by way of amendments to their terms and conditions in the amount of €1,794 million, net of transaction costs.

Share capital - €10,167 *million*

At December 31, 2020, the fully subscribed and paid-up share capital of Enel SpA totaled €10,166,679,946, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.

The share capital is unchanged compared with the amount reported at December 31, 2019.

At December 31, 2020, based on the shareholders register and the notices submitted to CONSOB and received by the Company pursuant to Article 120 of Legislative Decree 58 of February 24, 1998, as well as other available information, shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Ministry for the Economy and Finance (with a 23.585% stake), BlackRock Inc. (with a 5.081% stake held for asset management purposes) and Capital Research and Management Company (with a 5.029% stake held for asset management purposes).

Treasury share reserve - *€(3) million*

At December 31, 2020, treasury shares are represented by 3,269,152 ordinary shares of Enel SpA with a par value of €1.00 each (1,549,152 at December 31, 2019), purchased through a qualified intermediary for a total amount of €23 million.

The difference between the price paid and the par value is recognized as a reduction in equity through the share premium reserve.

On May 14, 2020, the Shareholders approved the Long-Term Incentive Plan for 2020 (2020 LTI Plan) intended for the management of Enel SpA and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all the powers necessary to implement the Plan.

On July 29, 2020, the Company's Board of Directors, in implementation of the authorization granted and in compliance with the terms and conditions, approved the start of a share buyback program for 1,720,000 shares in support of the 2020 LTI Plan, equal to 0.016918% of Enel's share capital. In the year from September 3 to October 28, 2020, the Company acquired those shares at a weighted average price of €7.4366 per share for a total amount of about €13 million.

The treasury shares purchased to serve the 2020 LTI Plan join the shares purchased to serve the 2019 Long-Term Incentive Plan, which numbered 1,549,152 at a weighted average price of €6.7779 per share for a total of €10 million.

In accordance with Article 2357-*ter*, paragraph 2, of the Civil Code, treasury shares do not participate in the distribution of the dividend.

Perpetual hybrid bonds - *€2,386 million*

The item comprises the nominal value, net of transaction costs, of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bond denominated in euros intended for institutional investors, issued in September in the total amount of €592 million.

It also includes the non-convertible subordinated hybrid bonds issued by the Company that were involved in the consent solicitation operation launched in October and concluded in November in order to align the terms and conditions of these bonds with the terms and conditions of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bond indicated above.

These bonds, which can be classified as equity instruments, are recognized net of transaction costs in the total amount of €1,794 million.

Other reserves - *€11,300 million*

Share premium reserve - *€7,476 million*

The share premium reserve at December 31, 2020, was equal to €7,476 million, a decrease of €11 million on the previous year, reflecting the purchase of treasury shares to serve the 2020 LTI Plan.

Legal reserve - *€2,034 million*

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, is unchanged compared with the previous year.

Reserve pursuant to Law 292/1993 - *€2,215 million*

The reserve shows the remaining portion of the adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

In the case of a distribution of this reserve, the tax treatment for capital reserves as defined by Article 47 of the Consolidated Income Tax Code shall apply.

Other sundry reserves - *€73 million*

Other reserves include €19 million related to the reserve for capital grants, which reflects 50% of the grants received from Italian public entities and EU bodies in application of related laws for new works (pursuant to Article 55 of Presidential Decree 917/1986), which is recognized in equity in order to take advantage of tax deferment benefits. It also includes €29 million in respect of the stock option reserve and €20 million for other reserves.

The item also includes the reserves established to recognize the value of the share component assigned to employees of the Company and its subsidiaries under the 2019 and 2020 Long Term Incentive Plans in the amount of €5 million.

Hedging reserves - *€(459) million*

At December 31, 2020, these reserves include the hedging reserve and the hedging costs reserve and amounted to €459 million (net of the positive tax effect of €145 million).

Actuarial reserve - *€(39) million*

At December 31, 2020, actuarial reserve amounted to €39 million (net of the positive tax effect of €10 million). The reserve includes actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the new version of "IAS 19 - Employee Benefits".

The table below provides a breakdown of changes in the hedging and actuarial reserves in 2019 and 2020.

Millions of euro	at Jan. 1, 2019	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2019	Gross gains/(losses) recognized in equity during the year	Gross released to profit or loss	Taxes	Other changes	at Dec. 31, 2020
Hedging reserve	(275)	205	(328)	20	(12)	(390)	(214)	17	147	(3)	**(443)**
Hedging costs reserve	(53)	23	-	8	-	(22)	8	(2)	-	-	**(16)**
Reserve from measurement of financial assets at FVOCI	11	-	-	-	-	11	-	-	-	(11)	**-**
Actuarial reserve	(32)	(7)	-	2	-	(37)	(2)	-	-	-	**(39)**
Gains/(Losses) recognized directly in equity	**(349)**	**221**	**(328)**	**30**	**(12)**	**(438)**	**(527)**	**15**	**147**	**(14)**	**(498)**

Retained earnings - €6,346 *million*

For 2020, the item shows an increase of €1,457 million, reflecting the resolution of the Shareholders' Meeting of May 14, 2020, which provided for the allocation to retained earnings of the remainder of the profit for 2019.

.

Profit for the year - €547 *million*

Profit for 2020, net of the interim dividend for 2020 of €0.175 per share (for a total of €1,779 million), amounted to €547 million.

The table below shows the availability of reserves for distribution.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	Possible uses	Amount available	
Share capital	10,167			
Capital reserves:				
- share premium reserve	7,476	ABC	7,476	
- treasury share reserve	(3)			
- equity instruments - perpetual hybrid bonds	2,386			
Income reserves:				
- legal reserve	2,034	B		
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215	
- hedging reserve	(459)			
- reserve from measurement of financial assets at FVOCI	-			
- reserve for capital grants	19	ABC	19	
- stock option reserve	29	ABC	29	(1) (2)
- reserve for share component of LTI	5			
- actuarial reserve	(39)			
- other	20	ABC	20	
Retained earnings/(Loss carried forward)	6,346	ABC	6,346	
Total	**30,196**		**16,105**	
of which amount available for distribution			*16,102*	

A: for capital increases.
B: to cover losses.
C: for distribution to shareholders.
(1) Regards lapsed options.
(2) Not distributable in the amount of €3 million regarding options granted by the Parent to employees of subsidiaries that have lapsed.

There are no restrictions on the distribution of the reserves pursuant to Article 2426, paragraph 1(5), of the Italian Civil Code since there are no unamortized start-up and expansion costs or research and development expenditure, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Civil Code.
It should be noted that, in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings" has been used in the amount of €142 million for the distribution of dividends to shareholders.

Enel's goals in capital management are focused on the creation of value for shareholders, safeguarding the interests of stakeholders and ensuring business continuity, as well as on maintaining sufficient capitalization to ensure cost-effective access to outside sources of financing, so as to adequately support growth in the Group's business.

23.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2019 and 2020.

	Amount distributed (in millions of euro)	Dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2019		
Dividends for 2018	2,847	0.28
Interim dividend for 2019 (1)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2019	**2,847**	**0.28**
Dividends paid in 2020		
Dividends for 2019	3,334	0.328
Interim dividend for 2020 (2)	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2020	**3,334**	**0.328**

(1) Approved by the Board of Directors on November 12, 2019, and paid as from January 22, 2020 (interim dividend per share of €0.16 for a total of €1,627 million).
(2) Approved by the Board of Directors on November 5, 2020, and paid as from January 20, 2021 (interim dividend per share of €0.175 for a total of €1,779 million).

The dividend for 2020, equal to €0.358 per share, amounting to a total of €3,640 million (of which €0.175 per share, for a total of €1,779 million as an interim dividend), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 20, 2021, at a single call.

These separate financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2020 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2020 interim dividend approved by the Board of Directors on November 5, 2020, in the maximum potential amount of €1,779 million and paid as from January 20, 2021, net of the amount pertaining to the 3,269,152 treasury shares held as at the record date of January 19, 2021.

23.2 Capital management

The Company's objectives for managing capital comprise safeguarding the business as a going concern, creating value for stakeholders and supporting the development of the Group. In particular, the Company seeks to maintain an adequate capitalization that enables it to achieve a satisfactory return for shareholders and ensure access to external sources of financing, in part by maintaining an adequate rating.

In this context, the Company manages its capital structure and adjusts that structure when changes in economic conditions so require. There were no substantive changes in objectives, policies or processes in 2020.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity.

The situation at December 31, 2020 and 2019, is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Non-current financial debt	**(17,297)**	(14,206)	(3,091)
Net current financial debt	**(1,659)**	(2,738)	1,079
Non-current financial assets and long-term securities	**273**	194	79
Net financial debt	**(18,683)**	**(16,750)**	**(1,933)**
Equity	**30,743**	**29,586**	**1,157**
Debt/equity ratio	**(0.61)**	**(0.57)**	**(0.04)**

24. Borrowings - €17,297 *million*, €820 *million*, €5,303 *million*

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Long-term borrowings	**17,297**	14,206	**820**	1,102
Short-term borrowings	**-**	-	**5,303**	8,367

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 32. "Financial instruments".

25. Employee benefits - *€200 million*

The Company provides its employees with a variety of benefits, including deferred compensation benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses, supplementary pension plans, supplementary healthcare plans, additional indemnity for FOPEN pension contributions, FOPEN pension contributions in excess of deductible amount and personnel incentive plans.

The item includes accruals made to cover post-employment benefits under defined benefit plans and other long-term benefits to which employees are entitled by law, by contract, or under other forms of employee incentive schemes.

These obligations, in accordance with IAS 19, were determined using the projected unit credit method.

The following table reports the change during the year in the defined benefit obligation, as well as a reconciliation of the defined benefit obligation with the obligation recognized at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro

	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total	Pension benefits	Health insurance	Other benefits	Total
CHANGES IN ACTUARIAL OBLIGATION								
Actuarial obligation at January 1	**166**	**35**	**15**	**216**	**174**	**40**	**17**	**231**
Current service cost	-	1	14	**15**	-	-	7	**7**
Interest expense	1	-	-	**1**	2	-	-	**2**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	1	-	-	**1**	-	-	-	**-**
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	1	-	-	**1**	6	-	-	**6**
Experience adjustments	2	(2)	-	**-**	5	(3)	-	**2**
Past service cost	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Employer contributions	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Contributions from plan participants	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Payments for closures	-	-	-	**-**	-	-	-	**-**
Other payments	(20)	(2)	(10)	**(32)**	(21)	(2)	(9)	**(32)**
Other changes	-	-	(2)	**(2)**	-	-	-	**-**
Actuarial obligation at December 31	**151**	**32**	**17**	**200**	**166**	**35**	**15**	**216**

Millions of euro

	2020	2019
(Gains)/Losses taken to profit or loss		
Service cost	15	7
Interest expense	1	2
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Total	**16**	**9**

Millions of euro

	2020	2019
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	2	8
Other changes	-	-
Total	**2**	**8**

The current service cost for employee benefits in 2020 amounted to €15 million (€7 million in 2019), recognized under personnel expenses, while the interest expense from the discounting of the liability amounted to €1 million (€2 million in 2019). These costs decreased with respect to 2019, mainly due to the transfer of the "Italy" business unit on January 1, 2020.

The main actuarial assumptions used to calculate the liabilities arising from employee benefits, which are consistent with those used the previous year, are set out below.

	2020	2019
Discount rate	0.00 %-0.50 %	0.00 %-0.70 %
Rate of wage increases	0.50 %-2.50 %	0.70 %-2.70 %
Rate of increase in healthcare costs	1.50 %	2.50 %

The following table reports the outcome of a sensitivity analysis that demonstrates the effects on the liability for healthcare plans as a result of changes reasonably possible at the end of the year in the actuarial assumptions used in estimating the obligation.

Millions of euro

	An increase of 0.5% in discount rate	A decrease of 0.5% in discount rate	An increase of 0.5% in inflation rate	An increase of 0.5% in remuneration	An increase of 0.5% in pensions currently being paid	An increase of 1% in healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(2)	2	(2)	-	-	5	34

26. Provisions for risks and charges - €25 *million*

Provisions for risks and charges cover probable potential liabilities that could arise from legal proceedings and other disputes, without considering the effects of rulings that are expected to be in the Company's favor and those for which any charge cannot be quantified with reasonable certainty.
In determining the balance of the provision, we have taken account of both the charges that are expected to result from court rulings and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years.

The following table shows changes in provisions for risks and charges.

		Taken to profit or loss				
Millions of euro		Accruals	Reversals	Utilization	Other changes	**Total**
	at Dec. 31, 2019					**at Dec. 31, 2020**
						of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:						
- litigation	4	2	(1)	-	-	5 2
- other	6	-	-	-	-	6 4
Total	**10**	**2**	**(1)**	**-**	**-**	**11 6**
Provision for early retirement incentives	18	2	-	(6)	-	14 5
TOTAL PROVISIONS FOR RISKS AND CHARGES	**28**	**4**	**(1)**	**(6)**	**-**	**25 11**

The increase in the provision for litigation, in the amount of €1 million, essentially reflects the estimated charge for litigation arising during the year and the updating of existing positions from previous years. This provision mainly regards labor disputes.
Other provisions for risks and charges, equal to €6 million, are unchanged on the previous year.
The decrease in the provision for early retirement incentives, equal to €4 million, reflects uses during the year.

27. Other non-current liabilities - €19 *million*

Other non-current liabilities amounted to €19 million (€21 million at December 31, 2019). They essentially regard the debt towards Group companies that initially arose following Enel SpA's application (submitted in its capacity as the consolidating company) for reimbursement for 2004-2011 of the additional income taxes paid as a result of not deducting part of IRAP in computing taxable income for IRES purposes. The liability in respect of the subsidiaries is balanced by the recognition of non-current tax assets (note 16).
The item also includes the non-current portion of deferred income in respect of up-fronts made at the time of the establishment of a number of hedging derivative positions in the amount of €8 million (€10 million at December 31, 2019) in previous years, which are released to profit or loss on the basis of the amortization plan for the entire duration of the derivative itself.

28. Trade payables - €92 *million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Trade payables:			
- due to third parties	43	43	-
- due to Group companies	49	41	8
Total	**92**	**84**	**8**

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities performed in 2020, and comprise payables due to third parties of €43 million (€43 million at December 31, 2019) and payables due to Group companies of €49 million (€41 million at December 31, 2019).
Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2020 break down as follows:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Subsidiaries			
Enel Italia SpA	7	10	(3)
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	6	3	3
Enel Innovation Hubs Srl	6	-	6
Enel Global Services Srl	5	-	5
Enel Green Power SpA	4	1	3
Enel Iberia Srl	4	4	-
Endesa SA	2	4	(2)
Enel Global Trading SpA	1	9	(8)
Enel Produzione SpA	1	1	-
Other	13	9	4
Total	**49**	**41**	**8**

Trade payables break down by geographical segment as follows.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Suppliers:			
Italy	68	63	5
EU	19	15	4
Non-EU Europe	1	1	-
Other	4	5	(1)
Total	**92**	**84**	**8**

29. Other current financial liabilities - €228 *million*

Other current financial liabilities mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Deferred financial liabilities	32.2.1	216	225	(9)
Other items	32.2.1	12	9	3
Total		**228**	**234**	**(6)**

More specifically, deferred financial liabilities mainly consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to banks and Group companies that accrued as of December 31, 2020, but were to be settled in the following year, comprising financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates entered into on behalf of Group companies.

30. Net financial position and long-term financial assets and securities - €18,683 *million*

The following table shows the net financial position and long-term financial assets and securities on the basis of the items on the statement of financial position.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Long-term borrowings	24	17,297	14,206	3,091
Short-term borrowings	24	5,303	8,367	(3,064)
Current portion of long-term borrowings	24	820	1,102	(282)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	273	194	79
Other current financial assets included in debt	19.1	2,337	2,578	(241)
Cash and cash equivalents	21	2,127	4,153	(2,026)
Total		**18,683**	**16,750**	**1,933**

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial debt at December 31, 2020, reconciled with net financial debt as reported in the Report on Operations.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	of which with related parties	at Dec. 31, 2019	of which with related parties	Change
Bank and post office deposits	2,127		4,153		(2,026)
Liquidity	**2,127**		**4,153**		**(2,026)**
Current loan assets	**2,337**	***748***	**2,578**	***1,288***	**(241)**
Short-term bank borrowings	(4)		(130)		126
Current portion of long-term bank borrowings	(820)		(1,102)		282
Other short-term borrowings	(5,299)	*(5,057)*	(8,237)	*(7,834)*	2,938
Current financial debt	**(6,123)**		**(9,469)**		**3,346**
Net current financial debt	**(1,659)**		**(2,738)**		**1,079**
Long-term bank borrowings	(1,000)		(402)		(598)
Bonds	(5,139)		(7,707)		2,568
Non-bank financing (leases)	(1)		(1)		-
Other long-term borrowings	(11,157)		(6,096)		(5,061)
Long-term borrowings	**(17,297)**		**(14,206)**		**(3,091)**
Non-current financial debt	**(17,297)**		**(14,206)**		**(3,091)**
NET FINANCIAL DEBT as per CONSOB instructions	**(18,956)**		**(16,944)**		**(2,012)**
Non-current financial assets	**273**	***270***	**194**	***191***	**79**
NET FINANCIAL DEBT	**(18,683)**		**(16,750)**		**(1,933)**

31. Other current liabilities - €2,154 *million*

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Tax liabilities	184	337	(153)
Amounts due to Group companies	158	159	(1)
Amounts due to employees, recreational/assistance associations	17	17	-
Amounts due to social security institutions	7	7	-
Amounts due to customers for security deposits and reimbursements	1	2	(1)
Other	1,787	1,687	100
Total	**2,154**	**2,209**	**(55)**

Tax liabilities amounted to €184 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€179 million).

Amounts due to Group companies amounted to €158 million. They consist of €106 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€44 million at December 31, 2019) and €51 million in respect of Group VAT (€110 million at December 31, 2019). The decrease of €1 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "other", equal to €1,787 million, includes the liability for dividends to be paid to shareholders in the amount of €1,779 million, due essentially to the liability for the interim dividend for 2020, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 5, 2020 and paid as from January 20, 2021 (€0.175 per share for 2020 and €0.16 per share for 2019).

32. Financial instruments

32.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial assets, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Financial assets at amortized cost	32.1.1	**273**	**194**	**5,460**	**7,793**
Financial assets at FVOCI	32.1.2				
Equity investments in other companies		**5**	17	**-**	-
Total Financial assets at FVOCI		**5**	**17**	**-**	-
Financial assets at FVTPL					
Derivative financial assets at FVTPL	34	**323**	340	**128**	**143**
Total financial assets at FVTPL		**323**	**340**	**128**	**143**
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	**567**	605	**-**	-
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		**567**	**605**	**-**	-
TOTAL		**1,168**	**1,156**	**5,588**	**7,936**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

32.1.1 Financial assets at amortized cost

The following table shows loans assets and financial assets by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Note	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Cash and cash equivalents		-	-	21	**2,127**	**4,153**
Trade receivables		-	-	17	**241**	**255**
Loan assets from Group companies						
Loan assets on intercompany current accounts		-	-	19.1	748	1,288
Other financial assets		-	-		239	240
Total financial assets from Group companies		-	-		**987**	**1,528**
Loan assets from others						
Loan assets	15.1	270	191		-	-
Current portion of long-term loan assets		-	-		1	1
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	1,584	1,286
Other financial assets		3	3		5	10
Total financial assets from others		**273**	**194**		**1,590**	**1,297**
Other financial assets		-	-		**515**	**560**
TOTAL		**273**	**194**		**5,460**	**7,793**

The main changes compared with 2019 regarded:

- a decrease of €2,026 million in cash and cash equivalents, due to the combined effect of extraordinary transactions during the year involving investments in companies, a reduction in cash inflows from dividends following the transfer of the Italian companies and cash outflows associated with financing activities, partly offset by cash flows generated by ordinary operations;
- a decrease of €541 million in loans assets from Group companies, reflecting the change in loan assets on the intercompany current account held with Group companies;
- an increase of €298 million in cash collateral paid to counterparties in derivatives transactions;
- a decrease of €45 million in other financial assets, reflecting the change in dividends to be collected from subsidiaries.

Impairment losses on financial assets at amortized cost

Financial assets measured at amortized cost at December 31, 2020 amounted to €5,733 million and are recognized net of allowances for expected credit losses, which totaled €11 million at December 31, 2020. No significant expected loss was found in the impairment testing of cash and cash equivalents and other financial assets.

The expected credit loss (ECL) – determined considering probability of default (PD), loss given default (LGD), and exposure at default (EAD) – is the difference between all contractual cash flows that are due in accordance with the contract and all cash flows that are expected to be received (i.e., all shortfalls) discounted at the original effective interest rate.

The assessment of the increase in credit risk may be performed on:

- an individual basis, if the assets have been individually identified for impairment based on available information;
- a collective basis on other cases.

The following table shows the expected losses for each class of financial asset measured at amortized cost.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
	Gross carrying amount	Allowance for credit expected losses	Total	Gross carrying amount	Allowance for expected credit losses	Total
Cash and cash equivalents	2,127	-	2,127	4,153	-	4,153
Trade receivables	246	5	241	260	5	255
Loan assets from Group companies	987	-	987	1,529	1	1,528
Loan assets from others	1,869	6	1,863	1,497	6	1,491
Other receivables	515	-	515	560	-	560
Total	**5,744**	**11**	**5,733**	**7,999**	**12**	**7,987**

The following table shows changes in the allowance for expected credit losses on financial assets and trade receivables.

Millions of euro

	Allowance for expected losses					
	Financial assets			Trade receivables		
	Individual	Collective	Total	Individual	Collective	Total
Jan. 1, 2019 IFRS 9	7	-	7	-	5	5
Impairment losses	-	-	-	-	-	-
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	-	-	-	-	-	-
Total at Dec. 31, 2019 IFRS 9	7	-	7	-	5	5
Impairment losses	-	-	-	-	1	1
Utilization	-	-	-	-	-	-
Reversals	2	-	2	-	-	-
Total at Dec. 31, 2020 IFRS 9	5	-	5	-	6	6

32.1.2 Financial assets at fair value through other comprehensive income (FVOCI)

This category mainly includes equity investments in unlisted companies irrevocably designated as such at the time of initial recognition.
Equity investments in other companies, equal to €5 million, are essentially represented by the equity investment held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA.

At December 31, 2020 the fair value of the investment was impaired by €12 million to take account of developments in financial projections for 2021-2042.

32.1.3 Financial assets at fair value through to profit or loss (FVTPL)

This category exclusively includes current and non-current derivatives used mainly to hedge the debt of the Group companies. See note 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss" for more information.

32.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IFRS 9, broken down into current and non-current financial liabilities, showing separately hedging derivatives and derivatives measured at fair value through profit or loss.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Financial liabilities measured at amortized cost	32.2.1	**17,297**	**14,206**	**8,007**	**11,192**
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	34	324	342	218	178
Total		**324**	**342**	**218**	**178**
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	34	1,439	1,194	40	5
Total		**1,439**	**1,194**	**40**	**5**
TOTAL		**19,060**	**15,742**	**8,265**	**11,375**

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 34 “Derivatives and hedge accounting”.
For more details about fair value measurement, please see note 35 “Fair value measurement”.

