

【表紙】	
【提出書類】	有価証券報告書
【根拠条文】	金融商品取引法第24条第1項
【提出先】	関東財務局長
【提出日】	平成30年6月28日
【事業年度】	自 平成29年1月1日 至 平成29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
【電話番号】	03-6775-1000
【事務連絡者氏名】	弁護士 加 納 さ や か 同 田 中 貴 大 同 野 村 直 弘 同 徳 山 剛 史 同 伊 嵯 風 人
【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
【電話番号】	03-6775-1264/03-6775-1276/03-6775-1330/03-6775-1369/03-6775-1465
【縦覧に供する場所】	該当なし

(注) 1. (イ) 本書において、「ドル」、「\$」及び「U.S.ドル」は米ドルを意味し、「euro」又は「Euro」はユーロを意味する。

(ロ) 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=127.34円（株式会社三菱UFJ銀行が発表した2018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。

(ハ) 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かなら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」、「企画されている」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績成績は、とりわけ「第一部―第3―4 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す得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部―第3―4 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す得る要素の完全なリストではなく、「第一部―第3―4 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・アジオリ（societa per azioni）」又は「エスピーエー（S.p.A.）」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が、利益の分配及び清算時の純資産の分配において特別の権利を享受している優先株式については、議決権が制限されることがある。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、反対に、現在上場している会社はそれらが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」システム及びいわゆる「二元型」又は「ツー・ティア」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、会社が採用する取締役、ジェネラル・マネージャー及び戦略的責任を有する役員の報酬についての方針に賛成する決議を行う。かかる決議に拘束力はない。

- (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權を要するとされている場合には、当該授權に関する決議。
- (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、最低毎年一回、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。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る(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も確認してもらうことを選択できる。)。

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、主に前記「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日以内又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、若しくはいかなる場合においても当社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。株主総会前に提出された質問は、かかる株主総会中に、回答がなされる。

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、当社ウェブサイト及びイタリア証券取引所のウェブサイト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とって代わられる。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名の実任取締役）が、当該取締役が特に重要であるとする
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、議決権を有する現任取締役の過半数とする。

E. 議決権

決議は、議決権を有する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、当社の報酬委員会の提案のもと、取締役の報酬に関する方針を承認するが、かかる方針は拘束力を有しない株主総会の決議に服する。

(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ない。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議決権が所有者に付与される。

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、当社取締役会が提案する中間配当又は年次配当を受ける資格を有する。ただし、年次配当は株主の承認を得るものとする。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(Monte Titoli S.p.A.)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(imposta sostitutiva))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しないとする証明書(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（Chiomenti Studio Legale）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―イタリアの規制枠組み」及び「第一部―第5―5 コーポレート・ガバナンスの状況等」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

2017年12月31日現在の財務諸表に対する注記のコメント及び表で示されている数字は、2016年及び2017年の間で一貫性があり、同質である。比較公表の修正再表示は求められなかった。

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。かかるモデルの将来的な導入については、新たな組織構造の発表時である2016年度第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ごとの、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、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北アメリカ及び中央アメリカ、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（国際火力発電会社、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、ヨーロッパ及び北アフリカ、ラテンアメリカ、北アメリカ及び中央アメリカ、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、下記連結財務書類注記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。

比較の修正は、2014年12月31日現在の修正を表す。

新たに適用された会計基準又は新たに採用された会計方針は、2014年12月31日現在の比較情報開示の修正に影響を及ぼさない。

より具体的には、新たな基準である「IFRIC第21号 賦課金」の下では、税債務は、適用ある法律に規定されたとおり、賦課金の支払債務を生じさせる義務事由が発生したときに認識されるのであるが、かかる基準の適用が、遡及的効力をもって2015年1月1日から開始される結果、スペインにおいて保有された不動産に課されるいくつかの間接税は、年度の最初に全額が認識され、もはや年度にわたって繰り延べされない。かかるアプローチは、単に、いくつかの中間期間中の費用の再分配を伴うが、年度末及び2014年12月31日現在の業績及び財務状態に関する数字を修正する影響はない。

また、連結キャッシュ・フロー計算書の「営業活動から生じたキャッシュ・フロー」の構造に関しては、その全体の価値は変わらず、営業活動から生じたキャッシュ・フローを構成する項目はより詳細に開示され、数値の比較可能性を確保するために2014年度の一定の項目について対応させる再分類が行われた。

2013年12月31日現在の比較数値の修正

2013年12月31日現在の比較数値に修正を生じさせた、新たに適用された会計基準及び新たに採用された会計方針は以下のとおりである。

- ・新たなIFRS第11号の遡及的適用の下では、共同支配企業に唯一認められる会計処理方法は持分法となるが、共同支配の取決めは現在、保有持分にかかわらず、当該取決めにおける権利／義務に基づいて、当該取決めに関する資産／負債及び費用／収益におけるエンティティの持分を認識することによって説明されている。当該変更によって、実質上、先のIAS第31号において規定され、当グループが採用していた、共同支配企業の投資の比例連結という選択肢が排除された。かかる変更は、全ての業績及び金融項目の修正をもたらすが、当グループの純利益又は株主持分の変更をもたらすものではない。採用された会計処理は、以前用いられていた比例連結と重要な差がなかったことが、関連契約並びに関連する権利及び義務の特徴から示されたため、共同支配事業の会計処理における変更の影響はわずかである。
- ・2014年1月1日以降適用の、遡及的効力を持つIAS第32号の新規定の適用は、一定の条件下における金融資産と金融負債の相殺に関するものであり、2013年12月31日現在の連結貸借対照表に含まれるいくつかの項目の修正のみが生じ、株主持分には影響を及ぼさなかった。

さらに、2013年12月31日現在の貸借対照表上の数値は、再生可能エネルギー部門の数社（パルケ・エオリコ・タリナイ・オリエンテ（Parque Eólico Talinay Oriente）を含む。）に対する購入価格の割当ての決定の結果、かかる日付け以降に完了した取引において修正された。当該適用においても、価格が上昇していた資産（のれんを除く。）の減価償却は当年度になって初めて行われたので、損益計算書の項目には修正を加えるべき影響はなかった。

電力購入費用、子会社及び共同支配企業に関する金融債権並びにデリバティブ及びその公正価値の財務的影響を分類するために用いられるアプローチの変更（業界における最善の実務の実施及び財務報告における透明性の確保を意図したものである。）により、2013年の損益計算書、貸借対照表及びキャッシュ・フロー計算書に再分類が行われた。かかる再分類は、報告された情報の比較可能性をより確実なものとするために行われた。より具体的には、2013年の損益計算書に関しては以下のような再分類が行われた。

- (i) 1,577百万ユーロの原料費及び設備費を「原料及び消耗品」から「サービス及びその他原料」へ。
- (ii) 757百万ユーロのデリバティブからの財務収益を「財務収益」から「デリバティブからの財務収益／（費用）純額」へ。
- (iii) 1,218百万ユーロのデリバティブからの財務費用を「財務費用」から「デリバティブからの財務収益／（費用）純額」へ。

2013年12月31日現在及び2013年1月1日現在の貸借対照表に関しては以下のような再分類が行われた。

- (i) 各基準日においてそれぞれ444百万ユーロ及び953百万ユーロの固定デリバティブ金融資産を「固定金融資産」から固定資産内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- (ii) 各基準日においてそれぞれ2,285百万ユーロ及び1,718百万ユーロの流動デリバティブ金融資産を「流動金融資産」から流動資産内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- (iii) 各基準日においてそれぞれ2,257百万ユーロ及び2,553百万ユーロの固定デリバティブ金融負債を「固定金融負債」から固定負債内の個別の「デリバティブ」項目へ。
- (iv) 各基準日においてそれぞれ2,535百万ユーロ及び2,028百万ユーロの流動デリバティブ金融負債を「流動金融負債」から流動負債内の個別の「デリバティブ」項目へ。

さらに、かかる損益計算書及び貸借対照表は、原料及びエネルギー購入費用、建設契約に関する売掛金及び買掛金、並びにデリバティブが業績及び財務状態に与える影響に関する情報の表示を改善するために修正された。当該修正によって、数値の比較可能性を確かなものとするために、2013年度について及び2013年12月31日現在の数値のいくつかを修正する必要が生じた。

2012年12月31日現在の比較数値の修正

連結財務書類において比較目的のみのため報告された貸借対照表及び損益計算書の数値において、2013年1月1日より遡及的効力をもって「IAS第19号 従業員給付」の改定を適用したことによる主な影響は、以下のとおりである。

- ・回廊アプローチは使われなくなったことから、数理計算上の損益は全て資本に直接認識される。したがって、2012年12月31日現在数値化された回廊範囲を超えた余剰損益について2012年度になされた償却は、損益計算書から除外された（19百万ユーロ）。また、以前の方法の適用で認識されなかった数理計算上の損益は資本に認識され、それぞれ貸借対照表上で認識される確定給付債務及び純年金資産に結果的に調整された。
- ・損益計算書上の過去勤務費用の認識は遅延されなくなったため、2012年12月31日現在未認識の部分は、確定給付債務の増加として認識され、過年度に係る額について資本に、また2012年度の計上額について損益として計上される。より具体的には、損益計算書において認識される額には、イタリアにおいて一定の従業員に対して2012年に設定された段階的退職制度についての負担金932百万ユーロが含まれた。
- ・新たな基準の適用において、年金資産における利息収益は、かかる資産における期待収益の代用として認識される。かかる利息収益は、財務収益の下では報告されず、給付制度に関連した財務費用と相殺される。

全てのケースにおいて、理論上の税効果が計算され、また非支配持分に関する金額が計上された。

また、2013年度において、当グループは、多種の環境保護証書（二酸化炭素排出アローワンス、グリーン証書、エネルギー効率証書等）の認識及び提示の取り扱いを調和させるためのプロジェクトの一環として新たな会計の取り扱いを採用した。かかる新たなアプローチは、環境保護証書についてのインセンティブ・メカニズムに関わる会社の事業モデルに基づいており、連結損益計算書においていくつもの再分類がなされた。

最後に、再生可能エネルギー部門において事業を行う会社である、カフィレアス（Kafireas）のパイプライン事業、スティパ・ナヤア（Stipa Nayaá）及びエオリカ・ゾピロアパン（Eólica Zopiloapan）の購入価格の割当ての決定（2012年12月31日の後に完了された。）の結果、かかる日付け現在の貸借対照表は、取得した純資産の公正価値の算定を反映して修正されている。

b) 部門開示における変更

2015事業年度から、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。かかるモデルの将来的な導入については、新たな組織構造の発表時である2014年7月31日に最初に発表された。

2015年、新たな組織は、事業部門（国際発電、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、国際取引並びにアップストリームガス）並びに地域／国（イタリア、イベリア半島、ラテンアメリカ、東欧）から構成される基盤に基づいており、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、下記連結財務書類注記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。

「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	
	2017年	
	(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	74,639	9,505
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	5,861	746
その他	59,564	7,585
営業費用合計	65,425	8,331
コモディティリスク管理による純利益(費用)	578	74
営業利益	9,792	1,247
財務収益	3,982	507
財務費用	6,674	850
持分法による投資持分収益(費用)	111	14
法人税等控除前利益	7,211	918
法人税	1,882	240
継続事業による利益	5,329	679
廃止事業による利益	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	5,329	679
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.37	47
発行済株式数(百万株)	10,167	

	12月31日現在	
	2017年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
固定資産(純額)	74,937	9,542
流動資産	34,467	4,389
資産合計	155,641	19,819
流動負債 ⁽²⁾	29,841	3,800
短期債務 ⁽³⁾	8,894	1,133
長期債務 ⁽⁴⁾	42,439	5,404
株主持分	34,795	4,431

	12月31日に終了した事業年度	
	2017年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結キャッシュ・フロー計算書		
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	10,125	1,289
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(9,294)	(1,183)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(1,646)	(210)

	12月31日に終了した事業年度			
	2015年		2016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	75,658	9,634	70,592	8,989
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,612	969	6,355	809
その他	60,529	7,708	55,183	7,027
営業費用合計	68,141	8,677	61,538	7,836
コモディティリスク管理による純利益(費用)	168	21	(133)	(17)
営業利益	7,685	979	8,921	1,136
財務収益	4,018	512	4,173	531
財務費用	6,474	824	7,160	912
持分法による投資持分収益(費用)	52	7	(154)	(20)
法人税等控除前利益	5,281	672	5,780	736
法人税	1,909	243	1,993	254
継続事業による利益	3,372	429	3,787	482
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	3,372	429	3,787	482
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.23	29	0.26	33
発行済株式数(百万株)	9,403		10,167	

	12月31日現在			
	2015年		2016年	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表				
固定資産(純額)	73,307	9,335	76,265	9,712
流動資産	37,328	4,753	35,281	4,493
資産合計	161,179	20,525	155,596	19,814
流動負債 ⁽²⁾	31,784	4,047	31,207	3,974
短期債務 ⁽³⁾	7,888	1,004	9,756	1,242
長期債務 ⁽⁴⁾	44,872	5,714	41,336	5,264
株主持分	32,376	4,123	34,803	4,432

	12月31日に終了した事業年度			
	2015年		2016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				
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	9,572	1,219	9,847	1,254
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,421)	(818)	(8,087)	(1,030)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,382)	(685)	(4,474)	(570)

	12月31日に終了した事業年度			
	2013年(修正済)		2014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	78,663	10,017	75,791	9,651
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	6,951	885	12,670	1,613
その他	61,594	7,843	59,809	7,616
営業費用合計	68,545	8,729	72,479	9,229
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(378)	(48)	(225)	(29)
営業利益	9,740	1,240	3,087	393
財務収益	2,449	312	3,326	424
財務費用	5,253	669	6,456	822
持分法による投資持分収益(費用)	217	28	(35)	(4)
法人税等控除前利益	7,153	911	(78)	(10)
法人税	2,373	302	(850)	(108)
継続事業による利益	4,780	609	772	98
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	4,780	609	772	98
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.34	43	0.05	6
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

12月31日現在

	2013年（修正済）		2014年	
	（百万ユーロ）	（十億円）	（百万ユーロ）	（十億円）
連結貸借対照表				
固定資産(純額)	80,263	10,221	73,089	9,307
流動資産	35,369	4,504	42,181	5,371
資産合計	163,865	20,867	166,634	21,219
流動負債 ⁽²⁾	28,515	3,631	32,304	4,114
短期債務 ⁽³⁾	7,142	909	8,377	1,067
長期債務 ⁽⁴⁾	50,905	6,482	48,655	6,196
株主持分	35,941	4,577	31,506	4,012

12月31日に終了した事業年度

	2013年（修正済）		2014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				
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	7,254	924	10,058	1,281
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,103)	(522)	(6,137)	(781)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,598)	(586)	1,536	196

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度	
	2013年	
	(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	80,535	10,255
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	7,067	900
その他	63,146	8,041
営業費用合計	70,213	8,941
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(378)	(48)
営業利益	9,944	1,266
財務収益	2,453	312
財務費用	5,266	671
持分法による投資持分収益(費用)	86	11
法人税等控除前利益	7,217	919
法人税	2,437	310
継続事業による利益	4,780	609
廃止事業による利益	-	-
当期純利益(少数株主持分控除前)	4,780	609
1株当たり利益 ⁽¹⁾ (ユーロ/円)	0.34	43
発行済株式数(百万株)	9,403	

連結貸借対照表	12月31日現在	
	2013年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
固定資産(純額)	81,050	10,321
流動資産	35,323	4,498
資産合計	164,148	20,903
流動負債 ⁽²⁾	26,786	3,411
短期債務 ⁽³⁾	7,219	919
長期債務 ⁽⁴⁾	51,113	6,509
株主持分	35,941	4,577

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	
	2013年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
営業活動から生じたキャッシュ・フロー	7,241	922
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,147)	(528)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,544)	(579)

	12月31日現在				
	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	98.9	96.1	89.7	82.61	84.92
純発電量(TWh)	286.1	283.1	284.0	261.8	249.9
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh) ⁽⁵⁾	295.5	261.0	260.1	263.0	284.8
電力供給量総計(TWh) ⁽⁶⁾	404.0	395.4	417.4	426.7	445.2
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)	8.6	7.8	8.9	10.6	11.7
従業員数	71,394	68,961	67,914	62,080	62,900

- (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。2017年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約23.59%を保有していた。2017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) 再販売業者への販売を除く。
- (6) 2016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・ベル・レネルギア・エレットリカ（Ente Nazionale per l'Energia Elettrica）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（現ジェストレー・デイ・セルヴィッツィ・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・アツィオナリーオに上場された。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・デポジティー・エ・プレスティティーティに対して当社株式資本の10.35%を売却し、現在はカッサ・デポジティー・エ・プレスティティーティ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、カッサ・デポジティー・エ・プレスティティーティ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、その子会社であるカッサ・デポジティー・エ・プレスティティーティから、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. Cooma 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（E.ON）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、南北アメリカ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・ウニオン・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・ドブロジー・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティ・ドブロジー・エスエー（以下「ディストリビューティ・ドブロジー」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、ブカレストの配電ネットワーク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つ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年間で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い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・エネルギー・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。セヴェレネルギ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ギ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。当社及びユニは同日、セヴェレネルギ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。セヴェレネルギアは、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、セヴェレネルギ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。
- ・2010年3月16日、エンデサは、エンデサ・ヘラス(Endesa Hellas)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(Mytilineos Holding)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及び風力発電のプラント（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。
- ・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、カッサ・デポジティ・エ・プレスティエーティ・エスピーエーは、直接付与された権利及び経済財務省に付与された権利（同省からカッサ・デポジティ・エ・プレスティエーティ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、カッサ・デポジティ・エ・プレスティエーティは、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、その子会社であるカッサ・デポジティ・エ・プレスティエーティから、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・アツツィオナリーオー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（Red Eléctrica de España (REE)）と、エンデサの完全子会社であるエンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ（Endesa Distribución Electrica）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・ディストリビューション・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・ビーヴィー（Enel Investment Holding BV (EIH)）は、コンターグローバル・エルピー（ContourGlobal LP）（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（Maritza East III Power Holding）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（Maritza O&M Holding Netherland）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の垂炭燃料発電プラント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（Enel Maritza East 3）（以下「マリッツァ」という。）の73%、及びマリッツァのプラント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（Enel Operations Bulgaria）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（Enersis S.A.）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で、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エアップションを全て行使した。そのため、グリーンシュエアッ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。グリーンシュエアッ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マガネージ・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バック・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スロバキアの50%の処分を完了した。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ーイドラ・エレクトリカ・デ・カンディナマルカ（Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca）（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。詳細については、下記連結財務書類注記5.1を参照。
- ・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・エネルギーの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。

c) 2017年の重要な事象

- ・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・エネルギーの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・ディストリビューオ・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ネルNOC・グループの100%を取得。
- ・2017年10月25日に、電気的移動度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・ディストリビューション・ペルーの7.7%を80百万ドルで取得。

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」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、グローバル・トレーディング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）：当グループが業務を行う様々な地理的地域において行われる資産の管理及び展開、パフォーマンスの最適化及び資本のリターンについて責任を負う。かかる部門はまた、管理するプロセスの実効性を改善し、グローバルレベルで最善の実務を共有することを使命としている。当グループは、様々な事業分野におけるプロジェクトの産業的ビジョンの集中化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、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日現在以降の連結業績の表示は修正された。その結果、本連結財務報告書において、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。同様に、2015年度の数値はこれと比較するために適切に修正されている。

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―7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

3【事業の内容】

エネルの組織モデル

2017年4月28日、エネルグループは、新たな組織構造を採用し、「エネルX」と称する新たな国際事業ラインを導入した。これは、戦略計画2017-2019の中で価値の促進要因とされている顧客重視及びデジタル化をさらに促進することを意図したものである。

より具体的には、新たなエネルグループの構造は、従来のように、以下から構成される基盤に編成されている。

- ＞ 事業部門（国際火力発電及び取引、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、並びにエネルX）：当グループが事業を行う様々な地理的地域において用いられている資産の管理及び開発、パフォーマンス及び資本利益率の最適化について責任を負う。かかる部門はまた、管理するプロセスの実効性を改善し、グローバルレベルで最善のプラクティスを共有することを任務としている。当グループは、様々な事業ライン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になる。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との関係においても評価される。
- ＞ 地域及び国（イタリア、イベリア、南米、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、各部門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。

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（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並びにプロキュアメントについて責任を負う。
- ＞ 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。

エネル及び金融市場

	2017年	2016年
1株当たり売上総利益（ユーロ）	1.54	1.50
1株当たり営業利益（ユーロ）	0.96	0.88
1株当たり当グループ純利益（ユーロ）	0.37	0.25
1株当たり当グループ純経常利益（ユーロ）	0.29	0.29
1株当たり配当（ユーロ） ⁽¹⁾	0.237	0.18
1株当たり当グループ株主持分（ユーロ）	3.42	3.42
株価－最近12ヶ月間の最高値（ユーロ）	5.58	4.19
株価－最近12ヶ月間の最安値（ユーロ）	3.84	3.40
12月の平均株価（ユーロ）	5.39	4.02
時価総額（百万ユーロ） ⁽²⁾	54,761	40,910
12月31日現在の発行済株式数（百万株）	10,167	10,167

(1) 2018年3月22日の取締役会により提案された配当。

(2) 12月の平均株価を基に算出している。

	現在 ⁽¹⁾	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2015年 12月31日	
エネル株式の割合：					
－対 FTSE MIB株価指数	10.60%	11.68%	11.41%	9.05%	
－対 ブルームバーグ世界電力会社株価指数 (Bloomberg World Electric index)	3.96%	3.92%	3.26%	3.04%	
格付：					
スタンダード・ アンド・プアーズ	アウトルック 中期／長期 短期	安定的 BBB+ A-2	安定的 BBB+ A-2	安定的 BBB A-2	ポジティブ BBB A-2
ムーディーズ	アウトルック 中期／長期 短期	安定的 Baa2 P2	安定的 Baa2 P2	安定的 Baa2 P2	安定的 Baa2 P2
フィッチ	アウトルック 中期／長期 短期	安定的 BBB+ F2	安定的 BBB+ F2	安定的 BBB+ F2	安定的 BBB+ F2

(1) 2018年1月31日に更新された数値。

世界の主要な先進国及び新興国における経済活動は、2017年においても拡大し続けた。かかる成長は、循環的及び構造的要素に牽引された。すなわち、世界貿易の増加、物価の回復及び中央銀行による拡張的貨幣政策が、安定的で包括的な回復を可能にした主要な要因の一部であった。先進経済圏のうち、米国は、拡大経済のサイクルのうち成熟した段階を経験している一方で、ユーロ圏においては、2017年における予想外の業績により、主要な金融機関及び統計機関は今後数年の成長予想の見直しを迫られた。特にイタリアにとって、2017年は、2010年以来GDPが最も速い速度で成長することが期待された好調な一年であった。

マクロ経済の環境は改善したものの、世界経済にとってリスクは残っている。主な要因としては、金融政策が正常化する可能性や地政学的な緊張が増大する可能性による経済的及び財務的な影響が含まれる。さらに、保護貿易主義的な政策の拡大は、グローバルな貿易を減速させる可能性がある一方で、多くの国における政治の不安定性により、経済的な可能性を増大させるために必要な構造改革の実施が遅れる危険性がある。

かかる経済環境において、主なヨーロッパの株価指数は、2017年を好調な数値で終えた。スペインのIBEX35指数は7%増加した一方、フランスのCAC40は9%増加し、ドイツのDAX30は13%増加した。FTSEイタリア全株価指数は、16%の増加を記録した。

ユーロ圏の公共事業部門は、16%の増加で年度を終えた。

エネルの株式に関しては、2017年は株価が5.13ユーロとなり、前年度から22.5%上昇した。エネル株式は、ユーロ圏における業種別指数を大幅に上回っており、ヨーロッパの競合他社の中でも最高値を記録したものの1つであった。

2017年1月25日、エネルは、2016年の利益から1株当たり0.09ユーロの中間配当を支払い、2017年7月26日にその年の残りの配当として、0.09ユーロを支払った。2017年に分配された配当の合計額は、1株当たり0.18ユーロとなり、2016年に分配された1株当たり16セントを約13%上回った。

2017年については、2018年1月24日に0.105ユーロの中間配当が支払われ、2018年7月25日に残りの配当が支払われる予定である。

2017年12月31日現在、経済財務省は、エネル株式の23.6%を保有しており、機関投資家は57.5%（2016年12月31日時点では54.0%）、個人投資家は残りの18.9%（2016年12月31日時点では22.4%）を保有している。環境、社会及びガバナンス（ESG）を重視する投資家の数は着実に増加しており、2017年12月31日現在、株式資本の8.6%超（2016年12月31日時点では8.0%）を示している。

概して、かかる増加は、長期的に持続可能な価値の創出に一定の役割を果たしている非金融的な要素、すなわち、エネルが、現在進行中の世界的なエネルギーの移行から派生する機会をとらえ、その分野でリーダーとなるために、都市化、需要の電化及びこれに伴う大規模な脱炭素化の傾向に伴うビジネス機会を活用することに基づく戦略をもって、主導的な役割を果たしてきた分野に対し、金融市場がますます関心を寄せていることを反映している。

かかるコミットメントの具体例は、イングランド銀行が提案し、マイケル・ブルームバーグが議長を務める気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）の自主的なガイドラインの実施を支援するためのレターに対する署名である。これらのガイドラインは、気候変動に関連する非金融的な要素から発生する潜在的な金融上の影響の開示について、企業間の認知度を高めることを目的としている。

環境、社会及びガバナンス（ESG）におけるエネルのリーダーシップには、純粋に産業上の戦略的要素とともに、エネルが関わる地域コミュニティの経済的及び社会的成長の促進並びにそれらの人々の役割及び技術の強化に寄与する人的資本への注視も含まれる。

詳細については、当社ウェブサイトのIRセクション(<http://www.enel.com/en/investors.html>)を参照されたい。財務情報、プレゼンテーション、株価のリアルタイム更新、法人の情報及び株主総会規則並びにコーポレート・ガバナンスに係る問題の定期的な更新について掲載している。

消費者物価指数（％）

	2017年	2016年	増減
イタリア	1.2	-0.1	1.3
スペイン	2.0	-0.2	2.2
ロシア	3.7	7.1	-3.4
ルーマニア	1.3	-1.5	2.9
スロバキア	1.3	-0.5	1.8
インド	3.3	5.0	-1.7
南アフリカ	5.3	6.3	-1.1
アルゼンチン	25.6	37.3	-11.7
ブラジル	3.5	8.8	-5.3
チリ	2.2	3.8	-1.6
コロンビア	4.4	7.5	-3.2
メキシコ	5.9	2.8	3.1
ペルー	2.8	3.6	-0.8

為替相場

	2017年	2016年	増減
ユーロ／米ドル	1.13	1.11	2.0%
ユーロ／英ポンド	0.88	0.82	6.5%
ユーロ／スイス・フラン	1.11	1.09	1.9%
米ドル／日本円	112.15	108.81	3.0%
米ドル／カナダドル	1.30	1.33	-2.1%
米ドル／豪ドル	1.30	1.35	-3.1%
米ドル／ロシア・ルーブル	58.32	67.01	-14.9%
米ドル／アルゼンチン・ペソ	16.56	14.76	10.8%
米ドル／ブラジル・レアル	3.19	3.49	-9.2%
米ドル／チリ・ペソ	648.70	676.62	-4.3%
米ドル／コロンビア・ペソ	2,951.36	3,053.00	-3.4%
米ドル／ペルー・ヌエボソル	3.26	3.37	-3.5%
米ドル／メキシコ・ペソ	18.92	18.68	1.2%
米ドル／トルコ・リラ	3.65	3.02	17.1%
米ドル／インド・ルピー	65.11	67.18	-3.2%
米ドル／南アフリカ・ランド	13.31	14.70	-10.5%

2017年における経済情勢及びエネルギー状況

経済発展

2017年は、世界的景気回復及び国際貿易の強化によって特徴付けられた。かかる成長過程は、ますます継続的かつ包括的であり、循環的及び構造的要素に促進され、先進経済及び新興国経済のいずれにも影響を及ぼしている。中国及び米国の成長に牽引されて、世界的な需要が高まった。経済システムの流動性は、世界の経済情勢において主要な役割を担っている主要な中央銀行の緩和的な金融政策の結果、非常に優れたものであり続けている。銀行システムはより堅実で、信頼が徐々に高まっており、市場の不安定性が低下している。世界的なマクロ経済の実態は改善したものの、システムの未解決のままの脆弱性に関連する経済的リスクと同様に、分離主義的感情や国際的な危機に関連する政治的リスクが存在している。

政治的リスクには、スペインでの緊張、北米自由貿易協定（NAFTA）の再交渉のための交渉、英国の欧州連合からの脱退に関連する問題、米国及び北朝鮮の間の関係悪化が含まれる。逆に、多くの欧州諸国における選挙の結果によって、欧州の政治的な不安定性は減少した。構造的な要素には、経済の生産性を向上させるために必要な投資を前にして、公共財政の持続可能性に関連するリスクが含まれている。これに関連して、当グループが活動している国々の経済は成長し、当年度中に発生した不利な衝撃に対する回復力を示した。この衝撃には、ペルーを直撃した洪水、ハリケーンの季節、メキシコでの地震といった自然災害も含まれている。