32.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro	Non-current			Current	
	Notes	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Long-term borrowings	24	17,297	14,206	820	1,102
Short-term borrowings		-	-	5,303	8,367
Trade payables		-	-	92	84
Other current liabilities		-	-	1,792	1,639
Total		**17,297**	**14,206**	**8,007**	**11,192**

Other current liabilities include the liability for the interim dividend to be paid to shareholders in the amount of €1,779 million, due essentially to the liability for the interim dividend for 2020, which was approved by the Board of Directors of Enel SpA on November 5, 2020 and paid as from January 20, 2021 (€0.175 per share for 2020 and €0.16 per share for 2019).

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - *€18,117 million*

Long-term borrowings, which refer to bonds, bank borrowings and loans from Group companies, denominated in euros and other currencies, including the portion falling due within 12 months (equal to €820 million), amounted to €18,117 million at December 31, 2020.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2020, including the portion falling due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
	at Dec. 31, 2020					at Dec. 31, 2019					Change
Bonds:											
- fixed rate	4,619	4,545	278	4,267	5,804	7,735	7,602	878	6,725	9,073	(3,057)
- floating rate	982	982	110	872	1,047	1,010	1,010	27	982	966	(28)
Total	**5,601**	**5,527**	**388**	**5,139**	**6,851**	**8,745**	**8,612**	**905**	**7,707**	**10,039**	**(3,085)**
Bank borrowings:											
- fixed rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- floating rate	1,385	1,385	385	1,000	1,398	552	552	150	402	554	833
Total	**1,385**	**1,385**	**385**	**1,000**	**1,398**	**552**	**552**	**150**	**402**	**554**	**833**
Other financing:											
- under fixed-rate leases	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2	-
Total	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**2**	**2**	**1**	**1**	**2**	**-**
Loans from Group companies:											
- fixed rate	5,558	5,558	-	5,558	5,992	2,300	2,300	-	2,300	2,655	3,258
- floating rate	5,645	5,645	46	5,599	5,706	3,841	3,841	46	3,796	4,023	1,804
- under fixed-rate leases	-	-	-	-	-	1	1	-	-	1	(1)
Total	**11,203**	**11,203**	**46**	**11,157**	**11,698**	**6,142**	**6,142**	**46**	**6,096**	**6,679**	**5,061**
Total fixed-rate borrowings	**10,179**	**10,105**	**279**	**9,826**	**11,796**	**10,038**	**9,905**	**879**	**9,026**	**11,731**	**200**
Total floating-rate borrowings	**8,012**	**8,012**	**541**	**7,471**	**8,151**	**5,403**	**5,403**	**223**	**5,180**	**5,543**	**2,609**
TOTAL	**18,191**	**18,117**	**820**	**17,297**	**19,949**	**15,441**	**15,308**	**1,102**	**14,206**	**17,274**	**2,809**

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 33 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 35 "Fair value measurement".

The table below shows long-term borrowings by currency and interest rate.

Long-term borrowings by currency and interest rate

Millions of euro	Carrying amount		Nominal value	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2020		
Euro	**12,268**	**15,996**	**16,052**	**2.2%**	**2.2%**
US dollar	1,305	1,197	1,204	7.6%	8.0%
Pound sterling	1,735	924	935	6.0%	6.2%
Total non-euro currencies	**3,040**	**2,121**	**2,139**		
TOTAL	**15,308**	**18,117**	**18,191**		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowing	Other	Exchange differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2019					at Dec. 31, 2020
Bonds	8,745	(1,148)	-	(1,797)	(199)	5,601
Bank borrowings	552	(150)	1,000	-	(17)	1,385
Non-bank financing	2	(1)	1	-	-	2
Loans from Group companies	6,142	(46)	6,000	(893)	-	11,203
Total	**15,441**	**(1,345)**	**7,001**	**(2,690)**	**(216)**	**18,191**

Compared with December 31, 2020, the nominal value of long-term debt shows an overall increase of €2,750 million, mainly due to:

- an increase in bank borrowings generated by the signing of a new loan agreement of €1,000 million, in line with the "Sustainability-Linked Financing Framework", only partially offset by the repayment of a €150 million floating-rate loan falling due in April 2020;
- an increase in loans from Group companies for three new loan agreements with Enel Finance International in the total amount of €6,000 million, only partially offset by other changes in intercompany loans. Other changes regard the transfer of loans to Enel Italia SpA in the amount of €2,250 million as part of the transfer of the Italy business unit, net of the acquisition of loans from Enel Green Power SpA following the partial spin-off of the North America business unit.

Note that other changes amounting to €1,797 million regard three non-convertible subordinated hybrid bonds in euro, issued by the Company in 2013 and 2018, that in 2020 were involved in the consent solicitation transaction to align the terms and conditions of these bonds with those of the non-convertible subordinated perpetual hybrid bond issued by Enel on September 1, 2020. The modification of the terms and conditions led to a change in the accounting treatment of these bonds, which are now recognized as equity instruments.

The table below reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2020.

New borrowings

Type of loan	Issuer	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Due date
Bank borrowings							
	Enel SpA	26.10.2020	500	€	Euribor 6M + 1%	Floating rate	15.10.2026
	Enel SpA	27.11.2020	500	€	Euribor 6M + 1%	Floating rate	15.10.2026
Total			**1,000**				

In October 2020, Enel signed a €1,000 million loan agreement with a pool of banks for a 6-year "Sustainability-Linked Loan" linked to the achievement of the Group's sustainability target for installed renewables capacity as a proportion of total installed capacity.

The main long-term borrowings of Enel SpA are governed by covenants that are commonly adopted in international business practice. These borrowings are mainly represented by the bond issues carried out within the framework of the Global/Euro Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the Revolving Facility Agreement agreed on December 18, 2017 by Enel SpA and Enel Finance International NV with a pool of banks of up to €10 billion, the Sustainability-Linked Loan facility agreements obtained by Enel SpA on May 15, 2020 and October 15, 2020 from a pool of banks in the amounts of up to €5 billion and up to €1 billion, respectively, and the loans granted to Enel SpA by UniCredit SpA.

The main covenants in respect of the bond issues in the Global/Euro Medium-Term Notes program of Enel SpA and Enel Finance International NV (including the green bonds of Enel Finance International NV guaranteed by Enel SpA, which are used to finance the Group's eligible green projects) and those related to bonds issued by Enel Finance International NV on the American market can be summarized as follows:

- negative pledge clauses under which the issuer and the guarantor may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets or revenue, to secure certain financial borrowings, unless the same restrictions are extended equally or pro rata to the bonds in question;
- *pari passu* clauses, under which bonds and the associated guarantees constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and the guarantor, do not grant preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future unsubordinated and unsecured bonds of the issuer and the guarantor;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the issuer, the guarantor or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

Since 2019, Enel Finance International NV has issued a number of "sustainable" bonds on the European market (as part of the Euro Medium Term Notes - EMTN bond issue program) and on the American market, both guaranteed by Enel SpA, linked to the achievement of a number of the Sustainable Development Goals (SDGs) of the United Nations that contain the same covenants as other bonds of the same type.
The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA, including the perpetual hybrid bond issued in September 2020, which will only be repaid in the event of the dissolution or liquidation of the Company, can be summarized as follows:

- subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds of the issuer and has the same seniority as other hybrid financial instruments issued and greater seniority than equity instruments;
- prohibition on mergers with other companies, the sale or leasing of all or a substantial part of the company's assets to another company, unless the latter succeeds in all obligations of the issuer.

The main covenants for the Revolving Facility Agreement and other loan agreements signed by Enel SpA are substantially similar and can be summarized as follows:

- negative pledge clauses, under which the borrower and, in some cases, significant subsidiaries may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of their respective assets to secure certain financial liabilities, with the exception of expressly permitted encumbrances;
- disposals clauses, under which the borrower and, in some cases, the subsidiaries of Enel may not dispose of their assets or a significant portion of their assets or operations, with the exception of expressly permitted disposals;
- *pari passu* clauses, under which the payment undertakings of the borrower have the same seniority as its other unsecured and unsubordinated payment obligations;
- change-of-control clauses, which are triggered in the event (i) control of Enel is acquired by one or more parties other than the Italian State or (ii) Enel or any of its subsidiaries transfer a substantial portion of the Group's assets to parties outside the Group such that the financial reliability of the Group is significantly compromised. The occurrence of one of the two circumstances may give rise to (a) the renegotiation of the terms and conditions of the financing or (b) compulsory early repayment of the financing by the borrower;
- cross-default clauses, under which the occurrence of a default event in respect of a specified financial liability (above a threshold level) of the borrower or significant subsidiaries constitutes a default in respect of the liabilities in question, which may become immediately repayable.

All the borrowings considered specify events of default typical of international business practice, such as, for example, insolvency, bankruptcy proceedings or the entity ceases trading.

None of the covenants indicated above has been triggered to date.

Lastly, it should be noted that Enel SpA issued certain guarantees in the interest of Enel Green Power and its subsidiaries in relation to the commitments undertaken within the context of the loan agreements. These guarantees and the associated loan contracts include certain covenants and events of default, some borne by Enel SpA as the guarantor, typical of international business practice.

Debt structure after hedging

The following table shows the effect of the hedges of currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

Millions of euro	at Dec. 31, 2020					at Dec. 31, 2019				
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Nominal value	%			Carrying amount	Nominal value	%		
Euro	**15,996**	**16,052**	**88.2%**	**2,139**	**18,191**	12,268	12,376	80.2%	3,065	15,441
US dollar	**1,197**	**1,204**	**6.6%**	**(1,204)**	**-**	1,305	1,315	8.5%	(1,315)	-
Pound sterling	**924**	**935**	**5.2%**	**(935)**	**-**	1,735	1,750	11.3%	(1,750)	-
Total	**18,117**	**18,191**	**100.0%**	**-**	**18,191**	**15,308**	**15,441**	**100.0%**	**-**	**15,441**

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

Gross long-term debt

	at Dec. 31, 2020		at Dec. 31, 2019	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	44.0%	37.0%	35.0%	26.3%
Fixed rate	56.0%	63.0%	65.0%	73.7%
Total	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

Short-term borrowings - €5,303 million

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2020, by type.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Loans from third parties			
Bank borrowings (ordinary current account)	4	130	(126)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	242	403	(161)
Total	**246**	**533**	**(287)**
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	5,057	7,834	(2,777)
Total	**5,057**	**7,834**	**(2,777)**
TOTAL	**5,303**	**8,367**	**(3,064)**

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

32.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss (FVTPL)

This category includes solely current and non-current derivative financial liabilities relating mainly to hedges of the debt of Group companies. More information is given in note 34.2 "Derivatives at fair value through profit or loss".

32.2.3 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives:

Millions of euro	Net gains/(losses)		of which: Impairment loss/gain
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	at Dec. 31, 2020
Financial assets at amortized cost	234	252	-
Financial assets at FVOCI	1	1	
Financial liabilities measured at amortized cost	(505)	(747)	

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives.

33. Risk management

Financial risks

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably interest rate risk, currency risk, credit and counterparty risk and liquidity risk.

Enel SpA has adopted a system for governing financial risks comprising internal committees, dedicated policies and operating limits. The goal is to appropriately mitigate financial risks in order to prevent unexpected variations in financial performance, without ruling out the possibility of seizing any opportunities that may arise.

Interest rate risk and currency risk

As part of its operations as an industrial holding company, Enel SpA is exposed to different market risks, notably the risk of changes in interest rates and exchange rates.

Interest rate risk and currency risk are primarily generated by the presence of financial instruments.

The main financial liabilities, held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, derivatives, cash collateral for derivatives transactions and trade payables. The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Company. The main financial assets held by the Company include loan assets, derivatives, cash deposits provided as collateral for derivatives contracts, cash and cash equivalents and short-term deposits, as well as trade receivables. For more details, please see note 32 "Financial instruments".

The source of exposure to interest rate risk and currency risk did not change with respect to the previous year.

As the Parent, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to financial derivatives contracts on interest rates and exchange rates. As part of this activity, Enel SpA acts as an intermediary for Group companies with the market, taking positions that, while they can be substantial, do not however represent an exposure to the above risks for Enel SpA.

During 2020, no overshoots of the threshold values set by regulators for the activation of clearing obligations (EMIR – European Market Infrastructure Regulation – no. 648/2012 of the European Parliament) were detected.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2020, is reported below, with specification of the notional amount of each class of instrument.

The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euro by multiplying the notional amount by the agreed price).

The notional amounts of derivatives reported here do not represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.

Interest rate risk for the Company manifests itself as a change in the flows associated with interest payments on floating-rate financial liabilities, a change in financial terms and conditions in negotiating new debt instruments or as an adverse change in the value of financial assets/liabilities measured at fair value, which are typically fixed-rate debt instruments.

Interest rate risk is managed with the dual goals of reducing the amount of debt exposed to interest rate fluctuations and containing the cost of funds, limiting the volatility of results.
This goal is pursued through the strategic diversification of the portfolio of financial liabilities by contract type, maturity and interest rate, and modifying the risk profile of specific exposures using OTC derivatives, mainly interest rate swaps.

The notional amount of outstanding contracts is reported below.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	**7,061**	8,470
Total	**7,061**	**8,470**

The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying financial liability, so that any change in the fair value and/or cash flows of such contracts is offset by a corresponding change in the fair value and/or cash flows of the underlying position.
Interest rate swaps normally provide for the periodic exchange of floating-rate interest flows for fixed-rate interest flows, both of which are calculated on the basis of the notional principal amount.

The notional amount of open interest rate swaps at the end of the year was €7,061 million (€8,470 million at December 31, 2019), of which €2,540 million in respect of hedges of the Company's share of debt, and €4,521 million in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies. The decrease in the overall nominal amount is mainly attributable to the following factors:

- the early termination of pre-hedge interest rate swaps obtained on behalf of Enel Finance International in the amount of €1,000 million;
- €409 million in respect of interest rate swaps reaching their expiry date or decreasing as a result of amortization.

For more details on interest rate derivatives, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

The amount of floating-rate debt that is not hedged against interest rate risk is the main risk factor that could impact the income statement (raising borrowing costs) in the event of an increase in market interest rates.

At December 31, 2020, 44% of gross long-term financial debt was floating rate (35% at December 31, 2019). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to IFRS 9, 63% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2020 (73.7% at December 31, 2019). Including derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, the ratio is essentially unchanged.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in interest rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.
These scenarios are represented by parallel increases and decreases in the yield curve as at the reporting date.
There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, the Company's pre-tax profit would be affected as follows:

Millions of euro

		at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Basis points	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency	25	17	(17)	-	-	10	(10)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	6	(6)	-	-	30	(30)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	52	(52)	-	-	39	(39)
Fair value hedges	25	-	-	-	-	-	-	-	-

Currency risk

Currency risk is the risk that the fair value or future cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in exchange rates.
For Enel SpA, the main source of currency risk is the presence of monetary financial instruments denominated in a currency other than the euro, mainly bonds denominated in foreign currency.
The exposure to currency risk did not change with respect to the previous year.
For more details, please see note 31 "Financial instruments".
In order to minimize exposure to changes in exchange rates, the Company normally uses a variety of OTC derivatives such as currency forwards and cross currency interest rate swaps. The term of such contracts does not exceed the maturity of the underlying exposure.
Currency forwards are contracts in which the counterparties agree to exchange principal amounts denominated in different currencies at a specified future date and exchange rate (the strike). Such contracts may call for the actual exchange of the two amounts (deliverable forwards) or payment of the difference between the strike exchange rate and the prevailing exchange rate at maturity (non-deliverable forwards).
Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notionals denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31,
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	5,164	6,064
- hedging currency risk on commodities	4,472	4,225
- hedging future cash flows	389	1,146
- other currency forwards	303	693
Cross currency interest rate swaps	3,050	4,193
Total	**8,214**	**10,257**

More specifically, these include:

- currency forward contracts with a total notional amount of €4,472 million, of which €2,236 million to hedge the currency risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- currency forward contracts with a notional amount of €389 million, to hedge the currency risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €214 million in market transactions;
- currency forward contracts with a notional amount of €303 million, of which €152 million in market transactions to hedge the currency risk on investment spending (€121 million) and, to a lesser extent, operating expenditure;
- cross currency interest rate swaps with a notional amount of €3,050 million to hedge the currency risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 34 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 11.8% of gross medium and long-term debt is denominated in currencies other than the euro.

Considering exchange rate hedges and the portion of debt in foreign currency that is denominated in the presentation currency of or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Currency risk sensitivity analysis

The Company analyses the sensitivity of its exposure by estimating the effects of a change in exchange rates on the portfolio of financial instruments.

More specifically, sensitivity analysis measures the potential impact of market scenarios on equity, for the cash flow hedge component, and on profit or loss, for the fair value hedge component on the fair value of financial derivatives and the portion of gross long-term debt not hedged using financial derivatives.

These scenarios are represented by the appreciation/depreciation of the euro against all of the foreign currencies compared with the value observed as at the reporting date.

There were no changes in the methods and assumptions used in the sensitivity analysis compared with the previous year.

With all other variables held constant, pre-tax profit would be affected as follows.

Millions of euro

		at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro	Appreciation of euro	Depreciation of euro
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt in foreign currency after hedging	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	3	(3)	-	-	(9)	11	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(271)	331			(364)	445
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

Credit and counterparty risk

Credit risk is represented by the possibility of a deterioration in the creditworthiness of a counterparty in a financial transaction that could have an adverse impact on the creditor position. The Company is exposed to credit risk from its financial activities, including transactions in derivatives (typically on financial underlyings), deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.
The sources of exposure to credit risk did not change with respect to the previous year.

The Company's management of credit risk is based on the selection of counterparties from among leading Italian and international financial institutions with high credit standing considered solvent both by the market and on the basis of internal assessments, diversifying the exposure among them. Credit exposures and associated credit risk are regularly monitored by the departments responsible for monitoring risks under the policies and procedures outlined in the governance rules for managing the Group's risks, which are also designed to ensure prompt identification of possible mitigation actions to be taken.

Within this general framework, Enel SpA entered into margin agreements with the leading financial institutions with which it operates that call for the exchange of cash collateral, which significantly mitigates the exposure to counterparty risk.

Loan assets

Millions of euro

Staging	Basis for recognizing expected credit loss allowance	Average loss rate (PD*LGD)	Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
			at Dec. 31, 2020		
Performing	12 m ECL	0.18%	2,857	5	2,852
Underperforming	Lifetime ECL	-	-	-	-
Non-performing		-	-	-	-
Total			**2,857**	**5**	**2,852**

Trade receivables and other receivables: collective measurement

Millions of euro

	Average loss rate (PD*LGD)	at Dec. 31, 2020 Gross carrying amount	Expected credit loss allowance	Carrying amount
Trade receivables:				
Trade receivables not past due		-	-	-
Trade receivables past due:				
- more than 180 days (credit impaired)	2.44%	246	6	240
Total trade receivables		**246**	**6**	**240**
Other financial assets				
Other financial assets not past due		515	-	515
Other financial assets past due		-	-	-
Total other financial assets		**515**	**-**	**515**
TOTAL		**761**	**6**	**755**

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Company will encounter difficulty in meeting obligations associated with financial liabilities that are settled by delivering cash or another financial asset.

The objectives of liquidity risk management policies are:

- ensuring an appropriate level of liquidity for the Company, minimizing the associated opportunity cost;
- maintaining a balanced debt structure in terms of the maturity profile and funding sources.

In the short term, liquidity risk is mitigated by maintaining an appropriate level of unconditionally available resources, including cash and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid assets.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced debt maturity profile and diversifying funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.

At December 31, 2020 Enel SpA had a total of €2,127 million in cash or cash equivalents (€4,153 million at December 31, 2019), and committed lines of credit amounting to €9,208 million (of which none had been drawn), of which €6,350 million maturing in more than one year (€6,350 million at December 31, 2019).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's long-term debt.

Millions of euro	Maturing in				
	Less than 3 months	Between 3 months and 1 year	Between 1 and 2 years	Between 2 and 5 years	Over 5 years
Bonds:					
- fixed rate	-	278	-	2,609	1,658
- floating rate	-	110	97	291	484
Total	**-**	**388**	**97**	**2,900**	**2,142**
Bank borrowings					
- fixed rate	-	-	-	-	-
- floating rate	-	385	-	-	1,000
Total	**-**	**385**	**-**	**-**	**1,000**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases	-	1	1	-	-
Total	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**
Loans from Group companies					
- fixed rate	-	-	71	1,460	4,027
- floating rate	23	23	46	138	5,415
- under fixed-rate leases	-	-	-	-	-
Total	**23**	**23**	**117**	**1,598**	**9,442**
TOTAL	**23**	**797**	**215**	**4,498**	**12,584**

Offsetting financial assets and financial liabilities

The following table reports the net financial assets and liabilities. More specifically, it shows that there are no netting arrangements for derivatives in the separate financial statements since the Company does not plan to offset assets and liabilities. As envisaged by current market regulations and to guarantee transactions involving derivatives, Enel SpA has entered into margin agreements with leading financial institutions that call for the exchange of cash collateral, broken down as shown in the table.

Millions of euro						at Dec. 31, 2020
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not offset in the financial statements		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities) offset in the statement of financial position	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the statement of financial position	Financial instruments	Net portion of financial assets/(liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/(liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative assets:						
- on interest rate risk	254		254		(455)	(201)
- on currency risk	765		765		(133)	632
- other	5		5			5
Total derivative assets	**1,024**	**-**	**1,024**	**-**	**(588)**	**436**
TOTAL FINANCIAL ASSETS	**1,024**	**-**	**1,024**	**-**	**(588)**	**436**
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative liabilities:						
- on interest rate risk	(811)		(811)		783	(28)
- on currency risk	(1,210)		(1,210)		1,147	(63)
Total derivative liabilities	**(2,021)**	**-**	**(2,021)**	**-**	**1,930**	**(91)**
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	**(2,021)**	**-**	**(2,021)**	**-**	**1,930**	**(91)**
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	**(997)**	**-**	**(997)**	**-**	**1,342**	**345**

34. Derivatives and hedge accounting

The following tables report the notional amount and fair value of derivative financial assets and liabilities by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current derivative financial assets and liabilities.

The notional amount of a derivative contract is the amount on the basis of which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price). Amounts denominated in currencies other than the euro are translated at the closing year exchange rates provided by the World Markets Refinitiv (WMR) Company.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE ASSETS	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on currency risk	1,473	2,008	567	605	(38)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	**1,473**	**2,008**	**567**	**605**	**(38)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,261	3,452	254	329	(75)	-	13	-	-	-
- on currency risk	896	484	69	11	58	1,786	2,546	128	90	38
- other	-	-	-	-	-	-	358	-	53	(53)
Total derivatives at FVTPL	**3,157**	**3,936**	**323**	**340**	**(17)**	**1,786**	**2,917**	**128**	**143**	**(15)**
TOTAL DERIVATIVE ASSETS	**4,630**	**5,944**	**890**	**945**	**(55)**	**1,786**	**2,917**	**128**	**143**	**(15)**

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
DERIVATIVE LIABILITIES	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	2,440	1,440	469	284	185	-	-	-	-	-
- on currency risk	670	1,291	970	910	60	463	470	40	5	35
Total cash flow hedges	**3,110**	**2,731**	**1,439**	**1,194**	**245**	**463**	**470**	**40**	**5**	**35**
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	2,261	3,452	255	330	(75)	100	113	87	79	8
- on currency risk	896	495	69	12	57	1,826	2,962	131	99	32
Total derivatives at FVTPL	**3,157**	**3,947**	**324**	**342**	**(18)**	**1,926**	**3,075**	**218**	**178**	**40**
TOTAL DERIVATIVE LIABILITIES	**6,267**	**6,678**	**1,763**	**1,536**	**227**	**2,389**	**3,545**	**258**	**183**	**75**

34.1 Hedge accounting

Derivatives are initially recognized at fair value, on the trade date of the contract and are subsequently re-measured at their fair value. The method of recognizing the resulting gain or loss depends on whether the derivative is designated as a hedging instrument, and if so, the nature of the item being hedged.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, currency risk and commodity price risk when all the criteria provided by IFRS 9 are met.

At the inception of the transaction, the Company documents the relationship between hedging instruments and hedged items, as well as its risk management objectives and strategy. The Company also documents

its assessment, both at hedge inception and on an ongoing basis, of whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in fair values or cash flows of hedged items.
For cash flow hedges of forecast transactions designated as hedged items, the Company assesses and documents that they are highly probable and present an exposure to changes in cash flows that affect profit or loss.
Depending on the nature of the risk exposure, the Company designates derivatives as either:

> fair value hedges;
> cash flow hedges.

For more details about the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please refer the note 33 "Risk management".
To be effective a hedging relationship shall meet all of the following criteria:

> existence of an economic relationship between hedging instrument and hedged item;
> the effect of credit risk does not dominate the value changes resulting from the economic relationship;
> the hedge ratio defined at designation resulting equal to the one used for risk management purposes (i.e. same quantity of the hedged item that the entity actually hedges and the quantity of the hedging instrument that the entity actually uses to hedge the quantity of the hedged item).

Based on the IFRS 9 requirements, the existence of an economic relationship is evaluated by the Company through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

> if the underlying risk of the hedging instrument and the hedged item is the same, the existence of an economic relationship will be provided through a qualitative analysis;
> on the other hand, if the underling risk of the hedging instrument and the hedged item is not the same, the existence of the economic relationship will be demonstrated through a quantitative method in addition to a qualitative analysis of the nature of the economic relationship (i.e. linear regression).

In order to demonstrate that the behavior of the hedging instrument is in line with those of the hedged item, different scenarios will be analyzed.
For hedging of commodity price risk, the existence of an economic relationship is deduced from a ranking matrix that defines, for each possible risk component a set of all standard derivatives available in the market whose ranking is based on their effectiveness in hedging the considered risk.
In order to evaluate the credit risk effects, the Company considers the existence of risk mitigating measures (collateral, mutual break-up clauses, netting agreements, etc.).

The Company has established a hedge ratio of 1:1 for all the hedging relationships (including commodity price risk hedging) as the underlying risk of the hedging derivative is identical to the hedged risk, in order to minimize hedging ineffectiveness.
The hedge ineffectiveness will be evaluated through a qualitative assessment or a quantitative computation, depending on the following circumstances:

> if the critical terms of the hedged item and hedging instrument match and there are no other sources of ineffectiveness included the credit risk adjustment on the hedging derivative, the hedge relationship will be considered fully effective on the basis of a qualitative assessment;
> if the critical terms of the hedged item and hedging instrument do not match or there is at least one source of ineffectiveness, the hedge ineffectiveness will be quantified applying the dollar offset cumulative method with hypothetical derivative. This method compares changes in fair values of the hedging instrument and the hypothetical derivative between the reporting date and the inception date.

The main causes of hedge ineffectiveness may be the following:

- basis differences (i.e. the fair value or cash flows of the hedged item depend on a variable that is different from the variable that causes the fair value or cash flows of the hedging instrument to change);
- timing differences (i.e. the hedged item and hedging instrument occur or are settled at different dates);
- quantity or notional amount differences (i.e. the hedged item and hedging instrument are based on different quantities or notional amounts);
- other risks (i.e. changes in the fair value or cash flows of a derivative hedging instrument or hedged item relate to risks other than the specific risk being hedged);
- credit risk (i.e. the counterparty credit risk differently impacts the changes in the fair value of the hedging instruments and hedged items).

Cash flow hedges

Cash flow hedges are applied in order to hedge the Company exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with a recognized asset or liability or a highly probable transaction that could affect profit or loss.

The effective portion of changes in the fair value of derivatives that are designated and qualify as cash flow hedges is recognized in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognized immediately in the income statement.

Amounts accumulated in equity are reclassified to profit or loss in the years when the hedged item affects profit or loss (for example, when the hedged forecast sale takes place).

If the hedged item results in the recognition of a non-financial asset (i.e. property, plant and equipment or inventories, etc.) or a non-financial liability, or a hedged forecast transaction for a non-financial asset or a non-financial liability becomes a firm commitment for which fair value hedge accounting is applied, the amount accumulated in equity (i.e. hedging reserve) shall be removed and included in the initial amount(cost or other carrying amount) of the asset or the liability hedged (i.e. "basis adjustment").

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, any cumulative gain or loss existing in equity at that time remains in equity and is recognized when the forecast transaction is ultimately recognized in the income statement. When a forecast transaction is no longer expected to occur, the cumulative gain or loss that was reported in equity is immediately transferred to the income statement.

For hedging relationships using forwards as a hedging instrument, where only the change in the value of the spot element is designated as the hedging instrument, accounting for the forward element (profit or loss vs OCI) is defined case by case. This approach is actually applied by the Company for hedging of currency risk on renewables assets.

Conversely, hedging relationships using cross currency interest rate swaps as hedging instruments, the Company separates foreign currency basis spreads, in designating the hedging derivative, and presents them in other comprehensive income (OCI) in the hedging costs reserve.

With specific regard to cash flow hedges of commodity risk, in order to improve their consistency with the risk management strategy, the Company applies a dynamic hedge accounting approach based on specific liquidity requirements (the so-called liquidity-based approach).

This approach requires the designation of hedges through the use of the most liquid derivatives available on the market and replacing them with others that are more effective in covering the risk in question.

Consistent with the risk management strategy, the liquidity-based approach allows the roll-over of a derivative by replacing it with a new derivative, not only in the event of expiry but also during the hedging relationship, if and only if the new derivative meets both of the following requirements:

> it represents a best proxy of the old derivative in terms of ranking;
> it meets specific liquidity requirements.

Satisfaction of these requirements is verified quarterly.
At the roll-over date, the hedging relationship is not discontinued. Therefore, starting from that date, changes in the effective fair value of the new derivative will be recognized in equity (the hedging reserve), while changes in the fair value of the old derivative are recognized through profit or loss.

The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Reform of benchmarks for the determination of interest rates and the associated risk

Overview
Interbank Offered Rates (IBORs) are benchmark rates at which banks can borrow funds on the interbank market on an unsecured basis for a given period ranging from overnight to 12 months, in a specific currency.
In recent years there have been a number of cases of manipulation of these rates by the banks contributing to their calculation. For this reason, regulators around the world have begun a sweeping reform of the benchmarks for the determination of interest rates that includes the replacement of some benchmark indices with alternative risk-free reference rates (the IBOR reform).
In a context of significant uncertainty regarding the timing and transition procedures in the various countries, the Company is finalizing an assessment of the impact of the reform on contracts after having delineated their global scope in terms of their number and nominal value through a census based on data collection from Countries and Business Lines. In addition, contractual amendments are beginning to be implemented gradually in a process that will continue in 2021, although this may vary depending on developments in the reform of benchmarks for determining interest rates and alternative risk-free reference rates associated with market liquidity.

Derivatives
For risk management purposes, the Company holds interest rate swaps and cross currency interest rate swaps that are mostly designated as cash flow hedging relationships, with only a minority portion designated as fair value hedges.
Interest rate swaps and cross currency interest rate swaps are essentially indexed to either Euribor or LIBOR in dollars or pounds. The Company's derivative instruments are managed through contracts that are mainly based on framework agreements defined by the International Swaps and Derivatives Association (ISDA).
The ISDA has revised its standardized contracts in light of the benchmark reform and plans to amend the 2006 ISDA definitions relating to floating rates to include replacement clauses (fallbacks) that would apply upon the permanent discontinuation of certain key IBORs. The ISDA has published a supplement to amend the ISDA 2006 definitions (the ISDA Fallback Supplement) and a protocol to facilitate multilateral amendments to include the amended floating-rate options in derivative transactions entered into prior to the entry into force of the supplement (ISDA Fallback Protocol). The Company is evaluating whether or not to adopt to this protocol, monitoring whether other counterparties are doing so. In the event of a change in the plan or if certain counterparties do not adopt the protocol, the Company would negotiate bilaterally with them about the inclusion of new fallback clauses.

Hedging relationships

The Company has assessed the impact of uncertainty engendered by the IBOR reform on hedging relationships at December 31, 2020 with reference to both hedging instruments and hedged items. Both the hedged items and the Company's hedging instruments will change their parameterization from interbank market-based benchmarks (IBORs) to alternative risk-free rates (RFRs) as a result of the contractual amendments that will take effect in 2021. More specifically, for hedging instruments indexed to Euribor, the replacement rate will be based on the Euro STR (Euro Short-Term Rate), while those indexed to LIBOR in dollars and pounds will be indexed to SOFR (Secured Overnight Financing Rate) and SONIA (Sterling Overnight Index Average), respectively.

The most significant exposure of the Company is to Euribor, together with significant exposures to LIBOR in pounds and dollars as well. However, it is certainly on the euro side that the uncertainty surrounding the replacement process is greatest.

However, even if the Company expects the benchmark rates based on interbank markets to be discontinued after the end of 2021, there is uncertainty about the timing and procedures for replacing these indices for both hedged items and hedging instruments. The Company is therefore applying the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 to hedging relationships directly impacted by the IBOR reform.

The hedging relationships affected by the IBOR reform could become ineffective owing to the expectations of market players regarding the moment in which the transition from the benchmarks for determining interest rates based on interbank markets to alternative rates will take place. This transition could occur at different times for hedged items and hedging instruments and lead to ineffectiveness. In any case, the Company will work to implement the replacements at the same time.

The exposure of the Company to hedging relationships impacted by the IBOR reform, for which the exceptions provided for in the amendments to IFRS 9 issued in September 2019 were applied, amounts to €3,952 million in terms of the notional amount of the hedging instruments at December 31, 2020. The following table provides a breakdown of the notional amounts of the hedging instruments by IBOR rate.

Millions of euro	Notional amount
	at Dec. 31, 2020
Hedging instruments	
GBP LIBOR	1,225
USD LIBOR	185
Euribor	2,542
Total	**3,952**

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitment attributable to a particular risk that could affect profit or loss.

Changes in fair value of derivatives that qualify and are designated as hedging instruments are recognized in the income statement, together with changes in the fair value of the hedged item that are attributable to the hedged risk.

If the hedge no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest rate method is used is amortized to profit or loss over the year to maturity.

The Company does not currently use such hedging relationships.

For more information on fair value measurement, please see note 35 "Fair value measurement".

34.1.1 Hedge relationship by type of credit risk

Interest rate risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging interest rate risk on transactions outstanding at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by maturity.

Millions of euro

at Dec. 31, 2020	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond	Total
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	-	-	500	1,940	2,440
Average IRS rate					1.63	1.22	

Millions of euro

at Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
Interest rate swaps							
Notional amount	-	-	-	-	-	1,440	1,440
Average IRS rate						2.32	

The interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge and fair value hedge for the hedged item. The cash flow hedge derivatives refer to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001 and floating-rate bank loans obtained in 2020. The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Cash flow hedge derivatives	-	-	-	-	**2,440**	**1,440**	**(469)**	**(284)**
Interest rate swaps	-	-	-	-	2,440	1,440	(469)	(284)

The deterioration in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the general decline in the long-term segment of the yield curve over the course of 2020.
The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives hedging interest rate risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives	**at Dec. 31, 2020**	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	**(469)**	(38)	(41)	(61)	(60)	(52)	(215)

The following table shows the impact of interest rate hedge derivatives on the statement of financial position.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At December 31, 2020			
Interest rate swaps	2,440	(469)	(469)
At December 31, 2019			
Interest rate swaps	1,440	(284)	(284)

The following table shows the impact of hedged items exposed to interest rate risk on the statement of financial position.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2020			2019		
Floating-rate borrowings	469	(469)	-	284	(284)	-
Total	**469**	**(469)**	**-**	**284**	**(284)**	**-**

The following table shows the impact of cash flow hedges on interest rate risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At December 31, 2020						
Floating-rate borrowings	(88)	-		-	9	Financial expense
Total at December 31, 2020	**(88)**	**-**		**-**	**9**	
At December 31, 2019						
Floating-rate borrowings	(139)	-		-	11	Financial expense
Total at December 31, 2019	**(139)**	**-**		**-**	**11**	

Currency risk

The following table shows the notional amount and the average rate on instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by maturity.

Millions of euro

At Dec. 31, 2020	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	**463**	**-**	**1,019**	**-**	**-**	**1,327**	**2,809**
Notional amount CCS EUR-USD	185	-	1,019	-	-	-	1,204
Average contractual exchange rate EUR/USD	*1.13*		*1.34*				
Notional amount CCS EUR-GBP	278	-	-		-	1,327	1,605
Average contractual exchange rate EUR/GBP	*0.82*					*0.68*	

Millions of euro

At Dec. 31, 2019	2020	2021	2022	2023	2024	Beyond	Total
Cross currency interest rate swaps							
Notional amount total	**470**	**202**	**-**	**1,113**	**-**	**1,637**	**3,422**
Notional amount CCS EUR-USD	-	202	-	1,113	-	-	1,315
Average contractual exchange rate EUR/USD		*1.13*		*1.34*			
Notional amount CCS EUR-GBP	470	587	-	-	-	1,397	2,454
Average contractual exchange rate EUR/GBP	*0.85*	*0.82*				*0.69*	

The following table shows the notional amount and the fair value of instruments hedging currency risk on transactions outstanding as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value		Notional amount	Fair value		Notional amount
		Assets	Liabilities		Assets	Liabilities	
Hedging instrument	**Hedged item**	**at Dec. 31, 2020**			at Dec. 31, 2019		
Cross currency interest rate swaps	Fixed-rate borrowings in foreign currency	567	(995)	2,624	602	(915)	3,567
Cross currency interest rate swaps	Floating-rate borrowings in foreign currency	-	(15)	185	3	-	202
Total		**567**	**(1,010)**	**2,809**	**605**	**(915)**	**3,769**

The cross currency interest rate swaps outstanding at the end of the year and designated as hedging instruments function as a cash flow hedge for the hedged item. More specifically, these derivatives hedge fixed-rate bonds denominated in foreign currencies and floating-rate borrowing in US dollars obtained from Bank of America in 2017.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on currency risk as at December 31, 2020 and December 31, 2019, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Cash flow hedge	**1,676**	**2,008**	**567**	**605**	**1,133**	**1,761**	**(1,010)**	**(915)**
Cross currency interest rate swaps	1,676	2,008	567	605	1,133	1,761	(1,010)	(915)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2020 came to €2,809 million (€3,769 million at December 31, 2019) with a corresponding negative fair value of €443 million (a negative €310 million at December 31, 2019).
The decrease in the notional amount, equal to €960 million, mainly reflects the ordinary expiry of cross currency interest rate swaps in the amount of €470 million, the early termination of cross currency interest rate swaps in the amount of €294 million and developments in the exchange rate of the euro against the US dollar and the pound sterling.

The following table reports the impact on the statement of financial position of instruments hedging currency risk.

Millions of euro	Notional amount	Carrying amount	Fair value used to measure ineffectiveness in the year
At December 31, 2020			
Cross currency interest rate swaps	2,809	(443)	(431)
At December 31, 2019			
Cross currency interest rate swaps	3,769	(310)	(281)

The following table reports the impact on the statement of financial position of hedged items exposed to currency risk.

Millions of euro	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve	Fair value used to measure ineffectiveness in the year	Hedging reserve	Hedging costs reserve
	2020			2019		
Fixed-rate borrowings in foreign currency	407	(407)	(21)	283	(283)	(30)
Floating-rate borrowings in foreign currency	15	(15)	-	(2)	2	1
Total	**422**	**(422)**	**(21)**	**281**	**(281)**	**(29)**

The following table shows the impact of cash flow hedges on currency risk on profit or loss and on other comprehensive income.

Millions of euro	Total other comprehensive income (expense)	Ineffective portion recognized in profit or loss	Income statement item	Hedging costs	Amount reclassified from OCI to profit or loss	Income statement item
At December 31, 2020						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	(123)	-		8	123	Financial income
Floating-rate borrowings in foreign currency	(12)	-		-	12	Financial income
Total at December 31, 2020	**(135)**	**-**		**8**	**136**	
At December 31, 2019						
Fixed-rate borrowings in foreign currency	341	-		23	(329)	Financial income
Floating-rate borrowings in foreign currency	4	-		-	(10)	Financial income
Total at December 31, 2019	**345**	**-**		**23**	**(339)**	

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on currency risk.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives	**at Dec. 31, 2020**	2021	2022	2023	2024	2025	Beyond
Positive fair value	567	53	52	134	32	32	334
Negative fair value	(1,010)	(83)	(45)	(44)	(44)	(43)	(664)

34.1.2 Impact of cash flow hedge derivatives on equity gross of tax effects

Millions of euro	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion	Hedging costs	Gross change in fair value recognized in OCI	Gross change in fair value recognized in profit or loss	Gross change in fair value recognized in profit or loss – Ineffective portion
	at Dec. 31, 2020				at Dec. 31, 2019			
Interest rate hedges	-	(88)	9	-	-	(139)	11	-
Exchange rate hedges	17	(135)	136	-	23	345	(339)	-
Hedging derivatives	**17**	**(223)**	**145**	**-**	**23**	**206**	**(328)**	**-**

34.2 Derivatives at fair value through profit or loss

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives at FVTPL as at December 31, 2020 and December 31, 2019.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2020**	at Dec. 31, 2019
Derivatives at FVTPL on interest rates	**2,261**	**3,465**	**254**	**329**	**2,361**	**3,565**	**(342)**	**(410)**
Interest rate swaps	2,261	3,465	254	329	2,361	3,565	(342)	(410)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	**2,682**	**3,030**	**197**	**100**	**2,722**	**3,457**	**(199)**	**(111)**
Forwards	2,562	2,818	193	87	2,602	3,245	(195)	(96)
Cross currency interest rate swaps	120	212	4	13	120	212	(4)	(15)
Derivatives at FVTPL on other	**-**	**358**	**-**	**53**	**-**	**-**	**-**	**-**
Equity swaps	-	358	-	53	-		-	
Total derivatives at FVTPL	**4,943**	**6,853**	**451**	**482**	**5,083**	**7,022**	**(541)**	**(521)**

At December 31, 2020 the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates, exchange rates and other came to €10,026 million (€13,875 million at December 31, 2019) with a negative fair value of €90 million (a negative €39 million at December 31, 2019).

Interest rate swaps at the end of the year amounted to €4,622 million. They refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market (€2,361 million) and intermediated with those companies (€2,261 million).
The overall notional amount shows a decline of €2,408 million on the previous year. More specifically, the decline of €1,204 million in transactions with the market is mainly attributable to the following developments:

- the reclassification of a notional €1,000 million from "Financial liabilities - trading derivatives" to "Financial liabilities - cash flow hedge derivatives" in respect of interest rate swaps hedging a new bank loan obtained in 2020;
- €204 million in respect of interest rate swaps reaching their natural expiry date or decreasing as a result of amortization.

Forward contracts with the market, with a notional amount of €2,602 million (€3,242 million at December 31, 2019), relate mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the currency risk associated with the prices of energy commodities within the provisioning process of Group companies and matched with market transactions. They also hedge the expected cash flows in currencies other than the presentation currency connected with the acquisition of non-energy commodities and investment goods in the sectors of renewable energy sector and infrastructure and networks (new generation digital meters), the expected cash flows in currencies other than the euro connected with operating costs for the provision of cloud services and the expected cash flows in foreign currency in respect of interim dividends authorized by the subsidiaries. The change in the notional amount and the fair value as compared with the previous year is associated with normal operations.
Cross currency interest rate swaps, with a notional amount of €120 million (€212 million at December 31, 2019), relate to hedges of currency risk on the debt of the Group companies denominated in currencies

other than the euro and matched with market transactions. The decrease in the notional amount of cross currency interest rate swaps of €92 million is almost entirely due to cross currency interest rate swaps that reached their expiry date in June 2020.

35. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by the IFRS.
Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or paid to transfer a liability. The best estimate is the market price, i.e. its current price, publicly available and effectively traded on an active, liquid market.
The fair value of assets and liabilities is categorized into a fair value hierarchy that provides three levels defined as follows on the basis of the inputs to valuation techniques used to measure fair value:

- Level 1: quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities to which the Company has access at the measurement date;
- Level 2: inputs other than quoted prices included within Level 1 that are observable for the asset or liability, either directly (that is, as prices) or indirectly (that is, derived from prices);
- Level 3: inputs for the asset or liability that are not based on observable market data (that is, unobservable inputs).

In this note, the relevant disclosures are provided in order to assess the following:

- for assets and liabilities that are measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position after initial recognition, the valuation techniques and inputs used to develop those measurements; and
- for recurring fair value measurements using significant unobservable inputs (Level 3), the effect of the measurements on profit or loss or other comprehensive income for the year.

For this purpose:

- recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position at the end of each reporting period;
- non-recurring fair value measurements are those that the IFRSs require or permit in the statement of financial position in particular circumstances.

The fair value of derivative contracts is determined using the official prices for instruments traded on regulated markets. The fair value of instruments not listed on a regulated market is determined using valuation methods appropriate for each type of financial instrument and market data as of the close of the reporting period (such as interest rates, exchange rates, volatility), discounting expected future cash flows on the basis of the market yield curve and translating amounts in currencies other than the euro using exchange rates provided by World Markets Refinitiv (WMR) Company. For contracts involving commodities, the measurement is conducted using prices, where available, for the same instruments on both regulated and unregulated markets.