現在、経済サイクルの先進期にある米国は、近年では記録的なペースで成長を続けている。税制改革が12月に承認されたことで、経済に新たな推進力を与えることが見込まれるが、新たな政権の保護貿易主義的な方向性、より一般的には、国際関係の摩擦に関連する不確実性が残っている。米国では、第4四半期に経済指標の回復が見られ、GDPが第3四半期の2.3%に対し、2.5%成長した。この傾向は、主に物品及びサービスの消費とともに、好調な投資成績及び貿易収支の増加によって牽引された。物価は、2017年中盤の数ヶ月では低下したにもかかわらず、年間ベースでは2.1%上昇し、中央銀行の目標と一致した。インフレーションは、極めて好調な労働市場の状況により維持された。結果として、連邦準備制度理事会（Fed）は、3つの政策金利を1.25%まで増加させ、財政システムへの流動性の供給をさらに減少させた。

ユーロ圏は、市場の期待以上に早い成長を遂げた。生産性の向上を助長し、成長を持続的なものとする構造改革の結果が出るまで、2017年における拡大は、欧州中央銀行（ECB）による包括的な金融政策並びに経済システムにおける信頼水準を損なわせた反欧州の緊張及び感情（例えばオランダ、フランス及びドイツの選挙等）の消散により後押しされた。インフレ圧力は、ユーロ圏諸国の間で異なり、最適水準である2%からはまだ隔たりがある。しかしながら、2017年の間の上昇圧力により、欧州中央銀行（ECB）は、量的緩和の終了の可能性について発表することを促された。

欧州諸国の間で、イタリア経済は、（期待が裏付けられるならば、）2010年以来最も速いペースに近い1.5%の成長を遂げることが見込まれている。かかる拡大は、消費の回復に刺激されたものであり、部分的には、予防的な世帯貯蓄の減少により賄われている。労働市場は、改善の兆しを見せた。すなわち、失業率は非常に高いものの減少しつつあり、12月には、2012年末以来最も低い水準である10.8%に達した。年間ベースの物価は、2016年よりも速いペースで上昇し、4月にはインフレーションがピーク（1.9%）に達し、その後は徐々に減速して、12月には年間最低（0.9%）となった。

スペインは、イタリアに見られるように、貯蓄率の減少により維持された好調な消費の発展に支えられ、3%を上回る割合で拡大を続けている。インフレ圧力は上半期において強く、年間ベースで平均2.4%であったが、その後、同年下半期には減少し、年平均で2%となった。カタロニアでの危機のピークは過ぎたようであり、同地域の独立の可能性に関連するリスクは、もはや数か月前よりも小さくなったようである。

政治レベルにおいて、オランダ、そして特にフランスでの選挙は、安定性に好影響をもたらしたが、ナショナリズム運動の強い台頭によりさらに弱体化させられていた可能性もある。英国では、選挙の結果が不確実性を高めた。2017年3月29日、英国のテリーザ・メイ首相は、加盟国が欧州連合から脱退するための手続を制定した欧州連合条約第50条を正式に発動させた。しかしながら、総選挙により保守政党が票と力を失ったことで、欧州連合からの脱退プロセスの不確実性が増しており、2018年の最終四半期までは決定されない見込みである。

好調な経済発展はロシアにも広がり、2016年末及び2017年度の最初の2四半期に見せた改善の兆しが確実なものとなり、第3四半期には前年比で2.5%の成長となった。消費及び投資も積極的に貢献しており、2016年度の同時期と比べ、それぞれ2.8%及び4.8%成長した。年間インフレーションは、ロシア中央銀行の目標（4%）を大幅に下回る2.5%となり、これによって政策金利のさらなる削減（7.8%まで）の実行が誘導された。

南米では、マクロ経済の状況は混合していたが、前年度と比べて概して改善の特徴を見せた。アルゼンチンは、2016年における3四半期の景気後退の後、成長へと回復し、第2四半期には3.1%の拡大、第3四半期には3.9%の拡大を記録した。アルゼンチンの国政選挙でマクリ大統領が主導する連合が強化されたことにより、政治の継続性が促進され、現在の連合が、経済の可能性を高めて強いインフレ圧力を減少させるために必要な財政改革プログラムをより強力に進めることが可能となった。12四半期に渡る景気後退の後、ブラジルでさえも徐々に回復を始め、第4四半期には2.2%拡大した。インフレ圧力の減少によって中央銀行は流動性を増加させることが可能となり、それによって回復が支えられたが、政治的不安定が国の潜在成長力の重荷となり、必要な改革プロセスを遅らせた可能性がある。2017年のチリ経済は、鉱業部門の大きなストライキによって不利益をもたらされ、近年に比べて遅いペースで成長した。しかしながら、第3四半期の成長率は、年間ベースで2.2%に相当し、年度末の月次データと同様に、これまでの四半期と比べて改善を示している。ここでもブラジルと同様に、インフレーションが弱まり続けており、中央銀行が流動性を増加させて経済システムを刺激することを可能にしている。コロンビアにとって、2017年は変化の年となった。成長は過年度よりも緩やかであり、当初の3四半期においては平均して1.5%であった。多様化は、引き続きコロンビア経済が直面する主要な問題の一つである。というのも、コロンビア経済は、現在も鉱業部門に多くを依存しており、それゆえに構造的要因よりも循環的要因における発展にさらされているのである。ペルーにおいて、2017年はエルニーニョによる洪水に特徴付けられ、これにより当年前半の四半期における成長に不利益がもたらされた。しかしながら、この悪影響にもかかわらず、最近の四半期は、家計消費、輸出及び公共投資により牽引された拡大率の回復（第4四半期において2.2%）により特徴付けられた。メキシコは、上昇するインフレ圧力（年間ベースで6.8%）にもかかわらず消費が好調であったため、最初の2四半期において過年度と同じペースで成長を続けた。しかしながら、第3四半期及び第4四半期の数字では、GDP成長率がそれぞれ1.7%及び1.5%となり、2014年第1四半期以降で初めて2%を下回った。かかる減速は、消費及び輸出の低迷を反映している。米国及びカナダとの貿易協定（北米自由貿易協定（NAFTA））の再交渉が2017年に開始し、2018年も継続予定であるが、これが通貨変動の最大要因の一つであり、メキシコ経済にとって潜在的なリスクとなっている。

以下の表は、エネルが事業を行う主要諸国におけるGDP成長率を示したものである。

年間実質GDP成長率（%）

	2017年	2016年
イタリア	1.5	1.1
スペイン	3.1	3.3
ポルトガル	2.6	1.5
ギリシャ	1.4	-0.3
フランス	1.9	1.1
ルーマニア	6.7	4.8
ロシア	1.6	-0.4
ブラジル	1.0	-3.5
チリ	1.5	1.5
コロンビア	1.5	2.0
メキシコ	2.2	2.7
ペルー	2.7	4.1
カナダ	3.0	1.4
米国	2.2	1.5

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。

国際的な商品価格

2017年の石油価格は、2つの異なる段階により特徴付けられた。当年度前半は、著しい価格の安定が特徴的であり、6月末には1バレル当たり約45米ドルという最低値に達した一方で、後半の段階は8月末に始まり、安定的な成長を見せた。基本的な観点では、2017年の石油市場は、在庫水準の減少、世界的な需要の高まり、並びにOPEC及び非OPECの生産諸国がかつて合意した生産削減に従うことを概ね合意したことによって、2014年から2016年に記録された大規模な余剰供給の減少を経験した。この全てが価格水準への圧力を強め、石油価格は年度末に1バレル当たり65米ドルを上回った。

環境問題に対する世界的な関心の高まりにもかかわらず、石炭価格は、主に次の3つの理由により、2016年に記録された水準を上回って著しく上昇している。すなわち、中国における需要の激しい高まり、夏期の過度に高い気温、そして、インドネシア及びオーストラリアにおいて輸出を制限している数々の構造的な問題が、石炭の供給量を減少させているのである。

一方で、ガス市場は、液化天然ガス（LNG）の役割の拡大と、季節的な要因及び当年度上半期のフランスの原子力発電供給の減少により引き起こされた欧州の需要の高まりによって特徴付けられる。この全てが、前年度と比べて価格上昇への圧力となった。

電力市場及び天然ガス市場

電力需要

電力需要の推移

(単位：GWh)			
	2017年	2016年	増減
イタリア	320,437	314,261	2.0%
スペイン	252,720	250,099	1.0%
ルーマニア	64,016	62,707	2.1%
ロシア ⁽¹⁾	795,690	781,110	1.9%
スロバキア	30,973	30,103	2.9%
アルゼンチン	136,700	137,278	-0.4%
ブラジル ⁽²⁾	572,223	567,585	0.8%
チリ ⁽²⁾⁽³⁾	73,682	72,958	1.0%
コロンビア	66,861	66,150	1.1%

(1) ヨーロッパ／ウラル地方

(2) SIC－中央相互接続システムの数値

(3) グリッド損失総額

出典：TSOの数値に基づく当社資料。

2017年は、エネルグループが事業を行うほぼ全ての国で、電力の需要が大幅に揃って回復したことが特徴的であった。

ヨーロッパでは、夏には猛暑となり、年度の最後には気温が冷え込んだことにより、前年度に比べて電力需要が1%伸びた。経済の回復は、当年度下半期に好業績となった製造業等の一部の部門で、好調な結果に貢献した。イタリア及びスペインでは、主に気象の影響及び全ての部門における消費の回復により、需要がそれぞれ2.0%及び1.0%伸びた。ロシアは、2016年と比べて2017年には成長（+1.9%）を記録したが、これは同国に影響を与えている不況を考慮すると、明るい兆しとなった。

南米では需要の伸びが続いたが、アルゼンチンは例外となり、前年度よりも利益はわずかに伸びたものの、価格上昇に起因する需要の縮小（-0.4%）を記録した。ブラジルの需要は0.8%増加し、コロンビアは1.1%、チリは1.0%増加した。

イタリア

国内発電量及び電力需要量

(単位：百万kWh)

	2017年	2016年	増減	
純発電量：				
－火力発電	199,500	190,771	8,729	4.6%
－水力発電	37,530	43,785	(6,255)	-14.3%
－風力発電	17,492	17,523	(31)	-0.2%
－地熱発電	5,785	5,867	(82)	-1.4%
－太陽光発電	24,811	21,757	3,054	14.0%
純発電量合計	285,118	279,703	5,415	1.9%
純輸入電力量	37,760	37,026	734	2.0%
ネットワーク供給電力量	322,878	316,729	6,149	1.9%
揚水消費量	(2,441)	(2,468)	27	-1.1%
電力需要	320,437	314,261	6,176	2.0%

出典：テルナーレーテ・エレクトリカ・ナツィオナーレ（月間報告書－2017年12月）。

2017年において、国内電力需要は、2016年と比べて2.0%増加し、320,437百万kWhに達した。電力需要合計のうち、88.2%は消費のための純国内発電量により満たされ（2016年と同じ）、残りの11.8%は純輸入電力量により満たされた（2016年から変化なし）。

2017年において、純輸入電力量は、国内市場における需要の増加を実質的に反映し、734百万kWh増加した。

純発電量は、2017年に1.9%すなわち5,415百万kWh増加し、285,118百万kWhとなった。具体的には、電力需要が増加し、イタリアでの干ばつの結果として水の利用条件が悪化した環境の中で、火力発電が8,729百万kWh増加し、また、太陽光発電は3,054百万kWh急増し、工場数が増加し続ける中で2017年に過去最大の生産量を記録した。

スペイン

イベリア半島市場における発電量及び電力需要量

(単位：百万kWh)

	2017年	2016年	増減	
純発電量	248,404	248,502	(98)	-
揚水消費量	(3,676)	(4,819)	1,143	23.7%
純輸入電力量 ⁽¹⁾	7,992	6,416	1,576	24.6%
電力需要	252,720	250,099	2,621	1.0%

(1) イベリア半島外のシステムとの取引の収支を含む。

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（エスタディスティカ・ディエリア・デル・システマ・エレクトリコ・エスパニョール・ペニンシュラ－2017年12月報告書）。2016年の数値は2018年2月3日に修正されている。

2017年のイベリア半島市場における電力需要は、2016年と比べて1.0%増加し、252,720百万kWhとなった。純国内発電量により満たされた需要は一部のみにとどまった。

2017年の純輸入電力量は、前年度と比べて増加した。かかる伸びは、基本的に、当年度初期にフランスの多くの原子力発電所が閉鎖されたことを主な要因とする輸出入の正味発展を反映したものである。

2017年の純発電量は、98百万kWh減少し、248,404百万kWhとなった。

イベリア半島外市場における発電量及び電力需要量

(単位：百万kWh)

	2017年	2016年	増減	
純発電量	14,220	13,778	442	3.2%
純輸入電力量	1,179	1,251	(72)	-5.8%
電力需要	15,399	15,029	370	2.5%

出典：レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（エスタディスティカ・ディアリア・デル・システマ・エレクトリコ・エスパニョール・エクストラペニンシュラー2017年12月報告書）。2016年の数値は2018年1月29日に修正されている。

2017年のイベリア半島外市場における電力需要は、2016年と比べて2.5%増加し、15,399百万kWhとなった。電力需要合計のうち、92.3%はイベリア半島外地域の純発電量により満たされ、残りの7.7%は全てイベリア半島のシステムからの純輸入電力量により満たされた。後者は、2017年において合計1,179百万kWhであった。

2017年の純発電量は、イベリア半島外市場の電力需要が高まった結果、3.2%すなわち442百万kWh増加した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2017)(ユーロ/MWh)	ベース負荷価格の変動	平均ピーク負荷価格 (2017)(ユーロ/MWh)	ピーク負荷価格の変動
イタリア	53.9	26.2%	61.8	28.2%
スペイン	52.2	31.8%	57.1	26.9%
ロシア	17.2	11.7%	20.0	12.4%
スロバキア	41.0	29.8%	56.1	39.9%
ブラジル	84.3	-	151.4	-
チリ	52.4	-4.7%	126.2	-1.9%
コロンビア	31.3	-63.9%	60.1	-75.5%

主要な市場における価格の推移

ユーロセント/kWh	2017年	2016年	増減
最終市場（居住顧客）⁽¹⁾			
イタリア	0.21	0.24	-9.9%
フランス	0.17	0.17	-0.5%
ポルトガル	0.23	0.23	-1.7%
ルーマニア	0.12	0.12	-3.9%
スペイン	0.23	0.22	2.7%
スロバキア	0.14	0.15	-3.0%
最終市場（産業用顧客）⁽²⁾			
イタリア	0.10	0.10	-2.6%
フランス	0.06	0.06	-4.5%
ポルトガル	0.10	0.09	10.0%
ルーマニア	0.07	0.07	1.4%
スペイン	0.09	0.08	6.5%
スロバキア	0.11	0.10	5.6%

(1) 年間の税引後価格一年間消費量2,500kWhから5,000kWh

(2) 年間の税引後価格一年間消費量70,000MWhから150,000MWh

出典：ユーロスタット

イタリアにおける電力価格の推移

	第1 四半期	第2 四半期	第3 四半期	第4 四半期	第1 四半期	第2 四半期	第3 四半期	第4 四半期
	2017年				2016年			
電力取引—PUN IPEX (ユーロ/MWh)	57.4	44.9	51.6	61.8	39.6	34.5	40.9	56.0
年間消費量が1,800kWh超の居住顧客 (ユーロ/kWh)	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
税抜価格 ⁽¹⁾								

(1) 2016年の数値は、引受可能容量が3kWまでで、年間消費量が2,640kWh超の住居を示す。

出典：EMO（エネルギー・マーケット・オペレーター）及びARERA（エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局）

2017年には、主に、年間を通じて特徴的であった再生可能エネルギー発電（水力発電）の縮小、フランスの原子力発電の危機、及び2017年12月のガスの緊急事態により、イタリアの電力価格は26.2%上昇した。

エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局が定める年間消費量が1,800kWh超の居住顧客の年間平均価格（税抜）は、0.15ユーロ/kWhであったが、当局による消費のくくりの定義が変更された結果、2016年の平均価格と比較することはできない。

天然ガス市場

天然ガス需要

（単位：百万立方メートル）

	2017年	2016年	増減	
イタリア	70,015	66,249	3,766	5.7%
スペイン	30,180	27,651	2,529	9.1%

天然ガスの需要は、2017年にイタリア（+5.7%）及びスペイン（+9.1%）のいずれにおいても増加した。

イタリア

国内ガス需要

（単位：百万立方メートル）

	2017年	2016年	増減	
配電網	30,969	29,998	971	3.2%
産業用	13,563	12,693	870	6.8%
火力発電用	24,078	22,156	1,922	8.7%
その他 ⁽¹⁾	1,405	1,402	3	0.2%
合計	70,015	66,249	3,766	5.7%

(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。

イタリア国内の天然ガス需要は、2017年に合計70,015百万立方メートルとなり、前年度から5.7%増加した。

消費は、経済回復の恩恵を受けた製造業（+6.8%）及び再生可能エネルギー発電の利用可能性の低下に起因する火力発電（+8.7%）に牽引されて、全ての部門において回復した。

価格の推移

	第1 四半期	第2 四半期	第3 四半期	第4 四半期	第1 四半期	第2 四半期	第3 四半期	第4 四半期
	2017年				2016年			
年間消費量が481立方メートルから1,560立方メートルの間の居住顧客平均（ユーロ／ m^3 ）	0.45	0.44	0.42	0.44	0.47	0.41	0.42	0.43
税抜価格								

出典：ARERA（エネルギー、ネットワーク及び環境規制当局）。

イタリアにおける天然ガスの年間平均販売価格は、2017年に1.4%上昇した。

規制及び料金問題

ヨーロッパの規制枠組み

EMIR

2017年5月4日、欧州委員会は、欧州市場インフラ規則（EMIR）の改定案を発表した。主にかかる案は、モニタリング閾値を盛り込んでおり、超過した場合には、非金融カウンターパーティのOTCデリバティブの清算集中義務が発生し、当該清算義務は、清算の閾値を超えた資産クラスについてのみ適用されることが規定されている。同時に、委員会案は、ヘッジ適用除外を確認するもので、3月、4月及び5月の月末の平均ポジションに基づき清算の閾値との年間比較に使われるポジションの計算方法を変更する。さらに委員会は、金融カウンターパーティ及び非金融カウンターパーティが負う報告義務の全体的な簡素化を提案している。

2017年12月14日、欧州理事会は、欧州委員会及び欧州議会との交渉について全体のアプローチを発表し、かかる三者プロセスは2018年中行われる予定である。理事会は、委員会案の概要を支持し、ポジションの年次計算及び報告義務の簡素化に関するいくつかの修正案を提示した。

MIFID II/MIFIRの効力発生

2016年7月1日、EU規則第2016/1033号及びEU指令第2016/1034号の効力が発生し、これにより、ヨーロッパにおける投資サービスの提供を規定する規則（以下それぞれを「MIFIR規則」及び「MIFID II指令」という。）の効力発生が、2017年1月3日から2018年1月3日まで延期された。したがって、加盟国による法令の移行の期限は、2016年7月3日から2017年7月3日まで延期された。

「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」法案

2016年11月30日、欧州委員会は、欧州の気候及びエネルギー政策に関する法案である「全欧州人のためのクリーン・エネルギー」法案を発行した。

特に、かかる法案には、電力規則、ACER規則、リスク準備規則、エネルギー同盟ガバナンス規則、電力指令、再生可能エネルギー指令、エネルギー効率指令及び建物のエネルギー性能指令といった規則及び指令が含まれ、そのうち一部は改定版であり、その他は新規に発行されたものである。これらは、2019年以降に効力が発生する予定である。

持続可能性及び気候変動のミティゲーションという目的に沿って、2030年に向けてのEU基準での新たな拘束力のある目標、すなわち、最終的な総エネルギー消費量の27%を再生可能資源からとし、エネルギー効率目標を30%とし、温室効果ガス排出量を40%削減する目標が導入される。

再生可能エネルギー指令は、投資家のための安定した規制枠組みを導入している。加盟国は、再生可能エネルギーをサポートするための市場アプローチを採用しなければならない。インセンティブ・メカニズムは、クロスボーダーの開放、措置の不遡及及びサポート・メカニズムの長期見通し（少なくとも3年間）といった統一原則に従わなくてはならない。再生可能エネルギーの資金調達のための企業の長期PPAに対する行政障壁は、適切で、かつ承認された簡略な手続により、取り除かなければならない。委員会案はまた、加盟国に加熱及び冷却に使用する再生可能資源の割合を上げることを要求し、バイオエネルギーの持続可能性についてのより厳格な基準を設定している。

電力規則及び指令は、再生可能エネルギーの統合をより効率的にし、異なる発電技術（従来型及び再生可能）の取扱いをより公平にし、取引により高い精度を導入し、市場をよりリアルタイムに展開し、全ての発電資源及び需要（総計による）との関係でバランスの取れた市場を開設し、非差別的かつ市場に基づく給電規則（500kWを超える新たな再生可能エネルギー発電所への優先給電の廃止）を定めるために、電力市場の構想の総合改定を提案している。

これはまた、ヨーロッパの容量アデカシーの研究成果及びそれに近づくための大気中の二酸化炭素排出量の制限に従い、容量メカニズムの長期契約及びそれに基づく報酬を新たに導入している。不足の兆候が発生する状況は改善され、価格の上限は取り除かれた。

新技術及び市場の新たなプレーヤーに関して、かかる法案は、貯蔵技術、アグリゲーター及び顧客参加（需要側の対応）の統合をサポートする手段を構想している。その他の規定は、新たな公共建物における電気自動車用の充電ポイントの強制的設置及び建物におけるスマートグリッドの促進に関するものである。

DSOは、電力システムにおけるますます重要な主体とみなされ、かかる提案には、ヨーロッパの新たなDSOの事業体の創設、グリッド料金に関するヨーロッパレベルでの統一原則の導入、過密問題解決のための地域的なフレキシビリティ・サービスの購入及び提供の可能性が含まれる。アンバンドリングに関する追加の要件はない。

最後に、かかる法案は、需要総計及び需要フレキシビリティ・サービス（需要対応）による積極的な参加、価格規制の廃止、強制的で動的な価格決定オプションの導入、価格比較ツール及び電力料金請求書の基本情報を通じて電力市場において消費者の中心性を構築している。

エネルギー効率指令は、国別の拠出金の指針とともに、加盟国がヨーロッパ目標の達成に貢献すべきであると規定している。さらに、かかる提案には、エネルギー効率義務のスキーム又は代替手段により最終消費が満たされるための、加盟国のエネルギー効率義務の2020年以降までの延長が含まれる。

欧州委員会は、2050年に向けた建設部門における脱炭素目標の導入、オートメーション及び管理システム等のスマートツール並びに業績指標の使用を奨励し、電気自動車の給電インフラ及び資金調達手段とエネルギーに関して達成された業績との間の相関関係を促進することを目指した変更を提案している。

欧州委員会はまた、評価・検討され、かつ改めてエネルギー最小効率要件を内容とする規制の対象とされる予定のエネルギー商品（新商品、すなわちビル・オートメーション及び管理システム、光起電性パネル並びにICT商品を含む。）のリストを内容とする新たな計画を提案している。

2016年から2017年末までのプレゼンテーションの間、欧州議会及び欧州理事会は、委員会案に関して共通の見解に至るよう多くの関係書類を検討した。2018年、欧州議会、欧州理事会及び欧州委員会間の三者会議は、クリーン・エネルギー法案を構成する指令及び規制の最終法案を作成する予定である。

クリーン・モビリティ法案

2017年に、欧州委員会は、交通安全、スマート・ロード・チャージングの促進並びに二酸化炭素排出量、大気汚染及び交通渋滞の緩和削減のための一連の法案及びその他の戦略を含む「クリーン・モビリティ」法案を発表した。かかる法案は、2つのパートから構成されており、1つは2017年5月に、2つ目は2017年11月に発表された。大型車の二酸化炭素排出基準を含む追加法案は、2018年上半期に発表される予定である。

法案の第一部の主な戦略は、より現実的な利用を反映した移動距離並びに車から発生する排出量及び汚染物質に基づいたロードチャージシステムの導入を促進するよう策定されている。より具体的には、当該提案は、排出量ゼロの車に対するアドバンテージに加えてロードチャージにおける騒音及び大気汚染の例外的費用の増加を考慮している。

かかる法案の第二部は、3つの主要な戦略を含む。1つめの戦略として、新しい車及び軽量車の二酸化炭素排出量基準の2025年まで（2021年のリミットから15%減）及び2030年まで（30%減）についてを規定している。また、排出量が少ない車及び排出量ゼロの車への移行を促進するために報酬メカニズムを検討している。2つめの戦略は、クリーン・ビークル指令（EC指令第2009/33号）の改定案であり、「クリーン・ビークル」の明確な定義（二酸化炭素及び大気汚染物質の排出量制限に基づく。）を規定し、加盟国に向けた調達目標システムを通じた公共入札によりクリーン・モビリティ・ソリューションを促進し、それにより、需要サイドの強力な刺激及びクリーン・モビリティ・ソリューションのさらなる展開を提供することを目指している。

最後に、3つめの戦略は、代替燃料インフラの展開に関する指令（EU指令第2014/94号）の枠組みにおいて発表された国家計画の目標レベルの引き上げ、投資の促進及び顧客支持の改善を目指した、代替燃料インフラの欧州域内展開のための行動計画及び一連の投資ソリューションを含む。

イタリアの規制枠組み

イタリアの電力市場の現在の構造は、EC指令第1992/96号（法令第79/1999号に移行された。）をもって1992年に開始した自由化プロセスの成果である。かかる法令は、発電及び電力販売の自由化、独立したネットワーク事業者への送電及び補助サービスの確保、当社及び地方自治体の運営するその他の会社への配送の営業権の付与、その他の業務からのネットワークサービスの分離について規定している。

EC指令第2003/54号（法律第125/2007号に移行された。）及びEC指令第2009/72号（法令第93/2011号に移行された。）のイタリアにおける導入は、特に、小売市場の全面的な開放及び当社の所有権を他の電力事業者から分離することによる国内の送電ネットワーク事業者の完全な独立性の確認（2004年5月11日付けの首相令において既に規定されている。）を通して、当該プロセスにさらなる推進力を付与した。

EC指令第1998/30号（イタリアにおいて法令第164/2000号に移行された。）により開始された天然ガス市場の自由化のプロセスは、ガスの輸入、生成及び販売の自由化並びに別会社を設立してその他の業務からネットワーク設備の運営からを分離することを要請している。その他の非ネットワーク活動からの輸送の切り離しに関するモデルについては、決議第515/2013/R/gas号で、電力、ガス及び水システム当局（以下「当局」という。）はEC指令第2009/73号に基づく所有権分離への移行を命じた。

2017年11月10日付けの法令により、環境大臣及び経済開発大臣は、2017年国家エネルギー戦略を採用した。欧州エネルギー同盟計画及びエネルギーロードマップ2050に沿ったこの戦略は、競争力、持続可能性、環境及び調達保証という点でのエネルギー部門の2030年までの開発目標を定めるものである。

2018年予算法（2017年12月27日付け法律第205号）に基づき、電力、ガス及び水システム当局は、イタリアのエネルギー、ネットワーク及び環境規制当局（以下「ARERA」という。）となり、廃棄物分野の規制についても責任を負っている。

次のセクションは、一般的な規制枠組みと2017年に講じられた産業全体及び特定のセグメントのための主な規制措置を説明している。

発電及び卸売市場

電力

卸売発電及び市場

発電事業は、法令第79/1999号をもって1999年に完全に自由化され、特定の許可を有する者であれば誰でも実施できる。

発電された電力は、組織されたスポット市場（IPEX）（エネルギー・マーケット・オペレーター（EMO）により管理されている。）において、また先渡取引契約のための組織された店頭の前場を通じて、卸売することができる。組織された前場は、先渡電力契約が現物引渡しで取引されている先渡電力市場（FEM）（EMOにより管理されている。）を含む。取引はまた、電気が原資産となっているデリバティブで行われる場合がある。かかる取引のための組織化された市場は、先物市場（IDEX）であり、イタリア証券取引所により運営され、一方で金融デリバティブはOTCプラットフォームで取引される場合もある。

発電業者はまた、エネルギー取引に従事している会社、小売で再販売するために電力を購入する卸売業者及び保護強化サービス顧客へのエネルギー供給を確保する義務を有するシングル・バイヤーに対しても電力を販売できる。

さらに、送電サービスを提供する（送電網上の引渡し及び使用中止の調整を確保する電力フローの効率的な管理を行う）ため、発電された電力は、付属サービス市場（ASM）という専用の市場において販売され、当該市場では必要な資源をテルナが発電業者から調達している。

当局及び経済開発省（MED）は、電力市場の規制に責任を負う。

より具体的には、送電サービスに関し、当局は、電力システムの安全性に不可欠であるプラントを規制するいくつかの措置を導入した。これらのプラントは、地理的位置、技術的特徴及びテルナによる送電網についてのいくつかの重要な問題の解決にとっての重要性の観点から、不可欠なものと考えられている。利用可能な電気を生成することが求められ、拘束力のあるオフターを行うことと引き換えに、これらのプラントは、当局が定める特別な報酬を受け取る。

決議第910/2017/R/eel号、第928/2017/R/eel号及び第911/2017/R/eel号により、エネル・プロデュツィオーネのアセミニ、プリンディジ・スド及びポルトフェッラーイオの重要な発電所が2018年の費用補償システムへの加入した。これに対し、エネル・プロデュツィオーネのポルト・エンペードクレの発電所は、2025年までの複数年にわたる費用補償システムに組み込まれた。残りの発電容量については、代替的な契約に従うことになる。