In accordance with the new IFRS, in 2013 the Company included a measurement of credit risk, both of the counterparty (Credit Valuation Adjustment or CVA) and its own (Debit Valuation Adjustment or DVA), in order to adjust the fair value of financial instruments for the corresponding amount of counterparty risk. More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are

observable on the market. Changes in the assumptions underlying the estimated inputs could have an effect on the fair value reported for such instruments.
The notional amount of a derivative contract is the amount on which cash flows are exchanged. This amount can be expressed as a value or a quantity (for example tons, converted into euros by multiplying the notional amount by the agreed price).
Amounts denominated in currencies other than the euro are translated into euros at the official exchange rates provided by World Markets Refinitiv (WMR) Company.
The notional amounts of derivatives reported here do not necessarily represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Company's credit risk exposure.
For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted instruments the fair value is determined using appropriate valuation techniques for each category of financial instrument and market data at the reporting date, including the credit spreads of Enel.

35.1 Assets measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current assets				Current assets			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2020	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2020	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on currency risk	34	567	-	567	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges		**567**	-	**567**	-	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	34	-	-	-	-	-	-	-	-
Total fair value hedges		-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	254	-	254	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	69	-	69	-	128	-	128	-
- other		-	-	-	-	-	-	5	-
Total fair value through profit or loss		**323**	-	**323**	-	**128**	-	**133**	-
TOTAL		**890**	-	**890**	-	**128**	-	**133**	-

35.2 Liabilities measured at fair value in the statement of financial position

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the statement of financial position, the fair value measurement at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		Non-current liabilities				Current liabilities			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2020	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2020	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	34	469	-	469	-	-	-	-	-
- on currency risk	34	970	-	970	-	40	-	40	-
Total cash flow hedges		**1,439**	**-**	**1,439**	**-**	**40**	**-**	**40**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	34	255	-	255	-	87	-	87	-
- on currency risk	34	69	-	69	-	131	-	131	-
Total fair value through profit or loss		**324**	**-**	**324**	**-**	**218**	**-**	**218**	**-**
TOTAL		**1,763**	**-**	**1,763**	**-**	**258**	**-**	**258**	**-**

35,3 Liabilities not measured at fair value in the statement of financial position

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the statement of financial position but for which the fair value shall be disclosed, the fair value at the end of the reporting period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements are categorized.

Millions of euro		LIABILITIES			
	Notes	Fair value at Dec. 31, 2020	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	32.2.1	5,804	5,804	-	-
- floating rate	32.2.1	1,047	52	995	-
Total		**6,851**	**5,856**	**995**	**-**
Bank borrowings:					
- fixed rate		-	-	-	-
- floating rate	32.2.1	1,398	-	1,398	-
Total		**1,398**	**-**	**1,398**	**-**
Non-bank financing:					
- under fixed-rate leases		2	-	2	-
Total		**2**	**-**	**2**	**-**
Loans from Group companies:					
- fixed rate	32.2.1	5,992	-	5,992	-
- floating rate		5,706	-	5,706	-
- under fixed-rate leases		-	-	-	-
Total		**11,698**	**-**	**11,698**	**-**
TOTAL		**19,949**	**5,856**	**14,093**	**-**

36. Share-based payments

Starting with 2019, the shareholders of Enel SpA have each year approved the adoption of long-term incentive plans for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code. Each of the incentive plans approved envisages, subject to the achievement of specific performance targets, the grant of ordinary shares of the Company (Shares) to the respective beneficiaries, as illustrated below.

2020 Long-Term Incentive Plan

On May 14, 2020, the Enel Shareholders' Meeting approved the Long-Term Incentive Plan for 2020 (2020 LTI Plan) for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all the necessary powers to implement the Plan.

More specifically, the beneficiaries of the 2020 LTI Plan are the Chief Executive Officer/General Manager of Enel and the managers of the Enel Group who occupy key positions directly responsible for corporate performance or considered of strategic interest. It provides for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a cash component and a stock component.

This incentive – determined, at the time of the award, on a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plan, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The 2020 LTI Plan also provides that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares in the amount of (i) up to 100% of the base value granted for the Chief Executive Officer/General Manager and (ii) up to 50% of the base value granted for the other beneficiaries.

The effective award of the incentive connected with the 2020 LTI Plan is subject to achievement of the following performance objectives in 2020-2022 (the performance period).

Performance targets	Weight
Enel's average TSR([2]) compared with the average TSR for the EURO STOXX Utilities - EMU index for the 2020-2022 period	50%
Cumulative ROACE in 2020-2022	25%
Consolidated net installed renewables capacity/Total consolidated net installed capacity at the end of 2022	15%
CO_2 emissions in grams per kWh equivalent generated by the Group in 2022 ([3])	10%

If these targets are achieved, 30% of the stock and cash components of the incentive will be paid to the beneficiaries in 2023 and the remaining 70% in 2024.

For more information on the 2020 LTI Plan, please see the information document prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the "Issuers Regulation"), which is available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com/) dedicated to the Shareholders' Meeting of May 14, 2020.

On July 29, 2020, the Board of Directors, in implementation of the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 14, 2020 and in compliance with the associated terms and conditions, approved the start of a program for the purchase of 1,720,000 treasury Shares supporting the 2020 LTI Plan, equivalent to about 0.017% of Enel's share capital. In the year from September 3 to October 28,

([2]) Average Total Shareholder Return (TSR) of Enel and the EURO STOXX Utilities - EMU index is calculated for the three months preceding the start and end of the performance period (January 1, 2020 - December 31, 2022) in order to neutralize any market volatility.
([3]) Emissions from generation by Group plants.

2020, the Company purchased that quantity of treasury Shares at a weighted average price of €7.4366 per Share for a total about €12,790,870. At the grant date of the Plan, 1,635,307 Shares were allotted.

2019 Long-Term Incentive Plan

On May 16, 2019, the Enel Shareholders' Meeting approved the Long-Term Incentive Plan for 2019 (2019 LTI Plan) for the management of Enel and/or its subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Civil Code, granting the Board of Directors all the necessary powers to implement the Plan.

The beneficiaries of the 2019 LTI Plan are also the Chief Executive Officer/General Manager of Enel SpA and the managers of the Enel Group who occupy key positions directly responsible for corporate performance or considered of strategic interest. It provides for the award to the beneficiaries of an incentive consisting of a stock component and a cash component.

This incentive – determined, at the time of the award, on a base value calculated in relation to the fixed remuneration of the individual beneficiary – may vary depending on the degree of achievement of each of the three-year performance targets by the Plan, ranging from zero up to a maximum of 280% or 180% of the base value in the case, respectively, of the Chief Executive Officer/General Manager or the other beneficiaries.

The 2019 LTI Plan also provides that, of the total incentive effectively vested, the bonus will be fully paid in Shares in the amount of (i) up to 100% of the base value granted for the Chief Executive Officer/General Manager and (ii) up to 50% of the base value granted for the other beneficiaries.

The effective award of the incentive connected with the 2019 LTI Plan is subject to achievement of the following performance objectives in 2019-2021 (the performance period).

Performance targets	Peso
Enel's average TSR([4]) compared with the average TSR for the EURO STOXX Utilities - EMU index for the 2019-2020 period	50%
Cumulative ROACE in 2019-2021	40%
CO_2 emissions in grams per kWh equivalent generated by the Group in 2021 ([5])	10%

If these targets are achieved, 30% of the stock and cash components of the incentive will be paid to the beneficiaries in 2022 and the remaining 70% in 2023.

For more information on the 2019 LTI Plan, please see the information document prepared pursuant to Article 84-*bis* of the CONSOB Regulation issued with Resolution no. 11971 of May 14, 1999 (the "Issuers Regulation"), which is available to the public in the section of Enel's website (www.enel.com/) dedicated to the Shareholders' Meeting of May 16, 2019.

On September 19, 2019, the Board of Directors, in implementation of the authorization granted by the Shareholders' Meeting of May 16, 2019 and in compliance with the associated terms and conditions, approved the start of a program for the purchase of Shares supporting the 2019 LTI Plan in the maximum amount of €10,500,000 for a maximum of 2,500,000 Shares: in the year from September 23 to December 2, 2019, the Company purchased treasury 1,549,152 Shares (equal to about 0.015% of share capital) at a weighted average price of €6.7779 per Share for a total about €10,499,999. At the grant date of the 2019 LTI Plan, 1,538,547 Shares were allotted.

As a result of the purchases to support the 2019 LTI Plan and the 2020 LTI Plan, at December 31, 2020 Enel held a total of 3,269,152 treasury Shares, equal to about 0.032% of share capital.

The main characteristics of the 2019 LTI Plan and the 2020 LTI Plan are given below.

([4]) Average Total Shareholder Return (TSR) of Enel and the EURO STOXX Utilities - EMU index is calculated for the three months preceding the start and end of the performance period (January 1, 2019 - December 31, 2021) in order to neutralize any market volatility.
([5]) Emissions from generation by Group plants.

Enel 2019 and 2020 share incentive plans

	Grant date	Performance period	Verification of target achievement	Award
2019 LTI Plan	12.11.2019[6]	2019-2021	2021[7]	2022-2023
2020 LTI Plan	17.09.2020[8]	2020-2022	2022[9]	2023-2024

The following information regards the equity instruments granted in 2019 and 2020:

	2020			2019		
	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award	Number of shares granted at the grant date	Fair value per share at the grant date	Number of shares potentially available for award
2019 LTI Plan	-	-	1,529,182	1,538,547	6.983	1,538,547
2020 LTI Plan	1,635,307	7.380	1,635,307			

The fair value of those equity instruments is measured on the basis of the market price of Enel shares at the grant date.[10]

The cost of the Plan is determined with reference to the fair value of the equity instruments assigned during the year and is recognized over the duration of the vesting period in equity reserves.

The total costs recognized by the Group through profit or loss amounted to €5 million in 2020 (€0.3 million in 2019).

There have been no terminations or amendments involving the 2019 LTI Plan or the 2020 LTI Plan.

[6] The date refers to the meeting of the Board of Directors which approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal of the Nomination and Compensation Committee at its meeting of November 11, 2019).
[7] On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2021, the Company will proceed to verify the level of achievement of the performance objectives of the 2019 LTI Plan.
[8] The date refers to the meeting of the Board of Directors which approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries (taking account of the proposal of the Nomination and Compensation Committee at its meeting of September 16, 2020).
[9] On the occasion of the approval of the consolidated financial statements of the Enel Group at December 31, 2022, the Company will verify the level of achievement of the performance targets for the 2020 LTI Plan.
[10] With regard to the 2019 LTI Plan, the grant date refers to November 12, 2019, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors which approved the procedures and timing for granting the 2019 LTI Plan to the beneficiaries.
With regard to the 2020 LTI Plan, the grant date refers to September 17, 2020, i.e. the date of the meeting of the Board of Directors which approved the procedures and timing for granting the 2020 LTI Plan to the beneficiaries.

37. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of the IFRS and the applicable CONSOB measures.

The transactions Enel SpA entered into with its subsidiaries mainly involved the provision of services, the sourcing and employment of financial resources, insurance coverage, human resource management and organization, legal and corporate services, and the planning and coordination of tax and administrative activities.

All the transactions are part of routine operations, are carried out in the interest of the Company and are settled on an arm's length basis, i.e. on the same market terms as agreements entered into between two independent parties.

Finally, the Enel Group's corporate governance rules, which are discussed in greater detail in the Report on Corporate
Governance and Ownership Structure available on the Company's website (www.enel.com), establish conditions for ensuring that transactions with related parties are performed with transparency and procedural and substantive propriety.

With regard to disclosures on the remuneration of key management personnel, provided for under IAS 24, please see Section I "Remuneration Policy for the Members of the Board of Directors, the General Manager, the Executives with Strategic Responsibilities and the Members of the Board of Statutory Auditors. Procedures for the Adoption and Implementation of the Policy" of the Remuneration Report published on the Enel website at https://www.enel.com/investors/governance/remuneration.

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved (and subsequently updated) a procedure governing the approval and execution of transactions with related parties carried out by Enel SpA directly or through subsidiaries. The procedure (available at www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties) sets out rules designed to ensure the transparency and procedural and substantive propriety of transactions with related parties. It was adopted in implementation of the provisions of Article 2391-*bis* of the Italian Civil Code and the implementing regulations issued by CONSOB. In 2020, no transactions were carried out for which it was necessary to make the disclosures required in the rules on transactions with related parties adopted with CONSOB Resolution no. 17221 of March 12, 2010, as amended.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

100

Commercial and other relationships

2020

Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2020	2020		2020	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Codensa SA ESP	1	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Banat SA	6	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Dobrogea SA	5	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
Edistribución Redes Digitales SL	8	3	-	-	-	7
e-distribuzione SpA	119	67	-	-	-	25
Emgesa SA	-	-	-	-	-	1
Endesa Energía SA	3	3	-	1	-	3
Endesa Generación SA	2	1	-	-	-	3
Endesa Medios y Sistemas SL	1	-	-	1	-	1
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	-	-	-	-	-	1
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	-
Endesa SA	6	2	-	-	-	7
Enel Américas SA	43	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	42	1	-	1	-	11
Enel Chile SA	4	-	-	-	-	1
Enel Distribución Chile SA	6	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	3	-	-	-	-	1
Enel Energie SA	1	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	24	26	-	-	-	9
Enel Finance America LCC	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Chile SA	2	-	-	-	-	2
Enel Generacion Costanera SA	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Perú SAA	3	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	8	6	-	3	-	1
Enel Global Services Srl	14	5	-	63	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	4	1	-	1	-	-
Enel Global Trading SpA	32	4	-	-	-	1
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	1
Enel Green Power Hellas SA	6	-	-	-		1
Enel Green Power Italia Srl	6	1	-	-	-	5
Enel Green Power North America Inc.	2	-	-	-	-	2
Enel Green Power Romania Srl	1	1	-	-	-	1
Enel Green Power Rus LLC	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	7	22	-	3	-	7
Enel Iberia SLU	476	5	-	3	-	1
Enel Innovation Hubs Srl	-	6	-	7	-	-
Enel Italia SpA	16	7	-	27	-	2
Enel North America Inc.	5	1	-	-	-	3
Enel Produzione SpA	43	20	-	-	-	4
Enel Romania Srl	4	2	-	-	-	2
Enel Russia PJSC	7	1	-	-	-	1
Enel Servizi Comune SA	1	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	-	-	-	-	-	1
Enel X Italia Srl	-	-	-	-	-	1

Enel X Mobility Srl	-	2	-	-	-	-
Enel X Srl	2	5	-	-	-	4
Enel si Srl	-	2	-	-	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	-
Rusenergosbyt LLC	1	-	-	-	-	1
Servizio Elettrico Nazionale SpA	12	21	-	-	-	2
Slovenské elektrárne AS	13	-	-	-	-	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	-	-	1
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**969**	**216**	**-**	**110**	**-**	**126**
Other related parties						
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	1
GSE	1	-	-	-	-	-
Total	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTAL	**971**	**216**	**-**	**110**	**-**	**127**

2019

			Costs		Revenue	
Millions of euro	Trade receivables	Trade payables	Goods	Services	Goods	Services
	at Dec. 31, 2019	**at Dec. 31, 2019**	**2019**		**2019**	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
E-Distribuţie Banat SA	5	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
E-Distribuţie Muntenia SA	9	-	-	-	-	1
e-distribuzione SpA	197	6	-	-	-	23
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	3	-	-	-	6
Endesa Energía SA	3	2	-	1	-	2
Endesa Generación SA	-	1	-	1	-	1
Endesa Red SA	2	-	-	-	-	-
Endesa SA	7	4	-	-	-	3
Enel Américas SA	69	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	33	-	-	-	-	10
Enel Chile SA	23	-	-	-	-	2
Enel Distribución Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	40	54	-	-	-	10
Enel Generación Chile SA	4	-	-	-	-	2
Enel Generación Costanera SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	3	5	-	3	-	1
Enel Global Thermal Generation Srl	1	3	-	2	-	-
Enel Global Trading SpA	1	33	-	-	-	2
Enel Green Power Chile SA	2	-	-	-	-	-
Enel Green Power España SL	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas	4	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	1
Enel Green Power Romania Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	13	2	-	1	-	13
Enel Iberia SLU	476	4	-	3	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	-	-	4	-	-
Enel Italia SpA	25	10	-	70	-	9
Enel Produzione SpA	106	3	-	-	-	6

Enel Romania Srl	4	2	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	13	-	-	-	-	3
Enel Sole Srl	(1)	6	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	2	9	-	-	-	-
Enel X Srl	3	4	-	-	-	3
Enel.si Srl	-	2	-	-	-	-
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	2	-	-	-	-	1
Rusenergosbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	7	50	-	-	-	3
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	1	-	1	-	1
Vektör Enerji Üretim AŞ	8	-	-	-	-	-
Total	**1,132**	**207**	**-**	**86**	**-**	**111**
Other related parties						
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
GSE	1	1	-	-	-	-
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	1	-	-
Total	2	2	-	1	-	2
TOTAL	**1,134**	**209**	**-**	**87**	**-**	**113**

Financial relationships

2020

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2020				2020	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
E-Distribuţie Banat SA	-	-	-	-	-	95
E-Distribuţie Dobrogea SA	-	-	-	-	-	54
E-Distribuţie Muntenia SA	-	-	-	-	-	256
e-distribuzione SpA	12	-	4,115	-	14	-
Empresa Propietaria de la Red SA	-	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	440
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	185
Enel Energia SpA	4	-	1,379	-	4	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	14
Enel Finance America LLC	-	-	1,251	-	1	-
Enel Finance International NV	63	13,532	39,044	254	186	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	39	-	23	-	1	-
Enel Global Services Srl	226	-	2	3	9	-
Enel Global Thermal Generation Srl	79	-	7	-	-	-
Enel Global Trading SpA	188	186	1,506	209	349	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	1	-	33	-	-	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltd	82	-	2,523	-	(4)	-
Enel Green Power Chile SA	-	-	1	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	3	-	133	-	2	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	7	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	60	-	1	-
Enel Green Power Italia Srl	2	-	634	-	2	-
Enel Green Power International BV	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	71	-	2,150	-	33	-
Enel Green Power Panama SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Perú SA	19	-	87	-	7	-
Enel Green Power Romania Srl	1	-	29	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	31	-	-	-	9	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power South Africa	-	-	876	-	-	-
Enel Green Power SpA	28	177	847	19	24	667
Enel Holding Finance Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Iberia SLU	-	-		-	-	983
Enel Innovation Hubs Srl	-	19	1	-	-	-
Enel Italia SpA	255	1,495	2,019	4	80	392
Enel North America Inc.	29	-	11,686	-	29	-
Enel Produzione SpA	6	-	1,214	-	8	-
Enel Rinnovabili Srl	-	897	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	20
Enel Sole Srl	1	-	296	-	1	-
Enel X international Srl	30	-	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	-	2	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	-	53	-	-	-
Enel X North America Inc.	1	-	36	-	-	-
Enel X Polska Sp. Zo.o.	-	-	16	-	-	-
Enel X Srl	241	-	-	-	1	-

Enel X UK Limited	-	-	9	-	-	-
Enel.si Srl	1	-	15	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	-	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	5	-	-	-
Nuove Energie Srl	16	-	85	-	1	-
OpEn Fiber SpA	295	-	16	-	13	-
Parque Eólico Pampa SA	1	-	20	-	1	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Servizio Elettrico Nazionale SpA	6	-	1,197	-	6	-
Total	**1,731**	**16,328**	**71,435**	**489**	**778**	**3,148**
TOTAL	**1,731**	**16,328**	**71,435**	**489**	**778**	**3,148**

2019

Millions of euro	Loan assets	Borrowings	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2019				**2019**	
Subsidiaries, joint ventures and associates						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	163	53	4,476	16	104	1,507
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	270
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	175
Enel Energia SpA	8	2,291	1,946	-	8	1,698
Enel Finance America LLC	-	-	751	-	-	-
Enel Finance International NV	148	11,307	38,584	207	162	-
Enel Global Infrastructure and Networks Srl	26	-	17	-	1	-
Enel Global Thermal Generation Srl	24	-	-	-	-	-
Enel Global Trading SpA	30	230	1,631	160	114	-
Enel Green Power South Africa	-	-	1,088	-	-	-
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	-	-	35	-	-	-
Enel Green Power Brasil Participações Ltd	85	-	3,370	-	45	-
Enel Green Power Chile SA	-	-	2	-	-	-
Enel Green Power Colombia SAS	-	-	201	-	1	-
Enel Green Power Costa Rica SA	-	-	8	-	-	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	1	-	-
Enel Green Power Hellas SA	-	-	93	-	1	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	37	-	2,720	-	37	-
Enel Green Power North America Inc.	36	-	9,082	-	20	-
Enel Green Power Panama SA	-	-	3	-	-	-
Enel Green Power Perú SA	13	-	106	-	8	-
Enel Green Power Romania Srl	-	-	30	-	-	-
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	22	-	-	-	11	-
Enel Green Power RUS LLC	-	-	50	-	-	-
Enel Green Power SpA	267	-	1,679	12	49	237
Enel Holding Finance Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Iberia SLU	-	-	-	-	-	1,245
Enel Innovation Hubs Srl	-	23	1	-	-	-
Enel Italia SpA	3	42	254	3	5	15
Enel Produzione SpA	658	7	1,548	46	42	245
Enel Russia PJSC	-	-	-	-	-	39
Enel Sole Srl	1	16	335	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel X North America Inc.	-	-	37	-	-	-
Enel X international Srl	8	-	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	19	6	-	-	-
Enel X Mobility Srl	-	56	53	-	-	-
Enel X Polska Sp. Zo.o.	-	-	11	-	-	-
Enel X Srl	174	-	-	-	1	-

Enel X UK Limited	-	-	13	-	-	-
Enel.si Srl	23	-	19	-	1	-
Enelpower SpA	-	34	-	-	-	-
EnerNOC Ireland Limited	-	-	8	-	-	-
Nuove Energie Srl	12	-	85	-	1	-
OpEn Fiber SpA	207	-	19	-	10	-
Parque Eólico Pampa	-	-	22	2	4	-
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	41
Servizio Elettrico Nazionale SpA	146	-	1,217	-	6	75
TOTAL	**2,091**	**14,083**	**69,507**	**447**	**632**	**5,547**

The impact of transactions with related parties on the statement of financial position, income statement and statement of cash flows is reported in the following tables.

Impact on the statement of financial position

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	at Dec. 31, 2020			at Dec. 31, 2019		
Assets						
Derivatives - non-current	890	319	35.8%	945	332	35.1%
Other non-current financial assets	280	270	96.4%	200	191	95.5%
Other non-current assets	128	108	84.4%	127	118	92.9%
Trade receivables	241	242	-	255	257	-
Derivatives - current	128	118	92.2%	143	16	11.2%
Other current financial assets	2,650	1,024	38.6%	2,883	1,552	53.8%
Other current assets	661	621	93.9%	796	759	95.4%
Liabilities						
Long-term borrowings	17,297	11,157	64.5%	14,206	6,095	42.9%
Derivatives - non-current	1,763	4	0.2%	1,536	9	0.6%
Other non-current liabilities	19	8	42.1%	21	8	38.1%
Short-term borrowings	5,303	5,057	95.4%	8,367	7,834	93.6%
Trade payables	92	50	54.3%	84	41	48.8%
Derivatives - current	258	11	4.3%	183	76	41.5%
Other current financial liabilities	228	53	23.2%	234	23	9.8%
Other current liabilities	2,154	158	7.3%	2,209	160	7.2%

Impact on the income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2020			2019		
Revenue	128	127	99.2%	114	113	99.1%
Services and other operating costs	302	110	36.4%	261	86	33.0%
Income from equity investments	3,148	3,148	100.0%	5,548	5,547	100.0%
Financial income from derivatives	1,144	557	48.7%	1,003	369	36.8%
Other financial income	447	221	49.4%	273	263	96.3%
Financial expense from derivatives	1,472	337	22.9%	925	313	33.8%
Other financial expense	700	152	21.7%	775	134	17.3%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2020			2019		
Cash flows from (used in) operating activities	4,500	(203)	-4.5%	3,995	(1,098)	-27.5%
Cash flows (used in) investing/disinvesting activities	(3,674)	(5,226)	142.25%	(2,399)	(2,351)	98.0%
Cash flows (used in) financing activities	(2,852)	(5,051)	-	550	578	-

38. Government grants - Disclosure pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017

Pursuant to Article 1, paragraphs 125-129, of Law 124/2017 as amended, the following provides information on grants received from Italian public agencies and bodies, as well as donations by Enel SpA and the fully consolidated subsidiaries to companies, individuals and public and private entities. The disclosure comprises: (i) grants received from Italian public entities/State entities; and (ii) donations made by Enel SpA and Group subsidiaries to public or private parties resident or established in Italy.

The following disclosure includes payments in excess of €10,000 made by the same grantor/donor during 2020, even if made through multiple financial transactions. They are recognized on a cash basis.

Pursuant to the provisions of Article 3-*quater* of Decree Law 135 of December 14, 2018, ratified with Law 12 of February 11, 2019, for grants received, please refer to the information contained in the National Register of State Aid referred to in Article 52 of Law 234 of December 24, 2012.

As far as donations made are concerned, the material cases are listed below.

Euro

Beneficiary	Amount	Description of donation
Elettrici senza frontiere Onlus	40,000	Donation for development energy
Enel Cuore Onlus	1,000,000	2020 donation
European University Institute	105,000	Donation to support research
Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	650,000	2020 donation for cultural projects
Fondazione Centro Studi Enel	50,000	2020 donation
Fondazione MAXXI	600,000	2020 donation for cultural projects
Fondazione Teatro del Maggio Musicale	400,000	2020 donation for cultural projects
OECD International Energy Agency (IEA)	150,000	2019 and 2020 donation
Responsible Business Alliance Foundation	50,000	2020 donation
Stichting Global Reporting Initiative	40,000	2020 donation
Università Commerciale Luigi Bocconi	130,000	Donation to support study grants
Total	**3,215,000**	

39. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2020	at Dec. 31, 2019	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	18	25	(7)
- subsidiaries	71,735	69,507	2,228
Total	**71,753**	**69,532**	**2,221**

Sureties granted to third parties essentially regard a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) in an amount equivalent to €18 million, acquired following the merger of Enel South America into Enel SpA in 2017.

Other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

> €36,305 million issued on behalf of Enel Finance International NV securing bonds issued in European and other international markets;

- €11,686 million on behalf of Enel North America Inc.;
- €6,580 million issued on behalf of various companies controlled by Enel Green Power for the development of new projects under the business plan;
- €3,448 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione SpA, Enel Produzione SpA, Enel Green Power SpA, Enel Green Power Italia Srl, Enel Green Power Perú Ltd, Enel Sole Srl and Enel X Mobility Srl;
- €2,739 million on behalf of Enel Finance International NV to secure the Euro commercial paper program;
- €955 million on behalf of the US company Enel Finance America LLC to secure the commercial paper program on the US market;
- €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione SpA, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Servizio Elettrico Nazionale for obligations under the electricity purchase contract;
- €939 million issued to INPS on behalf of various Group companies whose employees elected to participate in the structural staff reduction plan (Article 4 of Law 92/2012);
- €583 million issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel Italia SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel Green Power Italia Srl and Enel Sole Srl;
- €786 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione SpA, Enel Global Trading SpA, Enel Produzione SpA, Enel X Italia Srl, Enel Green Power Italia Srl and Enel Energia, in respect of agreements for electricity transmission services;
- €306 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Global Trading SpA, Enel.si Srl, Enel Produzione SpA and Nuove Energie Srl for gas transport capacity;
- €300 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Global Trading SpA and Enel Produzione SpA;
- €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Global Trading SpA for electricity purchases;
- €50 million issued to E.ON Energy Trading on behalf of Enel Global Trading SpA for trading on the electricity market;
- €32 million issued to Wingas GmbH & CO.KG on behalf of Enel Global Trading SpA for the supply of gas;
- €37 million issued on behalf of Enel Italia SpA to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;
- €4,383 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2019, the increase in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries mainly reflects the increase in commercial paper programs in line with the Company's liquidity targets.

In its capacity as the Parent, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

40. Contingent assets and liabilities

Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding

On May 11, 2017, the Competition Authority announced the beginning proceedings for alleged abuse of a dominant position against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), with the concomitant performance of inspections. The proceeding was initiated on the basis of complaints filed by the Italian Association of Energy Wholesalers and Traders (AIGET) and the company Green Network SpA (GN), as well as a number of complaints from individual consumers. According to the charges filed by the Competition Authority, the Enel Group, as an integrated participant in the distribution and sale of power on the regulated market and at a crucial phase of the liberalization of retail markets for residential and non- residential low-voltage customers, engaged in an exclusionary strategy, using a series of non-replicable commercial stratagems capable of hindering its non-integrated competitors to the benefit of the Group's company operating on the free market (EE).

On December 20, 2018 the Competition Authority issued its final ruling, subsequently notified to the parties on January 8, 2019, with which it levied a fine on Enel SpA, SEN and EE of €93,084,790.50, for abuse of a dominant position in violation of Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU). The disputed conduct consisted in the adoption of a strategy to exclude competitors from the free market for retail power supply on the part of the Group's operating companies, in particular EE, who used the privacy consent given by consumers to channel their offers within the Group in order to contact SEN customers who were still being served on the regulated market.

With regard to other allegations made with the measure to initiate the proceeding, concerning the organization and performance of sales activities at physical locations (Enel Points and Enel Point Partner Shops) and winback policies reported by GN, the Competition Authority reached the conclusion that the preliminary findings did not provide sufficient evidence of any abusive conduct on the part of Enel Group companies.

The companies involved filed an appeal to void the ruling before the Lazio Regional Administrative Court. The decision of that court, filed on October 17, 2019, partially upheld the appeals filed by SEN and EE, declaring that the abusive conduct had been engaged in for a period of 1 year and 9 months, rather than the original period of 5 years and 5 months referred to in the penalty ruling of the Competition Authority and requiring that authority to recalculate the penalty in accordance with the criteria specified in the ruling. At the same time, the Regional Administrative Court denied Enel's appeal concerning solely the reasons for the alleged joint and several liability of the Parent with SEN and EE, therefore without an autonomous financial impact on the recalculation of the penalty. With a measure November 27, 2019, the Competition Authority set the recalculated penalty at €27,529,786.46.

The rulings of the Regional Administrative Court were challenged on appeal before the Council of State by the three Enel Group companies and a precautionary request was presented to the Council of State asking for the suspension of the measure for recalculating the penalty levied by the Competition Authority. At the pre-trial hearing, held on February 20, 2020, this petition was not discussed in consideration of the supervening action of the Council of State to set a date for the hearing of the arguments in the dispute for May 21, 2020.

With an order of July 20, 2020, the Council of State (accepting a subordinate petition from the counsel defending the three companies), after the joinder of the three judgments, suspended the ruling and ordered that the issue be submitted for a preliminary ruling before the Court of Justice of the European Union (CJEU) pursuant to Article 267 of the TFEU, formulating a number of questions aimed at clarifying the interpretation of the concept of "abuse of a dominant position" to be applied to the present case. On September 11 and 18, 2020, the CJEU notified EE and SEN and Enel, respectively, of the initiation of a

proceeding pursuant to Article 267 of the TFEU. The companies then filed briefs and are now waiting for the proceeding to continue.
Pending the opening of the proceedings before the CJEU, Enel, EE and SEN filed an additional precautionary petition to the Council of State asking for the suspension of the enforceability of the contested ruling of the Regional Administrative Court and the measure recalculating the penalty.
Following the precautionary hearing on November 11, 2020, with three separate orders with identical content – published on November 16 – the Council of State granted the request for suspension filed by the Enel companies and, as a guarantee of payment of the penalty in the event of an unfavorable final ruling for Enel, required the issue of a first demand surety in favor of the Competition Authority in an amount equal to that of the penalty suspended with the precautionary orders.
Subsequently, with a separate ruling, the Council of State also set the date of the final trial session of the appeal for November 11, 2021, believing that the suspended proceeding could be resumed by that date.
The Company is therefore still awaiting the final decision.

BEG litigation

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA in Italy, Enelpower SpA obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the claim for damages with regard to alleged breach by Enelpower of an agreement concerning the construction of a hydroelectric power station in Albania. Subsequently, BEG, acting through its subsidiary Albania BEG Ambient Shpk (ABA), an Albanian company, filed suit against Enelpower and Enel SpA concerning the matter, obtaining a ruling from the District Court of Tirana, upheld by the Albanian Court of Cassation, ordering Enelpower and Enel to pay tortious damages of about €25 million for 2004 as well as an unspecified amount of tortious damages for subsequent years. Following the ruling, ABA demanded payment of more than €430 million from Enel.
With a ruling of June 16, 2015, the first level of adjudication was completed in the additional suit lodged by Enelpower and Enel with the Court of Rome asking the Court to ascertain the liability of BEG for having evaded compliance with the arbitration ruling issued in Italy in favor of Enelpower through the legal action taken by ABA. With this action, Enelpower and Enel asked the Court to find BEG liable and order it to pay damages in the amount that they could be required to pay to ABA in the event of the enforcement of the ruling issued by the Albanian courts. With the ruling, the Court of Rome found that BEG did not have standing to be sued, or alternatively, that the request was not admissible for lack of an interest for Enel and Enelpower to sue, as the Albanian ruling had not yet been declared enforceable in any court. The Court ordered the setting off of court costs. Enel and Enelpower appealed the ruling before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned in full. The hearing scheduled for February 18, 2021 was postponed until November 11, 2021.

On November 5, 2016, Enel and Enelpower filed a petition with the Albanian Court of Cassation, asking for the ruling issued by the District Court of Tirana on March 24, 2009 to be voided. The proceeding is still pending.

Proceedings undertaken by Albania BEG Ambient Shpk (ABA) to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

ABA had initiated two proceedings requesting recognition and enforcement of the Albanian ruling before the courts of the State of New York and Ireland, which both ruled in favor of Enel and Enelpower, respectively, on February 23 and February 26, 2018. Accordingly, there are no lawsuits pending in Ireland or New York State.

France

In February 2012, ABA filed suit against Enel and Enelpower with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris (TGI) in order to render the ruling of the Albanian court enforceable in France. Enel SpA and Enelpower SpA challenged the suit.

Following the beginning of the case before the TGI, again at the initiative of ABA, between 2012 and 2013 Enel France was served with two "*Saise Conservatoire de Créances*" (orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel in respect of Enel France.

On January 29, 2018, the TGI issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying ABA the recognition and enforcement of the Tirana court's ruling in France for lack of the requirements under French law for the purposes of granting *exequatur*. Among other issues, the TGI ruled that: (i) the Albanian ruling conflicted with an existing decision, in this case the arbitration ruling of 2002 and that (ii) the fact that BEG sought to obtain in Albania what it was not able to obtain in the Italian arbitration proceeding, resubmitting the same claim through ABA, represented fraud. ABA appealed the ruling. The hearing before the Paris Court of Appeal was held on February 2, 2021 and a ruling is pending.

The Netherlands

At the end of July 2014, ABA filed suit with the Court of Amsterdam to render the ruling of the Albanian court enforceable in the Netherlands. On June 29, 2016, the court filed its judgment, which: (i) ruled that the Albanian ruling meet the requirements for recognition and enforcement in the Netherlands; (ii) ordered Enel and Enelpower to pay €433,091,870.00 to ABA, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied ABA's request to declare the ruling provisionally enforceable.

On June 29, 2016, Enel and Enelpower filed appeals against the first-level ruling of the Court of Amsterdam issued on the same date. On September 27, 2016, ABA also appealed the court's ruling of June 29, 2016, to request the reversal of its partial loss on the merits. On April 11, 2017, the Amsterdam Court of Appeal granted the request of Enel and Enelpower to join to two pending appeals.

In a ruling of July 17, 2018, the Amsterdam Court of Appeal upheld the appeal advanced by Enel and Enelpower, ruling that the Albanian judgment cannot be recognized and enforced in the Netherlands. The Court of Appeal found that the Albanian decision was arbitrary and manifestly unreasonable and therefore contrary to Dutch public order. For these reasons, the court did not consider it necessary to analyze the additional arguments of Enel and Enelpower.

The proceeding before the Court of Appeal continued with regard to the subordinate question raised by ABA in the appeal proceedings, with which it is asking the court to rule on the merits of the dispute in Albania and in particular the alleged non-contractual liability of Enel and Enelpower in the failure to build the plant in Albania. On December 3, 2019, the Amsterdam Court of Appeal issued a ruling in which it quashed the trial court judgment of June 29, 2016, rejecting any claim made by ABA. The Court came to this conclusion after affirming its jurisdiction over ABA's subordinate claim and re-analyzing the merits of the case under Albanian law. Enel and Enelpower are therefore not liable to pay any amount to ABA, which was in fact ordered by the Court of Appeal to reimburse the appellant companies for the losses incurred in illegitimate conservative seizures, to be quantified as part of a specific procedure, and the costs of the trial and appeal proceedings. On March 3, 2020, ABA filed an appeal with the Supreme Court of the Netherlands against the ruling of the Court of Appeal. On April 3, 2020, Enel and Enelpower appeared before the Supreme Court. Following the exchange of briefs between the parties, on July 17, 2020 the Supreme Court ordered the Advocate General to issue an opinion on the case. On February 5, 2021, the Advocate General issued an opinion favorable to Enel and Enelpower, calling for the denial the appeal filed by ABA. On February 19, 2021, ABA submitted a response to the opinion of the Advocate General. The issuance of the decision is pending.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of ABA, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for the precautionary attachment of any receivables of Enel SpA.
In parallel ABA filed a claim to obtain enforcement of the ruling of the Court of Tirana in that country. The proceeding is still under way and briefs are being exchanged between the parties. No ruling has been issued.

Kino arbitration - Mexico

On September 16, 2020, Kino Contractor SA de Cv, Kino Facilities Manager SA de Cv and Enel SpA were notified of a request for arbitration filed by Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv and Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (together, "Project Companies") in which the Project Companies alleged the violation (i) by Kino Contractor of certain provisions of the EPC Contract and (ii) by Kino Facilities of certain provisions of the Asset Management Agreement, both contracts concerning solar projects owned by the three companies filing for arbitration.
Enel SpA – which is the guarantor of the obligations of Kino Contractor and Kino Facilities deriving from the above contracts – has also been called into the arbitration proceeding, but without specific claims being filed against it
The Project Companies, in which Enel Green Power SpA is a non-controlling shareholder, are controlled by Caisse de Dépôt et Placement du Québec and CKD Infraestructura México SA de Cv. The proceeding is in the preliminary phase and the formation of the arbitration panel is in progress. The claim is provisionally quantified at about $140 million, while the Project Companies provisionally quantified their claim at about $15.4 million.

41. Future accounting standards

The following provides a list of accounting standards, amendments and interpretations that will take effect for the Company after December 31, 2020.

- *"Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions"*, issued on May 28, 2020 in order to permit lessees to not account for rent concessions (rent payment holidays, deferral of lease payments, reductions in rent for a period of time, possibly followed by rent increases in future periods) as lease modifications if they are a direct consequence of the COVID-19 pandemic and meet certain conditions. According to IFRS 16, a lease modification is a change in the scope of a lease, or the consideration for a lease, that was not part of the original terms and conditions of the lease. Accordingly, rent concessions would represent lease modifications unless they were provided for in the original lease agreement. The amendment applies only to lessees, while lessors are required to apply the current provisions of IFRS 16. The amendment, which applies retrospectively for annual reporting periods beginning on or after June 1, 2020, was not applied early by the Company.
- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", issued in January 2020. The amendments regard the provisions of IAS 1 concerning the presentation of liabilities. More specifically, the changes clarify:
  - the criteria to adopt in classifying a liability as current or non-current, specifying the meaning of right of an entity to defer settlement and that that right must exist at the end of the reporting period;
  - the classification is unaffected by the intentions or expectations of management about when the entity will exercise its right to defer settlement of a liability;
  - that the right to defer exists if and only if the entity satisfies the terms of the loan at the end of the reporting period, even if the creditor does not verify compliance until later; and
  - that settlement regards the transfer to the counterparty of cash, equity instruments, other assets or services.

  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023, with earlier application permitted.
- "*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*" issued in May 2020. The amendments are intended to replace a reference to the definitions of assets and liabilities provided by the *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting* issued in March 2018 (*Conceptual Framework*) without significantly changing its provisions.
  The amendments also add to IFRS 3 a requirement that, for transactions and other events within the scope of "IAS 37 - Provisions", contingent liabilities and contingent assets or "IFRIC 21 - Levies", an acquirer applies IAS 37 or IFRIC 21 (instead of the *Conceptual Framework*) to identify the liabilities it has assumed in a business combination.
  Finally, the amendments clarify the existing guidelines in IFRS 3 for contingent assets acquired in a business combination, specifying that, if it is not sure that an asset exists at the acquisition date, the contingent asset shall not be recognized.
  The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022.
- "*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*", issued in May 2020. The amendments prohibit a company from deducting from the cost of property, plant and equipment amounts received from selling items produced while the company is preparing the asset for its intended use. Instead, a company will recognize such sales proceeds and related cost in profit or loss. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.

> "*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*", issued in May 2020. The amendments specify which costs an entity includes in determining the cost of fulfilling a contract for the purpose of assessing whether the contract is onerous. To this end, the cost of fulfilling a contract comprises the costs that relate directly to the contract. These consist of the incremental costs of fulfilling that contract or an allocation of other costs that relate directly to fulfilling contracts. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.

> "*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*", issued in May 2020. The document mainly comprises amendments to the following standards:

- "*IFRS 1 - First-Time Adoption of International Financial Reporting Standards*"; the amendment simplifies the application of IFRS 1 by an investee (subsidiary, associate or joint venture) that becomes a first-time adopter of IFRS Standards after its parent has already adopted them. More specifically, if the investee adopts the IFRSs after its parent and applies IFRS 1.D16 (a), then the investee can elect to measure the cumulative translation differences for all foreign operations at the amounts that would be included in the parent's consolidated financial statements, based on parent's date of transition to the IFRSs;
- "*IFRS 9 - Financial Instruments*"; with regard to fees included in the '10 per cent' test for derecognition of financial liabilities, the amendment clarifies the fees that an entity includes when assessing whether the terms of a new or modified financial liability are substantially different from the terms of the original financial liability. In particular, these include only fees paid or received between the borrower and the lender, including fees paid or received by either the borrower or lender on the other's behalf;
- "*IFRS 16 - Leases*"; the International Accounting Standards Board amended Illustrative Example 13 accompanying "IFRS 16 - Leases". Specifically, the amendment eliminates the potential for confusion in the application of IFRS 16 created by the way in which Illustrative Example 13 had illustrated the requirements for lease incentives. The example had included a reimbursement relating to leasehold improvements without explaining whether the reimbursement qualified as a lease incentive. The amendment removes the illustration of a reimbursement relating to leasehold improvements from the example.

The amendments shall be applied prospectively, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2022. Early application is permitted.

> "*Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2*", issued in August 2020. The amendments supplement those issued in 2019 (*Interest Rate Benchmark Reform - Phase 1*) and address issues that could affect financial reporting after a benchmark has been reformed or replaced with an alternative benchmark rate. The objectives of the Phase 2 amendments are to assist companies: (i) in applying the IFRSs when changes occur in contractual cash flows or hedging relationships due to the reform of the benchmarks for determining interest rates; and (ii) in providing information to users of financial statements.

In addition, when the Phase 1 exemptions cease to apply, companies are required to amend the documentation of hedging relationship to reflect the changes required under the IBOR reform by the end of the year in which the changes are made (such changes do not constitute the discontinuation of the hedging relationship). When the description of a hedged element in the documentation of the hedging relationship is changed, the amounts accumulated in the hedging reserve shall be considered to be based on the alternative benchmark rate on the basis of which the future hedged cash flows will be determined.

The amendments will require providing additional disclosures about the entity's exposure to the risks arising from the interest rate benchmark reform and related risk management activities.

The amendments will take effect for annual periods beginning on or after January 1, 2021. Early application is permitted.

- *"Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies"*, issued in February 2021. The amendments are intended to support entities in deciding which accounting policies to disclose in the separate financial statements. The amendments to IAS 1 require companies to disclose their material accounting policy information rather than their significant accounting policies. A guide on how to apply the concept of materiality to disclosures on accounting policies is provided in the amendments to IFRS Practice Statement 2. The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023. Early application is permitted.
- *"Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates"*, issued in February 2021. The amendments clarify how companies should distinguish changes in accounting policies from changes in accounting estimates. The definition of changes in accounting estimates has been replaced with a definition of accounting estimates as "monetary amounts in financial statements that are subject to measurement uncertainty". The amendments will take effect, subject to endorsement, for annual periods beginning on or after January 1, 2023. Early application is permitted.

The Company is assessing the potential impact of the future application of the new provisions.

42. Events after the reporting date

Moody's upgrades Enel's long-term rating to "Baa1"

On January 15, 2021, Moody's Investors Service announced that it had upgraded its rating of the long-term debt of Enel SpA to "Baa1" from the previous level of "Baa2". Among the main key rating drivers for the upgrade, Moody's focused on the following:

- low earnings volatility driven by large scale and geographical diversification;
- stable earnings stemming from regulated networks and contracted generation, which account for 80% of the Group's EBITDA;
- solid financial profile, with funds from operations/net debt in excess of 20%.

Merger of Enel Rinnovabili Srl into EGP Américas SpA

On February 1, 2021, Enel Rinnovabili Srl was merged into Enel SpA's wholly owned Chilean subsidiary EGP Américas SpA.

The merger was part of the broader reorganization of the Enel Group's shareholdings with the aim of integrating the Group's non-conventional renewable operations in Central and South America, excluding Chile, into Enel Américas SA, and is preparatory to the subsequent merger of EGP Américas into Enel Américas SA pursuant to Chilean law.

At the effective date of the merger, the carrying amount of Enel SpA's investment in EGP Américas SpA is equal to €4,669 million.

Enel's Board of Directors approves the issue of hybrid bonds up to a maximum of €3 billion

On February 25, 2021, the Board of Directors of Enel SpA authorized the issue by December 31, 2021, of one or more non-convertible subordinated hybrid bonds, including perpetual bonds, for up to a maximum of €3 billion. The bonds are to be placed exclusively with European and non-European institutional investors, including through private placements.