2004年に市場が開かれてから、特定の規制により、発電容量のための管理報酬の枠組みが規定された。具体的には、国の電力システムの安全な運営を確保するために、送電網運営業者により事前に特定された一年のうちの一定期間中に発電余力を有している発電所は、特別な報酬を受領する。

2011年8月に、当局は、現在の管理支払いに取って代わる発電容量の補償についての市場メカニズムを導入する基準を定める決議第ARG/el198/11号を公表した。かかるメカニズムは、オークションの開催についても対象とし、オークションを通して、テルナは、電力システムが今後数年間において十分に供給されることを確実にするために必要な発電容量を発電者から購入する。

その後、当局は、決議第375/2013/R/eel号により、当局が定める基準に基づき草案したテルナの容量市場への提案書を肯定的に検証した。

2014年6月30日付けのMEDの省令により、当局によって協議のために以前に公表された容量市場運営メカニズムが承認された。

かかるメカニズムは、スポット電力及び付属サービス市場において形成された価格とオプション契約において事前に設定されたベンチマーク価格との間のプラスの差を戻すために発電業者が引き受けるマージナル価格の設定をもってオークションにおいて設定されたプレミアムの支払いを規定するオプション契約（信用オプション）の、オークションによる割当てに基づいている。

承認された規則は、既存の容量及び新たに設定された容量について支払われるプレミアムの上限を規定する。

決議第95/2015/I/eel号により、当局は、MEDに対して容量市場の開始を進めるよう提案した。その提案により、2018年に実施される第1フェーズは2021年に終了し、それまでにメカニズムの完全稼働を開始することとしている。当局の提案の下では、第1フェーズにおいて、直接の資源は市場で承認されていないが、それらの寄与は統計目的で測られる予定である。実施される第1フェーズ中、テルナは、オークションから付与商品の受渡し開始までの期間が4年未満に拡張された計画期間をもった1年商品を付与する。全面実施後は、外国資源の参入が開かれ、商品の期限は依然として1年であるのに対し、その期間は4年となる。

容量市場を規定する規制は、欧州委員会によるメカニズムの通知及び承認に基づき、MEDにより承認されなければならない。

2018年2月7日に、欧州委員会は、容量市場のメカニズムについての好意的な見解を公表し、市場設計の特定の機能に関して多くの説明がなされた。

容量市場の規制にかかる基準は、その後、決議第261/2018号によって更新された。

決議第398/2017号により、当局は、発電容量の報酬についての一時的な制度の範囲内で、2015年1月1日から2015年12月31日までの期間についての「S」料金を決定する基準を定め、かかる料金の支払いに60百万ユーロを割り当てた。当局は、テルナ・エスピーエーが2017年6月30日までに2015年についての支払いを計上することを規定した。

決議第418/2017/R/eel号により、当局は、発電容量の報酬についての一時的な制度の範囲内で、2016年1月1日から2016年12月31日までの期間についてのCAP1料金を決定する基準を定めた。この決議の規定の下で、かかる料金の支払いに係る手数料をカバーするために割り当てられた金額は、130百万ユーロであった。当局は、テルナ・エスピーエーが2017年6月30日までに2016年についての支払いを計上することを規定した。

決議第844/2017/R/eel号により、当局はまた、2017年1月1日から2017年12月31日までの期間についてのCAP1料金を決定する基準を定めた。この決議の規定の下で、かかる料金の支払いに係る手数料をカバーするために割り当てられた金額は、117.4百万ユーロであった。当局は、テルナ・エスピーエーが2017年12月31日までに2017年についての支払いを計上することを規定した。

2015年2月24日に、イタリア、オーストリア、フランス及びスロベニアの前日取引市場の市場カップリングモデルが開始された。市場カップリングとは、前日市場を統合するためのメカニズムであり、関係する欧州市場の異なるセグメントについて電力価格を設定し、かかるセグメント間で利用可能な輸送容量を割り当て、それにより相互接続の利用を最適化するものである。市場カップリングモデルをイタリアで実施するために、MEDが2016年9月21日に発行した法令及び当局による決議第501/2016/R/EEL号は、電力市場規則の統合文言及びOTC

の登録プラットフォームを統治する規則の必要な修正をそれぞれ承認した。

決議第326/2016/R/eel号により、当局は、2016年7月1日から2018年12月31日までの期間のサルディーニャにおける補充用第3次備蓄の供給の契約譲渡の競争入札の実施をテルナに課した。テルナが譲渡した契約により、競争入札で定められたプレミアムのために発電所に支払われる変動費用でアンシラリーサービス市場（MSD）に供給する要件が定められる。かかる入札の後、全容量についてエネルのスルチス発電所と契約が締結された。

決議第342/2016/E/eel号により、当局は、規則（EU）第1227/2011号（REMIT）に基づく市場混乱を構成する可能性のある卸売電力市場における送電サービスのユーザーによる特定の行為を防止するための手段（規範的手段又は非対称規制）の採用手続きの開始を命令した。

その後の決議第477/2016/E/eel号により、当局は、競争規則違反の可能性の調査のため、アンシラリーサービス市場において送電事業を行っている多くの送電ユーザーの行為を競争当局に報告した。これらのユーザーうちの1つは、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーであり、ブリンディジ・スド発電所から卸売市場への電力の供給に関するものであった。当局が提出した報告書に続き、2016年10月6日、競争当局は、ブリンディジ・スド発電所によるアンシラリーサービス市場における支配的地位の濫用の可能性の存在を判断するために、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに関する調査を開始した。かかる手続きは2017年5月に完了し、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネにより提案されたコミットメントは制裁を課されることなく承諾された。より具体的には、このコミットメントには、2017年から2019年の期間について、ブリンディジ・スド発電所が生み出すことのできる年間総収益（現行の規制の下で支払われる変動費用を控除後）の上限を導入することが含まれている。この上限はまた、決議第111/06号に基づく費用補償システムに発電所が含まれる場合にも適用される。

当局によって決議第342/2016/E/eel号を通じて開始された手続きは、ブリンディジ・スド発電所を2017年の費用補償システムに加入させるためにエネル・プロデュツィオーネにより行われた申請の、決議第314/2017/R/eel号による承認をもって完了した。決議の承認にはまた、競争当局における手続きの一環としてエネル・プロデュツィオーネにより行われたコミットメントに関して、2018年から2019年の期間について発電所の上限を超える金額は、テルナに移行される旨が規定されている。

当局決議第300/2017/R/eel号は、消費ユニット及び生産ユニット（未だにアンシラリーサービス市場（MSD）への参入を認められていない）（予定不能の再生可能資源及び分散発電を利用するユニットを含む。）について、試験的プロジェクトを通じてMSDへの参入を承認するための基準を定めた。

決議第444/2016/R/eel号及び決議第800/2016/R/eel号により、当局は、実際の不均衡を計算するために、不均衡な価格に関する規則を改定し、アンシラリーサービス市場への参入を認められていない消費ユニット及び生産ユニットへの単一価格／二重価格の組合せシステムの適用を規定した。かかるシステムは、拘束力のある撤廃／配電プログラムの15%に等しいブラケットにおける不均衡のための単一価格の適用を規定している。予定不能の生産ユニットについて、単一価格システムが適用される。

決議第419/2017/R/eel号により、当局は、イタリア市場の地域圏間の取引及び海外市場との取引を差し引いた後の、消費ユニットのプログラムと発電ユニットのプログラムの差異を考慮して、2017年9月1日から地域圏の不均衡の総額を計算するための新たな方法を有効にした。

かかる決議はまた、未認証の全ての生産ユニット及び消費ユニットの分散ポイントについての実際の不均衡を計算するための単一価格メカニズムの回復並びに地域圏の不均衡全体の初期兆候についてのテルナ・エスピーエーによる公表（これはEU規則に基づくものより迅速な提供となる）についても規定した。

同決議により、当局はまた、2017年7月1日より、未承認の生産ユニット及び消費ユニットについてマクロ圏の無裁定取引料金を導入した。

ガス

卸売市場

天然ガスの採取、輸入（EU諸国から）及び輸出は自由化されている。

法令第130/2010号の規定に従って、事業者は、55%を上限に国内消費量の市場シェアを有することを認められている。

スポット取引基盤（以下「ガス取引所」という。）が2010年に稼働を開始し、当局は2011年に調整市場を確立した。先渡市場は、その後ガス取引所を統合して、イタリアの卸売市場の構造を完成させた。調整市場については、システムを調整するために柔軟な資源を入手しやすくし、ユーザー向けの一連の情報を向上させるため、当局は、委員会規則（EU）第312/14号を実施・再規定及び2016年より開始した。2017年に、MEDは、2018年よりマーケット・メーカーの指数がエネルギー・マーケット・オペレーター（EMO）により組成された市場において導入されるであろうと表明した。

輸送、貯蔵及び再ガス化

（LNGの）輸送、貯蔵及び再ガス化は、当局の規制の対象となっており、当局は各規制期間の開始時にこれらの業務への従事についての料金基準を設定する。

貯蔵は、法令第164/2000号の要件を満たす申請者に対してMEDにより付与される許可に基づき実施されている。毎年MEDは、オークション制度を通じて容量を割り当てるための基準を設定する法令を公表している。

LNGの業務は、第三者アクセス（TPA）を保証するための特別な行政許可の付与を前提としている。MEDは、TPA規則の免除を付与できる再ガス化に関しては、当局は2017年に、容量の割当てのための現行の料率ベースの方法を2018年に開始するオークション制度に切り替えることを想定した。決議第111/2018/R/gas号により、当局は、再ガス化容量の割当てに関し、GMEが管理するプラットフォームの規則を承認した。

配送業務は、料金期間の規制上の基準により定められており、引き続き毎年当局によって更新される料金に服する。2017年には、いくつかの是正措置により、2014-2017年についての料金基準が2018-2019年まで延長された。これらの基準について、これまでの紛争に沿ってエネル・トレードより異議が申し立てられた。同時に、2010-2013年の期間に関する紛争は、国務院において係争中であり、2014-2017年についての紛争は地方行政裁判所において係争中である。

配電

電力

配送及び計測

イー・ディストリブツィオーネは、2030年期限の30年間の免許に基づき、配送及び計測サービスを行っている。

配送料金は、かかるサービスを提供する総費用をまかなうことを踏まえて、営業費用、減価償却を考慮しながら各規制期間の開始時に当局により定められ、資本に対する適切な利益を提供する。

営業費用をまかなう料金構成は、価格上限規制メカニズム（すなわち、インフレ率及びXファクターと呼ばれる単位原価の年間減少率に基づいたものである。）を用いて毎年更新される。資本利益率及び減価償却の構成は、新たな投資、減価償却及び総固定資本形成についてのデフレーターを用いた既存資産の再評価を考慮して毎年修正される。

決議第654/2015/R/ee1号により、当局は、今後8年間（2016-2023年）に有効となる配電及び計測の新たな料金期間についての基準を規定した。

料金期間は、4年ずつの2つのサブ期間に分けられ（2016-2019年をNPR1、2020-2023年をNPR2）、料金の中間修正は2020年に予定されている。

最初のサブ期間（NPR1）については、当局は基本的に通常の規制枠組みを確認した一方、料金への新たな投資を褒賞する時期及び手続きに関する実質的な修正を導入した。

より具体的には、当局は、新たな投資が料金に評価されるまでの期間を（以前の規制期間で2年間であったものから）最大1年間に短縮することにより、いわゆる「規制ラグ」を減らし、その一方で同時にWACCの1%の増加を排除した。後者は、新たな投資の評価遅れにより課せられる財務的負担を相殺するために、2012年に当局により導入されていた。

そのため、当局が翌年に向けて年末までに発表された強制料金の計算にそのデータを組み入れられるようにすべく、事業者はその年になされた投資の暫定勘定を年末までに当局に通知しなければならない。これらの投資は、換金後、その年の1月1日から規制資本ベースに組み入れられる。その結果、事業者は、投資により生み出された収入とその償却を釣り合わせる事ができる。

当局はまた、2007年12月31日以降に稼動開始した中低電圧の発電ラインの使用期限を5年間延長した。

最後に、評価される運営コストのレベル及び余剰の効率利益を顧客へリターンする手続きも規定された。より具体的には、当局は、余剰の効率利益を対称的に分割すること、並びに第3次及び第4次規制期間において達成され、暫定的に企業に維持される利益を返還することを2019年まで維持した。適格な営業コストを更新するために用いられるXファクターは、配送業務につき1.9%、計測業務につき1%と設定された。

後半のサブ期間（NPR2）については、当局は、合計コストに基づく料金規則へ移行することを発表した（Totexメソッド）。

決議第583/2015/R/com号により、当局は、資本リターンレートを決定するために用いられる方法を修正し、2016-2018年の配送及び計測業務について5.6%のレートを定めた。とりわけ、当局は、WACCについて個別の6年の料金期間を設定して、2018年にマクロ経済状況（金利及びインフレ率）に基づき計算式における主なパラメーターの中間更新を行う。

決議第188/2017/R/eel号及び第199/2017/R/eel号により、当局は、2015年の貸借対照表の実際のデータに基づき各事業者において計上される収入のレベルを表す2016年の確定参照料金を承認した。2016年の確定参照料金は、その後、決議第131/2018/R/eel号によって再決定された。

決議第286/2017/R/eel号及び第287/2017/R/eel号により、当局は、2016年の貸借対照表の暫定データに基づく2017年の配電業務及び電力測定の暫定的参照料金を発表した。

決議第654/2015/R/eel号の規定により、各事業者に認められた収入のレベルを表す2017年の確定参照料金は、2016年の実際の貸借対照表日に基づき、2018年2月28日までに発表されるべきであった。2017年の確定参照料金は、その後、決議第150/2018/R/eel号によって再決定された。

第2世代（2G）のスマートメーター・システムに関して、決議第646/2016/R/eel号は、エンドユーザー向けの計測サービス料金が引き続き実質的に変更されないことを保証している。

決議第222/2017/R/eel号において、当局は、2017年1月1日を開始日と指定して、2017-2031年の間にメーターの運転を開始するイー・ディストリブツィオーネ・エスピーエーの計画を承認し、効率性のインセンティブを算出するベースとなる基準費用を設定した。

計画の承認段階において、当局は、少なくとも4ヶ月間もの期間、2Gメーターとユーザーの装置との間のチェーン2を通じた通信の質について実地モニタリングを行うことを要請し、これはその後決議第777/2017/R/eel号によって2018年4月30日まで延長された。

決議第229/2017/R/eel号により、当局は、2Gメーターの初期設定についてのガイドラインを規定し、エンドユーザーに対する開示につきいくつかの義務を定めた。その後の決議248/2017/R/eel号により、2Gの計測データについて統合情報システム（IIS）において利用可能とし、ユーザーに転送するための手順と日程が定められた。最終的に、決議第700/2017/R/eel号により、決済を目的として26のスマートメーター・システムが搭載された時間単位の配電ポイント及び回収ポイントを利用するための規則が設定された。サービスの質に関して、当局は、決議第646/2015/R/eel号（改正後）により、電力の配送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、配電グリッドの高度な管理機能をテストするための試行の開始を承認した。

特に送電及び配電ネットワークの耐性の向上に関する問題について、決議第127/2017/R/eel号により、長期化するサービスの中断について、ネットワーク事業者によりユーザーに対して支払われる自動補償が拡大され、及び72時間の時間制限に達した時点でこの義務を事業者間で分担するための方法が拡大された。この点に関して、当局は、決議第31/2018/R/eel号により、耐性についての計画を草案し、配電ネットワークの耐性の強化を専門とする部門と開発計画を統合する義務を導入した。

その後の決議第861/2017/R/eel号によりTIQEが修正され、ネットワーク事業者による例外的事象に係る資金の利用、電圧の質に関するデータの連絡及び電力サービスの業務品質上のパフォーマンスについてのタイミングの計算といった、配電サービスの質に関する規則の一部が明確化された。

決議第377/2015/R/eel号により、当局は、配送グリッドにおける損失について管理する規制枠組みを完成させ、従来の損失割合を2016年1月1日より、配送業者に適用する損失についての平衡化メカニズムを2015年より、修正する。より具体的には、平衡化メカニズムは、配送グリッドの損失の地理的多様性を考慮している。

決議第268/2015/R/eel号により、当局は、輸送サービスについてのモデル・グリッド・コードを定めたが、これによって、販売業者により配電業者に対して付与される保証に関する販売業者と配電業者の関係、輸送サービスについての支払条件、並びに配電会社による電力及び環境サービス基金及びエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）に対するシステム費用及びその他の要素の支払条件が規制される。かかる決議はまた、保証システムの強化の結果として、配電業者により留保される売上高の回収不能部分が2016年から消去されることも規定している。輸送サービスの保証の計算に関して、2016年5月から2017年11月の間に多くの異なった行政裁判所の判決が下され、これにより配電業者と販売業者の間の輸送契約にシステムチャージをカバーする保証を含むことを義務付ける当局の規定は一部無効とされた。これらの判決に従い、当局決議第109/2017/R/eel号は、システムチャージの保証額を4.9%引き下げる（販売業者によって回収されていない額の平均比率相当）を含む暫定的な制度を設定し、協議書第597/2017/R/eel号によりグリッド・コードの改正を開始した。かかる協議書の後、決議第50/2018/R/eel号により、当局は、配電業者が支払うが、消費者から回収されないシステムチャージの再統合に関する仕組みを定義した。

発電所の配電及び送電グリッドへの接続の手続き及び金融条件に関して、当局は、決議第581/2017/R/eel号により、再生可能エネルギーによる発電が行われる小規模発電所の接続及び運転に関する2017年3月16日付け省令において規定された簡素化措置を実施するために、統合グリッド接続コードを更新した。

私設グリッドの規則枠組み（具体的には閉鎖配電システム並びに基礎的発電及び消費システム）に関して、決議第276/2017/R/eel号は、関連するコードを更新し、一般的なシステムチャージに関する政令第244/16号の第6(9)条の規定を採用した。当局は、決議第582/2017/R/eel号により、内部ユーザーのネットワークに関する規定条項の適用を、2017年10月1日から2018年1月1日まで延期した。政令第244/16号の施行は、決議第684/2017/R/eel号によって完了した。その後の決議第894/2017/R/eel号により、消費ユニットの定義が更新され、「隠れエンドユーザー」が自らを公表する期限を2018年6月30日まで延期した。

競争当局の決議第162/17/CIR号により、2016年2月15日付け法令第33号に従い、電気通信会社が光ファイバー・ケーブルを敷設するためにイー・ディストリブツィオーネの電力インフラストラクチャーを利用する料金が設定された。この結果、イー・ディストリブツィオーネは、そのインフラストラクチャーの利用に係る一般条件としての、技術規則及び技術基準を公表し、これには競争当局の規定が組み込まれている。

エネルギー効率化—ホワイト証書

2017年1月11日付け省庁間法令により、2017-2020年の新たなエネルギー効率化目標及びエネルギー効率化証書（EEC又はホワイト証書）のメカニズムの機能に係る新たなガイドラインが定められた。

配電業者の義務の履行に関して、60%の最低義務を超える部分は（これまでに認められていたその後の2年内ではなく）翌年末までに埋め合わされなければならないと規定された。

さらに、配電業者は、これまでに行われていたように1回限りではなく、同年内に2つの期間にわたって（5月31日及び11月30日）義務を果たす選択肢が与えられた。この法令により、当局は、配電業者の費用を補填するための基準及び方法を定めることを求められた。

決議第435/2017/R/efr号により、当局は、2017年に開始した電力及びガスの配送業者向けの料金補助を計算するための改定規則を承認した。

より具体的には、過去2年間の確定料金補助の水準の平均として事前に設定された「参照」料金補助（以前は「暫定」と称されていた。）を決定する方法、及び「確定」料金補助を計算するための基礎となるパラメーターが改定された。

当局はまた、11月30日の期間の終了時までに料金補助の事前支払いが行われることを想定した。

料金補助を割り当てる基準に関して、当局は、参照義務のある年の確定料金補助を、翌年に埋め合わせが行われるかかる年の残存分に適用するために、2017年より現金主義に代わり発生主義を用いることを定めた。

その後、決議第634/2017/R/efr号により、当局は、発生主義の導入を1年間延期し、さらに4年間のうちに完全実施を行うべく、より段階的に展開するようにした。

2017年7月14日付け当局決議第10号では、2016年の料金補助の金額が、1 EEC当たり191.40ユーロに設定された。これに対して2017年の参照料金補助は1 EEC当たり170.29ユーロに設定され、これは参照期間中の最終市場価格に基づき修正される予定である。

居住顧客に対する電力料金の改定

決議782/2016/R/eel号により、当局は、2017年1月1日以降、配電料金の累進性を完全に廃止した。

この決議は、一般システムチャージの累進性の効果を縮小するために2017年に行われる予定の第1段階について規定している。システムチャージの改定は、累進的構造の廃止の完了をもって、2018年1月1日に完了する見込みである。一方、政府及び議会に対する2017年11月2日付け報告第733/2017/I/eel号において、また代議院の第10回常設委員会の議長により要求された2017年11月30日付けの覚書（第805/2017/I/eel号）により、当局は、2018年より開始される、エネルギー集約型企業向けの補助金の改定を受けた料金の更新及び居住顧客向けの一般システムチャージの改定の最終段階が、居住顧客による電力の年間消費に与える影響についての報告を行った。政府及び議会の指示に基づき、当局は、決議第867/2017/R/eel号を公表し、居住電力顧客向けの一般システムチャージの改定の最終段階の実施を延期し、2018年12月31日まで現行の料金体系を維持することとした。

一般システム費用体系の改定

当局は、決議第922/2017/R/eel号により、2018年1月1日以降に、一般システム費用及び統合配電のセクション2.2の対象となる全種類の契約に適用されるその他の構成要素の料金を、「再生可能エネルギー及びCHP（熱源供給システム）を支援する一般費用」（ASOS）、「残りの一般費用」（ARIM）、UC3及びUC6に分けることを規定している決議第481/2017/R/eel号を実施した。

かかる決議は、2016年2月25日付け法律第21号により規定された非居住顧客向けの一般システム費用の改定を実施するものである。

エネルギー集約型企業向けの免許の改定

非居住顧客向けの一般システム費用の改定の一環として、当局は、決議第921/2017/R/eel号により、2017年12月21日付けのMED省令により規定されたとおり、エネルギー集約型企業に対する免許の付与に係る実施規定（2017年11月20日、法律第167号第19条の施行中に採択された。以下「2017年欧州法」という。）を定め、これは2018年1月1日より有効となった。

この決議では、（決議第481/2017/R/eel号により導入された一般費用の新たなグループ分けに基づく）ASOSの構成料金が、2017年12月21日付け法令に定められたとおり、免許の種類に基づき、免許を持たない顧客とエネルギー集約型企業のように免許を持つ顧客との間で区別されることを想定している。

これらの規定はまた、私設ネットワークの設置に対して影響を及ぼした。

販売

電力

指令第2003/54/EC号に規定されたとおり、全てのエンドユーザーは、2007年7月1日より、自由市場において電力供給業者を自由に選択でき、また規制市場に自由に参加できるようになった。法律第125/2007号は、規制市場を「保護強化」市場（居住顧客及び低電圧接続の小規模事業者向け）と「セーフガード・サービス」市場（保護強化サービスを受ける資格を有さないより大規模顧客向け）に分類した。

自由市場における事業者は、3年オークションを通じて地域別ベースでセーフガード・サービスを提供する契約を受注する。2017年から2018年の期間について、決議第538/2016/R/eel号に規定される競争手続きの後、エネル・エネルギアは、リグリア州、ピエモンテ州、ヴァッレ・ダオスタ州、トレンティーノ＝アルト・アディジェ州、ロンバルディ州、ラツィオ州、プーリア州、モリーゼ州及びバジリカータ州に当たる地域を受注した。エンドユーザーに適用される財政条件は、適用ある第1次及び第2次の法律の規定に基づき定められた。

保護強化サービスは、配送業者と関係を有する販売業者により提供される。価格は当局により設定され、事業者のコストがまかなわれることを確保するために定められた基準に基づき定期的に更新される。より具体的には、当局は、保護強化市場（RCV）の事業者の費用をまかなうための要素を毎年更新し、かかる事業者の費用（営業費用、遅延利息及び減価償却費）がまかなわれ、事業者が公正な資本リターンを受け取ることができることを確保する。決議第816/2016/R/eel号及び第927/2017/R/eel号は、2017年及び2018年の料金を規定した。

近年、当局は、とりわけ経済危機のため近年増大している事業者の信用リスクを抑制することを目的とした措置を採用した。

2016年、当局は、統合情報システム（IIS）の開発及び実施に相当の刺激を与えた。かかるシステムは、法律第129/2010号に基づき設立されたものであるが、回収ポイントに関する中央データベースに基づき、ガス及び電力市場の事業者間の情報の流れを管理するように設定されている。

多くの手段により、当局は、様々なサービスを規定し、その中には既に実施段階で他と関与しているものもある。例えば、当局は、両セクター（電力及びガス）の契約譲渡及び切替えの商業プロセス並びにデータ測定管理、また電力セクターのみについては、月次決済を目的とした時間単位の引落時点での測定の総計を徐々に集中化させることを目指している。

実施した開発作業のため、IISは、全てのシステム事業者間の情報交換の中心拠点としてますます機能し、それにより特定のプロセスの管理を促進した。これらの特徴を考慮して、2016年5月13日付け省令第94号は、IISを電気料金請求書によりテレビ受信料の請求プロセスを管理するメカニズムとして指定した。このプロセスの管理費用をまかなうために、当局決議第291/2017/R/eel号により、2016年及び2017年について販売業者に対して支払われる一時金の計算においてイタリア歳入庁により利用される配分基準が定められ、2016年についての金額が支払われた。

価格保護市場（電力及びガス）が2019年7月1日以降廃止される旨を規定した、年次競争法（法律第124/2017号）が2017年8月4日に承認された。当局は、地理的領域ごとに自由市場への切り替えを奨励する条件での競争的手続きを通じて、保護強化の区分に分類されていた顧客のためのセーフガード・サービスを規制する任務を課された。

この法律はまた、当局が定める一定の技術面、財務面及び評価面での要件を満たし、小売市場において電力の販売を認められた電力販売会社のリストを、MED内で作成することを規定している。

当局は、上記法律に従い、決議第555/2017/R/com号を行い、全ての販売会社に対しそのポートフォリオに、2018年初頭より世帯及び小企業を対象として、保護された市場での条件と同等の条件での自由市場価格でのオファー（PLACETオファー）を含めるように要求した。これはエンドユーザーが容易にオファーについて理解し、その比較を行い、また自由市場に参入することができるようにするために行われたものである。決議第848/2017/R/com号により、当局は、PLACETオファーの比較の構造を明らかにし、決議第555/2017/R/com号をある程度まで明確化した。さらに、決議第51/2018/R/com号により、当局は、2017年の年次競争法に規定されているように、世帯ユーザー及び中小企業に向けたオファーの公表に関し、ポータルを設置及び管理に係る規制を定めた。PLACETオファーを提供する形式及び一般的な条件は、決議第89/2018/R/com号によって承認された。決議第288/2018号は、販売業者に対し、PLACETオファーの監視に関する報告義務を定めた。

2017年5月11日に、競争当局は、AIGET及びグリーン・ネットワーク・エスピーエーによる報告に応じて、低電圧グリッドに接続する住居及び非住居エンドユーザー向けの小売電力市場における支配的地位の濫用について申し立てた、エネル・エスピーエー、エネル・エネルギー・エスピーエー及びセルヴィツィオ・エレトリコ・ナショナル・エスピーエーに対する手続きを開始した。同様の訴訟がその他の事業会社に対しても開始された。延長されない限り、この訴訟は2018年6月30日までに完了する見込みである。

ガス

法令第164/2000号は、2003年1月1日から、全ての顧客は自由市場において天然ガスの供給業者を自由に選択できることを定めた。

しかしながら、販売会社はまた、自身の業務の提供とともに、当局が定めた規制価格でセーフガード・サービスを顧客（2013年6月21日の法令第69号（2013年8月9日、法律第98号に変更）に従い、居住顧客に対してのみ）に提供しなければならない。

こうしたサービスを提供する会社が存在しない場合、料金支払いが未払いではない小口顧客（標準年間50,000立法メートル未満の消費で居住及びその他に使用する者）及び公共サービスの提供に関与している使用者に対する継続的な供給は、ラストリゾートの供給業者により確保されるものとする。顧客が料金支払いを遅滞している、又はラストリゾートの供給業者がサービスを提供できない場合には、継続的な供給は、ラストリゾートの供給業者と同様に、地理的条件に基づいた契約に対しての任意入札を通じて選出されるデフォルトの配送供給業者により確保される。

決議第465/2016/R/gas号により、当局は、2016年10月1日から2018年9月30日までのラストリゾートのサービスの受注についての公開入札を規定する規則を更新した。2016年9月に開催されたオークションの後、エネル・エネルギーは、かかるオークションに関わる8地域のうち7地域（ヴァッレ・ダオスタ州、ピエモンテ州及びリグリア州、ロンバルディア州、トレンティーノ・アルト・アディジェ州及びヴェネト州、トスカーナ州、ウンブリア州及びマルケ州、アブルッツォ州、モリーゼ州、バジリカータ州及びプーリア州、ラツィオ州及びカンパーニャ州、シチリア州及びカラブリア州）について、8地域のうち3地域（アブルッツォ州、モリーゼ州、バジリカータ州及びプーリア州、ラツィオ州及びカンパーニャ州、シチリア州及びカラブリア州）について、デフォルトの供給業者に指定された。