Issue of new hybrid bonds for a total of €2.25 billion

On March 4, 2021, the Company successfully launched the issue of a multitranche non-convertible subordinated perpetual hybrid bond of €2.25 billion for institutional investors on the European market.
The new issue strengthens and optimizes the Group's capital structure with an incremental hybrid bond component, thus contributing to support the Group's growth set out in the 2021-2023 Strategic Plan, which envisages direct investments of around €40 billion over the year.
The issue was carried out in execution of the resolution of February 25, 2021 of the Company's Board of Directors, which authorized Enel to issue, by December 31, 2021, one or more non-convertible subordinated hybrid bonds in the maximum amount of €3 billion.

Enel signs the largest ever sustainability-linked revolving credit facility

On March 5, 2021, Enel SpA and its Dutch subsidiary Enel Finance International NV (EFI) signed the largest ever sustainability-linked revolving credit facility in the amount of €10 billion, with a term of five years.
The facility, which will be used to meet the Group's financial requirements, is linked to a key performance indicator consisting of direct greenhouse gas emissions (i.e., Group Scope 1 CO_2 equivalent emissions from the production of electricity and heat), contributing to the achievement of the United Nations Sustainable Development Goal (SDG) 13 "Climate Action" and in line with the Group's "Sustainability-Linked Financing Framework", for which Vigeo Eiris provided a second-party opinion.
The facility replaces the previous €10 billion revolving credit line signed by Enel and EFI in December 2017 and has a lower all-in cost than the earlier facility.

Voluntary partial public tender offer for Enel Américas SA shares and American Depositary Shares

As part of the process of corporate reorganization aimed at integrating the non-conventional renewable energy business of the Enel Group in Central and South America (excluding Chile) into the listed Chilean subsidiary Enel Américas SA, on March 15, 2021, Enel SpA, as previously announced to investors, launched a voluntary partial public tender offer for Enel Américas common stock and American Depositary Shares (ADSs) up to a maximum overall amount of 7,608,631,104 shares (including the shares represented by ADSs), equal to 10% of the company's outstanding share capital at that date (the Offer).
The tender is organized as a voluntary public tender offer in the United States and a voluntary public tender offer in Chile.
The Offer period ran from March 15 to April 13, 2021.
The Offer was conditional upon the effectiveness of the merger of EGP Américas SpA into Enel Américas SA, which occurred on April 1, 2021.
The total maximum outlay of approximately 1,065.2 billion Chilean pesos (equal to about €1.2 billion[11]) was funded through internally generated cash flows and existing borrowing capacity.
Following the completion of the voluntary partial public tender offer and the completion of the merger of EGP Américas, Enel owns about 82.3% of the share capital of Enel Américas currently in circulation.

[11] Calculated at the exchange rate prevailing on March 12, 2021 of 853.44 Chilean pesos per euro.

43. Fees of the independent auditors pursuant to Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation

Fees pertaining to 2020 paid by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2020 to the independent auditors and entities belonging to its network for services are summarized in the following table, pursuant to the provisions of Article 149-*duodecies* of the CONSOB Issuers Regulation.

Type of service	Entity providing the service	Fees (millions of euro)
Enel SpA		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	1.4
	- Entities of KPMG network	-
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	0.8
	- Entities of KPMG network	-
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- Entities of KPMG network	-
Total		**2.2**
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- KPMG SpA	3.3
	- Entities of KPMG network	8.0
Certification services	of which:	
	- KPMG SpA	0.4
	- Entities of KPMG network	0.9
Other services	of which:	
	- KPMG SpA	-
	- Entities of KPMG network	-
Total		**12.6**
TOTAL		**14.8**

前へ

2【主な資産・負債及び収支の内容】

本項に記載すべき事項は、連結財務書類注記及び財務書類注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務書類注記55「後発事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

連結財務書類注記53「偶発資産および債務」を参照のこと。

４【日本における会計原則及び会計慣行と国際財務報告基準との相違】

以下は、国際財務報告基準（IFRS）と適用可能な日本の会計原則及び会計慣行との間の主要な差異を示している。IFRSとは、国際会計基準（IAS）・国際財務報告基準（IFRS）・国際財務報告基準解釈指針委員会（IFRIC）及び解釈指針委員会（SIC）の解釈のことであり、国際会計基準審議会（IASB）により発布され、1606/2002号の規定(EC)に従って欧州共同体が認識し、2020年12月31日時点で有効なものである。この基準は、エネル・グループが2020年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRSでは、IAS第36号(資産の減損)で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値（処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値）のうちいずれか高い金額となる。
日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きいため回収不能であると判断された場合、減損損失を認識する。

（2）のれん

IFRS〔IAS第38号〕では、子会社の取得から生じたのれんは償却されず、もしあれば、減損損失にて調整される。企業結合によって生じたのれんの認識と測定には、全部のれんアプローチと購入のれんアプローチの2つの方法がある。
日本の会計原則では、のれんの償却は最長20年の期間に渡って規則的に償却され、特定の条件に該当する場合には減損も行われる。のれんは、購入のれんアプローチに類似した方法で認識される。

（3）収益認識

IFRSでは、IFRS15号で、収益とは資本参加者からの拠出に関連するもの以外で、資本の増加をもたらす会計期間中の企業の通常の活動過程で生じる経済的便益の増加をいう。収益は、顧客への財又はサービスの移転と交換に、企業が権利を得ると見込む対価を反映した金額で認識する。履行義務は、約定した財又はサービスを顧客に移転し、顧客がその財又はサービスの支配を獲得した時点（又は獲得するに応じて）で充足され、その時点で収益は認識される。資産の支配とは、資産の使用を指図し、資産からの残りの便益の実質的にすべてを獲得する能力をいう。
一方で、日本の会計原則では、売上高は、実現主義の原則に従い、商品等の販売又は役務の給付によって実現したものに限り認識される。具体的に実現の定義や収益認識要件等について定めた規定はない。一般的に実現とは、外部者との間において経済的な取引が行われたこと、つまり、財貨又は役務が貨幣性資産に形を変えることをいうものとされている。

（4）金融商品の測定の範囲

IFRSでは、IFRS9号で、公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブ（資産）は、必ず公正価値で測定する必要がある。公表価格がない資本性金融商品及びそのデリバティブは、原則、必ず公正価値で測定する必要があるが、但し、公正価値が信頼性をもって測定できない場合に限り、取得原価による測定を認めており、このようなケースは稀である。
一方で、日本の会計原則では、市場で売買されない株式については、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として取り扱う。取引慣行が成熟していない一部のウェザー・デリバティブ等で公正な評価額を算定することが極めて困難と認められるデリバティブ取引については、取得価格をもって貸借対照表価格とする。

（5）有給休暇引当金

IFRS（IAS第19号）では、未消化の有給休暇について関連期間にわたり引当計上が要求される。
日本においては、未消化の有給休暇について引当金を計上する実務慣行はない。

（6）過去勤務費用

IFRS（IAS第19号）では、過去勤務費用は損益計算書に計上される。
日本の会計原則では、当期に発生した過去勤務費用は、その他の包括利益で即時認識する。

（7）固定資産の再評価

IFRS（IFRS第1号）に基づき、エネル・グループは「取得原価」法を採用しているが、IFRSへの移行日における固定資産については、再評価日における、みなし帳簿価額としての一定の再評価を行っている。
日本においては、この固定資産の再評価は一部の例外を除き認められていない。

（8）子会社の支配の喪失

IFRS（IFRS第10号）では、親会社は、支配を喪失したときには、公正価値で残余の投資を評価し、差額は損益として認識する。その後、この残存投資は、残存する影響力の程度に応じて、適用可能な会計基準に従って会計処理される。
日本の会計原則では、持分の一部売却の結果、残存投資が関連会社投資に該当する場合には、持分法により測定される。残存持分が関連会社投資に該当しない場合、親会社の個別財務諸表にて、帳簿価額に基づき測定される。

（9）企業結合　条件付対価

IFRS（IFRS第3号）では、取得企業は、移転した対価の一部として、条件付対価を公正価値で認識する。なお、取得日以降に取得時点で存在した事実及び状況についての追加情報を得ることから、取得日から一年以内にそれら公正価値の計上を行うことが求められている。その他の条件付対価の増減については、損益として認識され、のれんへの変更は行わない。
日本の会計原則では、対価及びのれんの変更についての期限は定められていない。

（10）無形資産の当初認識と測定

IFRS（IAS第38号）では、無形資産は、分離可能な場合で、資産から企業に流入する将来経済的便益がほとんど確実に期待できる場合で、資産の原価が確実に測定できる場合のみ認識することができる。研究活動に対する支出は、発生時の費用として認識しなければならない。開発費は、技術的に実行可能なだけでなく、資産を使用又は販売する意思などの他の状況を証明できる場合にのみ、無形資産として認識される。
日本の会計原則では、研究開発費とソフトウェア以外について、無形資産の認識に関する明確なガイダンスはない。研究開発に関する支出については、発生時の費用として認識する。

（11）個別償却（構成要素アプローチ）

IFRS（IAS第16号）では、有形固定資産のうち、異なる耐用年数や全体の取得原価に対して重要な取得原価を持つ資産項目は、区分して償却しなければならない。
日本の会計原則では、これに関する特別な規定は存在しない。

（12）不利な契約

IFRS（IAS第37号）では、不利な契約とは、契約による債務を履行するための不可避的な費用が、契約上の経済的便益の受取見込額を超過している契約をいう。
もし、企業に不利な契約があれば、当該契約の現在債務は、引当金として認識・測定しなければならない。
日本の会計原則では、これに関する特別な規定は存在しない。

（13）賦課金

IFRSでは、IFRIC第21号（賦課金）に従い、賦課金を支払う負債は、関連する法規制により定められた賦課金を支払う原因となる活動が生じた時点で認識する。もし、関連する法規制によって、支払の原因となる活動が一定期間にわたって生じる場合、賦課金を支払う負債は除々に認識されることになる。
日本の会計原則では、賦課金について特に規定されていない。

（14）ジョイント・オペレーション

IFRSでは、IFRS第11号（共同支配の取決め）で、共同支配の取決めのうち、共同支配事業（ジョイント・オペレーション）は、自らの資産、負債、収益及び費用並びに事業者に共通して発生したそれらに対する持分相当額を認識する方法により会計処理される。
日本の会計原則では、共同支配投資企業は、共同支配事業に対する投資について、連結財務諸表上、持分法を適用する。また、ジョイント・ベンチャーとジョイント・オペレーションの会計上の取扱いについては区分されていない。

(15)　リース

IFRS 第16号（リース）では、借手はリースをファイナンスまたはオペレーティングに分類しないが、短期間リース及び価値の低いリースを除き、使用権資産及びリース負債を認識する。貸手は、原資産の所有に付随する実質的に全てのリスク及び報酬を借手に移転するかどうかに基づいて各リースをファイナンスまたはオペレーティングに分類する。
日本の会計原則では、ファイナンス・リースは解約不能及びフルペイアウトであることが必要であり、次の条件を満たす必要がある: (I) 解約不能のリース期間中のリース料総額の現在価値が見積現金購入価格の90%以上であること(II)　リース期間が当該リース物件の経済的耐用年数のおおむね75%以上であること。
IFRS第16号（「リース」）では、借手は原資産の価値が低いリースおよび短期のリースに関して、使用権資産およびリース負債を認識せずに、リース料を費用として認識することを選択することができる。
日本の会計原則では、いくつかの条件を満たす場合（リース総額が3百万円未満のリースなど）、リース資産と負債を認識せずに、リースをオペレーティングリースとして会計処理するために「簡便法」を使用できる。
IFRS第16号（「リース」）では、借手は開始日に使用権資産を取得原価で測定し、リース負債をリース料の現在価値で測定する。
日本の会計原則では、ファイナンス・リースのリース資産とリース負債は、次のように測定される。I）貸手の購入価格が明らかな場合 a）所有権移転：貸手の購入価格 b）所有権移転外：貸手の購入価格とリース支払いの現在価値（資産の残存価値を含む）のいずれか低い方; II）貸手の購入価格が明らかでない場合、リース料の現在価値（割安選択購入権の行使価格含む）と借手の見積現金購入価格のいずれか低い方

主な表示と区分の相違

（1）非継続事業及び売却目的の資産

IFRS第5号（非継続事業及び売却目的の資産）では、（１）売却目的の資産の要件を満たす資産については、帳簿価額または売却費用控除後の見積公正価値のいずれか低い方の金額で測定され、減価償却をとめなければならない。また、（２）売却目的の資産の要件を満たす資産については、連結財政状態計算書上で区別して表示され、非継続事業の損益は連結損益計算書上で区別して表示されなければならない。
日本の会計原則では、このような非継続事業と売却目的の固定資産についての基準は定められていない。

（2）連結財政状態計算書

IFRS（IAS第1号 財務諸表の表示）では、財政状態計算書の特定の雛形を定めていない。流動性表示がより適切で信頼ある情報を提供しない限り、資産及び負債は流動／固定により表示する。
日本の会計原則では、一般的な財政状態計算書の雛形を定めている。IFRSに比べ財政状態計算書の見出しは、より詳細に記載することが求められている。公開会社は特定の開示規定に準拠しなければならない。

（3）連結損益計算書及びその他の包括利益

IFRS （IAS第1号 財務諸表の表示）では、標準的な雛形を定めていないが、費用は2つの雛形（機能別もしくは性質別）から選択する。損益計算書には最低限の項目を表示することが求められる。
IFRSでは損益項目とその他の包括利益の構成要素の表示について、下記の選択がある。

- 1計算書方式（小計を使用）
- 2計算書方式

日本の会計原則では、3つの利益区分の表示が要求される。それは、営業利益、経常利益、純利益である。通常、性質別に表示される。損益計算書の見出しに関して、日本の会計原則は、IFRS/IASのフレームワークと比較してより詳細に表示することが要求されている。

（4）例外的（重要）項目

IFRS（IAS第1号 財務諸表の表示）では、例外的項目の用語を用いず、その金額、影響を及ぼす範囲及び性質を考慮して、企業の業績をより説明するために説明が求められるべき項目については別個に開示する。
日本の会計原則では、例外的項目は、損益計算書の「特別損益」の区分で別個に表示される。

第７【外国為替相場の推移】

ユーロと日本円の為替は、それぞれ最近５年間及び最近６ヶ月間の日本の一般的な事象を報道している２紙以上の日刊新聞から情報が得られるため、ユーロに関する記載は除外した。

第８【本邦における提出会社の株式事務等の概要】

１【日本における株式事務の概要】

当社株式を取得する者（本項において以下「実質株主」という。）と、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。）との間の外国証券取引口座に関する規則（以下「外国証券取引口座約款」という。）により、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。売買の執行、売買代金の決済、証券の保管及びその他当社株式の取引に関する事項は全てこの取引口座を通じて処理される。

以下は、外国証券取引口座約款に従った、当社株式に関する事務手続の概要である。

(1) 当社株式の保管

当社株式は、窓口証券会社のためにイタリアにおける保管機関（以下「保管機関」という。）又はその名義人の名義で登録され、保管機関により保管される。原則として、窓口証券会社は実質株主に対して受領書を発行するが、かかる受領書を譲渡することはできない。

(2) 当社株式の譲渡に関する手続

窓口証券会社が発行する受領書を提出することで、実質株主は、その持株の保管替え又は売却注文をなすことができる。実質株主と窓口証券会社との間の決済は、円貨又は窓口証券会社が応じ得る範囲内で実質株主が指定した外貨による。

(3) 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全ての通知及び通信は、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、かかる通知及び通信の送付を希望する場合は、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。

(4) 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、保管機関又はその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関又はその名義人は議決権を行使しない。

(5) 現金配当の交付手続

外国証券取引口座約款に従い、現金配当は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる配当金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に交付される。

(6) 株式配当の交付手続

株式配当により割り当てられた株式は、実質株主から特に指示がない限り、窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、取引口座を通じて実質株主に支払われる。

準備金の資本組入により発行される株式は、一般に、保管機関又はその名義人に対して交付され、窓口証券会社は実質株主に対して領収証を発行する。

(7) 新株引受権

当社株式について新株引受権が与えられた場合、かかる新株引受権は、原則として窓口証券会社を代理する保管機関によりイタリアで売却され、その手取金純額は、窓口証券会社による保管機関又はその名義人からのかかる手取金の一括受領に従い、その取引口座を通じて実質株主に支払われる。

２【日本における実質株主の権利行使方法】

(1) 名義書換代理人及び名義書換取扱場所

当社は、日本に、当社株式に関する名義書換代理人又は名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有する全ての実質株主の明細表（以下「実質株主明細表」という。）を作成し、かかる明細表には各実質株主の名前及びそれら実質株主の各人の代わりに保有される当社株式の株数が記載される。

(2) 実質株主明細表の基準日

当社は配当の支払に関する権利落ちの基準日を定めなければならない。かかる配当を受領する資格を有する実質株主を決定するための実質株主明細表の基準日は、通常当該基準日の直前の営業日となる。

(3) 事業年度の終了

当社の事業年度は毎年12月31日に終了する。

(4) 公告

日本において公告を行わない。

(5) 実質株主に対する株式事務に関する手数料

実質株主は、取引口座を開設するときに窓口証券会社の定めるところにより年間口座管理料を支払う他、必要に応じて実費を支払う。

(6) 当社株式の譲渡制限

当社株式に譲渡制限はない。

(7) 日本における配当等に関する課税上の取扱い

(イ)配当

当社から株主に支払われる配当は、日本の税法上、配当収入として取扱われる。日本の居住者たる個人又は日本の法人に対して支払われる当社の配当金については、当該配当金額（イタリアにおける当該配当の支払の際にイタリア又はその地方公共団体の源泉徴収税が徴収される場合、当該控除後の金額）につき、当該配当の支払を受けるべき期間に応じ、下表に記載された源泉徴収税率に相当する金額の日本の所得税・住民税が源泉徴収される。

配当課税の源泉徴収税率

配当を受けるべき期間	日本の法人	日本の居住者たる個人
2014年１月１日～2037年12月31日	所得税15.315%	所得税15.315%、住民税５%
2038年１月１日～	所得税15%	所得税15%、住民税５%

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。

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。本書の日付け現在、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20.315%（所得税15.315%、住民税５%）であるが、かかる配当所得の計算においては、2009年度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る。上記にかかわらず、日本の居住者である個人が2016年１月１日以後に支払を受ける配当所得の計算においては、上場株式等及び一定の公社債等の売買損・譲渡損を控除することができる。

なお、配当控除(個人の場合）及び受取配当益金不算入(法人の場合）の適用はない。

イタリアにおいて課税された税額は、配当につき確定申告した場合には日本の税法の規定に従い外国税額控除の対象となりうる。

(ロ)売買損益

1)　居住者である個人株主の株式の売買によって生じた株式売買益は、原則として所得税の対象となり、株式売買損は、他の株式売買益から控除することができる。また、2009年度以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式及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る。上記にかかわらず、日本の居住者である個人による2016年１月１日以後の上場株式等の株式売買損は、当社株式及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。）並びに一定の公社債等の利子所得の金額等から控除することができる。

2)　当社株式の内国法人株主については、株式の売買損益は、課税所得の計算上益金・損金に算入される。

(ハ)相続税

日本の税法上日本の居住者である実質株主が、イタリアで発行された株式を相続又は遺贈によって取得した場合、日本の相続税法によって相続税が課されるが、国外で日本の相続税に相当する税が課される等、一定の要件を満たしているときには、外国税額控除が認められることがある。

イタリアにおける課税上の取扱いについては、「第一部－第１－３ 課税上の取扱い」を参照のこと。

第９【提出会社の参考情報】

１【提出会社の親会社等の情報】

当社には親会社等は存在しない。

２【その他の参考情報】

事業年度の開始日から本有価証券報告書提出日までの間において提出された、金融商品取引法第25条第１項各号に掲げる書類は以下のとおりである。

１．有価証券報告書	2020年６月30日関東財務局長に提出
２．半期報告書	2020年９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】

該当なし。

第２【保証会社以外の会社情報】

該当なし。

第３【指数等の情報】

該当なし。

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2019年12月31日現在の連結財政状態計算書並びに同日をもって終了する連結会計年度における連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する注記についての私たちの2020年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2020年4月8日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(監査人)

次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 08, 2020 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2019 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 08, 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Auditor)

次へ

エネル・エスピーエー

連結財務書類（2019年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書
（イタリア語原文からの翻訳版）

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2019年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類および重要な会計方針など、連結財務書類の注記について監査を行った。

当監査法人は、同連結財務書類について、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、2019年12月31日現在のグループの財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に基づいて監査を行った。 この基準に基づく当社の責任については、当報告書の*連結財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法で財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、エネル・エスピーエーから独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項は、当監査法人が、当監査期間の連結財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、連結財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見を提供するものではない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
非流動資産の回収可能性 **連結財務書類は、非流動資産残高として、有形固定資産79.809百万ユーロ、無形資産19.089百万ユーロおよびのれん14.241百万ユーロを含んでいる。** **取締役は、財政状態計算書の日付時点で、減損の兆候が確認されたその他の非流動資産および無期限の耐用年数を有する無形資産、のれんを含む、資金生成単位（CGU）の帳簿価額の減損をテストしている。** **各CGUの回収可能額の評価および決定の手法ならびに経営者が採用するプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に2020-2024年産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。** **グループは、2019年度に、主にイタリア、スペイン、チリおよびロシアにおける特定の石炭火力発電所の帳簿価額の調整に関連する4,221百万ユーロの減損損失を報告した。** **上記に関し、取締役が判断する主な仮定は、電気・ガスの需要の将来の動き、それに関連する予想価格、再生可能な資源の可用性、インフレ、為替、金利など特定の仮定などを含む将来の経済トレンドに関連する。** **非流動資産の回収可能額を予想するため必要となる判断、また、その仮定の複雑性により、これらを監査上の主要な検討事項とした。** **非流動資産の減損に関連する開示は注記2「*会計方針および測定基準 - 非金融資産の回収可能性*」、注記16「*有形固定資産*」および注記21「*のれん*」に記載されている。**	**この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。** **・ 非流動資産の減損手続きおよびグループが導入した関連する管理体制の評価。** **・ CGUを特定するために用いられる条件およびそれらの帳簿価額と連結財務書類との照合の評価。** **・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2020-2024年 産業計画の基となる主な仮定および関連する将来のキャッシュフローの評価。** **・ 2020-2024年 産業計画と各CGUのキャッシュフロー予測の一貫性の評価。** **・ 既に認識した減損損失の戻入に関するIAS第36号の会計要件についての評価。** **・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。** **監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性、割引率および経営者による感応度分析の結果を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。** **最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。**