2013年10月1日より、セーフガード顧客に適用される財政条件の改正案が発効した。この状況において、当局は、原料要素を決定する手順を改定し、それをスポット市場価格に完全に指数化しつつ、段階的移行を確保するための要素（特に長期契約の再交渉についてのものを含む。）を導入し、また、費用の反映を強化するために小売売却費用を網羅する要素を引き上げた。

原材料（ガス）費用要素に関しては、2014年1月24日に、ロンバルディアの地方行政裁判所は、エネル・エネルギー及びエネル・トレードにより提起された訴訟において、2010-2011ガス年度及び2011-2012ガス年度のQE要素を決定するための計算式を当局が変更した（それによってQE要素を減少させた）決議を無効とした。2014年に、当局は、州裁判所に上訴を提出した。2016年に、州裁判所は、エネル・エネルギー及びエネル・トレードの上訴を認め、かかる手段は必要な「認識費用及び実際の費用の一致」という法令で定められた原則に抵触するという判決を下して、当局の上訴を棄却した。決議第737/2017/R/gas号により、州裁判所の決定に従い、2010年10月から2012年9月までの期間の原材料の価格の再計算が行われた。この再計算により生じた金額の取扱方法については、2018年下半期に見込まれている別の決議において記載される予定である。

天然ガス供給料金をカバーする要素の規定に関して、当局はまた、現在の手続きを承認し、イタリアの卸売市場における流動性向上の展開を待つ2018年9月30日までの間、又はそれより早く立法機関により定められた保護強化市場の廃止時点が来る場合にはその時点まで、オランダのタイトル・トランスファー・ファシリティ（TTF）で報告されたスポット価格の完全指数化を行う。

ガスの決済、具体的には過年度の項目の年次の調整方法に関しては、当局は、決議第670/2017/R/gas号及び第782/2017/R/gas号を公表し、2013年以降の過年度の調整期間について物理的項目及び金融項目の計算のための規定が承認されている。

より具体的には、2013年から2017年の期間についての決済方法が確立され、これを通じて事業会社は引出し多分の割合に応じて以前に割り当てられたグリッド損失に付随する費用の負担分を回収することができる。

当局は、2018年1月1日より最終的な決済方法が整備されるまで、事業会社はグリッド損失に関連するほとんど全ての費用を支払うことと規定した。

2020年1月1日より効力発生予定のガスの決済の改正は、決議第72/2018/R/Gas号によって開始された。

業界全体の一般規定

2015年、決議第296/2015/R/com号により、当局は、電力及びガスセクターの事業者に対する機能的なアンバンドリングの要件を規制した。より具体的には、当局は、会社がブランド、その他の識別マーク（商号を含む。）並びに販売会社の通信方針及び同一グループ内で事業を行っている電力を販売する会社の通信方針の区別を維持しなければならないことを確認した。区別は、自由市場で電力を販売する会社及び保護強化市場で電力を販売する会社の間でも維持されなければならない。また一方で、異なった物理的建物、人員及び情報チャネルが、配電及び販売並びに保護強化市場での販売及び自由市場での販売に利用されなければならない。

2016年の4月から7月まで、ロンバルディアの地方行政裁判所は、エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ及びエネル・エネルギアが申し立てた上訴を棄却した。同裁判所の判決の執行において、エネル・ディストリブツィオーネ及びエネル・セルヴィツィオ・エレットリコは、商号（及び関連ブランド）を「イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー」及び「セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー」に変更した。

イー・ディストリブツィオーネ、セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル及びエネル・エネルギアは、地方行政裁判所の判決に対して州裁判所に上訴し、判決第5519/2017号により、このうち2社の販売会社の上訴は退けられ、これにより決議第296/2015/R/com号の合法性が確認されている。イー・ディストリブツィオーネによる上訴については、州裁判所で係争中である。

再生可能エネルギー部門

イタリアにおける再生可能エネルギー技術をサポートする規制の枠組みは、様々な報酬システムを想定している。太陽光発電以外の技術のインセンティブは、指令第2009/28/EC号から移行する法令第28/2011号並びに2012年7月6日及び2016年6月23日付けの関連施行省令で定められた競争手続きにより与えられる。これらの法令は、設備容量及び技術に基づき、オランダのオークション及びフィード・イン・タリフの利用を想定しており、具体的には以下を定めている。

- ＞ 容量が5MW超の発電所に係るオランダのオークション。
- ＞ 容量が5MW未満の発電所に係る登記。
- ＞ 容量が60kW未満の風力発電所、容量が200kW未満のバイオマス発電所及び容量が250kW未満の水力発電所への直接的なアクセス。

上記のインセンティブ・メカニズムは、かかるインセンティブの表示された累計年間費用が5.8十億ユーロに達した時点で終了する。2017年11月30日現在、表示累計年間費用は5.122十億ユーロであった。

太陽光発電に関して、インセンティブ・システムは、多くのエネルギー・アカウントの適用を定め、そのうちアカウントI、II、III及びIV（2005年9月19日から2012年8月26日まで）は、フィード・イン・プレミアム（時間単位のゾーン価格を超える料金プレミアム）に基づいていたが、エネルギー・アカウントV（2012年8月27日以降）は、フィード・イン・タリフ（包括的価格）に基づくものであり、いったん2013年7月6日に費用が6.7十億ユーロに達した時点で終了した。

2017年欧州法第20条は、法令第28/2011号第24条第3項及び第4項を以下のように修正した。

- a) 発電所が生産したエネルギーは、施行省令が今後決定する公称容量の特定基準値（いずれの場合も風力発電所は5MW、その他の核融合実験炉（FER）の発電所は1MW以下とする。）までは、インセンティブ（費用の減少を目的とし、発電所の電力源及び公称容量によって異なる。）の権利を有する。
- b) 上記a)を上回る公称容量を有する発電所のオークションの手続きが、いくつかの技術及び特定の介入分野にも属する公称容量閾値に今後適用される。

しかしながら、かかる施行省令はまだ承認されていない。

「小諸島」に係る2017年2月14日付け省令

MEDの2017年2月14日付け省令は、再生可能エネルギーに相互接続していない小諸島の電力需要を徐々にまかなうよう指示を与えるものであった。この省令は、再生可能資源から生成されたエネルギーについて、燃料の回避可能費用に関連する報酬及びこれらの諸島の電力システムにおける再生可能資源を統合する試験的プロジェクト開始を想定している。

国家エネルギー戦略

2017年11月10日付けの法令により、MED及び環境省は、競争、エネルギー安全保障及び環境持続可能性原則に基づくイタリアにおけるエネルギー開発の下準備としての国家エネルギー戦略（NES）を承認した。

具体的には、NESは電力消費における再生可能エネルギーの比率を2030年までに55%とする目標を定めており、これは、再生可能エネルギー生産における75TWhの増加につながる。

NESは、再生可能エネルギーの開発を支援する方法として、2020年まで技術を要求しないオークションを維持することを規定している。その後、再生可能エネルギーの容量の開発は、これを軌道に乗せ、展開することができるように、少なくとも初期段階においては、州の支援を受けて、発電業者と消費者の間の長期契約である電力購入契約の内容に拘束されることとなる。

イベリア半島

スペイン

配電の報酬

2016年3月31日、産業・エネルギー・観光省は、命令第IET/2735/2015号の規定に従って、2016年の配電事業の報酬を定める新たな省令の採用のための手続を開始した。当面は、新たな命令が承認されるまで2015年の報酬が保持される。

かかる命令（第IET/980/2016号）は、6月16日に公表され、2016年の配電事業の報酬を定めた。エンデサは、2,014百万ユーロの報酬を割り当てられた。さらに、エンデサのサービスの質及び非技術的損失のインセンティブは、それぞれ7百万ユーロ及び2百万ユーロに設定された。かかる命令は、2016年1月1日から2019年12月31日までの第1次規制期間の基本報酬も定めている。

社会的割引

2017年10月9日、脆弱な顧客、社会的割引及び容量が10kW以下の顧客に対する社会的割引の停止の条件に影響を与える規則に関連する勅令第897/2017号が、官報（BOE）で公表された。かかる勅令は、特に、顧客を所得水準（国民所得指数の乗数（IPREM）を用いて計測する。）に基づき3つに分類し、各分類ごとに異なる比率で割引を行うことを定めている。

エネルギー効率

2017年3月24日付けの命令第IET/258/2017号は、2017年のエネルギー貯蓄義務に相当する29.3百万ユーロの国家エネルギー効率基金への拠出をエンデサに課した。

居住顧客向けの任意価格（PVPC）に組み込まれた売上マージン

2016年11月25日、勅令第469/2016号が公表され、居住顧客向けの任意価格での売上マージンの設定方法が定められ、これにより、勅令第216/2014号の規定に基づき設定されたマージンを無効とする最高裁判所の多くの判決が執行された。

2016年12月24日、省令第ETU/1948/2016号が公表され、2017年1月1日から、2014年、2015年及び2016年並びに将来におけるPVPCの売上マージンの価値が定められた。

2017年の電力料金

2016年12月29日、命令第ETU/1976/2016号が公表され、2017年の電力利用料金が定められた。既存の料金は変更されないままだった。

2017年の天然ガス料金

2016年12月23日、命令第ETU/1977/2016号が公表され、2017年の天然ガス利用料金が定められた。概して、ラストリゾートの料金（TUR）の更新を除いて、既存の料金は変更されないままだったが、かかるラストリゾートの料金は、原材料の価格が下落した結果、平均9%引き下げられた。

発電のための大陸水の使用料金

2017年6月10日、現行の水道法を改正し、特定の集水域における干ばつの影響を軽減するための緊急措置を導入する勅令第10/2017号が、官報（BOE）で公表された。より具体的には、かかる勅令により、発電のための大陸水の使用料金が22%から25.5%に改定され、取水量の増加を相殺するために、50MWまでの施設に対してはより低い比率が設定されている。

再生可能エネルギー

2017年2月、2017年から2019年までの再生可能エネルギーの報酬パラメーターを含む省令第ETU/130/2017号が公表された。報酬パラメーターは、再生可能エネルギー資源からの発電を規制する勅令第413/2014号に規定されているとおり、3年ごとに改定される。かかる改定は、主に、投資報酬を、将来の予想される市場収益の差及び過去3年間における実際の市場収益と規則の下で予想される市場収益との差に合わせるために行われる。

2017年上半年期において、技術について中立的な3,000MWの再生可能エネルギーのオークションが開催された。当該オークションは5月17日に開催され、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、2019年末より前を商業的な電力供給日とする540MWの風力発電を開発するための特定の報酬システムを獲得した。エネル・グリーン・パワーは、当該オークション中で3番目に多くの容量を割り当てられた。

当該オークションはすべての種類の再生可能技術を対象とする競争であった。しかしながら、獲得された容量は、ほぼ全てが風力容量であった。

かかるオークション結果は、市場価格が低いシナリオ下でのプロジェクトの内部収益率の維持に資する。しかしながら、市場価格が保護水準を上回る場合、プロジェクトはかかる収益を回収することが認められる。

第1回オークションの結果、容量を獲得できなかった入札参加者があり、これにより、2020年の目標を達成するためにより多くの再生可能エネルギーの需要があることが示された。これを受けて、スペイン政府は、2017年7月26日に第2回オークションを開催した。第2回オークションにおいて、エネル・グリーン・パワーは、338MWの太陽光発電容量を獲得した。第1回オークションと同様に、市場価格が低い場合に獲得者の内部収益率が守られる。

2017年7月から9月の間、スペイン政府は、一般からの意見を募集し、新たなネットワーク手段及び接続に関する規則の起草作業を開始した。かかる新規則は2018年に施行される予定である。

ヨーロッパ及び北アフリカ

ロシア

電力市場

2016年6月27日、政府令第563号が発せられ、2017年以降の容量支払の正確な決定を確保すべく、容量支払の決定に利用される計算方法（DPM）が改正された。

2016年7月25日、容量市場オークションへの参加条件が改正され、消費削減を通じたメカニズムにアクセスするための需要が承認された。

直近の容量オークション（結果は2016年9月20日に公表）は、2020年向けのパラメーター（価格及び品質）を設定した。

2016年12月23日付けの政府令第1458号は、安定供給の欠如に対する罰則の係数を2017年についても最低水準で維持した。

2017年1月9日付けの決定により、2017年の売買システム管理者のための報酬比率（2016年から2.5%減少）及びシステムオペレーターのための報酬比率（前年と同比率を維持）も設定された。

2017年3月3日、経済省は、容量支払の計算（DPM）のために長期国債の利回りを設定する新たな方法を発表し、それに基づき利回りは10.21%となった（それまでは8.9%）。

2017年6月16日、政府は、クリミア半島における新たな容量オークションのルールを定めた法令を公布した。これにより、入札手続時に定められた価格で15年間の容量契約が与えられる（月額の上限は約2百万ルーブル）。

2017年6月19日、政府は、2035年までの電力業界の発展に関する基本計画を発表した。かかる計画は、3年ごとに更新される拘束力のないガイドラインによって構成されている。当該計画には、長期の需要供給予測、予想される容量及び必要な調整、グリッドインフラ並びに環境に対する影響を抑えるための提案が含まれている。

2017年9月2日、政府は、2021年の容量市場（KOM）オークションに関する法令第1065号に署名した。かかる法令により、価格の上限及び消費者物価指数（CPI）マイナス0.1%の指数設定（従来はCPIマイナス1%）が撤廃された。2017年9月20日、システムオペレーターは、2021年のオークションの結果、価格が2020年のオークションより16%から18%高くなったことを発表した。

政府は、2017年12月27日付けの法令により、2018年4月1日までに行われる、タマム地域（ロシア南部）における新たな火力発電容量（465MW）の入札の規則を定めた。落札者は、15年間の容量支払契約を取得する。

ガス市場

2017年6月20日、産業顧客向けの新たな最低料金及び最高料金に関する独占禁止決定第776/17号が発表された。料金は、2015年から2016年の期間で3.9%上昇した。

再生可能エネルギー

2016年5月10日付けの政府令第850号により、再生可能エネルギー資源を対象とする規制に以下の変更がなされた。

- ・太陽光発電施設及び小規模水力発電施設についてのインセンティブ・システムは（2020年から）2024年まで延長された。
- ・太陽光及び小規模水力のための容量目標（太陽光については85.8MW、小規模水力については168MW）は、以前のオークション（2013年から2015年まで）では定められていなかったが、2024年までに実現され再割当てされる。
- ・全体量の目標は当初の水準（5,871MW）で維持される。

2016年6月14日、2016年から2019年までの再生可能エネルギー資源に対する投資のためのオークションの最終結果が、風力発電所のためのプロジェクトの助成金と併せて発表された。

9月29日、再生可能エネルギー資源発電所又は泥炭火力発電所のグリッド接続についての国家賠償に関する政府令が発せられた。この規則は、設置容量が25MWまでの発電所に適用され、賠償額がグリッド接続費用の70%を超えず、また、いかなる場合においても1つの発電所につき15百万ルーブルを超えないことを規定している。

反トラスト規制

2016年7月5日、連邦反独占庁（FAS）は、熱市場においてエネル・ロシアに対する不正な商慣習を阻止するため、T Plusに対して公的な警告を発した。より具体的には、かかる警告は、T Plusに対して、エカテリンブルグにおけるSuGRES発電所について、エネル・ロシアとの間で熱供給契約を締結するよう要求している。

熱市場

2016年12月1日付けの政府令により、政府は、一元的熱供給業者（UHS）について、その他の供給業者及びネットワークサービスへの支払期限の違反があった場合における、より厳しい規則を制定した。より具体的には、UHSは、2回連続して支払請求周期に供給業者に支払ができなかった場合や、その他の契約条件の違反を繰り返す場合、供給資格を失うことになる。もっとも、いかなる違反であっても裁判所又はFASによって認定されなければならない。

ルーマニア

料金に対する配電投資の認識

2016年3月、ANREは、料金目的の投資を認識する新たな手続を承認した。それは2017年に有効となる予定であり、2016年に配電業者に対し勧告される。

かかる手続は、（i）非効率的な投資は認識しないこと、（ii）予算に計上された費用の10%を超過する作業費用は認識しないこと、及び（iii）一度提出された場合、最大で10%までの年間投資計画を修正することは可能であることを定めている。

2017年7月、ANREは、第4回規制周期の配電料金の計算についての基本方針を含む文書を発表した。かかる方針には、WACC、営業費用、規制上の資産基盤、その他の収益、流動資産、自社使用及び年次調整に関する大幅な変更が含まれている。かかる方針は、2018年4月に承認されることが見込まれている。

ラストリゾート向け料金

居住顧客に対する規制料金の自由化に関する予定に従い、ラストリゾートの供給者が自由市場で購入しなければならない電力の比率は、2017年第1四半期には80%になり、2017年第2四半期には90%になる予定である。

ANREは、最終的な料金も承認した。2017年の規制要素は、配電料金の減少により6.47%減少した。同年上半期における競争市場要素（CPC）は、配電料金の減少により、2016年下半期と比較して3%から4.8%下落した。しかしながら、当該料金は、第3四半期において、過去の期間の料金の是正により、2017年上半期と比較して約10.8%増加した。エネルは、そのため、ANREに対して訴訟手続を開始した。当該料金は、第4四半期において、第3四半期から約9%増加した。

2018年1月1日現在、未規制比率は100%である。2018年上半期におけるCPC比率は、2017年第4四半期における比率と比較して0.44%上昇した。

ラストリゾートに対する規制の枠組み

2017年6月8日、ANREは、PCSUと呼ばれる、ユニバーサル・サービスの顧客（家庭及び小規模企業）向けの電力購入市場の停止を承認した。かかる停止は、2017年8月10日まで実施されたが、2017年第3四半期のオークションの入札で提示された量が限定的であったことから引き起こされたものであった。かかる決定の結果、ラストリゾートの供給者は、一日前市場及び二当事者間契約の集中市場などの、その他の自由市場において電力を購入しなければならない。7月、エネルは、当該決定に対して正式に不服を申し立てた。

2017年、ANREは、ラストリゾートの供給者の基準及びラストリゾートの供給者の規則を調整する方法であるPCSU規則の改定を開始した。9月、エネルは、ラストリゾートの供給者の料金を決定する方法の適法性に異議を唱える訴訟を開始した。

2017年の配電料金

2016年12月、ANREは2017年の配電料金を発表した。これは平均1 MWh当たり98.6レイに相当し、2016年の配電料金と比較して約8%減少した。

2017年において、エネルの販売会社が請求した平均料金は1 MWh当たり98.6レイであり、2016年（1 MWh当たり107.2レイ）から約8%減少した。

2017年12月、ANREは、料金の算出に関する協議の後、2018年1月1日から適用される料金を承認した。エネルの販売会社の平均料金は1 MWh当たり101.53レイであり、2017年（1 MWh当たり98.6レイ）から約3%増加した。

2017年の二項式料金

ANREは、2017年1月26日付け決定第71号により、送電及び配電サービスの二項式料金を導入する日程を承認した。かかる計画は、以下の2段階で実施される。

- ・第1段階（2017年1月1日から2017年10月31日まで）：顧客に影響を及ぼさない、販売サービス業者（DSO）レベルでのシミュレーション。DSOは、2017年に、シミュレーション日程表に従ってデータを監視し、分析結果並びに2017年上半期の規制費用及び収益に与える影響をANREに伝達した。
- ・第2段階（2018年1月1日以降）：消費者レベルでのシミュレーション。

ANREは、二項式料金の実施期限を2019年と指定している。

スマートメタリング

スマートメタリングの試験的プロジェクトの一環として、2016年末現在、110,000のメーターが設置された。かかる試験的プロジェクトの結果は、2017年から2020年までの大幅拡張プロジェクトの承認のために費用便益分析を準備しているANREに伝達された。

12月、ANREは、2017年及び2018年の販売会社の投資計画全体からのメーターへの投資の上限を10%、2018年の顧客の合計ユニット費用の上限を約61ユーロと想定した、スマートメーターの展開に関する命令の草案を発表した。また、ANREは、展開の条件の承認の最終日を2018年6月30日と定めた。

配電会社の再ブランド化

8月16日、ANREは配電会社に対して、配電業者が再ブランド化に関して実行しなければならない最低限の手段を含む文書を送付した。

2017年10月から12月にかけて、エネルは、ANREに対し、ルーマニアにおけるエネルの配電会社について新たな商号及びロゴを採用し、対応するライセンスを修正した旨ことを通知した。

再生可能エネルギー

ルーマニア政府は、命令第24/2017号を採択し、2017年4月1日付けでその効力が生じ、法律第220/2008号は修正され、以下の複数の変更が導入された。

グリーン証書（GC）：

- ・2件の太陽光システム発電へのGCの付与は、2025年1月1日から2030年12月31日までの間に延期された。
- ・既に延期されている風力発電からのGCの回収は、2018年1月1日から2025年12月31日までの間と予定された。
- ・GCの価格は、インフレ指標に連動することなく、29.40ユーロから35ユーロまでの間で変動し得る。
- ・付与されたGCは、インセンティブ期間の終了までは失効せず、有効であり、一度のみ売却することができる。

市場：

- ・GCの売却に関する二当事者間契約は引き続き有効であるが、現在の満期日を超えて延長することはできない。
- ・2017年9月1日付けの、(i)現物取引又は先物取引でのGCの売却、(ii)GCと組み合わせた再生可能エネルギー（操業前）の売却のための、2つの匿名の取引プラットフォームの創設。

電池：

- ・グリーンエネルギーの電池への貯蔵に対してGCを付与することができる。

ポーランド

容量市場

2017年12月28日、大統領は、ポーランドに容量市場を導入する電力市場法に署名した。2021年から2023年までを配電期間とする第1回オークションが、2018年に開催される予定である。その後のオークションは、配電期間を10年として5年毎に開催される予定である。また、1年前に発表して四半期ごとのオークションを開催することができる。デマンドサイドレスポンスについては、適切な投資額が示された場合、5年間のオークションに参加することができる。

電力法は、さらに、国家支援規則に関して欧州委員会の承認を受けなければならない。

デマンドサイドレスポンス

送電当局は、調整市場におけるデマンドサイドレスポンスの入札の需要に備え始めた。2017年から2018年までの需要合計は500MW（夏季は8時間、冬季は4時間）であり、そのうち40%が夏季容量、55%が冬季容量である。現在の入札の需要に応じて、500MWが追加設定されている。

グリーン・モビリティ

2018年から2019年にかけての充電ステーションの設置を構想するグリーン・モビリティ法が、2018年1月4日に承認された。その目標は、電気自動車の充電ステーションを6,400箇所設置することであり、そのうち400箇所は高電圧ステーション、70箇所は天然ガスを提供するサービスステーションである。これらは32の人口の密集した地域に設置され、かかる設置は官民による出資の牽引役となる。2019年末までに設置目標が達成されない場合、該当する地域の現地当局は、未設置のステーションの開発計画を策定しなければならない。配電システム業者は、担当地域における充電ステーションの建設について責任を負う。

英国

英国政府及びガス電力市場規制庁は、2017年7月24日、スマート・システム及び適応性計画を発表した。その目的は、デマンドサイドレスポンスに対する全ての市場の公開、リアルタイムの付随的サービスの導入及び計量要件の簡素化である。

容量市場の参加者の貯蔵レベルを下げる新たな要素が、2018年のオークションから導入された。

2017年6月13日、ナショナル・グリッド社は、「システム需要及び商品戦略」に関する相談の受付を開始し、12月19日には、周波数応答及び予備的な調整サービスのための商品ロードマップの提供を開始した。

2017年12月、政府は、中規模燃焼プラント指令を置き換え、発電業者による排出をより厳格に管理する命令案を公表した。

アイルランド共和国及び北アイルランド

容量市場

2017年11月24日、欧州委員会は、国家支援規則に基づき、2ヶ国共同での新たな容量市場を承認した。配電期間を2019年5月23日から9月30日までとする第1回オークションが2017年12月15日に開催された。

当該市場は、デマンドサイドレスポンス業者が発電業者と同様の方法で市場に参加できるように設計されている。EU当局は、2020年10月までにデマンドサイドレスポンス業者が容量市場にも同様に参加できるようにすることを求めている。

付随的サービス

付随的サービスの市場は、再生可能エネルギーが広く浸透した状況においてもなおシステムの安定性を保つことを目標として、刷新された。デマンドサイドレスポンス及び従来の方法による発電と同様の扱いを保証する、新たな付随的サービスも創設された。配達期間を2018年5月1日から5年間とする商品の第1回の入札募集が2017年12月12日に発表され、その期限は2018年2月8日とされた。

ギリシャ

再生可能エネルギー

ギリシャの再生可能エネルギーのインセンティブ・システムでは、2015年12月31日より前に提出された全てのプロジェクトに対し、フィード・イン・タリフを使用した報酬が保証されている。2016年1月1日以降、プロジェクトでは、資源ごとに異なるフィード・イン・プレミアムが保証される。ギリシャ政府は、かかるインセンティブを支え、これまでの累積赤字を解消するためのより多くの資金を調達するために、特に電力供給業者によって支払われることになる要素を導入した。

ギリシャの規制当局は、決議第616/2017号により、相互に接続されていない島で稼動する風力発電所の強制的な切断を大幅に減らした。

2017年10月、大規模な生産会社が合意されたサービスの中断可能性に関して報酬を得ることができるシステムが終了した。当該システムは、2018年1月から2019年末までの間、再開された。当該システムは、島で事業を行っていない再生可能エネルギー事業者により、その収益に対する技術ごとに異なる割合（風力：2%、太陽光：3.6%、小規模水力発電所：1%）で、資金を提供される。

ブルガリア

再生可能エネルギー

ブルガリアの現行のインセンティブ・システムは、再生可能資源ごとに異なるフィード・イン・タリフに基づいている。かかるメカニズムは、太陽光プラント、容量10MW未満の風力及び水力プラント並びに容量5MW未満のバイオマス・システムに使用できる。

2012年以降、再生可能エネルギーのインセンティブの増加に起因するシステム赤字を軽減するために、数多くの方策が講じられた。それらには、地方税20%（後に無効とされた。）、ネットワーク利用料金、調整費用の増額、収益への5%の課税及びインセンティブを受けることができる量の制限が含まれる。

2015年3月現在、ヨーロッパで再生可能エネルギー発電の目標が達成された後は、30kWを上回る発電所はインセンティブを受けることができなくなる。

チュニジア

再生可能エネルギー

チュニジアは、法律第12/2015号の承認により、3つの異なるインセンティブ・システム（免許、承認及び自己消費）を用いて再生可能エネルギーを支援する規制システムを開始した。同国は、2020年までに1GW及び2030年までに4.7GWという、野心的な再生可能エネルギーの開発目標の達成に向けて努力している。

2017年11月、風力及び太陽光プロジェクトの第1回入札が完了した。エネル・グリーン・パワーはこれに参加し、結果を待っている。

ドイツ

再生可能エネルギー

2017年1月に有効となった新たなRES法律（EEG）によって、フィード・イン・タリフが、ほとんどの再生可能エネルギー技術向けのオークション・システムと置き換えられた。新たな成長ラインを発展させるため、オファーにより、毎年、設備容量の総量が指定される。かかるラインとは、（a）2017年から2019年の間は毎年2.8GW、2020年以降は毎年2.9GW（再供給を含む。）となる陸上の風力発電所、（b）2030年までに15GWに相当する海上の風力発電所である。（c）毎年2.5GWに相当する（うち600MWはオークションによる。）太陽光発電所については2017年及び2018年にそれぞれ1.55GWの2つのオファーが計画されている。

2017年に行われた初回オークションで明らかになったように、現行の法制では、現地のプロジェクトに参加するその地域のコミュニティが極めて有利であり、入手可能な容量の大部分がそれらに割り当てられていた。このため、2018年の最初の2回のオークションのためにかかる法制が暫定的に改正され、その結果、様々な種類の参加者の間でより公平な結果が得られるはずである。

キリスト教民主・社会同盟と社会民主党との連立の合意には、2019年から2020年における容量オークションに約4GW相当をさらに追加することが含まれている。

南米

当グループは、南アメリカではアルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア及びペルーにおいて事業を行っている。各国には独自の規制枠組みがあるが、その主な特徴は、多様な事業活動について以下に記載するとおりである。

様々な国の所轄官庁（規制当局及び省庁）により制定された規制の下で、事業者は、発電への投資に関し自由に意思決定ができる。アルゼンチンだけは、近年のエネルギー政策の変更を受けて、投資に対しより強力な公的統制を構想する規制枠組みが存在する。ブラジルでは、省令によって新たな発電容量についての計画が設定されており、この発電容量は全てに開放されたオークションを通じて展開されている。

全ての国は、システム限界価格のある一元的な送電システムを有している。通常、メリット・オーダーは、市場運営者の入札を基礎とするコロンビアを例外として、定期的に測定される変動生成費用に基づき作成されている。

現在、アルゼンチン及びペルーにおいて、スポット市場価格の形成を統制する規制措置が講じられている。アルゼンチンにおいて、規制機関は、電力市場の持続可能性向上を保証し、かかる市場の効率性を改善させ、またオペレーターがそれぞれの現金需要を満たし、発電所及びネットワークのメンテナンスを復旧できるようにスウィーピングレートの設定を実施することにつき取り組んでいる。

長期のオークション・メカニズムは、卸売エネルギー及び／又は容量販売に広く利用されている。これらのシステムは、継続的な供給を保証し、発電会社のより強力な安定性をもたらすとともに、また新たな投資を促進することが期待されている。長期の販売契約は、チリ、ブラジル、ペルー及びコロンビアにおいて用いられている。ブラジルにおいては、電力が販売される価格は、新たなエネルギー及び既存のエネルギーについての長期オークションの価格の平均に基づいている。コロンビアにおいては、価格は、通常は中期の契約（上限4年）を締結している事業者間のオークションにより設定される。最後に、チリ及びペルーにおいて近年導入された規制枠組みでは、配電会社は、規制されたエンドユーザー市場において電力を販売する長期の契約を締結することを認められている。オークションは、規制された顧客に電力を供給するための地域別価格を設定する規制機関の実務に、徐々に取って代わっている。

チリ、ペルー及びブラジルはまた、非従来型再生可能資源の利用を奨励する法律を承認した。同法律は、再生可能資源をエネルギー混合に組み込む目標を設定し、発電を統制している。

アルゼンチン

2017年における料金修正及びその他の規制展開

2017年2月2日、決議第19/2017号が電力エネルギー庁（SEE）により発表された。同庁は、既存の発電所に対しての報酬レートを定めるガイドラインを規定している。決議第19/2017号は、技術及び規模別の容量に基づく報酬を規定している。さらに、火力発電所について、さらなる報酬のために発電所の発電能力を強化するコミットメントの可能性についても規定している。発電会社は、季節により供給が異なる、各期間（夏季及び冬季）についての発電能力、各発電所により3年間に保証される発電量を宣言することができる。2017年の唯一の例外は、保証された発電能力の宣言及び冬季計画書（2017年5月1日から10月31日まで有効）が、新しい法律を実施するために必要な時間を考慮して合わせて承認される予定であることである。発電会社は、CAMMESAとの間で保証発電能力についての契約を調印する予定であり、それにより、SEEの要求に基づき保証発電能力を譲渡することができる。各発電所について設定された報酬は、最高価格で計算された額で、契約条件を現実に遵守して按分される予定である。これに対して、火力発電業者は、最高価格で下請可能な隔月の追加容量を提供できる予定である。

決議第19/2017号により規定された報酬は米ドル建てであり、CAMMESAにより設定された各期間の終了前最終日にアルゼンチンの中央銀行により公表された為替レートで換算される。

再生可能エネルギーセクターにおいて、新たな法律により、再生可能エネルギー資源から発電する電力が国の電力需要の8%を満たす目標の達成が2017年12月31日まで延期され、2025年に20%を達成する一連のフェーズが規定され、2019年、2021年、2023年にそれぞれ12%、16%、18%という中間目標が設定された。法律第27191号により、信託ファンド（FODER）が設定され、研究に資金拠出し、再生可能エネルギープロジェクトへの税制優遇を付与し、2025年までの国、地方及び市町村レベルでの補助金について規定している。大規模顧客（300kW超の容量要求を有する。）は、個別に上記の目標を満たさなければならず、価格が1MWh当たり113ドルを超えないことを関連契約に規定し、これらの目標を満たさない者への罰則が規定されている。

2017年2月に、新たな料金規則及びメカニズムが承認された。

2017年2月1日、ENREは、決議第64号を公表し、それによりRTI（全体料金改定）プロセスは終了し、EDESURエスエーに支払われる年間報酬が定められ、合計14,539,836,941アルゼンチンペソ（約830百万ユーロ）となった。

新料金システムに基づき、電力卸売市場では、ENREへの特別な指示により販売付加価値税（VAD）の引き上げが制限された。かかる料金要素についての新価格は、2017年2月1日に効力が発生したが、請求額は当初、最大で全体の42%に制限された。全額の請求は、2018年2月1日以降可能となる予定であり、2017年11月の中間段階では42%の制限が一部引き上げられた。

かかる規則はまた、ENREがEdesur及びEdenorに対して、2017年2月1日から2018年2月1日までの間に発生しているが請求されていない部分を2018年2月1日から48回の割賦で支払うことを規定しており、その後請求される予定の付加価値税の額も含まれる予定である。

新規則はまた、インフレに基づく配電会社の料金の改定並びにサービス品質の基準及び供給規制を規定している。

SEE決議第1085/17号は、2017年12月1日より、オペレーターが送電について支払う方法を変更したが、報酬は料金改定にすでに含まれていたものから変更されていない。決議は以下を規定している。

- ・輸送についての報酬に関連する費用は、需要に比例して分けられる。
- ・発電会社は、直接関連費用のみ支払う。
- ・CAMMESAは、90日以内に指針の対象とされるプロセスへの必要な変更を提案するものとする。

ブラジル

エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエー（旧名称：アンブラ）の料金改定

2017年3月14日、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエーは、公開ヒアリング095及び058を受けて、新たな利権協定（第6次改定）に署名した。ヒアリングでは、関係当事者らは、配電会社による料金メカニズムの規制及び適用について議論し、議論された修正案の承認を求め、それらは法令第2194/2016号に従って利権協定に含められた。

エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー（旧名称：Coelce）の料金改定

2017年4月20日に、ANEELは、決議第2.223号により、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーの料金改定を承認した。

再生可能エネルギー

2017年4月に、エネルギー省は、市場の請負過剰を制限するために既にとられた措置に加えて、リザーブオークションにおいて過去に署名された契約を無効とするためのオークションについてのメカニズムを規定する決議を発表した。オークションは、2017年8月31日に行われる予定である。水力発電プラントの利権の終了による再割当のための2度目のオークションは、9月末までに行われる予定であり、既存の容量の約3GWの譲渡が含まれている。

理論的にメリットオーダーカーブ外にある火力発電所の強制稼働による発電があったことを受けて、2017年4月に決議により水力発電所の負担費用についての補償メカニズムが導入された。

バンデイラス・タリファリアス（Bandeiras Tarifárias）のアップデート

2017年11月現在、発電費用の分類（Bandeiras Tarifárias）は、以下のとおりである。

「緑」：良好な水力発電条件

「黄」：100kWh当たり1.00レアル

「赤レベル1」：100kWh当たり3.00レアル

「赤レベル2」：100kWh当たり5.00レアル

エネルギー開発勘定（Conta de Desenvolvimento Energético）（CDE）

法律第10438/2002号により設立されたCDEは、代替的エネルギー資源からの発電の発展を促し、エネルギーサービスのグローバリゼーションを促進し、低所得の居住顧客を助成するために考案された政府系基金である。同基金は、消費者及び発電業者に対する料金を通じて徴収された追加料金をもとに資金を調達している。

ANEELの最初の提案は、2015年には既に始まっていた燃料コストの相当な減少が2016年の追加料金の減額には即座に反映されなかったという事実を考慮して、CDEのための追加料金を36%減額するものであった。

決議第1,576号は、（より低額のCDEの追加料金が請求されるべきであるとの上訴人の主張を維持する判決が適用されることを受けて、）配電会社に対し、月ごとの請求額の減少を埋め合わせることを認める。通常料金と判決で定められた料金の差は、基金に対する月ごとの支払が減少することを通じて、配電会社によって補填される予定である。

エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスの料金改定

2017年10月17日、ANEELは、決議第2,317号により、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスの料金改定を承認した。エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスの料金の年次改定は、顧客に対して平均14.65%の引き上げを行うものである。

具体的に、これは、低電圧及び高電圧の顧客それぞれに対する12.03%及び15.89%の増加平均を反映している。

ホワイト料金

2016年9月12日、ANEELは、ホワイト料金と呼ばれる低電圧電力向けの新たな時間単位の料金の適用条件を定める規則第733/2016号を承認した。

ホワイト料金は、1日の時間帯によって変化する時間単位の新たな料金オプションであり、また、2018年以降の各顧客の消費水準によっても異なる。当初、新料金は低電圧接続（グループBである127V、220V、380V又は440V）の顧客及び新規顧客に適用される。2020年1月以降、かかる料金は、既に特定の優遇的な料金の恩恵を受けている顧客を除き、全ての顧客にとって選択肢となる。

チリ

配電

エネルは、2016年に50,000台のスマートメーターを設置する実証プロジェクトを進めており、最終的な目標は、2020年までに全ての既存のメーター（約1.6百万台）を取り替えることである。

チリの規制当局（CNE）が、当該作業の費用を配電付加価値（Valor Agregado de Distribución）（VAD）に含めることの合法性を認めれば、かかる投資は認められる。

これに関連して、9月5日、チレクトラは、2016年11月4日から有効となる料金の設定を視野に入れて、VADの費用構成を決定するためシステプル（Systeple）により作成された調査報告書を、CNEに提出した。

同時期に、チリの議会は、発電所が所在する地域について、それよりも大きな経済規模が達成され得る都市部との均等化を図るため、前者における料金構造を是正する「料金均等法（Ley de equidad tarifaria）」を承認した。

送電法（Ley de transmisión eléctrica）（法律第20.936号）により、発電業者による送電料金の支払の削減及び全国一律料金での送電だけでなく、同国内の様々な送電センターを統合するという目標が達成された。2017年に、規制及び実施指令が発表された。付帯的サービスの規制は例外とされ2018年に発表される予定である。

さらに「送電法」に従って決議第650号が公表され、税改革に基づき火力発電所の排出量についての税金の支払い定められた。

配電サービスの品質の専門的な規制

2017年12月18日に、CNE決議第706号が発表され、送電サービスのより高い品質基準が規定された。

再生可能エネルギー

2017年3月30日に、決議第154号が発表された。これにより、全電力サービス法の第79条及び第80条を定めて、システムへのオープンアクセスのためのメカニズムの適用の諸条件を規定している。かかる決議は、送電法の規定を見込んでおり、チリで初の、民間及び国営両方の送電システムにおける今後のプロジェクトについての技術的容量の保存を許可するメカニズムを含む。

2017年4月、公有資産省が、再生可能エネルギープロジェクトの発展のために、公有地の利用についての利権の条件を修正する省令を発表した。より具体的には、プラント稼働の最長期間が延長され（3年から10年へ）、利権費用が大幅に減らされた（二重支払が解消され、関連保証額が下げられた）。

ペルー

2017年3月の洪水への緊急対応

大統領令第007-2017-EM号は、ペルーで2017年3月に降った大雨及びその結果起こった洪水により発生した被害の対応として発令され、公共電力サービスの顧客に対する電力供給を国レベルで保証する緊急措置を承認した。これらは、サービス品質規格の一時的停止及びSEINにおける30日間の国家緊急事態の宣言を含む。

大統領令第008-2017-EM号では再度、電力輸入の承認プロトコルにより洪水の緊急事態に対応した。

北米及び中米

アメリカ合衆国

連邦レベル

2016年11月の選挙後、2017年3月にトランプ大統領は、環境保護庁（EPA）に、2022年に開始される規制遵守期間後の数年間に再生可能エネルギープロジェクトの需要を刺激するために発電所から排出される温室効果ガスを規制する2015年の法案であるクリーン・パワー・プランを取り消す措置をとることを求める大統領令に署名した。

2017年12月に、アメリカ合衆国は、2018年から2022年までの期間に法人税率を21%まで削減し、費用の100%が減価償却されるよう減価償却に関する規則を変更し、また2023年から2026年までの間に法人税率を減少することを掲げた、連邦税法の全面的な見直しに着手した。

2017年4月に、アメリカ合衆国の太陽電池製造会社のSunivaは、低価格の太陽電池及びモジュールの輸入の結果として打撃を受けたと主張して、1974年貿易法のセクション201を守るようアメリカ国際貿易委員会（USITC）に請願書を提出した。5月に、USITCは、太陽光製品の輸入量がアメリカ合衆国の太陽光製品製造業界を脅かすほどの量であるかどうかについて判断するための調査を進めることを決定した。9月に、USITCは、国内の太陽光製品は、輸入製品により損失を被っていると判断し、10月にトランプ大統領に対して3つの別個の改善措置を勧告した。これらの改善措置は、見込まれる関税及び輸入ライセンスを含む。太陽光市場の専門家は、改善措置により太陽光パネルの価格が1ワット当たり0.01米ドルから0.32米ドルまで増加することを予測した。1974年貿易法に基づき、大統領は、USITCの勧告を受け入れるか又は修正するかの権限を有する。大統領は、2018年1月に決定を行う予定である。

州レベル

2017年4月に、オクラホマ州知事メアリー・ファリン氏は、SB（上院法案）593及びHB（下院法案）2298の法制化に署名した。SB593は、風力エネルギー施設及びプライベート・エアポートについての要件の一部を削除し、また石油及びガスが産出される地域にそれらの施設が建設予定であることを通知する手順を規定している。

HB2298は、2017年7月1日以前に稼働されていない全プロジェクト（エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの建設中及びパイプラインのプロジェクトを含む。）について税額控除の適格性を終了させている。

メキシコ

再生可能エネルギー

エネルギー省は、企業が2018年から2022年までの年間に達成しなければならない、クリーン・エネルギー証書の要件を発表した。具体的には2018年に5.0%、2019年に5.8%、2020年に7.4%、2021年に10.9%、2022年に13.9%である。

エネルギー規制委員会（CRE）及び電力連邦委員会（CFE）は、規制料金の計算方法及び2018年の料金を発表した。それらは毎年見直される予定である。

2017年に、第3次の長期オークションが行われ、それにより、20.57MWh/USDの平均価格で7,451MWに加えてクリーン・エネルギー証書が付与された。最初の二つのオークションは、2015年及び2016年に行われた。

パナマ

再生可能エネルギー

パナマ政府は、国営の送電会社に変更を加え、新たな「市場参加者」指定を採用し、温室効果ガス排出について炭素税を課す電力に関する新たな法律を発令している。

第3の送電線は、2017年10月26日に開設され、国の負荷制御センターにより管理される。このプロジェクトにより、エネル・フォルチュナが所在するチリキ県からパナマ・シティまでの電力輸送が改善されることが期待されている。

サブサハラ・アフリカ及びアジア

インド

再生可能エネルギー

インドは、29の州から成る連邦共和国であり、そのそれぞれが様々な部門において個別の責任を負い、また電力部門においては連邦政府と共同責任を負っている。

新・再生可能エネルギー庁（MNRE）は、国レベルの再生可能エネルギーの発展についての政策を定め、実施している。同庁に加えて、電力市場は、連邦レベルで中央エネルギー規制委員会（CERC）（ガイドラインと基本料金を設定する。）により監督され、州エネルギー規制委員会（SERC）（州レベルでそれらを実施する。）によっても監督されている。

2015年6月、ナレン德拉・モディ首相率いる政府は、再生可能エネルギーの容量を2022年までに175GWとする目標（太陽光から100GW、風力から60GW、その他のテクノロジーから約15GWを含む。）を承認した。この野心的な目標は、2015年12月の気候変動についてのパリ協定をインドが批准した2016年10月にさらに引き上げられ、2030年までに、炭素排出量を2005年のレベルから33-35%削減すること（各国削減目標（INDC））及び設備容量の40%は非化石資源から発電することを確保することを約束した。

再生可能エネルギーセクターは、各州が新容量の展開について独自の規制政策を立てているため、大いに分裂している。原則として、各州は、再生可能エネルギー資源から発電される電力の割合について、再生可能電力買取義務（RPO）と呼ばれる法的拘束力のない年間義務を設定している。州の配電会社は、再生可能エネルギーの購入若しくは生成又は再生可能エネルギー証書（REC）の購入によりRPOを果たさなければならない。

一般的に、最もよく利用される方法は、オークションを通じた再生可能エネルギーの購入である。この手段は、その実施が主にソーラー・エナジー・コーポレーション・オブ・インド（SECI）により監督されているプログラムである国家太陽光発電導入計画（JNNMS）及び州のオークションにより、太陽光発電について2010年以降利用されている。風力に関しては、しかしながら、2016年にMNREにより実施指令が発表されたことを受けて、2017年の初め以降、正式にはオークションのみが行われており、かかるオークションは各州により定められた推奨固定価格買取制度に基づく以前のシステムに代わって行われている。

通常、オークションの入札獲得者は、SECI又は電力取引会社（PTC）と固定料金での25年の電力購入契約（PPA）を締結することができ、SECI又はPTCはその結果、電力販売契約（PSA）を通じて州の配電会社（Discoms）に電力を販売する。

連邦の発電補助インセンティブ（GBI）（風力発電所における州推奨固定価格買取制度に加えて、インディアン・リニューアブル・エナジー・ディベロップメント・エージェンシー・リミテッド（IREDA）により支払われるプレミアムを規定する。）は、2017年4月1日現在停止されている。

2017年5月18日に、政府は、物品・サービス税に関する法律の改正（国の間接税の制度を簡素化するために2016年第3四半期に開始され、2017年7月1日から施行された。）に基づき新たな物品・サービス税率を発表した。再生可能エネルギープラントを建設するために必要とされる構成要素の大半についての税率は5%であり、以前はそれらは免税分類であったため全体的にやや増税となっている。

南アフリカ

再生可能エネルギー

2011年5月、南アフリカは、2010-2030年統合資源計画に定められた長期エネルギー戦略に基づき、2030年までに再生可能発電設備容量を17.8GWとする目標を承認した。かかる目標の達成に用いられる主な手段は、再生可能エネルギー独立発電業者調達プログラム（Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP)）であり、これは、2014年から2020年にかけて新たな再生可能発電容量約13GWを設置することを目指して2011年に開始されたオークション・システムである（40MW未満の水力発電、集中型太陽熱発電及び太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、バイオガス発電及びランドフィルガス発電）。現在、5つのラウンド（ビッド・ウィンドウ）が計画されており、そのうち4つは既に開催されている（5,000MW超の容量が付与された。）。2015年に、新たなラウンド（優先ラウンド又はラウンド4.5と呼ばれる。）が追加され、追加的な1,800MW（まだ割り当てられていない。）について開催された。

技術及び財務面に関して検討される事前資格審査段階の後、資格のあるプロジェクトが、買値（比重70%）及びプロジェクトの経済開発項目（比重30%）という2つの基準に基づき選ばれる。後者は、同国の経済開発に着目した一連のパラメーターに基づいており、地域的項目及び南アフリカ人、とりわけ非白人の雇用創出を含んでいる。

入札獲得者は、国の公益電力事業体であるEskomと20年の電力販売契約（PPA）が付与され、Eskomの支払は政府により保証されている。

ラウンドR3.5及びR4の入札獲得者となるためのPPAの調印にEskomが遅れているために、かかるプログラムは停止されている。一方ラウンドR4.5の入札獲得者はまだ発表されていない。かかる状況の解決のため、Eskom、独立発電業者及びエネルギー庁との間で交渉が行われている。

2017年3月末に、南アフリカのエネルギー省（DOE）により2016年11月に発表された草案への国民の意見の聴衆が完了した。かかる草案は、2050年までの同国のエネルギー部門及び電力部門のための戦略を包含する長期計画である、統合エネルギー計画（IEP）及び統合資源計画（IRP）の改定である。2018年第1四半期に最終文書が発表される見通しである。

国の電力規制当局であるNERSAは、発電ライセンスの付与及び分散型電源に関して、第三者による国のグリッドの利用（運搬）に関する規則の改定作業を行っている。

オーストラリア

再生可能エネルギー

オーストラリアは、6つの州及び2つの特別地域からなる連邦立憲君主制国家である。電力セクターは、連邦及び州の両方の政策により規制されており、様々な機関の監督下にある。中央レベルの主要な規制機関は、全豪政府間協議会（COAG）（エネルギー政策の進展を指導する連邦及び州のエネルギー省により構成されている。）、豪州エネルギー規制委員会（AER）（実用面での規制を行う。）、豪州エネルギー市場委員会（AEMC）（規制策定機関であり市場の展開につき責任を有する。）、及び豪州エネルギー市場オペレーター（AEMO）（システム及び市場のオペレーターである。）である。各州はそれぞれ独自の規制機関を有している。

電力システムは、全国電力市場（NEM）（人口のほぼ90%が居住する東部を対象とする。）及び卸電力市場（WEM）（西部の、比較的小規模の市場）の2つの主要な市場にわけられる。NEM及びWEMとも、仕組みは若干異なるが、電力のスポット市場として機能しており、発電業者及び供給業者から、エンドユーザー（小売業者）及び大規模の商業顧客の間の取引を促進している。

オーストラリアは、以下の2段階から稼働される再生可能エネルギー目標（RET）計画を立てている。

- ・大規模再生可能エネルギー目標（LRET）：2015年に設定され、2020年までに発電量33,000GWh(需要の約23%)を目指すものであり、2030年までこのレベルが維持される。LRETは、再生可能エネルギー発電所向けの奨励金を設定しており、再生可能エネルギー発電所は大規模発電証書（LGS）を発行することができ、それを小売業者に販売する。小売業者は、エンドユーザーに販売する電力のうち一定割合（現在約14%）と同等のLGSを購入しなければならない。
- ・小規模再生可能エネルギー計画は、小規模再生可能エネルギーシステム（主に、屋上太陽光パネル）を設置する一般家庭及び小企業に対する奨励金を設定しており、一般家庭及び小企業はそのシステムについて小規模テクノロジー証書（STC）を受領することができる。小売業者はまたこれらのSTCを一定金額で購入しなければならない。

州は独自の再生可能エネルギー政策を立てており、うちいくつかの州は連邦レベルよりも野心的な目標を設定しており、グリーンエネルギーのサポートプログラムを近年導入した。州の再生可能エネルギー目標は、例として、以下のものがある。

- ・ヴィクトリア州：2020年までに電力の25%、2025年までに40%（約3.3GW）を再生可能資源から発電すること。オークションは2017年末に開始された。
- ・クィーンズランド州：2030年までに50%を再生可能資源から発電すること。2017年8月に、400MWの電力及び貯蔵の入札が開始された。
- ・南オーストラリア：2025年までに50%を再生可能資源から発電すること。2017年末に、技術的に進んでいる再生可能資源及び貯蔵のオークションが発表された。

近年、規制上の枠組みは、再生可能エネルギー発電所の統合及び使われなくなった石炭燃料発電所の閉鎖といった電力セクターで起こっている重大な変化に合わせて急速に進化している。

2017年10月に、連邦政府は、主に電力システムの安全性及び信頼性、顧客向け価格並びに排出量削減について取り組むNEM向けの新政策を採用した。全国エネルギー保証（NEG）と呼ばれる新政策に基づき、小売業者は、以下のために適した組み合わせの資源を購入しなければならない。

- ・「信頼性保証」：負荷制御可能なエネルギーを適正量確保する
- ・「排出量保証」：オーストラリアの国際的なコミットメント（2005年比で2030年までに排出量を26-28%削減）に従って排出量を削減する