監査上の主要な検討事項	監査対応
電気・ガスの未請求の売上による収入 小売顧客への電気・ガスの販売による収益は、その供給がなされた時点で認識され、定期的なメーター検針または卸売業者や輸送業者が通知する量に基づく請求金額に加え、年間の電気およびガスの供給予測に基づく未請求分も含まれている。直近のメーター検針日と年度末までの未収入金は、主に過去の状況から判断する顧客の日々の消費量に基づき、天候要因またはその他、予測消費量に影響を与える事象を調整して予測する。 電気・ガスの未請求の売上による収入予測に使用する仮定は複雑であるため、当監査法人は、これを監査上の主要な検討事項であると判断した。 電気・ガスの未請求の売上による収入に関する開示は、注記2「*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 収入認識*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 電気・ガスの売上による収入認識に関する手続き、およびグループ内の各事業体が導入しているテクノロジー管理など、それに関連する管理体制の評価。 ・ グループのこれらの事業体のERPシステム内のデータおよびアルゴリズムの評価。当監査法人の情報技術専門家のサポートの基に実施。 ・ 経営者が未収収益を判断する際に使用するデータ・サンプルのテスト。必要に応じて、輸送業者および卸売業者から入手し、ネットワークに入力される量と比較する。 ・ 後に取得する実際のデータと比較した予想の振り返り分析。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

監査上の主要な検討事項	監査対応
訴訟 グループは、通常の業務遂行により生じた複数の民事、行政および税務関係の紛争を抱えており、これらは、最終的な結論を容易に予想することが困難であり、かつ重大な責任を負う結果となる可能性がある。 訴訟に関連するリスクの評価は複雑な仮定に基づいており、その性質上、仮定には、取締役の判断が必要とされる。これらの判断は、主に訴訟結果の予想に関連した不確実性の評価、および財務書類での開示の適正さに関連するものであり、社内外の弁護士の評価にも基づいている。 判断を要するという点、これらの訴訟の重大性および評価プロセスが複雑であるという点から、当監査法人では、これを監査上の主要な検討事項と判断した。 訴訟に関する開示については、注記2「*会計方針および測定基準 - 予想の使用 - 訴訟*」および注記52「*偶発債務および資産*」に記載されている。	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 法律および税務関係の訴訟ならびに進行中の行政訴訟を特定するために導入されている管理体制および手続きの評価。 ・ 法律、税務のリスクを評価する際にグループ内の法務部および税務部が使用する仮定の評価。 ・ 最も重大な紛争に関して法務および税務部にその状況について問い合わせ、関連する主要文書を査閲。これは、当監査法人の税務および法務専門家のサポートの基に実施。 ・ これらの訴訟に関連し、グループの事業体を支援する外部の法務および税務顧問から受領した外部確認書の分析、ならびに法務、税務部門および経営者によるリスク評価で得た情報の一貫性の評価。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

連結財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、［連結］財務書類が公正妥当に表示され、作成されていることの責任を担う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、グループが継続企業としての存在能力を有するかを評価する責任があり、連結財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。親会社であるエネル・エスピーエーの清算または業務停止の予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、取締役は、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（「Collegio Sindacale」）は、法律で定められた条件の範囲内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を担う。

連結財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正または誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、連結財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、連結財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- それぞれの状況で適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これはグループの内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用およびグループの継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況がグループの継続企業の前提を停止させる原因となる可能性は存在する。
- 当監査法人は、開示事項ならびに連結財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、連結財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。
- 連結財務書類の意見を表明するため、グループ内の各事業体の財務情報に関して、十分かつ適正な監査証拠を取得した。当監査法人は、グループの監査のパフォーマンス、監督および指導に関する責任を担う。また、本監査意見についての責任は単独で負うこととする。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理および独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とした。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月29日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が連結財務書類の監査に関与することを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、監査を実施するにあたり会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる［連結］財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2019年12月31日現在のエネル・グループの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが連結財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2019年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2019年12月31日現在のエネル・グループの連結財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落e)に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2016年12月30日、政令第254号を定めるConsob（イタリア国家証券委員会）規制第4条に関する声明

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日、政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。

2016年12月30日、政令第254号第3条第10段落に定めるところにより、これらの非財務情報は、個別のコンプライアンス報告書として当監査法人の署名を受ける必要がある。

2020年4月8日　ローマ
EY S.p.A.
署名：監査人、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2019

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the Audit of the Consolidated Financial Statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of Enel Group (the Group), which comprise the balance sheet as at December 31, 2019, the income statement, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity the statement of cash flows for the year then ended, and notes to the consolidated financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Group as at December 31, 2019, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

Basis for Opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements* section of our report. We are independent of the Enel S.p.A. in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key Audit Matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of non-current assets The consolidated financial statements include, within the non-current assets balance, Property, Plant and Equipment for Euro 79.809 million, Intangible Assets for Euro 19.089 million and Goodwill for Euro 14.241 million. The Directors tested for impairment the carrying values of the Cash Generating Units (CGUs) as of the balance sheet date, which include goodwill, intangible assets with indefinite useful lives and other non-current assets where indication of impairment were noted. The process adopted by management and the methodologies for assessing and determining the recoverable amount of each CGU are sometimes based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such a judgment relates, primarily, to the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2020-2024 as well as from the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to these projections. In 2019, the Group reported impairment losses of Euro 4,221 million mainly related to the adjustment of the carrying values of certain coal-fired plants in Italy, Spain, Chile and Russia. In relation to the above, the key assumptions made by the Directors relate to future economic trends, including future trends of the electricity and gas demand and the related expected prices, the availability of renewable resources as well as certain assumptions such as inflation, exchange and interest rates. Because of the judgment required and the complexity of assumptions used to estimate the recoverable amount of the non-current assets, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the impairment of non-current assets are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of non-financial assets*", Note 16. "*Property, Plant and Equipment*" and Note 21. "*Goodwill*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process of non-current assets and related controls implemented by the Group; • Assessment of the criteria adopted to identify the CGUs and the reconciliation of their carrying amounts to the consolidated financial statements; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2020-2024 and relevant future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each CGU with the Industrial Plan 2020-2024; • Assessment of IAS 36 accounting requirements for the reversal of previously recognized impairment losses; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates as well as the results of the sensitivity analysis performed by the management. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Revenues from unbilled sale of electricity and gas	
Revenues from sales of electricity and gas to retail customers are recognized upon delivery and include, in addition to amounts invoiced based on periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced. Revenues accrued between the date of the last meter reading and year-end are based on estimates of the daily consumption of customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. Because of the complexity of assumptions used to estimate the revenues from unbilled sale of electricity and gas, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the revenues from unbilled sale of electricity and gas are included in Note 2. "*Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Revenue Recognition*".	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process related to the recognition of revenues from sales of electricity and gas and related key controls, including Information Technology controls, implemented by the entities within the Group; • assessment of the algorithms and data in the ERP systems of such Group entities, also with the support of our Information Technology specialists; • testing of a sample of data used by management to determine the accrued revenues, including, whenever applicable, the comparison of quantities entered into the network as made available by transporters and distributors; • look-back analysis of prior estimates against actual data subsequently reported. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Key Audit Matter	Audit Response
Legal proceedings	
The Group is involved in several civil, administrative and tax disputes arising from the normal course of business, for which final outcomes cannot be easily predicted and could potentially results in significant liabilities. The assessment of the risks associated with the litigations is based on complex assumptions, which, by their nature, require the use of the Directors' judgment. Such judgment relates, primarily, to the assessment of the uncertainties connected to the prediction of the outcome of the proceedings and to the adequacy of the disclosures in the financial statements; it is also based on the assessment made by internal and external legal counsels. Because of the judgment required, the materiality of such litigations and the complexity of the assessment process, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to legal proceedings are included in Note 2. *"Accounting policies and measurement criteria – Use of estimates – Litigation"* and Note 52. *"Contingent liabilities and assets".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the process and relevant controls implemented to identify legal and tax litigations, and pending administrative proceedings; • assessment of the assumptions used in the valuation of potential legal and tax risks performed by the legal and tax departments within the Group; • inquiry with the legal and tax departments regarding the status of the most significant disputes and inspection of the key relevant documentation, also with the support of our tax and legal experts; • analysis of the external confirmations received from the external legal and tax counsels assisting the Group entities involved in such disputes, and assessment of the consistency of the information obtained with the risk assessment performed by management and the legal and tax departments. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Consolidated Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the [consolidated] financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The Directors are responsible for assessing the Group's ability to continue as a going concern and, when preparing the consolidated financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the consolidated financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Parent Company Enel S.p.A. or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Group's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Consolidated Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- we have obtained an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Group's internal control;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of Directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Group to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.
- we have obtained sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities within the Group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 29, 2011, engaged us to perform the audits of the consolidated financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Group in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the [consolidated] financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Group Enel as at December 31, 2019, including their consistency with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the consolidated financial statements of Enel Group as at December 31, 2019 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Statement pursuant to article 4 of Consob Regulation implementing Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the non-financial information pursuant to Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016. We have verified that non-financial information has been approved by Directors.

Pursuant to article 3, paragraph 10, of Legislative Decree n. 254, dated 30 December 2016, such non-financial information are subject to a separate compliance report signed by us.

Rome, April 8, 2020
EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, Auditor

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ　次へ

独立登録会計事務所の同意書

エネル・エスピーエー

取締役会

ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 ローマ

私たちは、エネル・エスピーエーの2019年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの2020年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2020年4月8日

EY・エスピーエー

マッシモ　アントネッリ
(監査人)

前へ　　次へ

To the
Board of Directors of
Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

Subject: **Consent of Independent Registered Public Accounting Firm**

We consent to the inclusion of our report dated April 08, 2020 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2019 and for the year then ended, comprising the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in shareholders' equity, the statement of cash flows and the related notes to the financial statements, in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 08, 2020

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Auditor)

前へ 次へ

エネル・エスピーエー

財務書類（2019年12月31日現在）

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14条に準拠した独立監査人の報告書
（イタリア語原文からの翻訳版）

エネル・エスピーエーの株主各位

財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2019年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュフロー計算書からなる、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の財務書類および重要な会計方針など、その注記について監査を行った。

当監査法人は、財務書類は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、2019年12月31日現在の会社の財務状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュフローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に基づいて監査を行った。 この基準に基づく当社の責任については、当報告書の*財務書類の監査における監査人の責任*の項に詳細を記載している。当監査法人は、イタリア法の財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、会社から独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得したと判断している。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項は、当監査法人が、当監査期間の財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、その当監査法人の意見を形成するこれらの事項に関する個別の意見は提供していない。

当社は、監査上の主要な検討事項につき以下を特定した。

監査上の主要な検討事項	**監査対応**
株式投資の回収可能性	
2019年12月31日現在の財務書類は、非流動資産に株式投資47.858百万ユーロを含む。 取締役は、グループ内で各法的事業体を管理する戦略に基づき、年次で各株式投資の減損の兆候を評価する。 減損の兆候が存在する場合は、該当資産につき減損テストを実施する。各株式投資の回収可能額を決定するために採用した手法およびプロセスは、その性質のため、時に複雑な仮定に基づいており、取締役の判断を要する。これらの判断は、主に減損の兆候、2020-2024年 産業計画から導き出したキャッシュフロー予測に加え、その予測に適用する割引率および長期成長率の決定に関連している。 株式投資の減損に関連する開示は、注記2、「*会計方針および測定基準 - 株式投資の回収可能性*」、注記13、「*株式投資*」、および注記5.c、「*減価償却費、償却費および減損損失*」*に記載されている。*	この監査上の主要な検討事項に対する当監査法人の監査手続きには、とりわけ以下のものが挙げられる。 ・ 株式投資の減損手続きおよび会社が導入した関連する管理体制の評価。 ・ 減損の兆候を特定するために採用している条件の評価。 ・ 業界データおよび見通しとの比較を含め、2020-2024年 産業計画の基となる主な仮定および将来のキャッシュフローの評価。 ・ 2020-2024年 産業計画の各株式投資のキャッシュフロー予測の一貫性の評価。 ・ 実際の結果と以前の見通しとの比較を通じ、経営者が正確な予測をする能力を有するかの評価。 監査を進めるにあたり、手続きに使用する手法、モデルの計算上の正確性、長期成長率の妥当性および割引率を確認するため、当監査法人はバリュエーションの専門家を関与させた。 最後に、当監査法人は、本監査上の主要な検討事項に関連する、財務書類の注記で開示された内容の正確性を評価した。

財務書類のガバナンスの責任を担う担当者および取締役の責任

取締役は、EUが採択している国際財務報告基準および政令第38/2005号第9条に準拠し、財務書類が公正妥当に表示され、作成されていることの責任を担う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、会社の継続企業としての存在能力を評価する責任があり、財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価およびその適切な開示にも責任を有する。取締役は、会社を清算する、または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に財務書類を作成する。

監査役会（「Collegio Sindacale」）は、法律で定められた条件の範囲内で、会社の財務報告不プロセスを監視する責任を担う。

財務書類の監査に関する監査人の責任

当監査法人の目的は、財務書類全体が、不正または誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

- 不正または誤謬かに関わらず、財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定および評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。
- 各状況において適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これは会社の内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。
- 取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示、ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。
- 取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用および会社の継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する財務書類の開示箇所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況が会社の継続企業の前提を停止させる原因となる可能性はある。
- 当監査法人は、開示事項ならびに財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理および独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とした。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月27日に開催された年次総会にて、2011年12月31日から2019年12月31日までの毎年、当監査法人が財務書類の監査に関与することを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、監査を実施するにあたり会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

他の法的および規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

エネル・エスピーエーの取締役は、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書ならびに業務報告書を作成し、これらが財務書類との一貫性を有し、該当する法律および規制に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続きを実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2019年12月31日現在のエネル・エスピーエーの財務書類と一貫性を有しており、該当する法律および規制に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2020年4月8日　**ローマ**

EY S.p.A.
署名：監査人、Massimo Antonelli

本報告書は、国際的な読者の便宜のみのために英語に翻訳されています。

前へ　次へ

Enel S.p.A.

Financial statements as at December 31, 2019

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, and article 10 of EU Regulation n. 537/2014

Independent auditor's report pursuant to article 14 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010 and article 10 of EU Regulation n. 537/2014 (Translation from the original Italian text)

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the Audit of the Financial Statements

Opinion

We have audited the financial statements of Enel S.p.A. (the Company), which comprise the balance sheet as at December 31, 2019, and the statement of income, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity and statement of cash flows for the year then ended, and notes to the financial statements, including a summary of significant accounting policies.

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of the Company as at December 31, 2019, and of its financial performance and its cash flows for the year then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005.

Basis for Opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements* section of our report. We are independent of the Company in accordance with the regulations and standards on ethics and independence applicable to audits of financial statements under Italian Laws. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Key Audit Matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the financial statements of the current period. These matters were addressed in the context of our audit of the financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

We identified the following key audit matters:

Key Audit Matter	Audit Response
Recoverability of equity investments	
The financial statements as of December 31, 2019 include within non-current assets equity investments for Euro 47.858 million. The Directors annually assess for impairment indicators each equity investment, consistent with the strategy for managing legal entities within the Group and, if such indicators exist, perform an impairment test on these assets. The processes and methodologies implemented for determining the recoverable amount of each equity investment are based on complex assumptions which, due to their nature, require the Directors to exercise their judgment. Such judgment relates, primarily, to the identification of impairment indicators, the cash flow projections deriving from the Industrial Plan 2020-2024 and the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to such projections. The disclosures related to the impairment of equity investments are included in Note 2. **"***Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of equity investments*" Note 13. "*Equity Investments*" and Note 5.c. "*Depreciation, amortization and impairment losses".*	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • Assessment of the impairment process for equity investments and related controls implemented by the Company; • Assessment of the criteria adopted to identify impairment indicators; • Assessment of the key assumptions underlying the Industrial Plan 2020-2024 and future cash flows, including the comparison with industry data and forecasts; • Assessment of the consistency of the cash flow projections for each equity investment with the Industrial Plan 2020-2024; • Assessment of the management's ability to make accurate projections, through the comparison of the actual results with the previous forecasts. In performing our procedures, we engaged our valuation experts in order to verify the methodologies used in the process, the mathematical accuracy of the model, the reasonableness of the long-term growth rates and the discount rates. Lastly, we reviewed the adequacy of the disclosures provided in the notes to the financial statements relating this Key Audit Matter.

Responsibilities of Directors and Those Charged with Governance for the Financial Statements

The Directors are responsible for the preparation of the financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with the regulations issued for implementing art. 9 of Legislative Decree n. 38/2005, and, within the terms provided by the law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The Directors are responsible for assessing the Company's ability to continue as a going concern and, when preparing the financial statements, for the appropriateness of the going concern assumption, and for appropriate disclosure thereof. The Directors prepare the financial statements on a going concern basis unless they either intend to liquidate the Company or to cease operations, or have no realistic alternative but to do so.

The statutory audit committee ("Collegio Sindacale") is responsible, within the terms provided by the law, for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's Responsibilities for the Audit of the Financial Statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these financial statements.

As part of an audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia), we have exercised professional judgment and maintained professional skepticism throughout the audit. In addition:

- we have identified and assessed the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error, designed and performed audit procedures responsive to those risks, and obtained audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;
- we have obtained an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control;
- we have evaluated the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the Directors;
- we have concluded on the appropriateness of Directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the financial statements or, if such disclosures are inadequate, to consider this matter in forming our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern;

- we have evaluated the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We have communicated with those charged with governance, identified at an appropriate level as required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We have provided those charged with governance with a statement that we have complied with the ethical and independence requirements applicable in Italy, and we have communicated with them all matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we have determined those matters that were of most significance in the audit of the financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We have described these matters in our auditor's report.

Additional information pursuant to article 10 of EU Regulation n. 537/14

The shareholders of Enel S.p.A., in the general meeting held on April 27, 2011, engaged us to perform the audits of the financial statements for each of the years ending December 31, 2011 to December 31, 2019.

We declare that we have not provided prohibited non-audit services, referred to article 5, par. 1, of EU Regulation n. 537/2014, and that we have remained independent of the Company in conducting the audit.

We confirm that the opinion on the financial statements included in this report is consistent with the content of the additional report to the audit committee (Collegio Sindacale) in their capacity as audit committee, prepared pursuant to article 11 of the EU Regulation n. 537/2014**.**

Report on compliance with other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39 dated 27 January 2010 and of article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the Report on Operations and of the Report on Corporate Governance and Ownership Structure of Enel S.p.A. as at December 31, 2019, including their consistency with the related financial statements and their compliance with the applicable laws and regulations.

We have performed the procedures required under audit standard SA Italia n. 720B, in order to express an opinion on the consistency of the Report on Operations and of specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4, of Legislative Decree n. 58, dated 24 February 1998, with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31, 2019 and on their compliance with the applicable laws and regulations, and in order to assess whether they contain material misstatements.

In our opinion, the Report on Operations and the above mentioned specific information included in the Report on Corporate Governance and Ownership Structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as at December 31, 2019 and comply with the applicable laws and regulations.

With reference to the statement required by art. 14, paragraph 2, subparagraph e), of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have no matters to report.

Rome, April 8, 2020

EY S.p.A.
Signed by: Massimo Antonelli, Auditor

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

前へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエーの取締役会　宛

2021年5月21日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2020年12月31日現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの2021年4月16日付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
監査ディレクター

次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

21 May 2021

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 16, 2021, with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2020 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2020, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

次へ

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14上に準拠した独立監査人の報告書。

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

連結財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2020年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・グループ（以下「グループ」という。）の連結財務書類について監査を行った。

当監査法人は、同連結財務書類について、EUが採択している国際財務報告基準およびイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、2020年12月31日現在のグループの財政状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュ・フローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に基づいて監査を行った。この基準に基づく当社の責任については、当報告書の「連結財務書類の監査における監査人の責任」の項に詳細を記載している。

当監査法人は、イタリアで財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、エネル・エスピーエー（親会社）から独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得したと判断している。

その他の事項

会社の2019年の連結財務書類は、2020年4月8日に他の監査法人によって監査を受け、無限定適正意見を受けた。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項は、当監査法人が、当監査期間の連結財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、連結財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、これらの事項に関する個別の意見を提供するものではない。

未請求の電気及びガスの供給による収益の認識

連結財務書類への注記：連結財務書類注記2.1「見積りおよび経営者の判断の使用－顧客との契約から生じる収益」、2.2「重要な会計方針－顧客との契約から生じる収益」、9.a「販売およびサービスからの収益」及び32「売掛金」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
最終需要者への電気及びガスの供給による収益は、電気又はガスが供給された時点で認識され、定期的な検針に基づいた又は販売業者及び輸送業者によって通知された量に基づいて請求された金額に加えて、年間に供給されたがまだ請求されていない電気及びガスの見積、及び送電網の損失も考慮に入れて計算された金額を含む。直近の検針日から年末までの間に発生する収益は、主に過去の情報に基づいて決定された、個々の顧客の1日の消費量の推定に基づき、気候要因や推定消費量に影響を及ぼす可能性のあるその他の事項を反映して調整される。 基礎となる前提条件の性質を考えると、これらの推定は非常に複雑である。 したがって、未請求の電気及びガスの供給による収益の認識が監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含んでいる。 ― 未請求の電気及びガスの供給による収益の認識プロセスの理解 ― 監査の目的上重要であるとみなされるIT統制を含む統制の設計、整備状況及び運用状況の有効性の評価、及びIT専門家の関与 ― 見積られた電気・ガス量に関する実証手続の実施 ― 見積上の販売価格の正確性の確認 ― 連結財務書類で認識された見積とその後の実際の数値との比較 ― 未請求の電気及びガスの供給による収益に関する注記に記載された開示の妥当性の評価

非流動資産の回収可能性

連結財務書類への注記：注記2.1 「見積りおよび経営者の判断の使用-非金融資産の減損及び資金生成単位 (CGU) の特定」、2.2「重要な会計方針－非金融資産の減損」、10.e 「減価償却費、償却費及びその他の減損損失」、17 「有形固定資産」および22 「のれん」

監査上の主要な検討事項	**監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続**
2020年12月31日現在の連結財務書類には、非流動資産の中に、有形固定資産が78,718百万ユーロ、無形固定資産が17,668百万ユーロ、のれんが13,779百万ユーロ含まれている。 取締役はのれんが配分される資金生成単位 (CGU)、または減損の兆候が確認されたその他の非流動資産を含む資金生成単位をテストした。 取締役は使用価値に基づき、割引キャッシュ・フロー・モデルを用いてCGUの予想回収可能価額を計算した。このモデルは非常に複雑であり、不確実で主観的な次のような推定値の使用を伴う。 ― 一般的な経済数値とグループのセクターのそれを考慮して計算された予想キャッシュ・フロー、近年の実際のキャッシュ・フロー、および予想される成長率 ― 割引率の計算に使用される財務パラメータ 以上の理由から非流動資産の回収可能性は監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含んでいる。 ― 2021年2月25日に取締役会で承認された減損テストの手続の理解 ― 2020年11月23日に親会社の取締役会で承認された事業計画（「ビジネスプラン」）の作成プロセスの理解 ― 気候変動に対処するためのグループの戦略やパリ協定の目的との整合性を含め、取締役が事業計画を作成するために用いた主な仮定の合理性の分析 ― CGUを特定するために用いられた基準を分析し、CGUの資産および負債の金額を連結財務書類の関連する帳簿価額まで追跡すること ― 減損テストに使用したキャッシュ・フローと事業計画のキャッシュ・フロー予測との整合性の評価 ― 採用した見積りプロセスの正確性を確認するために、前年の事業計画の数字と実際の数字との間の最も大きな差異を分析すること ― 外部データ及び情報との比較によるものを含め、減損テスト及び関連する仮定の合理性の評価におけるKPMGネットワークの専門家の関与 ― 非流動資産及び関連する減損テストに関する注記の適切性の評価

連結財務書類に対する親会社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、連結財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準およびイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することへの責任も有する。

取締役は、グループが継続企業としての存在能力を有するかを評価する責任があり、連結財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示にも責任を有する。親会社の清算または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、取締役は、継続企業の前提を基に連結財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法律で定められた条件の範囲以内で、グループの財務報告プロセスを監視する責任を担う。

連結財務書類の監査に対する監査人の責任

当監査法人の目的は、連結財務書類全体が、不正または誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、連結財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

－不正または誤謬かに関わらず、連結財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。

－それぞれの状況で適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これはグループの内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。

－取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示。ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。

－取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用およびグループの継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する連結財務書類の開示個所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な監査意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況がグループの継続企業の前提を停止させる原因となる可能性は存在する。

－当監査法人は、開示事項ならびに連結財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、連結財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。

－連結財務書類の意見を表明するため、グループ内の各事業体の財務情報に関して、十分かつ適正な監査証拠を取得した。当監査法人は、グループの監査のパフォーマンス、監督および指導に関する責任を担う。また、本監査意見についての責任は単独で負うこととする。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理および独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の連結財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とした。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日までの毎年、当監査法人が個別および連結財務書類の監査に関与することを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、監査を実施するにあたり親会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる連結財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

親会社の取締役は、2020年12月31日現在の業務報告書、コーポレート・ガバナンスおよび株主構成報告書を作成し、これらが連結財務書類との一貫性を有し、該当する法律に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2020年12月31日現在のグループの連結財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続を実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2020年12月31日現在の連結財務書類と一貫性を有しており、該当する法律に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2016年12月30日、政令第254号を定めるConsob（イタリア国家証券委員会）規制第4条に関する声明

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日、政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。当監査法人は、非財務情報が取締役の承認を得ていることを確認した。

2016年12月30日、政令第254号第3条第10段落に定めるところにより、これらの非財務情報は、個別のコンプライアンス報告書として当監査法人の署名を受ける必要がある。

2021年4月16日　**ローマ**

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
監査ディレクター

前へ　次へ

(Translation from the Italian original which remains the definitive version)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the consolidated financial statements

Opinion

We have audited the consolidated financial statements of the Enel Group (the "group"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2020, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies.