新政策は、州により承認されなければならない、運用の詳細を定める必要がある。新政策は2019年末までには実施されない見込みである。

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

2017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、2017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。エネルはすべ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、業務活動、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	業務活動	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	持株会社			100.00%
子会社:								
カタルド・ハイドロ・パワー・アソシエーツ(Cataldo Hydro Power Associates)	ニューヨーク	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ハイドロ・ディベロップメント・グループ・アクイジション・エルエルシー バイライツ・ハイドロ・エルエルシー	50.00% 50.00%	50.00%
ソシエタ・ディ・スヴィルッポ・レアリザッツィオーネ・エ・ジェスティオーネ・デル・ガスドット・アルジェリア・イタリア・ヴィア・サルデーニャ・エスピーエー（「ガルス・エスピーエー」） Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA\ in breve "Galsi SpA"	ミラノ	イタリア	37,419,179.00	ユーロ	エネルギー及びインフラ部門においてのエンジニアリング	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	17.65%	17.65%
3-101-665717 エスエー(3-101-665717 SA)	コスタリカ	コスタリカ	10,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	ビーエイチ・チュカス・エスエー	100.00%	65.00%
3 サン・エスアールエル(3Sun Srl)	カタニア	イタリア	35,205,984.00	ユーロ	プラントの開発、設計、建設及び運営	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
アクティベーション・エナジー・リミテッド(Activation Energy Limited)	-	アイルランド	100,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エナノック・アイルランド・リミテッド	100.00%	100.00%
アダムズ・ソーラー・ビーヴィ・プロジェクト・トゥー（アールエフ） ビーティーワイ・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ビーティーワイ） 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	500,000.00	ユーロ	貿易網の設計、構築及び経営	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	33.33%	33.33%
アガシズ・ビーチ・エルエルシー(Agassiz Beach LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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(Agatos Green Power Trino)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エネルギー・エスアールエル	80.00%	80.00%
アグルバシオン・エースファット・エーアイイー(Agrupación Acefhat AIE)	バルセロナ	スペイン	793,340.00	ユーロ	設計及びサービス	エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ・エスエル	16.67%	11.69%
アグイロン・トゥウエンティー・エスエー(Aguilon 20 SA)	サラゴサ	スペイン	2,682,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	51.00%	35.75%
アルバニー・ソーラー・エルエルシー(Albany Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
アルメイダ・ソーラー・エスピーエー (Almeyda Solar S.p.A.)	サンティアゴ	チリ	1,736,965,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・リミターダ	100.00%	100.00%
アルミュサフェス・セルヴィシオス・エネルジェティコス・エスエル (Almussafes Servicios Energéticos SL)	バレンシア	スペイン	3,010.00	ユーロ	発電所の管理及び維持	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	100.00%	70.10%
アルペ・アドリア・エネルギア・エスアールエル (Alpe Adria Energia Srl)	ウディネ	イタリア	450,000.00	ユーロ	貿易網の設計、構築及び経営	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	100.00%	100.00%
アルトモンテ・エフヴィ・エスアールエル (Altomonte Fv Srl)	ローマ	イタリア	5,100,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・F2i ソラーレ・イタリア・エスピーエー	100.00%	50.00%
アウヴォラダ・エネルギア・エスエー (Alvorada Energia SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	17,117,415.92	ブラジルレアル	発電及び電力販売	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・ディストリビューション・リオ・エスエー (Enel Distribución Rio SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	2,498,230,386.65	ブラジルレアル	発電、送電及び配電	エネル・ブラジル・エスエー	99.79%	51.42%
アナデル・ソーラー・エルエルシー (Annandale Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
アピアカス・エネルギア・エスエー (Apiacás Energia SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	21,216,846.33	ブラジルレアル	発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
アクエナジー・システムズ・エルエルシー (Aquenergy Systems LLC)	グリーンビル (サウス・カロライナ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	発電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
アソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデルリョス・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	発電所の管理及び維持	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	85.41%	59.87%
アソネット・スマートグリッド・エスアールエル (Athonet Smartgrid Srl)	ボルツァーノ	イタリア	14,285.71	ユーロ	研究開発及び設計	エネル・X・エスアールエル	30.00%	30.00%
アットウォーター・ソーラー・エルエルシー (Atwater Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	オーロラ・ソーラー・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	51.00%	51.00%
オーロラ・ランド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー (Aurora Land Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・カンパニーズ・エルエルシー (Aurora Solar Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オータム・ヒルズ・エルエルシー (Autumn Hills LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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 (ハリヤナ)	インド	100,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電及び電力販売	ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド	100.00%	76.56%
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)	ハリヤナ	インド	100,000.00	インドルピー	再生可能資源からの発電	ビーエルピー・エナジー・プライベート・リミテッド	100.00%	76.56%
アイセン・エネルギア・エスエー (Aysén Energía SA)	サンティアゴ	チリ	4,900,100.00	チリペソ	電力業務	セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン・エスエーエネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	99.00% 0.51%	18.54%
アイセン・トランスミシオン・エスエー (Aysén Transmisión SA)	サンティアゴ	チリ	22,368,000.00	チリペソ	発電及び電力販売	セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン・エスエーエネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	99.00% 0.51%	18.54%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
アゾヴスカヤ・ダブリュービーエス・リミテッド・ライアビリティー・カンパニー(Azovskaya WPS Limited Liability Company)	モスクワ	ロシア	10,000.00	ロシア ルーブル	-	エネル・ルス・ウィンド・ジェネレーション・エルエルシー	100.00%	56.43%
バーネット・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー (Barnet Hydro Company LLC)	バーリントン (バーモント)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク スウィートウォーター・ハイドロ エレクトリック・エルエルシー	10.00% 90.00%	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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ビーバー・フォールズ・ウォーター・パワー・カンパニー (Beaver Falls Water Power Company)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ビーバー・ヴァレー・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー	67.50%	67.50%
ビーバー・ヴァレー・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー (Beaver Valley Holding companys LLC)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ビーバー・ヴァレー・パワー・カンパニー・エルエルシー (Beaver Valley Power Company LLC)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
バイオエネルジー・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
ブラック・リバー・ハイドロ・アソシエーツ (Black River Hydro Assoc)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	カタルド・ハイドロ・パワー・アソシエーツ エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	75.00% 25.00%	62.50%
ビーエルビー・エナジー・プライベート・リミテッド (BLP Energy Private Limited)	ニューデリ	インド	50,000,000.00	インド ルピー	再生可能資源からの発電	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	76.56%	76.56%
ビーエルビー・ヴァーユ (プロジェクト1) プライベート・リミテッド (BLP Vayu (Project 1) Private Limited)	ハリヤナ	インド	7,500,000.00	インド ルピー	再生可能資源からの発電	ビーエルビー・エナジー・プライベート・リミテッド	100.00%	76.56%
ビーエルビー・ヴァーユ (プロジェクト2) プライベート・リミテッド (BLP Vayu (Project 2) Private Limited)	ハリヤナ	インド	45,000,000.00	インド ルピー	再生可能資源からの発電	ビーエルビー・エナジー・プライベート・リミテッド	100.00%	76.56%
ビーエルビー・ウィンド・プロジェクト (アンベリ) プライベート・リミテッド (BLP Wind Project (Amberi) Private Limited)	ニューデリ	インド	5,000,000.00	インド ルピー	再生可能資源からの発電	ビーエルビー・エナジー・プライベート・リミテッド	100.00%	76.56%
ボイロ・エネルギア・エヌエー (Boiro Energia SA)	ボイロ	スペイン	601,010.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスパニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ブート・ハイドロパワー・エルエルシー (Boott Hydropower LLC)	ボストン (マサチューセッツ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
ビービー・ハイドロ・アソシエーツ (Bp Hydro Associates)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	シーエイチアイ・アイダホ・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	68.00% 32.00%	100.00%
ビービー・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(ユタ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	ビービー・ハイドロ・アソシエーツ 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%
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 (カンザス)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・ディベロップメント・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー	75.00%	75.00%
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	再生可能資源からの発電	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%	50.00%
ブンガラ・ワン・オペレーション・ホールディング・カンパニー・トラスト (Bungala One Operation Holding company Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能エネルギー	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala One Operations Holding company Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala One Operations Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
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	再生可能エネルギー	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エ	100.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala One Property Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	1,000.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	ブンガラ・ワン・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エ	100.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala One Property Holding company Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・カンパニー・トラスト (Bungala One Property Holding company Trust)	シドニー	オーストラリア	100.00	豪ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	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	再生可能資源からの発電	ブンガラ・ワン・プロパティ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・フィンコ・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala Two Finco Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala Two Operations Holding company Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・トラスト (Bungala Two Operations Holding company Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	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・エルティエディー (Bungala Two Operations Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
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	再生可能エネルギー	ブンガラ・トゥー・オペレーションズ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala Two Property Holding company Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・カンパニー・トラスト (Bungala Two Property Holding company Trust)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・ブンガラ・ピーティーワイ・エルティエディー	50.00%	50.00%
ブンガラ・トゥー・プロパティ・ピーティーワイ・エルティエディー (Bungala Two Property Pty Ltd)	シドニー	オーストラリア	-	豪ドル	再生可能エネルギー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
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	再生可能エネルギー	ブンガラ・トゥー・プロパティ・ホールディング・カンパニー・ピーティーワイ・エルティエディー	100.00%	50.00%
ビジネス・ベンチャー・インベストメント 1468 (ピーティーワイ) エルティエディー (Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd)	ロンバード・イースト	南アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー (ピーティーワイ) エルティエディー	100.00%	100.00%
バイパス・リミテッド・エルエルシー (Bypass Limited LLC)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニイズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
カナストータ・ウィンド・パワー・エルエルシー (Canastota Wind Power LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
キャニー・リバー・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Caney River Wind Project LLC)	トピカ (カンザス)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	ロッキー・ケニー・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・エ・コンピュスチヴェイス・エスエー (Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA)	アブランテス	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	燃料供給	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%
カロデックス（ビーティーワイ）エルティエディー (Carodex (Pty) Ltd)	ホートン	南 アフリカ	116.00	南アフリカ ランド	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ビーティーワイ）エルティエディー	98.49%	98.49%
キャスケイド・エナジー・ストレージ・エルエルシー (Cascade Energy Storage LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	イージーピー・エナジー・ストレージ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	100.00%
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)	カルガリー (アルバータ)	カナダ		- カナダドル	再生可能資源からの発電	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・ディストリビューサオ・ゴイアス (Enel Distribuição Goiás)	ゴイアス	ブラジル	5,075,679,362.52	ブラジル レアル	送電、配電及び電力販売	エネル・インベスティメントス・エスエー	99.93%	51.57%
セントラル・コスタネラ・エスエー (Central 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	発電及び電力販売	エネル・アルジェンチーナ・エスエー	75.68%	39.16%
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	35,595,178,229.00	アルゼンチン ペソ	発電、送電及び配電	エネル・アルジェンチーナ・エスエー インヴェルソラ・ドック・スード・エスエー	0.25% 69.99%	20.85%
セントラル・ゲラドロー・テルムエレクトリカ・フォルタレザ・エスエー (Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA)	カウカイア	ブラジル	151,940,000.00	ブラジル レアル	火力発電所	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.61%
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 Guejar-Sierra SL)	セビリア	スペイン	364,210.00	ユーロ	プラントの運営	エネル・グリーン・パワー・エスパリーニャ・エスエル	33.30%	23.34%
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)	マドリッド	スペイン	595,000.00	ユーロ	プラントの運営	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	33.33%	23.36%
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	電気設備の建設	セントラル・コスタネラ・エスエー 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・エル・チョコン・エスエー	1.30% 6.40% 33.20%	9.80%
セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン・エスエー (Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA)	サンティアゴ	チリ	158,975,665,182.00	チリペソ	設計	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー	51.00%	18.54%
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)	マドリッド	スペイン		- ユーロ	プラントの運営	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー スクレノール・エスエー	23.57% 0.69%	16.76%
セントラム・ブレ・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	科学及びエンジニアリングの研究及び開発	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・スベリメンタレ・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	テスト、調査及び認証サービス並びにエンジニアリング及びコンサルティングサービス	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
シャンパン・ストレージ・エルエルシー (Champagne Storage LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
チェロキー・フォールズ・ハイドロ エレクトリック・プロジェクト・エ ルエルシー (Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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・ブラック・リ バー・エルエルシー (Chi Black River LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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・アイダホ・エルエ ルシー (Chi Idaho LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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)	リマ	ペルー	294,249,298.00	ヌエボソル	発電、電力販売 及び送電	エネル・ジェネレーション・ペ ルー・エスエーエー	80.00%	34.64%
チサゴ・ソーラー・エルエルシー (Chisago Solar LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
チショルム・ビューIIホールディ ング・カンパニー・エルエルシー (Chisholm View II Holding company LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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・ブ ロジェクトIIエルエルシー (Chisholm View Wind Project II LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	チショルム・ビュー・II・ホール ディング・カンパニー・エルエル シー	100.00%	51.00%
チショルム・ビュー・ウィンド・ブ ロジェクト・エルエルシー (Chisholm View Wind Project LLC)	オクラホマ ・シティー (オクラホマ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ング・カンパニー・エルエル シー	100.00%	50.00%
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 (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・ベンド・ウィンド・ブ ロジェクトIエルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・ブ ロジェクトIIエルエルシー シマロン・ベンド・ウィンド・ブ 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%	50.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホー ルディング・カンパニー・I エル エルシー (Cimarron Bend Wind Holding company I LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・ベンド・ウィンド・ ホールディング・カンパニー・ エルエルシー	100.00%	50.00%
シマロン・ベンド・ウィンド・ホー ルディング・カンパニー・エルエ ルシー (Cimarron Bend Wind Holding company II LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・ブリ ファード・ウィンド・ホールディ ング・カンパニー・エルエル シー	100.00%	50.00%
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)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・ベンド・ウィンド・ ホールディング・カンパニー・I エルエルシー	100.00%	50.00%
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)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	シマロン・ベンド・ウィンド・ ホールディング・カンパニー・I エルエルシー	100.00%	50.00%
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 (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
コデンサ・エスエー・イーエスピー (Codensa SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	13,514,515,800.00	コロンビア ペソ	配電及び電力販 売	エネル・アメリカス・エスエー	48.41%	25.07%
コジェネラシオン・エル・サルト・ エスエル (Cogeneración El Salto SL)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	電力及び熱エネ ルギーの熱電併 給	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	20.00%	14.02%
コジェント・エナジー・インク (Cogent Energy Inc.)	デラウェア	アメリカ	100,000.00	米ドル	再生可能エネ ルギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
コメルシアリザドラ・エレクトリ カ・デ・カディス・エスエー (COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ SA)	カディス	スペイン	600,000.00	ユーロ	送電、配電及び 電力販売	エンデサ・レッド・エスエー	33.50%	23.48%
コンパニア・ポルト・ディ・チヴィ タベッキア・エスピーエー (Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA)	ローマ	イタリア	24,372,000.00	ユーロ	港湾インフラ建 設	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	25.00%	25.00%
エネル・ディストリビューション・セ アラ・エスエー (Enel Distribución Ceará SA)	フォルタレサ	ブラジル	615,946,885.77	ブラジル レアル	配電	エネル・ブラジル・エスエー	74.05%	38.22%
コンパニア・デ・トランスミシオ ン・デル・メルコスル・エルティー ディーエー・シーティーエム (Compañía de Transmisión Del Mercosur Ltda. CTM)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	14,012,000.00	アルゼンチ ンペソ	発電、送電及び 配電	エネル・CIEN・エスエー エネル・エスピーエー	100.00% 0.00%	51.61%
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 (Compañía Energética Veracruz SAC)	リマ	ペルー	2,886,000.00	ヌエボソ ル	水力発電プロ ジェクト	エネル・ペルー・エスエーシー	100.00%	51.80%
コンパニア・エオリカ・ティエラ ス・アルタス・エスエー (Compañía Eólica Tierras Altas SA)	ソリア	スペイン	13,222,000.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	37.51%	26.29%
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	製品、施設、設 備の検証	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	100.00%	100.00%
コネロス・パワー・コーポレーショ ン・インク (Coneross Power Corporation Inc.)	グリーンビル (サウス・ カロライナ)	アメリカ	110,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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・ 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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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・ ニューヨーク・エルエルシー (Consolidated Hydro New York LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	550,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	81.82%	81.82%
コンソルシオ・エオリコ・マリノ・ カボ・デ・トラファルガー・エスエ ル (Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL)(清算中)	カディス	スペイン	200,000.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
コンストラクション・ラブ・エル ティーディー(Construction Lab Ltd)	エアポート・ シティ	イスラ エル	10,000.00	ユーロ	リーガル・サー ビス	エネル・イノベーション・ハブ ス・エスアールエル	50.00%	50.00%
コペンハーゲン・ハイドロ・エルエ ルシー (Copenhagen Hydro LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
コーボラシオン・エオリカ・デ・サ ラゴサ・エスエル (Corporación Eólica de Zaragoza SL)	サラゴサ	スペイン	1,021,600.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	25.00%	17.53%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ダナックス・エナジー（ビーティーワイ）エルティーディー（Danax Energy (Pty) Ltd）	ホートン	南 アフリカ	100.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー（ビーティーワイ）エ ルティーディー	100.00%	100.00%
デ・ロックル・エスアールエル（De Rock 'l Srl）	ブカレスト	ルーマニア	5,629,000.00	ルーマニア レイ	再生可能資源か らの発電	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%
デハサ・デ・ロス・グアダルupes・ソーラー・エスエルユー（Dehesa de Los Guadalupe Solar Slu）	セビリア	スペイン	3,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
デピュラシオン・デスティラシオン・リシクラーヘ・エスエル（Depuracion Destilacion Reciclaje SL）	ボイロ	スペイン	600,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
デサロージョ・デ・フュエルザス・レノバブルズ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ（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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ エネルギー・ヌエヴァ・エネルギー ア・リンピア・メキシコ・エス・ デ・アールエル・デ・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
ディエゴ・デ・アルマグロ・マトリッツ・エスピーエー（Diego de Almagro Matriz SpA）	サンチャゴ	チリ	351,604,338.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エンブレサ・エレクトロリカ・パン ギブジ・エスエー	100.00%	100.00%
ディトリッヒ・ドロップ・エルエルシー（Dietrich Drop LLC）	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エスエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
ディストリビュードラ・デ・エネルギア・エレクトロリカ・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	配電及び電力販 売	エンデサ・レッド・エスエー ハイドロエレクトロリカ・デ・カタ ルーニャ・エスエル	55.00% 45.00%	70.10%
ディストリビュードラ・エレクトロリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルズ・エスエー（Distribuidora Eléctrica Del Puerto de La Cruz SA）	テネリフェ	スペイン	12,621,210.00	ユーロ	電力の購入、送 電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
ディストリレック・インヴェルソラ・エスエー（Distrilec Inversora SA）	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	497,610,000.00	アルゼンチ ンペソ	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	51.50%	26.68%
ドッジ・センター・ディストリビューティッド・ソーラー・エルエルシー（Dodge Center Distributed Solar LLC）	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
ドロレス・ウィンド・エスエー・デ・シーヴィ（Dolores Wind Sa de Cv）	メキシコ シティ	メキシコ	100.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・リノバブル・エスエー・ デ・シーヴィ ハイドロエレクトロリシダッド・デ ル・バシフィコ・エス・デ・アー ルエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
ドミニカ・エネルギー・リンピア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ（Dominica Energía Limpia S de RL de Cv）	メキシコ シティ	メキシコ	279,282.24	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	0.04% 99.96%	100.00%
ドリフト・サンド・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー（Drift Sand Wind Holding companys LLC）	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	35.00%	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）	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	ドリフト・サンド・ウィンド・ ホールディング・カンパニーズ・ エルエルシー	100.00%	50.00%
イー・ディストリビューティ・バナト・エスエー（E-Distributie 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	配電	エネル・インベストメント・ホー ルディング・カンパニー・ビーヴ イ	51.00%	51.00%
イー・ディストリビューティ・ドブロージャ・エスエー（E-Distributie Dobrogea SA）	コスタンザ	ルーマニア	280,285,560.00	ルーマニア レイ	配電	エネル・インベストメント・ホー ルディング・カンパニー・ビーヴ イ	51.00%	51.00%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー（Eastwood Solar LLC）	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
イー・ディストリビューティ・ムンテンニア・エスエー（E-Distributie Muntenia SA）	ブカレスト	ルーマニア	271,635,250.00	ルーマニア レイ	配電	エネル・インベストメント・ホー ルディング・カンパニー・ビーヴ イ	78.00%	78.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
イー・ディストリブツィオー 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	配電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
イージービー・バイオ・エネル 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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・プ リア・エスアールエル	100.00%	100.00%
イージービー・エナジー・ストレ ー・ホールディング・カンパニー ズ・エルエルシー (EGP Energy Storage Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ジェロニモ・ホル ディング・カンパニー・カンパ ニー・インク (EGP Geronimo Holding company Company Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	1,000.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ネバダ・パワー・エ ルエルシー (EGP Nevada Power LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ソルト・ウェルズ・ ソーラー・エルエルシー (EGP Salt Wells Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・サン・レアンドロ・ マイクログリッド I エルエルシー (EGP San Leandro Microgrid I LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ソーラー I エルエ ルシー (Egp Solar I LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ソーラー・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
イージービー・スティルウォー ター・ソーラー・エルエルシー (EGP Stillwater Solar LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・スティルウォーター・エ ルエルシー	100.00%	50.00%
イージービー・スティルウォー ター・ソーラー・ピーヴィ II エルエ ルシー (EGP Stillwater Solar PV II LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・ティンバー・ヒル ズ・プロジェクト・エルエルシー (EGP Timber Hills Project LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	パドマ・ウィンド・パワー・エル エルシー	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・ディベ ロップメント・ホールディング・カ ンパニーズ・エルエルシー (EGPNA Development Holding companys LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
イージービー・エヌエー・ハイド ロ・ホールディング・カンパニー ズ・エルエルシー (EGPNA Hydro Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・プリ ファード・ホールディング・カンパ ニーズ II エルエルシー (EGPNA Preferred Holding companys II LLC)	アメリカ	アメリカ	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・プリ ファード・ウィンド・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエルシー (EGPNA Preferred Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
イージービー・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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	共同支配企業	イージービー・エヌエー・アール イービー・ホールディング・カン パニーズ・エルエルシー	50.00%	50.00%
イージービー・エヌエー・アール イービー・ホールディング・カンパ ニーズ・エルエルシー (EGPNA REP Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエルシー (EGPNA REP Hydro Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	持株会社	イージービー・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%	50.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
イージービー・エヌエー・アール イービー・ソーラー・ホールディン グ・カンパニーズ・エルエルシー (EGPNA REP Solar Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	持株会社	イージービー・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%	50.00%
イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディン グ・カンパニーズ・エルエルシー (EGPNA REP Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・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%	50.00%
イージービー・エヌエー・ウィン ド・ホールディング・カンパニーズ I・エルエルシー (EGPNA Wind Holding companys I LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
エル・ドラド・ハイドロ・エルエル シー (El Dorado Hydro LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
エル・パソ・ソーラー・エスエーエ ス・イーエスピー (El Paso Solar SAS ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	300,000,000.00	コロンビア ペソ	発電	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 ビー	100.00%	100.00%
エルコガス・エスエー (Elcogas SA)	ブエルトリャノ	スペイン	809,690.40	ユーロ	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%	33.05%
							4.32%	
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)	コスタンザ	ルーマニア	4,590,000.00	ルーマニア レイ	再生可能資源か らの発電	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 ビーエー	100.00%	100.00%
							0.00%	
エレクガス・エスエー (Elecgas SA)	サンタレン (ベゴ)	ポルト ガル	50,000.00	ユーロ	複合サイクル発 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) ビーティーワイ・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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ア ールエスエー (ビーティーワイ) エ ルティーディー	60.00%	60.00%
エレクトリック・モーター・ワーク ス・インク (Electric Motor Werks Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エレクトリカ・デ・ハフレ・エス エー (Eléctrica de Jafre SA)	ジローナ	スペイン	165,876.00	ユーロ	配電及び電力販 売	エンデサ・レッド・エスエー ハイドロエレクトリカ・デ・カタ ルーニャ・エスエル	52.54%	70.10%
							47.46%	
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	1,081,820.00	ユーロ	送電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%
エレクトリカ・デル・エプロ・エス エー (ソシエダッド・ウニベルソナ ル) (Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	500,000.00	ユーロ	電力供給	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
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	6,611,130.00	ユーロ	配電及び電力販 売	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%
エルク・クリーク・ハイドロ・エル エルシー (Elk Creek Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エムゲサ・エスエー・イーエスピー (Emgesa SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	655,222,310,000.00	コロンビア ペソ	発電及び電力販 売	エネル・アメリカス・エスエー	48.48%	25.11%
エミッテンティ・ティトリ・エス ビーエー (Emittenti Titoli SpA) (清算中)	ミラノ	イタリア	5,200,000.00	ユーロ	-	エネル・エスピーエー	10.00%	10.00%
エンブレサ・カルボニフェラ・デ ル・スール・エスエー (Empresa Carbonífera Del Sur SA)	マドリッド	スペイン	18,030,000.00	ユーロ	採鉱	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.10%
エンブレサ・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	チリ	250,428,941.00	チリペソ	送電	エンブレサ・エレクトリカ・デ・ コリナ・エルティーディーエー エネル・ディストリビューション・ チリ・エスエー	0.10%	60.07%
							99.90%	
エンブレサ・ディストリビューイド 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	898,590,000.00	アルゼンチ ンペソ	配電及び電力販 売	ディストリレク・インヴェルソ ラ・エスエー エネル・アルジェンチーナ・エス エー	56.36%	37.34%
							43.10%	
エンブレサ・エレクトリカ・デ・コ リナ・エルティーディーエー (Empresa Eléctrica de Colina Ltda)	サンティアゴ	チリ	82,222,000.00	チリペソ	発電、送電及び 配電	エネル・ディストリビューション・ チリ・エスエー ルズ・アンデス・エルティー ディーエー	100.00%	60.07%
							0.00%	

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エンブレサ・エレクトリカ・パンギ ブジ・エスエー (Empresa Electrica Panguipulli SA)	サンティアゴ	チリ	48,038,937.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー	99.96% 0.05%	100.00%
エンブレサ・エレクトリカ・ペウェ ンチェ・エスエー (Empresa Eléctrica Pehuenche SA)	サンティアゴ	チリ	175,774,920,733.00	チリペソ	発電、送電及び 配電	エネル・ジェネラシオン・チリ・ エスエー	92.65%	33.69%
エンブレサ・ナショナル・デ・ジェ オテルミア・エスエー (Empresa Nacional de Geotermia SA)	サンティアゴ	チリ	12,647,752,517.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	51.00%	51.00%
エンブレサ・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	パナマ	58,500,000.00	米ドル	送電及び配電	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)	マドリッド	スペイン	60,200.00	ユーロ	金融会社	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・コメルシアライザサオ・ デ・エネルギア・エスエー (Endesa Comercialização de Energia SA)	オポルト	ポルト ガル	250,000.00	ユーロ	発電及び電力販 売	エンデサ・エネルギア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ディストリビューション・ エレクトリカ・エスエル (Endesa Distribución Eléctrica SL)	バルセロナ	スペイン	1,204,540,060.00	ユーロ	配電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・エスエー (Endesa Energia SA)	マドリッド	スペイン	12,981,860.00	ユーロ	エネルギー商品 のマーケティング	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エネルギア・XXI・エス エル (Endesa Energía XXI SL)	マドリッド	スペイン	2,000,000.00	ユーロ	マーケティング 及びエネルギー 関連サービス	エンデサ・エネルギア・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・ファイナシエシオン・ フィラーレ・エスエー (Endesa Financiación Filiales SA)	マドリッド	スペイン	4,621,003,006.00	ユーロ	金融会社	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	発電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	原子力セクター における準持株 会社	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.10%
エンデサ・ジェネラシオン・ポルト ガル・エスエー (Endesa Generación Portugal SA)	パコ・デ ・アルコス (オエイラス)	ポルト ガル	50,000.00	ユーロ	発電	エンデサ・エネルギア・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 バーニャ・エスエル エネルギアス・デ・アラゴン・ II・エスエル	0.20% 99.20% 0.40% 0.20%	70.10%
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	1,940,379,737.02	ユーロ	発電及び電力販 売	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
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	1,000,000.00	ユーロ	コンサルティング 及びエンジニア リングサービ ス	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・メディオス・イ・システ マス・エスエル(ソシエダッド・ウ ニベルソナル) (Endesa Medios Y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	マドリッド	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%	70.10%
エンデサ・オペラシオネス・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)	バルセロナ	スペイン	10,138,580.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エネルギア・エスエー	100.00%	70.10%
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	イギリス	2.00	ポンド	取引	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・レッド・エスエー (Endesa Red SA)	バルセロナ	スペイン	719,901,728.28	ユーロ	配電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%
エンデサ・エスエー (Endesa SA)	マドリッド	スペイン	1,270,502,540.40	ユーロ	持株会社	エネル・イベリア・エスアールエ ル	70.10%	70.10%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・アルバータ・ウィンド・インク (Enel Alberta Wind Inc)	カルガリー (アルバータ)	カナダ	16,251,021.00	カナダドル	再生可能資源からの発電	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	チリ	3,575,339,011,549.00	チリペソ	持株会社、発電及び配電	エネル・エスピーエー	51.80%	51.80%
エネル・アルジェンチーナ・エスエー (Enel Argentina SA)	ブエノス・アイレス	アルゼンチン	514,530,000.00	アルゼンチンペソ	持株会社	エネル・アメリカス・エスエーガス・アタカマ・チリ・エスエー	99.88% 0.12%	51.74%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	イージービー・エナジー・ストレージ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	100.00%
エネル・ブラジル・エスエー (Enel Brasil SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	6,276,994,956.09	ブラジルレアル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエーエネル・ジェネレーション・ペルー・エスエーエー	97.73% 2.27%	51.61%
エネル・チリ・エスエー (Enel Chile SA)	サンティアゴ	チリ	2,229,108,974,538.00	チリペソ	持株会社、発電及び配電	エネル・エスピーエー	60.62%	60.62%
エネル・CIEN・エスエー (Enel CIEN SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	285,050,000.00	ブラジルレアル	発電、送電及び配電	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.61%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	50.00%
エネル・ディストリビューション・チリ・エスエー (Enel Distribución Chile SA)	サンティアゴ	チリ	230,137,980,270.00	チリペソ	持株会社配電	エネル・チリ・エスエー	99.09%	60.07%
エネル・ディストリビューション・ペルー・エスエーエー (Enel Distribución Perú SAA)	リマ	ペルー	638,563,900.00	ヌエボソル	配電及び電力の販売	エネル・ペルー・エスエーシー	83.15%	43.09%
エネル・エネルギー・エスピーエー (Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	302,039.00	ユーロ	ガス及び電力の販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エネルギー・エスエー・デ・シーヴィ (Enel Energia SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	10,000.10	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネルギー・ヌエヴァ・デ・イグ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・エネルギー・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	電力の販売	エネル・インベストメント・ホールディング・カンパニー・ピーヴィ	78.00%	78.00%
エネル・エネルギー・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	電力の販売	エネル・インベストメント・ホールディング・カンパニー・ピーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・エナジー・サウスアフリカ (Enel Energy South Africa)	-	南 アフリカ	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・F2i ソラーレ・イタリア・エスピーエー (Enel F2i Solare Italia SpA)	ローマ	イタリア	5,100,000.00	ユーロ	発電	マルテ・エスアールエル	50.00%	50.00%
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ (Enel Finance International NV)	アムステルダム	オランダ	1,478,810,371.00	ユーロ	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・フォーチュナ・エスエー (Enel Fortuna SA)	パナマ	パナマ	100,000,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー	50.06%	50.06%
エネル・ジェネレーション・チリ・エスエー (Enel Generación Chile SA)	サンティアゴ	チリ	552,777,320,871.00	チリペソ	発電、送電及び配電	エネル・チリ・エスエー	59.98%	36.36%
エネル・ジェネレーション・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	発電及び販売	エネル・アルジェンチーナ・エスエー ハイドロインベスト・エスエー	8.67% 59.00%	34.02%
エネル・ジェネレーション・ペルー・エスエーエー (Enel Generación Perú SAA)	リマ	ペルー	2,545,960,353.20	ヌエボソル	発電、配電及び販売	エネル・ペルー・エスエーシー	83.60%	43.30%
エネル・ジェネレーション・ピウラ・エスエー (Enel Generación Piura SA)	リマ	ペルー	73,982,594.00	ヌエボソル	発電	エネル・ペルー・エスエーシー	96.50%	49.99%
エネル・ジェネレーション・エスエー・デ・シーヴィ (Enel Generación SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,000,100.00	メキシコペソ	発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネルギー・ヌエヴァ・デ・イグ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	50.00%
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	1,000,000.00	ユーロ	ビジネスコンサ ルティング、経 営コンサルティ ング及び経営企 画	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ジーピー・ニューファンド ランド・アンド・ラブラドル・イン ク (Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.)	ニューファンド ランド	カナダ	1,000.00	カナダドル	再生可能資源か らの発電	イージーピーエヌエー・アール イービー・ウィンド・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
エネル・グリーン・パワー・アフリ カ・エスアールエル (Enel Green Power Africa Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	発電	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・アル ジェンチーナ・エスエー (Enel Green Power Argentina SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	100,000.00	アルゼンチ ンペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	5.00% 95.00%	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	再生可能資源か らの発電	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	再生可能エネルギー	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・ ビスタ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Boa Vista Eolica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・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・ボン・ ジーザス・ド・ラバ・ソーラー・エ スエー (Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ブラジ ル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー (Enel Green Power Brasil Participações Ltda)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	4,024,724,678.00	ブラジル レアル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	0.01% 99.99%	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	発電所の建設、 管理及び維持	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	再生可能資源か らの発電	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	再生可能エネル ギー	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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	76,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・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)	ゴイアニア	ブラジル	6,433,983,585.00	ブラジル レアル	発電及び販売	エネル・ブラジル・エスエー	99.75%	51.48%
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	再生可能資源か らの発電	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・カナ ダ・インク (Enel Green Power Canada Inc.)	モントリオール (ケベック)	カナダ	85,681,857.00	カナダドル	再生可能資源か らの発電	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・チリ・ エルティーディーエー (Enel Green Power Chile Ltda)	サンティアゴ	チリ	842,086,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー ハイドロマック・エネルギー・エ スアールエル	99.99% 0.01%	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 首都特別区	コロンビア	468,138,000.00	コロンビア ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・グリーン・パワー・コスタ リカ (Enel Green Power Costa Rica)	サン・ホセ	コスタ リカ	27,500,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%
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 Eolica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	144,640,892.85	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電及び販 売	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・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・クリタ ランディア・I・エオリカ・エス エー (Enel Green Power Critelândia I Eólica SA)	ブラジル	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・クリタ ランディア・II・エオリカ・エス エー (Enel Green Power Critelândia II Eólica SA)	ブラジル	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	70,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・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・デル・ スール・エスピーエー (旧名称：パ ルケ・エオリコ・レナイコ・エス ビーエー) (Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaiço SpA))	サンティアゴ	チリ	353,605,313.37	米ドル	再生可能資源か らの発電及び販 売	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー	100.00% 0.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・デル フィーナ A エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina A Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	70,379,344.85	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・デル フィーナ B エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina B Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	23,054,973.26	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・デル フィーナ C エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina C Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	7,298,322.77	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・デル フィーナ D エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina D Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	24,624,368.53	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・デル フィーナ E エオリカ・エスエー (Enel Green Power Delfina E Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	24,623,467.93	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	13,900,297.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ディベ ロップメント・エスアルエル (Enel Green Power Development Srl)	ローマ	イタリア	20,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	135,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エクア ドル・エスエー (Enel Green Power Ecuador SA)	キト	エクアドル	26,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	0.10% 99.90%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・エジプ ト・エスピーエー (Enel Green Power Egypt SAE)	カイロ	エジプト	250,000.00	エジプト・ ポンド	各種発電プラ ント並びにその販 売網の管理、運 営及び維持	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	177,500,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・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・エスパニャ・エスエル (Enel Green Power España SL)	マドリード	スペイン	11,152.74	ユーロ	再生可能資源からの発電	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.10%
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)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	135,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・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・ファゼンダ・エスエー (Enel Green Power Fazenda SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	62,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・フィナーレ・エミリア・エスアルエル (Enel Green Power Finale Emilia Srl)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	70.00%	70.00%
エネル・グリーン・パワー・ジャーマニー・ゲーエムベーク (Enel Green Power Germany GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	発電及び電力の 販売	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	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・ビーヴィ (Enel Green Power Global Investment BV)	アムステルダム	オランダ	10,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・グラナディーリャ・エスエル (Enel Green Power Granadilla SL)	テネリフェ	スペイン	3,012.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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	グアテマラ	100,000.00	グアテマラ ケツアル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルジア・イ・サービシオ・サ ウス・アメリカ・エスピーエー	98.00% 2.00%	100.00%
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	7,852,850.00	ユーロ	持株会社、エネ ルギーサービス	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ヘラス・サプライ・エーエス (Enel Green Power Hellas Supply A.S)	マルーシ	ギリシャ	600,000.00	ユーロ	発電、送電、 電力の販売及び 取引	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・オブ・サウス・エビア・エスエー (Enel Green Power Hellas Wind Parks Of South Evia SA)	マルーシ	ギリシャ	23,599,641.00	ユーロ	発電	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・ホリゾン ト・エムピー・ソーラー・エス エー (Enel Green Power Horizonte MP Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.99%	99.99%
エネル・グリーン・パワー・イチュ ヴェラヴァ・ノルタ・ソーラー・エ スエー (Enel Green Power Ituverava Norta Solar SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	1,639,346.69	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	1,639,346.69	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	8,513,128.89	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	99.90%	99.90%
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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	165,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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	発電、送電、配電、販売及び購入	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ピーティーワイ）エルトイーディーエー 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・ラテンアメリカ・エスエー (Enel Green Power Latin America SA)	サンティアゴ	チリ	827,205,371.00	米ドル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー ハイドロマック・エネルギー・エスアールエル	0.09% 99.91%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・マニコバ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Maniçoba Eólica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	70,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセソヴォルヴィメント・エルトイーディーエー	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (Enel Green Power Mexico S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	2,399,774,165.00	メキシコ ペソ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モデル・I・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Modelo I Eólica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	167,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・モデル・II・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Modelo II Eólica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	147,800,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	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 SARL AU)	-	モロッコ	1,000,000.00	モロッコ ディルハム	再生可能資源からの発電	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・シャポー・I・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Morro do Chapéau I Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	99.00%	99.00%
エネル・グリーン・パワー・モロ・ド・シャポー・II・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Morro do Chapéau II Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	99.00%	99.00%
エネル・グリーン・パワー・ムラオ・エスエー (Enel Green Power Mourão SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	8,513,128.89	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	99.90%	99.90%
エネル・グリーン・パワー・ナミビア（ピーティーワイ）エルトイーディー (Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd)	ウィントフック	ナミビア	100.00	ナミビア ドル	再生可能資源からの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・インク (Enel Green Power North America Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	50.00	米ドル	再生可能資源からの発電	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・ノバ・ラパ・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Lapa Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・B・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・C・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・ノルト・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ノバ・オリンダ・スル・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA)	ブラジル	ブラジル	-	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルトイーディーエー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・グリーン・パワー・パナマ・エスエー (Enel Green Power Panama SA)	パナマ	パナマ	3,000.00	米ドル	持株会社	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・パラナパネマ・エスエー (Enel Green Power Parapanema SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・バルテシパツィオーニ・スペツィアリ・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	再生可能資源からの発電	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)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	178,670,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセソヴォルヴィメント・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・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)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	230,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセソヴォルヴィメント・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・ペルー・エスエー (Enel Green Power Perú SA)	リマ	ペルー	387,009,088.00	ヌエボソル	再生可能資源からの発電	エンブレサ・エレクトリカ・パンギブジ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・プリマヴェーラ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Primavera Eolica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	144,640,892.85	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電及び販売	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセソヴォルビメント・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・プロジェクトス・I・エスエー (Enel Green Power Projetos I SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000.00	ブラジルレアル	取引	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.61%
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	再生可能資源からの発電	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・アールエー・エスエーイー (Enel Green Power RA SAE)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプトポンド	各種発電プラント及びその配電網の設計、決定、運営並びに維持	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・ルーマニア・エスアールエル (Enel Green Power Romania Srl)	ル・デ・スス (ヌシェニ)	ルーマニア	2,430,631,000.00	ルーマニアレイ	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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 (ピーティーワイ) エルティーディー (Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	120.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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・サルト・アピアカス・エスエー (Enel Green Power Salto Apiacás SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	14,412,120.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・デセソヴォルヴィメント・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・サン・ジリオ・エスアールエル (Enel Green Power San Gillio Srl)	ローマ	イタリア	10,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	アルトモンテ・エフヴィ・エスアールエル	80.00%	40.00%
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	発電	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・サオ・アブラオ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power São Abraão Eólica SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	1,000,000.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	99.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・グリーン・パワー・サオ・ ジュダス・エオリカ・エスエー (Enel Green Power SA0 Judas Eolica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	144,640,892.85	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電及び販 売	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・エスエ イチユー・エスエーイー (Enel Green Power SHU SAE)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプト ポンド	各種発電ブラン ト及びその配電 網の設計、決 定、運営並びに 維持	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	50,000.00	シンガポー ルドル	再生可能資源か らの発電	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・エネルジー・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	プラントの開 発、設計、建設 及び運営	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・エス ピーエー (Enel Green Power SpA)	ローマ	イタリア	272,000,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・グリーン・パワー・ストラ ンビーノ・ソーラー・エスアールエ ル (Enel Green Power Strambino Solar Srl)	トリノ	イタリア	250,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	アルトモンテ・エフヴィ・エス アールエル	60.00%	30.00%
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 Tacaicó Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	125,765,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	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・テフヌ ト・エスエーイー (Enel Green Power Tefnut SAE)	カイロ	エジプト	15,000,000.00	エジプト ポンド	各種発電ブラン ト及びその配電 網の設計、決 定、運営並びに 維持	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 ˆİrketi)	イスタンブール	トルコ	61,654,658.00	トルコリラ	再生可能資源か らの発電	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・ウルグ アイ・エスエー (Enel Green Power Uruguay SA)	オフィチナ1508	ウルグアイ	400,000.00	ウルグアイ ペソ	再生可能資源か らの発電	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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	51.00%	51.00%
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	電力の販売	エネル・グリーン・パワー・アフ リカ・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	99.00% 1.00%	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	持株会社	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	1,000,000.00	ユーロ	土木及び機械工 学並びに用水設 備	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・インシュランス・エヌヴィ (Enel Insurance NV)	アムステルダム	オランダ	60,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・インベストメント・ホー ルディング・カンパニー・ピー ヴィ	100.00%	100.00%
エネル・インベスティメントス・エ スエー(Enel Investimentos SA)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	3,868,678,819.00	ブラジル レアル	持株会社	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.61%
エネル・インベストメント・ホール ディング・カンパニー・ピーヴィ (Enel Investment Holding company BV)	アムステルダム	オランダ	1,593,050,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イタリア・エスアールエル (Enel Italia Srl)	ローマ	イタリア	50,000,000.00	ユーロ	人事管理活動、 情報テクノロ ジー、不動産及 びビジネスサー ビス	エネル・エスピーエー	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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・エム・アット・ビー・エス アールエル (Enel M@P Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	電気回線通信による計量、遠隔操作及び接続サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ミネソタ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー (Enel Minnesota Holding companys LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・オイル・アンド・ガス・エスパーニャ・エスエル (Enel Oil & Gas España SL)	マドリッド	スペイン	33,000.00	ユーロ	炭化水素分野の探査及び開発	エネル・X・イタリア・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ペルー・エスエーシー (Enel Peru SAC.)	リマ	ペルー	5,361,789,105.00	ヌエボソル	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	100.00%	51.80%
エネル・プロダクティ・エスアールエル (Enel Productie Srl)	ブカレスト	ルーマニア	20,210,200.00	ルーマニア レイ	発電	エネル・インベストメント・ホールディング・カンパニー・ビーヴィ	100.00%	100.00%
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	発電	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・リノバブル・エスエー・デ・シーヴィ (Enel Rinnovabile SA de Cv)	メキシコ連邦区	メキシコ	100.00	メキシコ ペソ	発電	エネル・グリーン・パワー・グローバル・インベストメント・ビーヴィ エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
エネル・ルーマニア・エスエー (Enel Romania SA)	イルフォヴ県	ルーマニア	200,000.00	ルーマニア レイ	ビジネスサービス	エネル・インベストメント・ホールディング・カンパニー・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ラス・ウィンド・ジェネレーション・エルエルシー (Enel Rus Wind Generation LLC)	モスクワ	ロシア	350,000.00	ロシア ルーブル	エネルギーサービス	エネル・ロシア・ピージェーエス シー	100.00%	56.43%
エネル・ロシア・ピージェーエス シー (Enel Russia PJSC)	エカテリン ブルグ	ロシア	35,371,898,370.00	ロシア ルーブル	発電	エネル・インベストメント・ホールディング・カンパニー・ビーヴィ	56.43%	56.43%
エネル・ソルト・ウェルズ・エルエル シー (Enel Salt Wells LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ジオサーマル・エルエル シー	100.00%	50.00%
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	5,000,000.00	サウジ リヤル	スマートメーター及びグリッドオートメーションの開発のために証券取引委員会が開催する入札への参加に関する活動の管理	イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	60.00%	60.00%
エネル・セルヴィッシ・コムーネ・エスエー (Enel Servizi Comune SA)	ブカレスト	ルーマニア	33,000,000.00	ルーマニア レイ	エネルギーサービス	イー・ディストリビューティ・パナト・エスエー イー・ディストリビューティ・ド プロジャ・エスエー	50.00% 50.00%	51.00%
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	公共照明システム及びサービス	エネル・X・エスアールエル	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 Soluções Energéticas Ltda)	ニテロイ (リオ・デ・ ジャネイロ)	ブラジル	5,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエス・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	99.99% 0.01%	100.00%
エネル・ソリュソエス・エスエー (Enel Soluções SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	15,733,466.45	ブラジル レアル	電力業務	セントラル・グラドロー・テルム エレクトリカ・フォルタレザ・エス エー エネル・ブラジル・エスエー	0.01% 99.99%	51.61%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・ジオサーマル・エルエル シー	100.00%	50.00%
エネル・サプライズ・バレー・エル エルシー (Enel Surprise Valley LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・テクスカン・インク (Enel Texkan Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	シーエイチアイ・パワー・インク	100.00%	100.00%
エネル・トレード・ディーオーオー (Enel Trade d.o.o.)	ザグレブ	クロアチア	2,240,000.00	クロアチア クーナ	電力取引	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネル・トレード・ルーマニア・エ スアールエル (Enel Trade Romania Srl)	ブカレスト	ルーマニア	21,250,000.00	ルーマニア レイ	電力調達及び取 引	エネル・トレード・エスピーエー	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 D.o.o.)	ベオグラード	セルビア	300,000.00	ユーロ	電力取引	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・トレード・エスピーエー (Enel Trade SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000.00	ユーロ	燃料取引及び物 流	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・トレーディング・アルジェ ンチーナ・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	14,010,014.00	アルゼンチ ンペソ	電力取引	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルジェンチーナ・エス エー	55.00% 45.00%	51.78%
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)	-	アメリカ	10,000,000.00	米ドル	取引	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・X・カナダ・インク (Enel X Canada Inc)	バンクーバー	カナダ	1,000.00	カナダドル	持株会社	エナノック・エルティーディー	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	持株会社	エネル・X・エスアールエル	100.00%	100.00%
エネル・X・イタリア・エスピー エー(Enel X Italia SpA)	ローマ	イタリア	200,000,000.00	ユーロ	アップストリー ム・ガス	エネル・X・エスアールエル	100.00%	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	電力自動車	エネル・X・エスアールエル	100.00%	100.00%
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	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ファクター・エスピーエー (Enel.Factor SpA)	ローマ	イタリア	12,500,000.00	ユーロ	ファクタリング	エネル・エスピーエー	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	プラント設計及 びエネルギー サービス	エネル・エネルギー・エスピー エー	100.00%	100.00%
エネルコ・エスエー (Enelco SA)	アテネ	ギリシャ	60,108.80	ユーロ	プラント建設、 運営及び維持	エネル・インベストメント・ホ ルディング・カンパニー・ビー ヴィ	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	プラント建設、 運営及び維持	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)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	1,242,000.00	ブラジル レアル	電力エンジニア リング	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー	99.99% 0.01%	100.00%
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	エンジニアリン グ及び建設	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネルジェティカ・デ・ロッセロ・ エアーイー (Energética de Rosselló AIE)	バルセロナ	スペイン	3,606,060.00	ユーロ	電力及び熱エネ ルギーの熱電併 給	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	27.00%	18.93%
エネルジェティカ・モンゾン・エス エーシー (Energética Monzón SAC)	リマ	ペルー	6,463,000.00	ヌエボソ ル	再生可能資源か らの発電	エンブレサ・エレクトリカ・パン ギブジ・エスエー エネル・グリーン・パワー・ペ ルー・エスエー	0.00% 100.00%	100.00%
エネルギア・エレクトリカ・デル・ エプロ・エスエー (ソシエダッド・ ウニベルソナル) (Energia Eléctrica Del Ebro SA (Sociedad Unipersonal))	タラゴナ	スペイン	96,160.00	ユーロ	発電及び供給	エレクトリカ・デル・エプロ・エ スエー (ソシエダッド・ウニベル ソナル)	100.00%	70.10%
エネルギア・エオリカ・エスアール エル (Energia Eolica Srl)	ローマ	イタリア	4,840,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	100.00%	100.00%
エネルギア・グローバル・デ・メキ シコ (エネルメクス) エスエー・ デ・シーヴィ (Energia Global de Mexico (Enermex) SA de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	50,000.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	99.00%	99.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エネルジア・グローバル・オペラシ オンズ・エスエー (Energia Global Operaciones SA)	サンホセ	コスタ リカ	10,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・コス タリカ	100.00%	100.00%
エネルジア・リンピア・デ・アミス タット・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ (Energía Limpia de Amistad S, de R.L. de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	296,822.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
エネルジア・リンピア・デ・パロ・ アルト・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ (Energía Limpia de Palo Alto S. de R.L. de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	673,583,489.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
エネルジア・マリーナ・エスピー エー (Energia Marina SpA)	サンティアゴ	チリ	2,404,240,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティエーディーエー	25.00%	25.00%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ ウ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ (Energia 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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.90% 0.01%	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・シーヴィ (Energia Nueva Energia Limpia Mexico 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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・ エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	0.04% 99.96%	100.00%
エネルジア・イ・セリヴィシオス・ サウス・アメリカ・エスピーエー (Energia y Servicios South America SpA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	100.00%	100.00%
エネルジマス・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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	54.95%	38.52%
エネルジマス・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	送電、配電及び 電力販売	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
エネルジマス・デ・アラゴン・II・ エスエル (Energías de Aragón II SL)	サラゴサ	スペイン	18,500,000.00	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジマス・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	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	66.67%	46.74%
エネルジマス・エスベシアレス・ デ・カレオン・エスエー (Energías Especiales de Careon SA)	ラ・コルニャ	スペイン	270,450.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	77.00%	53.98%
エネルジマス・エスベシアレス・ デ・ペナ・アルマダ・エスエー (Energías Especiales de Pena Armada SA)	マドリード	スペイン	963,300.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	80.00%	56.08%
エネルジマス・エスベシアレス・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	1,722,600.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
エネルジマス・エスベシアレス・デ ル・ビエルゾ・エスエー (Energias Especiales Del Bierzo SA)	トトレ・デル ・ビエルゾ	スペイン	1,635,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	50.00%	35.05%
エネルジマス・レノバブルズ・ラ・ マタ・エスエーピーアイ・デ・シー ヴィ (Energias Renovables La Mata SAPI de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	656,615,400.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ エネルジア・ヌエヴァ・デ・イグ ウ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ	99.99% 0.01%	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)	タンジェ	モロッコ	750,400,000.00	モロッコ ディルハム	複合サイクル発 電所	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	32.00%	22.43%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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	光ファイバー ネットワークの 運営	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 (ENergy Hydro Piave Srl)	ソヴェルゼネ	イタリア	800,000.00	ユーロ	電力購入及び販 売	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・カンパニーズ・ピーティーワ イ・エルティーディー(Energy Response Holding companys Pty Ltd)	メルボルン	オーストラ リア	630,451.00	豪ドル	再生可能エネル ギー	エナノック・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%
エネリリーヴ・エスアールエル (Enerlive Srl)	ローマ	イタリア	6,520,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オーストラリア・ピー ティーワイ・エルティーディー (EnerNOC Australia Pty Ltd)	メルボルン	オーストラ リア	1,937,248.00	豪ドル	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エナノック・ブラジル・ゲレンシア メント・デ・エネルギー (Enernoc Brasil Gerenciamento de Energia)	サンパウロ	ブラジル	117,240.00	ブラジル レアル	再生可能エネル ギー	エナノック・アイルランド・ホー ルディング・カンパニー・リミ テッド	0.00%	
エナノック・エナジー・インテリ ジェンス・ソフトウェア・プライ ベート・リミテッド(EnerNOC Energy Intelligence Software Private Limited)	マラソン・ チャンパー - A	インド	20,000,000.00	インド ルピー	再生可能エネル ギー	エナノック・インク エンテック・ユティリティ・サー ビス・ビューロー・インク	50.00% 50.00%	100.00%
エナノック・フェデラル・エルエル シー(EnerNOC Federal LLC)	デラウェア	アメリカ	5,000.00	米ドル	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エナノック・ゲーエムベーハー (EnerNOC GmbH)	ダルムシュタット	ドイツ	25,000.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エナノック・インク(EnerNOC Inc)	デラウェア	アメリカ	1,000.00	米ドル	再生可能エネル ギー	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
エナノック・アイルランド・ホール ディング・カンパニー・リミテッド (EnerNOC Ireland Holding company Limited)	-	アイル ランド	100,000.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・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)	-	アイル ランド	100,000.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・アイルランド・ホー ルディング・カンパニー・リミ テッド	100.00%	100.00%
エナノック・ジャパン・ケーケー (EnerNOC Japan K.K.)	東京	日本	13,200.00	円	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	60.00%	60.00%
エナノック・コリア・リミテッド (EnerNOC Korea Limited)	ソウル	韓国	120,000.00	ウォン	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エナノック・エルティーディー (EnerNOC Ltd.)	オークビル	カナダ	-	カナダドル	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
エナノック・ニュージーランド・リ ミテッド (EnerNOC New Zealand Limited)	ウェリントン	ニュージー ランド	313,606.00	豪ドル	再生可能エネル ギー	エナジー・レスポンス・ホール ディング・カンパニーズ・ピー ティーワイ・エルティーディー	100.00%	100.00%
エナノック・ポルスカ・エスピー・ ゼットオーオー (EnerNOC Polska sp Z oo)	ワルシャワ	ポーラ ンド	100.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・アイルランド・ホー ルディング・カンパニー・リミ テッド	100.00%	100.00%
エナノック・ピーティーワイ・エル ティーディー(EnerNOC Pty Ltd)	メルボルン	オーストラ リア	9,880.00	豪ドル	再生可能エネル ギー	エナジー・レスポンス・ホール ディング・カンパニーズ・ピー ティーワイ・エルティーディー	100.00%	100.00%
エナノック・台湾・リミテッド (EnerNOC Taiwan Ltd)	台北	台湾	44,776,120.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・アイルランド・ホー ルディング・カンパニー・リミ テッド	67.00%	67.00%
エナノック・UK・II・リミテッド (EnerNOC UK II Limited)	ロンドン	イギリス	1,000.00	ポンド	再生可能エネル ギー	エナノック・UK・リミテッド	100.00%	100.00%
エナノック・UK・リミテッド (EnerNOC UK Limited)	ロンドン	イギリス	100,000.00	ポンド	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	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)	-	中国	1,500.00	ユーロ	再生可能エネル ギー	エナノック・UK・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.)	デラウェア	アメリカ	1,500.00	米ドル	再生可能エネル ギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エオリカ・デル・ノロエステ・エスエル (Eólica Del Noroeste SL)	ラ・コルーニャ	スペイン	36,100.00	ユーロ	プラント開発及び建設	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	51.00%	35.75%
エオリカ・デル・プリンシパド・エスエーユー (Eólica Del Principado SAU)	オビエド	スペイン	60,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	40.00%	28.04%
エオリカ・ファゼンダ・ノヴァ・ジェネラサオ・エ・コメルシアリザサオ・デ・エネルギア・エスエー (Eólica Fazenda Nova - Geracao E Comercializacao de Energia SA)	ニテロイ (リオ・デ・ジャネイロ)	ブラジル	7,859,906.00	ブラジルレアル	風力発電所	エネル・ブラジル・エスエー	100.00%	51.58%
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	5,559,340.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	50.50%	35.40%
エオリカ・ゾピロアパン・エスエーピーアイ・デ・シーヴィ (Eólica Zopiloapan, SAPI de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	1,877,201.54	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・バルデシバツィオーニ・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	80.00%	56.08%
エオリカス・デ・フエンカリエンテ・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	55.00%	38.56%
エオリカス・デ・フエルテVENTURA・エーアイイー (Eólicas de Fuerteventura AIE)	フエルテVENTURA (ラス・パルマス)	スペイン	-	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・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)	プエノスアイレス	アルゼンチン	480,930.00	アルゼンチンペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・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	発電及び配電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	50.00%	35.05%
エオリカス・デ・ティラハナ・エーアイイー (Eólicas de Tirajana AIE)	ラス・パルマス・デ・グラン・カナリア	スペイン	-	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	60.00%	42.06%
エブレサ・エネルギア・エスエー (Epresa Energia SA)	カディス	スペイン	2,500,000.00	ユーロ	電力供給	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.05%
エルドワルム・オベルランド・ゲーエムベーハー (Erdwärme Oberland GmbH)	ミュンヘン	ドイツ	154,011.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	85.17%	85.17%
エレコサルズ・エスエル (ErecoSalz SL)	サラゴサ	スペイン	18,030.36	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	33.00%	23.13%
エセックス・カンパニー・エルエルシー (Essex Company LLC)	ボストン (マサチューセッツ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイーピー・ハイドロ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
エストレラダ・エスエー (Estrellada SA)	モンテビデオ	ウルグアイ	448,000.00	ウルグアイペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ウルグアイ・エスエー	100.00%	100.00%
エクсп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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	70.00%	49.07%
エクсп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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	73.60%	51.59%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	90.00%	63.09%
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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	90.00%	63.09%
フローレンス・ヒルズ・エルエル シー (Florence Hills LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
フォーラー・ハイドロ・エルエル シー (Fowler Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
フルクラム・エルエルシー (Fulcrum LLC)	ボイシ (アイダホ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピーエスエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ガロブ・ウィンド・ファーム (ビー ティーワイ) エルティーディー (Garob Wind Farm (Pty) Ltd)	-	南 アフリカ	100.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー (ビーティーワイ) エ ルティーディー	100.00%	100.00%
ガス・アタカマ・チリ・エスエー (Gas Atacama Chile SA)	サンティアゴ	チリ	589,318,016,243.00	チリペソ	発電	エネル・チリ・エスエー エネル・ジェネレーション・チリ・ エスエー	2.63% 97.37%	37.00%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ ジェネレーション・エスエーユー (Gas Y Electricidad Generación SAU)	バルマ・デ・ マヨルカ	スペイン	213,775,700.00	ユーロ	発電	エンデサ・ジェネレーション・エス エー	100.00%	70.10%
ガソデクト・アタカマ・アルジェ ンチーナ・エスエー (Gasoducto Atacama Argentina SA)	サンティアゴ	チリ	208,173,124.00	米ドル	天然ガス輸送	エネル・ジェネレーション・チリ・ エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	0.03% 99.97%	37.00%
ガソデクト・アタカマ・アルジェ ンチーナ・エスエー・スクルサル・ アルジェンチーナ (Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina)	ブエノス アイレス	アルゼンチ ン	-	アルゼンチ ンペソ	天然ガス輸送	ガソデクト・アタカマ・アル ジェンチーナ・エスエー	100.00%	37.00%
ゴーリー・ハイドロ・エルエルシー (Gauley Hydro LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ゴーリー・リバー・マネジメント・ コーポレーション (Gauley River Management Corporation)	ウィリソン (バーモント)	アメリカ	1.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ゴーリー・リバー・パワー・パート ナース・エルエルシー (Gauley River Power Partners LLC)	ウィリソン (バーモント)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピーエスエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	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	グアテ マラ	16,261,697.33	グアテマラ グツァル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	1.00% 99.00%	100.00%
ジェネラドラ・エオリカ・アルト・ パコラ・エスエー (Generadora Eolica Alto Pacora SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・エストレラ・ソー ラー・エスエー (Generadora Estrella Solar SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・フォトヴォルタイ カ・チリキ・エスエー (Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・パナ マ・エスエー	100.00%	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	グアテ マラ	3,820,000.00	グアテマラ グツァル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	0.01% 99.99%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ジェネラドラ・ソーラー・カルデ ラ・エスエー (Generadora Solar Caldera SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
ジェネラドラ・ソーラー・トレ・エ スエー (Generadora Solar Tolé SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
ジオテルミカ・デル・ノルテ・エス エー (Geotermica Del Norte SA)	サンティアゴ	チリ	326,577,419,702.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	84.59%	84.59%
ギブソン・ベイ・ウィンド・ファーム (アールエフ) プロプライエタ リー・リミテッド (Gibson Bay Wind Farm (Rf) Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	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%
グローバル・エナジー・パートナー ズ・インク (Global Energy Partners Inc.)	デラウェア	アメリカ	100,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エナノック・インク	100.00%	100.00%
グローバル・エナジー・パートナー ズ・エルエルシー (Global Energy Partners LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	グローバル・エナジー・パート ナーズ・インク	100.00%	100.00%
ジーエヌエル・チリ・エスエー (Gnl Chile SA)	サンティアゴ	チリ	3,026,160.00	米ドル	設計及び液化天 然ガスの供給	エネル・ジェネレーション・チリ・ エスエー	33.33%	12.12%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	オリジン・グッドウェル・ホール ディング・カンパニーズ・エルエ ルシー	100.00%	50.00%
グッドイヤー・レイク・ハイドロ・ エルエルシー (Goodyear Lake Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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)	ヴァルヴェルデ・ デ・エル・イエロ	スペイン	30,936,736.00	ユーロ	エル・イエロ発 電所の開発及び 維持	ユニオン・エレクトリカ・デ・カ ナリア・ジェネレーション・エス エーユー	23.21%	16.27%
ガダランケ・ソーラー・4・エスエ ル・ユニベルソナル (Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal)	セビリア	スペイン	3,006.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エンデサ・ジェネレーション・II・ エスエー	100.00%	70.10%
ジーヴィ・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	再生可能資源か らの発電	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 ビーエー	100.00%	100.00%
ハドレー・リッジ・エルエルシー (Hadley Ridge LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
ヘイスティングス・ソーラー・エル エルシー (Hastings Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
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	送電及び配電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.10%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウロ ル・エスエル (Hidroeléctrica de Ouroil SL)	ルゴ	スペイン	1,608,200.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	30.00%	21.03%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ハイドロエレクトリカ・ドンラファエル・エスエー (Hidroeléctrica DonRafael SA)	コスタリカ	コスタリカ	10,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ	65.00%	65.00%
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・シーヴィ (Hidroelectricidad Del Pacifico S de RL de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	30,890,736.00	メキシコ ペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	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	配電及び電力の販売	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	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー エネル・アルゼンチン・エスエー	41.94% 54.76%	50.06%
ハイドロモンデゴ・ハイドロエレクトリカ・ド・モンデゴ・エルディーエー (Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda)	リスボン	ポルトガル	3,000.00	ユーロ	水力発電	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	10.00% 90.00%	70.10%
ハイ・ショラス・エルエルシー (High Shoals LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エスエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
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	-	豪ドル	再生可能エネルギー	エナジー・レスポンス・ホールディング・カンパニーズ・ピーティーワイ・エルティーディー	100.00%	100.00%
ハイフォールズ・ハイドロ・カンパニー・インク (Highfalls Hydro Company Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ヒルトッパー・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー (HillTopper Wind Holding companys LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	エネル・カンザス・エルエルシー	70.00%	70.00%
ヒルトッパー・ウィンド・パワー・エルエルシー (HillTopper Wind Power LLC)	ドーバー (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	風力発電	ヒルトッパー・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	70.00%
ヒスパノ・ジェネラシオン・デ・エネルギア・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 (バダホス)	スペイン	3,500.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	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)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%
ハイドロ・ディベロップメント・グループ・アクイジション・エルエルシー (Hydro Development Group Acquisition LLC)	アルバニー (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エスエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
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 (バーモント)	アメリカ	5,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ハイドロゲン・パーク・マルゲラ・ベル・リドロジェノ・エスシーアールエル (Hydrogen Park - Marghera Per L' idrogeno Srl)	ベネチア	イタリア	245,000.00	ユーロ	水素利用の研究及びプロジェクト開発	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	65.85%	65.85%
ハイドロマック・エネルギー・エスアールエル (Hydromac Energy Srl)	ローマ	イタリア	18,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%
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	設計及び開発	エネル・X・エスアールエル	30.00%	30.00%
インジェンデサ・ド・ブラジル・エルティーディーエー (Ingendesa Do Brasil Ltda)(清算中)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	500,000.00	ブラジル レアル	設計、エンジニアリング及びコンサルティング	エネル・ジェネラシオン・チリ・エスエー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	1.00% 99.00%	36.99%
インコラン・インフォルマシオン・イ・コーディネシオン・デ・オブラス・エアーイーイー (Inkolan Informacion y Coordinacion de obras AIE)	ビルバオ	スペイン	84,140.00	ユーロ	インコラン・アソシエーツのインフラ情報	エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ・エスエル	12.50%	8.76%
インターナショナル・エンデサ・ビーヴィ (International Endesa BV)	アムステルダム	オランダ	15,428,520.00	ユーロ	持株会社	エンデサ・エスエー	100.00%	70.10%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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 (International Multimedia University Srl)(in fallimento) (清算中)	ローマ	イタリア	24,000.00	ユーロ	トレーニング	エネル・イタリア・エスアールエル	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 首都特別区	コロンビア	5,000,000.00	コロンビア ペソ	送電及び配電	コデンサ・エスエー・イーエスビー	100.00%	25.07%
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	241,490,000.00	アルゼンチン ペソ	持株会社	エネル・アメリカス・エスエー	57.14%	29.60%
イサム・イケダ・エネルギア・エスエー (Isamu Ikeda Energia SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	61,474,475.77	ブラジル レアル	発電及び電力販売	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチバソエス・エルティエーディーエー	100.00%	100.00%
イタルジェスト・エネルギー (ピーティーワイ) エルティエーディー (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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエスエー (ピーティーワイ) エルティエーディー	100.00%	100.00%
ジャック・リバー・エルエルシー (Jack River LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー (Jessica Mills LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・ゲーエムベアーハー (JuiceNet GmBh)	ベルリン	ドイツ	25,000.00	ユーロ	再生可能エネルギー	エレクトリック・モーター・ワークス・インク	100.00%	100.00%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー (Julia Hills LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%
カレンタ・エスエー (Kalenta SA)	マルーシ	ギリシャ	4,359,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エネルギー・エスアールエル	100.00%	100.00%
カヴァシク・エオリコ・エネルギー・エレクトリック・ユレティム・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ (Kavacik Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	9,000,000.00	トルコリラ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルギー・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
ケリーズ・フォールズ・エルエルシー (Kelley's Falls LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・リバー・ハイドロ・カンパニー・インク (Kings River Hydro Company Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	イージービー・エナジー・ストレージ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	100.00%
キニータウン・ハイドロ・カンパニー・インク (Kinneytown Hydro Company Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
キノ・コントラクター・エスエー・デ・シーヴィ (Kino Contractor SA de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	100.00	メキシコ ペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ 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・シーヴィ	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・シーヴィ (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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
キルクラレリ・エオリコ・エネルギー・エレクトリック・ユレティム・ヴェ・テシカレット・アノニム・シルケティ (Kirklareli Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	5,250,000.00	トルコリラ	-	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルギー・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
コングル・エネルジ・サナイ・ヴェ・ティカレット・アノニム・シルケティ (Kongul Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi)	イスタンブール	トルコ	125,000,000.00	トルコリラ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ターキー・エネルギー・ハティルムラリ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
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・メディアオス・イ・システマス・エスエル(ソシエダッド・ユニベルソナル)	29.26%	20.51%
ラ・ペレダ・シーオー２・エーアイイー (La Pereda Co2 AIE)	オビエド	スペイン	224,286.00	ユーロ	サービス	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	33.33%	23.36%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ラシュート・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー (LaChute Hydro Company LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
レイク・エミリー・ソーラー・エルエルシー (Lake Emily Solar LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
レイク・プラスキ・ソーラー・エルエルシー (Lake Pulaski Solar LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	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%
ローレンス・クリーク・ソーラー・エルエルシー (Lawrence Creek Solar LLC)	ミネソタ	アメリカ		- 米ドル	-	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%	51.00%
リンダル・ウィンド・ホールディング・カンパニー・エルエルシー (Lindhil Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	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・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
リンダル・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Lindhil Wind Project LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	リンダル・ウィンド・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
リトル・エルク・ウィンド・ホールディング・カンパニー・エルエルシー (Little Elk Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	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)	オクラホマシティ (オクラホマ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	リトル・エルク・ウィンド・ホールディング・カンパニー・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 (マサチューセッツ)	アメリカ	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ルアノ・サンチェ・ソーラー・パワー・ワン・エヌエー (Llano Sánchez Solar Power One SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エヌエー	100.00%	100.00%
ルアノ・サンチェ・ソーラー・パワー・クアトロ・エヌエー (Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エヌエー	100.00%	100.00%
ルアノ・サンチェ・ソーラー・パワー・トレス・エヌエー (Llano Sánchez Solar Power Tres SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・パナマ・エヌエー	100.00%	100.00%
ローン・パイン・ウィンド・インク (Lone Pine Wind Inc.)	-	カナダ		- カナダドル	再生可能エネルギー	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)	-	カナダ		- カナダドル	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	10.00%	10.00%
ローワー・サラナック・ハイドロ・パートナーズ・エルエルシー (Lower Saranac Hydro Partners LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
ローワー・サラナック・ハイドロ・エルエルシー (Lower Saranac Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ローワー・バリー・エルエルシー (Lower Valley LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ロウライン・ラピッツ・エルエルシー (Lowline Rapids LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
ルズ・アンデス・エルティエーディー・エー (Luz Andes Ltda)	サンティアゴ	チリ	1,224,348.00	チリペソ	送電、配電及び電力の販売並びに燃料	エネル・チリ・エヌエー・エネル・ディストリビューション・チリ・エヌエー	0.10% 99.90%	60.07%
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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	100.00%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
マルテ・エスアールエル (Marte Srl)	ローマ	イタリア	5,100,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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)	グルガオン	インド	100,000.00	インドルピー	送電、配電及び電力の販売	ビーエルビー・エナジー・プライベート・リミテッド	99.00%	75.79%
マス・エネルギア・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ (Mas Energia S. de R.L. de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
マスコマ・ハイドロ・コーポレーション (Mascoma Hydro Corporation)	コンコード (ニューハンプシャー)	アメリカ	1.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー・ス・アメリカ・インク	100.00%	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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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 (プロプライタリー) リミテッド (Matrigenix (Proprietary) Limited)	ホートン	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%
メディダス・アンビエンタレス・エスエル (Medidas Ambientales SL)	メディナ・デ・ボマル (ブルゴス)	スペイン	60,100.00	ユーロ	環境研究	スクレノール・エスエー	50.00%	17.53%
メトロ・ウィンド・エルエルシー (Metro Wind LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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・シーヴィ (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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ	99.99%	99.99%
ミブガス・エスエー (Mibgas SA)	マドリッド	スペイン	3,000,000.00	ユーロ	ガス市場オペレーター	エンデサ・エスエー	1.35%	0.95%
ミル・ショールズ・ハイドロ・カンパニー・アイエルエルシー (Mill Shoals Hydro Company ILLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー・ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
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 Bardenas AIE)	サラゴサ	スペイン	1,202,000.00	ユーロ	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスバーニャ・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・ガリユール・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	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスバーニャ・エスエル	36.50%	25.59%
ミラ・エネルギー (ピーティーワイ) エルティーディー (Mira Energy (Pty) Ltd)	ホートン	南 アフリカ	100.00	南アフリカランド	再生可能資源からの発電	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%
ミシスコイ・アソシエーツ・エルエルシー (Missisquoi Associates LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービーエヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニー・エルエルシー	100.00%	50.00%
モントローゼ・ソーラー・エルエルシー (Montrose Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	オーロラ・ディストリビューティット・ソーラー・エルエルシー	100.00%	51.00%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー・ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ンゴニエ・パワー・カンパニー・リミテッド (Ngonye Power Company Limited)	ルサカ	ザンビア	10,000.00	ザンビアクワチャ	電力の販売	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	再生可能資源からの発電	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ノース・カナル・ウォーターワーク ス (North Canal Waterworks)	ボストン (マサチューセッ ツ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ノースウェスト・ハイドロ・エルエ ルシー (Northwest Hydro LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (Nucenor SA)	ブルゴス	スペイン	102,000,000.00	ユーロ	原子力発電所	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	50.00%	35.05%
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアー ルエル (Nuove Energie Srl)	ポルト・エンペ ードクレ	イタリア	5,204,028.73	ユーロ	液化天然ガスの 再気体化基盤の 建設及び管理	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
ヌバ・ウィンド・ファーム (ビー ティーワイ) エルティーディー (Nxuba Wind Farm (Pty) Ltd)	-	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー2 (ビーティーワイ) エルティーディー	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツベクノスト・エ スイー・エーエス (Ochrana A Bezpecnost Se AS)	モホフチェ	スロバキア	33,193.92	ユーロ	セキュリティ 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%
OGK-5・ファイナンス・エルエル シー (OGK-5 Finance LLC)	モスクワ	ロシア	10,000,000.00	ロシア ルーブル	金融会社	エネル・ロシア・ピージェーエス シー	100.00%	56.43%
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	電子プラントの 導入、メンテナ ンス及び修繕	エネル・エスピーエー	50.00%	50.00%
オリジン・グッドウェル・ホール ディング・カンパニー・エルエル シー (Origin Goodwell Holding companys LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービーエヌエー・ウィン ド・ホールディング・カンパニー ズ1エルエルシー	100.00%	50.00%
オリジン・ウィンド・エネルギー・ エルエルシー (Origin Wind Energy, LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	オリジン・グッドウェル・ホール ディング・カンパニー・エルエ ルシー	100.00%	50.00%
オセージ・ウィンド・ホールディ ング・カンパニー・エルエルシー (Osage Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	オセージ・ウィンド・ホールディ ング・カンパニー・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 (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
オヴァシク・エオリカ・エネル ジ・エレクトリック・ユーレチム・ ヴ・チカレット・アノニム・シル ケティ (Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim ��rketi)	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・ター キー・エネルジ・ハティルムラ リ・アノニム・シルケティ	100.00%	100.00%
オクサゲサ・エーアイイー (Oxagesa AIE)	テルエル	スペイン	6,010.00	ユーロ	電力及び熱エネ ルギーの熱電併 給	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	33.33%	23.36%
オイスター・ベイ・ウィンド・ ファーム (ビーティーワイ) エル ティーディー (Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd)	ケープタウン	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・アー ルエスエー (ビーティーワイ) エ ルティーディー	100.00%	100.00%
ビーヴィ・ヒュアカス・エスエー (P. V. Huacas SA)	コスタリカ	コスタ リカ	10,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・コス タリカ	65.00%	65.00%
パドマ・ウィンド・パワー・エルエ ルシー (Padoma Wind Power LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (テキサス)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%