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of the Enel Group as at 31 December 2020 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*" section of our report. We are independent of Enel S.p.A. (the "parent") in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Other matters

The group's 2019 consolidated financial statements were audited by other auditors, who expressed their unqualified opinion thereon on 8 April 2020.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 "Use of estimates and management judgement – Revenue from contracts with customers", 2.2 "Significant accounting policies – Revenue from contracts with customers", 9.a "Revenue from sales and services" and 32 "Trade receivables"

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
Revenue from the supply of electricity and gas to end users is recognised at the time the electricity or gas is delivered and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or on the volumes notified by distributors and transporters, an estimate of the electricity and gas delivered during the year but not yet invoiced that is calculated also taking account of any network losses. Revenue accrued between the date of the last meter reading and the year-end is based on estimates of the daily consumption of individual customers, primarily determined on their historical information, adjusted to reflect the climate factors or other matters that may affect the estimated consumption. These estimates are very complex given the nature of underlying assumptions. Therefore, we believe that the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the process for the recognition of revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced; －assessing the design, implementation and operating effectiveness of controls, including IT controls, deemed material for the purposes of our audit, including by involving our IT specialists; －performing substantive procedures on the electricity and gas volumes considered in the estimation; －checking the accuracy of the selling prices used in the estimation; －comparing the estimates recognised in the consolidated financial statements with the subsequent actual figures; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about the revenue from the supply of electricity and gas not yet invoiced.

Recoverability of non-current assets

Notes to the consolidated financial statements: notes 2.1 “Use of estimates and management judgement - Impairment of non-financial assets and Identification of cash-generating units (CGUs)”, 2.2. “Significant accounting policies – Impairment of non-financial assets”, 10.e “Depreciation, amortisation and other impairment losses”, 17 “Property, plant and equipment” and 22 “Goodwill”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
The consolidated financial statements at 31 December 2020 include property, plant and equipment of €78,718 million, intangible assets of €17,668 million and goodwill of €13,779 million under non-current assets. The directors tested the cash-generating units (CGUs) to which goodwill is allocated or that include other non-current assets for which indicators of impairment had been identified for impairment. The directors have calculated the CGUs’ estimated recoverable amount, based on their value in use, using the discounted cash flow model.The model is very complex and entails the use of estimates which, by their very nature, are uncertain and subjective, about: －the expected cash flows, calculated by taking into account the general economic performance and that of the group’s sector, the actual cash flows for recent years and the projected growth rates; －the financial parameters used to calculate the discount rate. For the above reasons, we believe that the recoverability of non-current assets is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the impairment testing procedure approved by the company’s board of directors on 25 February 2021; －understanding the process for preparing the business plan approved by the parent’s board of directors on 23 November 2020 (the “business plan”); －analysing the reasonableness of the main assumptions used by the directors to prepare the business plan, including their consistency with the group’s strategies addressing the climate change and the objectives of the Paris Agreement; －analysing the criteria used to identify the CGUs and tracing the amount of the CGUs’ assets and liabilities to the relevant carrying amounts in the consolidated financial statements; －assessing the consistency of the cash flows used for impairment testing with the cash flows forecast in the business plan; －analysing the most significant discrepancies between the previous year business plans’ figures and actual figures, in order to check the accuracy of the estimation process adopted; －involving experts of the KPMG network in the assessment of the reasonableness of the impairment testing and related assumptions, including by means of a comparison with external data and information; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about non-current assets and the related impairment tests.

Responsibilities of the parent's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the consolidated financial statements

The directors are responsible for the preparation of consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the group's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the consolidated financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the parent or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the group's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

－identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;

－obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the group's internal control;

－evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;

－conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the group's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the group to cease to continue as a going concern;

－evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation;

－obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the group to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the parent in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the consolidated financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The parent's directors are responsible for the preparation of the group's reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2020 and for the consistency of such reports with the related consolidated financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the group's consolidated financial statements at 31 December 2020 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the group's consolidated financial statements at 31 December 2020 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Statement pursuant to article 4 of the Consob regulation implementing Legislative decree no. 254/16

The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of a non-financial statement pursuant to Legislative decree no. 254/16. We have checked that the directors had approved such non-financial statement. In accordance with article 3.10 of Legislative decree no. 254/16, we attested the compliance of the non-financial statement separately.

Rome, 16 April 2021

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director of Audit

前へ　次へ

エネル・エスピーエー
ヴィアレ　レジーナ　マルゲリータ　137
00198 **ローマ**

エネル・エスピーエーの取締役会　宛

2021年5月21日

独立登録会計事務所の同意書

各位

私たちは、エネル・エスピーエーの2020年12月31日**現在の財政状態計算書並びに同日をもって終了する会計年度における損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている個別財務諸表についての私たちの**2021年4月16日**付の監査報告書が、東京の金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。**

KPMG・エスピーエー

Renato Naschi
監査の監督者

前へ　　次へ

Enel S.p.A.
Viale Regina Margherita, 137
00198 Roma

To the Board of Directors of Enel S.p.A.

21 May 2021

Consent of independent Registered Public Accounting Firm

Dear Sirs
we consent to the inclusion of our report dated April 16, 2021, with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2020 and for the year then ended, which comprise the statement of financial position as at 31 December 2020, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies, in the Annual Security Report of Enel S.p.A. to be filled with the FSA Tokyo.

KPMG S.p.A.

Renato Naschi
Director of Audit

前へ　次へ

EU規制第537/2014号第10条および2010年1月27日政令第39号第14上に準拠した独立監査人の報告書。

(イタリア語原文からの翻訳版)

エネル・エスピーエーの株主各位

個別財務書類の監査報告書

監査意見

当監査法人は、2020年12月31日現在の財政状態計算書、損益計算書、包括利益計算書、持分変動計算書、同日終了事業年度のキャッシュ・フロー計算書及びそれらに関する重要な会計方針の要約を含む注記から構成されている、エネル・エスピーエー（以下「会社」という。）の個別財務書類について監査を行った。

当監査法人は、個別財務書類について、EUが採択している国際財務報告基準およびイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、2020年12月31日現在の会社の財政状態、ならびに同日終了事業年度の経営成績およびキャッシュ・フローを公正かつ妥当に表示しているとの見解である。

監査意見の根拠

当監査法人は、国際監査基準（ISAイタリア）に基づいて監査を行った。この基準に基づく当社の責任については、当報告書の「個別財務書類の監査における監査人の責任」の項に詳細を記載している。

当監査法人は、イタリアで個別財務書類の監査に適用される規制ならびに倫理および独立性の基準に準拠し、会社から独立している。また、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を取得したと判断している。

その他の事項

会社の2019年の個別財務書類は、2020年4月8日に他の監査法人によって監査を受け、無限定適正意見を受けた。

監査上の主要な検討事項

監査上の主要な検討事項は、当監査法人が、当監査期間の個別財務書類の監査で最も重大な事項と専門的に判断した事項である。これらの事項は、個別財務書類全体の監査の観点から判断した事項であり、これらの事項に関する個別の意見を提供するものではない。

株式投資の回収可能性

個別財務書類への注記：注記2.2 「見積りおよび経営者の判断の使用－見積りの使用－株式投資の回収可能性」、2.3「重要な会計方針－子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャー」、および13 「株式投資」

監査上の主要な検討事項	監査上の主要な検討事項に対処するための監査手続
2020年12月31日現在の個別財務諸書類には、株式投資が50,622百万ユーロ含まれている。 取締役は、減損の兆候が識別された株式投資につき、テストを実施した。 取締役は使用価値に基づき、割引キャッシュ・フロー・モデルを用いて株式投資の予想回収可能価額を計算した。このモデルは非常に複雑であり、不確実で主観的な次のような推定値の使用を伴う。 － 一般的な経済数値とグループのセクターのそれを考慮して計算された予想キャッシュ・フロー、近年の実際のキャッシュ・フロー、および予想される成長率 － 割引率の計算に使用される財務パラメータ。 以上の理由から株式投資の回収可能性は監査上の主要な検討事項であると考える。	当監査法人の監査手続は以下を含んでいる。 － 2021年2月25日に取締役会で承認された減損テストの手続の理解 － 2020年11月23日に会社の取締役会で承認された事業計画（「ビジネスプラン」）の作成プロセスの理解 － 取締役が事業計画を作成するために用いた主要な仮定の合理性の分析 － 減損テストに使用したキャッシュ・フローと事業計画のキャッシュ・フロー予測との比較 － 採用した見積りプロセスの正確性を確認するために、前年の事業計画の数字と実際の数字との間の最も大きな差異を分析すること － 外部データ及び情報との比較によるものを含め、減損テスト及び関連する仮定の合理性の評価におけるKPMGネットワークの専門家の関与 － 株式投資及び関連する減損テストに関する注記の適切性の評価

個別財務書類に対する当社の取締役及び監査役会（Collegio Sindacale）の責任

取締役は、個別財務書類が、EUが採択している国際財務報告基準およびイタリアの規定である政令第38/2005号第9条に準拠し、公正妥当に表示され、作成されていることの責任を負う。また、不正か誤謬かにかかわらず、重大な虚偽表示のない財務書類の作成に必要だと判断される内部統制を、法律で定められた条件の範囲内で準備することにも責任を負う。

取締役は、会社の継続企業としての存在能力を評価する責任があり、個別財務書類の作成において、継続企業の公準の妥当性の評価及びその適切な開示にも責任を有する。取締役は、会社を清算する、または業務を停止する予定がある、もしくはそれ以外に現実的な代替手段が存在しない場合でない限り、継続企業の前提を基に個別財務書類を作成する。

監査役会（Collegio Sindacale）は、イタリアの法律で定められた条件の範囲以内で、会社の財務報告プロセスを監視する責任を担う。

個別財務書類の監査に対する監査人の責任

当監査法人の目的は、個別財務書類全体が、不正または誤謬かにかかわらず、重大な虚偽の表示がないことに対する合理的な保証を取得し、当監査法人の意見を含めた監査報告書を作成することである。合理的な保証とは、相当に高い程度の保証であり、重大な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に基づき実施した監査により、それを常に検知することを保証するものではない。虚偽表示は、不正または誤謬により発生し、個別または総合的に、個別財務書類に基づき経済的な意思決定をする利用者に影響を与えると合理的に予想できる場合に重大であると判断される。

当監査法人は、国際会計基準（ISAイタリア）に準拠する監査の一環として、専門的な判断を下し、職業的懐疑心を保持して監査を実施した。加えて、以下も行った。

－不正または誤謬かに関わらず、個別財務書類の重大な虚偽表示のリスクを特定評価し、これらのリスクに対応する監査手順を作成および実行し、当監査法人の意見の根拠を提供するための十分かつ適正な監査証拠を取得した。不正は、共謀、偽造、故意の脱漏、不実表示、または内部統制の変更などが関係するため、不正による虚偽表示が検知されない可能性は、誤謬による虚偽表示の検知よりも高い。

－それぞれの状況で適切な監査手順を作成するため、監査に関係する内部統制を理解したが、これは会社の内部統制の有効性に関する意見を表明することが目的ではない。

－取締役による会計予測の妥当性およびそれに関連する開示。ならびに採用される会計方針の適正さを評価した。

－取締役による継続企業の前提に基づいた会計処理の使用および会社の継続企業の前提に重要な疑義を与え得る事象または状況に関連する重大な不確実性が存在するか否かにつき、取得した監査証拠を基にその妥当性を判断した。重大な不確実性が存在すると判断した場合、関連する個別財務書類の開示個所を監査報告書に記載し、また、その開示が不適切である場合は、意見の形成においてその問題を考慮した。当監査法人の最終的な監査意見は、監査報告書の日付までに取得した監査証拠に基づいている。しかし、将来の事象または状況が、会社の継続企業の前提を停止させる原因となる可能性は存在する。

－当監査法人は、開示事項ならびに個別財務書類の原資産および原事象が適正に表示されるよう記載されているかを含め、個別財務書類全体の表示、構成および内容を評価した。

当監査法人は、特に監査の時期および予定する範囲、監査を実施する中で特定した内部統制の重要な欠陥などを含む監査の重要な発見について、ISAイタリアの要件で適切なレベルであると特定されたガバナンス担当者に報告した。

当監査法人は、イタリアで適用される倫理および独立性の要件を満たしている旨の声明をガバナンスの担当者に提供し、また、同担当者に、独立性に影響を与えると合理的に考えられる全ての事象ならびに、必要に応じ、関連する保護手段について報告した。

ガバナンス担当者に報告した事項の中で、当期の個別財務書類の監査に関して当監査法人が最も重要であると判断した内容を、監査上の主要な検討事項とした。これらの事案は、当監査法人の監査報告書に記載した。

EU規制第537/14号第10条に準ずる追加情報

2019年5月16日、会社の株主は、2020年12月31日から2028年12月31日までの毎年、当監査法人が個別および連結財務書類の監査に関与することを決定した。

当監査法人は、EU規制第537/2014号第5条1項に定められた、禁止されている監査以外のサービスの提供は行っておらず、監査を実施するにあたり会社から独立した関係を維持していたことを宣言する。

当監査法人は、本報告書に含まれる個別財務書類の意見は、EU規制第537/2014第11条に従い作成され、監査役会の権限内で監査役会（Collegio Sindacale）に提出した追加報告書の内容と一貫性を有していることを確約する。

その他の法的及び規制要件の遵守に関する報告

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落の副段落 e)および1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落に規定された内容に関する意見

会社の取締役は、2020年12月31日現在の業務報告書、コーポレート・ガバナンスおよび株主構成報告書を作成し、これらが個別財務書類との一貫性を有し、該当する法律に準拠していることの責任を負う。

当監査法人は、1998年2月24日、政令第58号第123-bis条第4段落の規定に従い作成した、株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に含まれる特定の情報および業務報告書と、2020年12月31日現在の会社の個別財務書類との一貫性ならびに該当する法律および規制の遵守に関する意見を表明し、重大な虚偽表示がないかを評価するため、監査基準（SAイタリア）第720B号に定める内容に従い、監査手続を実施した。

当監査法人の意見では、業務報告書ならびに株主構成およびコーポレート・ガバナンス報告書に記載された上述の特定の情報は、2020年12月31日現在の個別財務書類と一貫性を有しており、該当する法律に準拠しているとの判断である。

2010年1月27日、政令第39号第14条第2段落（副段落）に規定される声明に関し、監査を通じて取得した事業体に対する当監査法人の知識および理解ならびにその環境につき、特に報告する事項はない。

2021年4月16日　ローマ

KPMG S.p.A

（原文に署名）

Renato Naschi
監査ディレクター

前へ　次へ

(Translation from the Italian original which remains the definitive version)

Independent auditors' report pursuant to article 14 of Legislative decree no. 39 of 27 January 2010 and article 10 of Regulation (EU) no. 537 of 16 April 2014

To the shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the audit of the separate financial statements

Opinion

We have audited the separate financial statements of Enel S.p.A. (the "company"), which comprise the statement of financial position as at 31 December 2020, the income statement and the statements of comprehensive income, changes in equity and cash flows for the year then ended and notes thereto, which include a summary of the significant accounting policies.

In our opinion, the separate financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as at 31 December 2020 and of its financial performance and cash flows for the year then ended in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia). Our responsibilities under those standards are further described in the "*Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements*" section of our report. We are independent of the company in accordance with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy to audits of financial statements. We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Other matters

The company's 2019 separate financial statements were audited by other auditors, who expressed their unqualified opinion thereon on 8 April 2020.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgement, were of most significance in the audit of the separate financial statements of the current year. These matters were addressed in the context of our audit of the separate financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Recoverability of equity investments

Notes to the separate financial statements: notes 2.2 “Use of estimates and management judgement – Use of estimates – Recoverability of equity investments”, 2.3. “Significant accounting policies – Subsidiaries, associates and joint ventures” and 13 “Equity investments”

Key audit matter	Audit procedures addressing the key audit matter
The separate financial statements at 31 December 2020 include equity investments of €50,622 million. The directors tested the equity investments for which indicators of impairment had been identified for impairment. The directors have calculated the equity investments' estimated recoverable amount, based on their value in use, using the discounted cash flow model. The model is very complex and entails the use of estimates which, by their very nature, are uncertain and subjective, about: －the expected cash flows, calculated by taking into account the general economic performance and that of the company's sector, the actual cash flows for recent years and the projected growth rates; －the financial parameters used to calculate the discount rate. For the above reasons, we believe that the recoverability of equity investments is a key audit matter.	Our audit procedures included: －understanding the impairment testing procedure approved by the company's board of directors on 25 February 2021; －understanding the process for preparing the business plan approved by the company's board of directors on 23 November 2020 (the “business plan”); －analysing the reasonableness of the key assumptions used by the directors to prepare the business plan; －comparing the cash flows used for impairment testing to the cash flows forecast in the business plan; －analysing the most significant discrepancies between the previous year business plans' figures and actual figures, in order to check the accuracy of the estimation process adopted; －involving experts of the KPMG network in the assessment of the reasonableness of the impairment testing and related assumptions, including by means of a comparison with external data and information; －assessing the appropriateness of the disclosures provided in the notes about equity investments and the related impairment tests.

Responsibilities of the company's directors and board of statutory auditors ("Collegio Sindacale") for the separate financial statements

The directors are responsible for the preparation of separate financial statements that give a true and fair view in accordance with the International Financial Reporting Standards endorsed by the European Union and the Italian regulations implementing article 9 of Legislative decree no. 38/05 and, within the terms established by the Italian law, for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

The directors are responsible for assessing the company's ability to continue as a going concern and for the appropriate use of the going concern basis in the preparation of the separate financial statements and for the adequacy of the related disclosures. The use of this basis of accounting is appropriate unless the directors believe that the conditions for liquidating the company or ceasing operations exist, or have no realistic alternative but to do so.

The *Collegio Sindacale* is responsible for overseeing, within the terms established by the Italian law, the company's financial reporting process.

Auditors' responsibilities for the audit of the separate financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the separate financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditors' report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with ISA Italia will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these separate financial statements.

As part of an audit in accordance with ISA Italia, we exercise professional judgement and maintain professional scepticism throughout the audit. We also:

－identify and assess the risks of material misstatement of the separate financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control;

－obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the company's internal control;

－evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by the directors;

－conclude on the appropriateness of the directors' use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditors' report to the related disclosures in the separate financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditors' report. However, future events or conditions may cause the company to cease to continue as a going concern;

－evaluate the overall presentation, structure and content of the separate financial statements, including the disclosures, and whether the separate financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.

We communicate with those charged with governance, identified at the appropriate level required by ISA Italia, regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with the ethics and independence rules and standards applicable in Italy and communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the separate financial statements of the current year and are, therefore, the key audit matters. We describe these matters in our auditors' report.

Other information required by article 10 of Regulation (EU) no. 537/14

On 16 May 2019, the company's shareholders appointed us to perform the statutory audit of its separate and consolidated financial statements as at and for the years ending from 31 December 2020 to 31 December 2028.

We declare that we did not provide the prohibited non-audit services referred to in article 5.1 of Regulation (EU) no. 537/14 and that we remained independent of the company in conducting the statutory audit.

We confirm that the opinion on the separate financial statements expressed herein is consistent with the additional report to the *Collegio Sindacale*, in its capacity as audit committee, prepared in accordance with article 11 of the Regulation mentioned above.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion pursuant to article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10 and article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98

The company's directors are responsible for the preparation of the reports on operation and on corporate governance and ownership structure at 31 December 2020 and for the consistency of such reports with the related separate financial statements and their compliance with the applicable law.

We have performed the procedures required by Standard on Auditing (SA Italia) 720B in order to express an opinion on the consistency of the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure indicated by article 123-bis.4 of Legislative decree no. 58/98 with the company's separate financial statements at 31 December 2020 and their compliance with the applicable law and to state whether we have identified material misstatements.

In our opinion, the report on operations and the specific information presented in the report on corporate governance and ownership structure referred to above are consistent with the company's separate financial statements at 31 December 2020 and have been prepared in compliance with the applicable law.

With reference to the above statement required by article 14.2.e) of Legislative decree no. 39/10, based on our knowledge and understanding of the entity and its environment obtained through our audit, we have nothing to report.

Rome, 16 April 2021

KPMG S.p.A.

(signed on the original)

Renato Naschi
Director of Audit

前へ