[次へ](#)

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
パラヴェント・エスエル (Paravento SL)	ルゴ	スペイン	3,006.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	90.00%	63.09%
バルク・エオリック・ラ・トサ・ラ・モラ・デン・パスカル・エスエル (Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL)	マドリッド	スペイン	1,183,100.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	30.00%	21.03%
バルク・エオリック・ロス・アリガルス・エスエル (Parc Eolic Los Aligars SL)	マドリッド	スペイン	1,313,100.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	30.00%	21.03%
バルケ・アミスタット・Ii・エスピーエー・デ・シーヴィ (Parque Amistad Ii Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノバビル・エスピーエー・デ・シーヴィ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エスピーエー・アルエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
バルケ・アミスタット・Iii・エスピーエー・デ・シーヴィ (Parque Amistad Iii Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノバビル・エスピーエー・デ・シーヴィ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エスピーエー・アルエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
バルケ・アミスタット・Iv・エスピーエー・デ・シーヴィ (Parque Amistad Iv Sa de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・リノバビル・エスピーエー・デ・シーヴィ ハイドロエレクトリシダッド・デル・パシフィコ・エスピーエー・アルエル・デ・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
バルケ・エオリコ・ア・カペラダ・エスエル (ソシエダッド・ウニベルソナル) (Parque Eólico A Capelada S.L (Sociedad Unipersonal))	サンティアゴ・デ・コンポステーラ	スペイン	5,857,586.40	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	100.00%	70.10%
バルケ・エオリコ・カッレテラ・デ・アリナガ・エスピーエー (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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	80.00%	56.08%
バルケ・エオリコ・デ・バルバンザ・エスピーエー (Parque Eólico de Barbanza SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	3,606,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	75.00%	52.58%
バルケ・エオリコ・デ・ベルモンテ・エスピーエー (Parque Eolico de Belmonte SA)	マドリッド	スペイン	120,400.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	50.16%	35.16%
バルケ・エオリコ・デ・サン・アンドレス・エスピーエー (Parque Eólico de San Andrés SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	82.00%	57.48%
バルケ・エオリコ・デ・サンタ・ルシア・エスピーエー (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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	66.33%	46.50%
バルケ・エオリコ・デルフィーナ・エルティーディーエー (Parque Eólico Delfina LTDA)	ブラジル	ブラジル	6,963,977.00	ブラジルレアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ブラジル・バルティチパソエスピーエー・エル エネル・グリーン・パワー・デセヴォルヴィメント・エルティーディーエー	99.99% 0.01%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
バルケ・エオリコ・フィンカ・デ・ラス・バルマス・モーガン・エスエー (Parque Eólico Finca de Mogán SA)	デ・グラン・カナリア	スペイン	3,810,340.00	ユーロ	プラントの建設及び管理	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	90.00%	63.09%
バルケ・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)	マドリッド	スペイン	6,540,000.00	ユーロ	プラントの建設及び管理	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	75.50%	52.93%
バルケ・エオリコ・プンタ・デ・テノ・エスエー (Parque Eólico Punta de Teno SA)	テネリフェ	スペイン	528,880.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	52.00%	36.45%
バルケ・エオリコ・シエラ・デル・マデロ・エスエー (Parque Eólico Sierra Del Madero SA)	ソリア	スペイン	7,193,970.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル	58.00%	40.66%
バルケ・エオリコ・タルタル・エスエー (Parque Eólico Taltal SA)	サンティアゴ	チリ	20,878,010,000.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエー	99.99% 0.01%	100.00%
バルケ・エオリコ・ヴァレ・デ・ロス・ヴィエントス・エスエー (Parque Eólico Valle de los Vientos SA)	サンティアゴ	チリ	566,096,564.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエー	99.99% 0.01%	100.00%
バルケ・サリトリリョス・エスエー・デ・シーヴィ (Parque Salitrillos SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィ 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・シーヴィ	99.00% 1.00%	100.00%
バルケ・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・デフワイ	アルゼンチン	500,000.00	アルゼンチンペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アルジェンチャーナ・エスエー エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エスエー	95.00% 5.00%	100.00%
バルケ・タリナー・オリエンテ・エスエー (Parque Talinay Oriente SA)	サンティアゴ	チリ	66,092,165,171.00	チリペソ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	61.37% 34.57%	95.94%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエルシー (Paynesville Solar LLC)	デラウエア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	オーロラ・ディストリビューティット・ソーラー・エルエルシー	100.00%	51.00%
ペゴブ・エネルギー・エレクトリカ・エスエー (Pegop - Energía Eléctrica SA)	アブランテス	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	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・エスピーエー	0.02% 49.98%	35.05%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ペルザー・ハイドロ・カンパニー・エルエルシー (Pelzer Hydro Company LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
ペレダ・パワー・エスエル (Pereda Power SL)	ラ・ペレダ (ミエレス)	スペイン	5,000.00	ユーロ	発電業務の開発	エンデサ・ジェネラシオン・II・エヌエー	70.00%	49.07%
ピーエイチ・チュカス・エスエー (PH Chucas SA)	サンホセ	コスタリカ	100,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コストリカ エネル・グリーン・パワー・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	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コストリカ	33.44%	33.44%
ピーエイチ・グアシモ・エスエー (PH Guacimo SA)	サンホセ	コスタリカ	50,000.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コストリカ	65.00%	65.00%
ピーエイチ・リオ・ヴォルカン・エスエー (PH Rio Volcan SA)	サンホセ	コスタリカ	100,001.00	コスタリカ コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コストリカ	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	-	カナダドル	再生可能エネルギー	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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	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%	51.00%
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	1,198,530.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーバーニャ・エスエル	56.12%	39.34%
パワークロップ・マチアレドゥ・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	再生可能資源からの発電	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	再生可能資源からの発電	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・エスアールエル (PowerCrop Srl)	ボローニャ	イタリア	4,000,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	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)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー	100.00%	50.00%
プレーリー・ローズ・ウィンド・エルエルシー (Prairie Rose Wind LLC)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージーピーエヌエー・アールイービー・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
プリマヴェーラ・エネルギア・エスエー (Primavera Energia SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	36,965,444.64	ブラジル レアル	発電及び電力販売	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%
プロダクトール・リージョナル・デ・エネルギア・レノバブル・III・エスエー (Productor Regional de Energia Renovable III SA)	バリャドリッド	スペイン	3,088,398.00	ユーロ	プラントの開発及び建設	エネル・グリーン・パワー・エスピーバーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
プロダクトール・リージョナル・デ・エネルギア・レノバブル・エスエー (Productor Regional de Energía Renovable SA)	バリャドリッド	スペイン	710,500.00	ユーロ	プラントの開発及び建設	エネル・グリーン・パワー・エスピーバーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
プロドクトラ・デ・エネルギア・エスエー (Productora de Energías SA)	バルセロナ	スペイン	30,050.00	ユーロ	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エスピーバーニャ・エスエル	30.00%	21.03%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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 Energeticas Del Bierzo SL)	ボンフェラダ	スペイン	12,020.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
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・シーヴィ (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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	99.99%	99.99%
プロジェクト・アルメリア・メディ テラネオ・エスエー (Proyecto Almeria Mediterraneo SA)	マドリッド	スペイン	601,000.00	ユーロ	海水脱塩及び水 の供給	エンデサ・エスエー	45.00%	31.55%
プロジェクト・ソーラー・ドン・ホ セ・エスエー・デ・シーヴィ (Proyecto 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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
プロジェクト・ソーラー・ビジャヌ エバ・トレ・エスエー・デ・シー ヴィ (Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	100.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・1・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 1 S.A de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	147,375,734.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・2・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 2 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	288,584,564.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・3・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 3 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	324,082,368.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・4・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 4 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	116,428,613.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・5・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 5 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	139.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・6・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 6 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	139.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・7・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 7 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	139.00	メキシコ ペソ	再生可能エネ ルギー	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクト・デ・エネルギア・ソ ル・イ・ヴィエント・8・エス エー・デ・シーヴィ (Proyectos de Energía Sol Y Viento 8 Sa de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	139.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー エネルギア・イ・セリヴィシオ ス・サウス・アメリカ・エスピー エー	99.00% 1.00%	100.00%
プロジェクトス・ウニヴェルシタリ オス・デ・エネルギアス・レノバ ブルズ・エスエル (Proyectos Universitarios de Energias Renovables SL)	アリカンテ	スペイン	180,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	33.33%	23.36%
プロジェクトス・イ・ソルシオーネ ス・レノバブルズ・エスエーシー (Proyectos y Soluciones Renovables SAC.)	リマ	ペルー	1,000.00	ヌエボソ ル	発電	エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エスエー エネル・グリーン・パワー・パ ル デシバツイオーニ・スペシャリ ・エスアールエル	0.10% 99.90%	100.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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	10,000,000.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	90.00%	90.00%
プユリダ・エナジー（アールエフ） プロプライタリー・リミテッド (Pulida Energy (RF) Proprietary Limited)	ホートン	南 アフリカ	10,000,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源からの発電	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 ルディーディー	52.70%	52.70%
パイライツ・ハイドロ・エルエル シー(Pyrites Hydro LLC)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
クアティアラ・エネルギア・エス エー (Quatiara Energia SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	16,566,510.61	ブラジル レアル	発電	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチパソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
ラットレンスネイク・クリーク・ ウィンド・プロジェクト・エルエル シー (Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	リンカーン (ネブラスカ)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
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	研究及び開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	49.00%	16.17%
レッド・セントロアメリカナ・ デ・テレコミュニケーション・エス エー (Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマ	パナマ	2,700,000.00	米ドル	通信	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・カンパニーズ・I・エル エルシー (Red Dirt Wind Holding companys I LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	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・カンパニーズ・エルエル シー (Red Dirt Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネルギー	レッド・ダート・ウィンド・ホー ルディング・カンパニーズ・I・エ ルエルシー レッド・ダート・ウィンド・ホー ルディング・カンパニーズ・エル エルシー	30.00% 70.00%	100.00%
レフティンスカヤ・ジーエフイーエ ス・リミテッド・ライアビリティ・ カンパニー(Reftinskaya GRES Limited Liability Company)	アスベスト	ロシア	10,000.00	ロシア ルーブル	-	エネル・ロシア・ピージェーエス 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	グアテマラ	1,924,465,600.00	グアテマラ ゲツアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	0.01% 99.99%	100.00%
リバービュー・エルビー (Riverview LP)	アルバータ (カナダ)	カナダ	-	カナダドル	再生可能エネルギー	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ロック・クリーク・ハイドロ・エル エルシー (Rock Creek Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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・カンパニーズ・I・エ ルエルシー (Rock Creek Wind Holding companys I LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネ ルギー	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・カンパニーズ・エル エルシー (Rock Creek Wind Holding companys LLC)	-	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピーエヌエー・プリ ファード・ホールディング・カン パニーズ・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	アメリカ		- 米ドル	持株会社	ロック・クリーク・ウィンド・ ホールディング・カンパニーズ・ I・エルエルシー ロック・クリーク・ウィンド・ ホールディング・カンパニーズ・ エルエルシー	30.00% 70.00%	100.00%
ロッキー・ケニー・ホールディン グ・カンパニーズ・エルエルシー (Rocky Caney Holding companys LLC)	オクラホマ シティ (オクラホマ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネ ルギー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	20.00%
ロッキー・ケニー・ウィンド・エル エルシー (Rocky Caney Wind LLC)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	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 (オクラホマ)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	ロッキー・ケニー・ウィンド・エ ルエルシー	100.00%	20.00%
ルスエネルゴスビト・エルエルシー (RusEnergoSbyt LLC)	モスクワ	ロシア	2,760,000.00	ロシア ルーブル	電力取引	エネル・インベストメント・ホー ルディング・カンパニーズ・ビー ヴィ	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 ・クレイ	ロシア	4,600,000.00	ロシア ルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビト・エルエル シー	50.00%	24.75%
ルスエネルゴスビト・ヤロスラヴリ (RusEnergoSbyt Yaroslavl)	ヤロスラヴリ	ロシア	100,000.00	ロシア ルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビト・エルエル シー	50.00%	24.75%
ルストン・リッジ・エルエルシー (Ruthon Ridge LLC)	ミネソタ	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
サクメ・エヌエー (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	電力システムの モニタリング	エンブレサ・ディストリビュード ラ・スール・エヌエー・エデスル	50.00%	18.68%
ソルモン・フォールズ・ハイドロ・ エルエルシー (Salmon Falls Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	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	461,410.00	ユーロ	水力発電所	エネル・グリーン・パワー・エヌ バーニャ・エヌエル	50.00%	35.05%
サン・ファン・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 (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	バドマ・ウィンド・パワー・エル エルシー	100.00%	100.00%
サナトリウム・プレベントリウム・ エネルジェティック・エルエルシー (Sanatorium-Preventorium Energetik LLC)	ネヴィンノ ムイスク	ロシア	10,571,300.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	エネル・ロシア・ピージェーエス シー OGK5・ファイナンス・エルエル シー	99.99% 0.01%	56.43%
サント・ロストロ・コジェネラシオ ン・エヌエー (Santo Rostro Cogeneración SA)	セビリア	スペイン	207,000.00	ユーロ	電力及び熱エネ ルギーの熱電併 給	エネル・グリーン・パワー・エヌ バーニャ・エヌエル	45.00%	31.55%
エヌイー・ハーゼルトン・エー・エ ルエルシー (Se Hazelton A LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
エヌイー・ブレダ・エスアールオー (Se Predaj Sro)	ブラチスラヴァ	スロバキア	4,505,000.00	ユーロ	電力供給	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	33.00%
エヌイー・スルズビー・エンジニア ・スタヴィエブ・エスアール オー (SE Služby inžinierskych stavieb s.r.o.)	カルナ・ナッド・ フロノム	スロバキア	200,000.00	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
セグイドレス・ソラレス・ブラン タ・2・エスエル (Seguidores Solares Planta 2 SI)	ムルシア	スペイン	3,010.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
セルヴィシオ・デ・オペラシオン・ イ・マンテニメント・バラ・エネ ルジマス・レノバブルス・エス・ デ・アールエル・デ・シーヴィ (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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア デマラ・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・シーヴィ	0.01% 99.99%	100.00%
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナ ジオナーレ・エスピーエー (Servizio Elettrico Nazionale SpA)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	電力の販売	エネル・エスピーエー	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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エナジー・スト レージ・ホールディング・カンパ ニーズ・エルエルシー	100.00%	100.00%
シエラ・エナジーストレージ・エル エルシー (Sierra EnergyStorage LLC)	カムデン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エナジー・スト レージ・ホールディング・カンパ ニーズ・エルエルシー	51.00%	51.00%
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	熱技術の研究、 設計及び調査	エネル・イノベーション・ハブ ス・エスアールエル	41.55%	41.55%
システム・エレクトリコ・デ・コネ クション・モンテ・オリエンタレ ス・エスエル (Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL)	グラナダ	スペイン	44,900.00	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	16.70%	11.71%
システム・エレクトリコ・デ・コネ クション・ヴァルケール・エスエ ル (Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリッド	スペイン	175,200.00	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	28.13%	19.72%
システムス・エネルジェティコス・ マニョン・オルチゲイラ・エスエー (Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	96.00%	67.30%
スレイト・クリーク・ハイドロ・ア ソシエーツ・エルビー (Slate Creek Hydro Associates LP)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	スレイト・クリーク・ハイドロ・ カンパニー・エルエルシー	95.00%	47.50%
スレイト・クリーク・ハイドロ・カ ンパニー・エルエルシー (Slate Creek Hydro Company LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
スロバキア・パワー・ホールディン グ・カンパニー・ビーヴィ (Slovak Power Holding company BV)	アムステルダム	オランダ	25,010,000.00	ユーロ	持株会社	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・ エーエス (Slovenské Elektrárne AS)	ブラチスラヴァ	スロバキア	1,269,295,724.66	ユーロ	発電	スロバキア・パワー・ホールディ ング・カンパニー・ビーヴィ	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 eská republika s.r.o.)	ブラハ	チェコ	3,000.00	チェコ コルナ	電力供給	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	33.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
スマート・ビー・アット・ビーイー アール・エスピーエー (Smart P@Per SPA)	ポテンツァ	イタリア	2,184,000.00	ユーロ	サービス	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	10.00%	10.00%
スモーキー・ヒル・ホールディン グ・カンパニーズ・II・エルエル シー(Smoky Hill Holding companys II LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネ ルギー	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 (カンザス)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	テキスカン・ウィンド・エルエル シー	100.00%	100.00%
スモーキー・ヒルズ・ウィンド・ブ ロジェクト・II・エルエルシー (Smoky Hills Wind Project II LLC)	トピカ (カンザス)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	ネヴカン・リニューアブルズ・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)	ダラス (テキサス)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	テキスカン・ウィンド・エルエル シー	100.00%	100.00%
ソシーベ・エネルギア・エスエー (Socibe Energia SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	19,969,032.25	ブラジル レアル	発電及び電力販 売	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・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	チリ	5,738,046,495.00	チリペソ	金融投資	エネル・チリ・エスエー	57.50%	34.86%
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)	セビリヤ	スペイン	4,507,590.78	ユーロ	発電	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	64.74%	45.38%
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)	セビリヤ	スペイン	1,643,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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)	カディス	スペイン	2,404,048.42	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・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 首都特別区	コロンビア	5,800,000.00	コロンビア ペソ	港湾建設及び管 理	エムゲサ・エスエー・イーエス ビー インヴェルソラ・コデンサ・エス エーエス	94.95% 4.90%	25.08%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
エスオーエル・リアル・イストモ・ エスエー (Sol Real Istmo SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーンパワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
エスオーエル・リアル・ウノ・エス エー (Sol Real Uno SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーンパワー・パナ マ・エスエー	100.00%	100.00%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー (Soliloquoy Ridge LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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 (デラウェア)	アメリカ	100.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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 Energji Ûretim Anonim ��irketi)	イスタンブール	トルコ	50,000.00	トルコリラ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ター キー・エネルジー・ハティルムラ リ・アノニム・シルケティ	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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	36.00%	25.24%
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)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー (Spartan Hills LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
スティルマン・バレー・ソーラー・ エルエルシー (Stillman Valley Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネル ギー	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・カンパニーズ・ エルエルシー (Stillwater Woods Hill Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネル ギー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スティバ・ナヤア・エスエー・デ・ シーヴィ (Stipa Nayaa, 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	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ エネル・グリーン・パワー・バル デシバツイオーニ・スベシアリ・ エスアールエル	55.21% 40.16%	95.37%
サブリュナリー・トレーディング (アールエフ) プロプライタリー・ リミテッド (Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南 アフリカ	10,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ソー ラー・エネルギー・エスアールエ ル	57.00%	57.00%
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	配電及び電力の 販売	エンデサ・レッド・エスエー	33.50%	23.48%
スミニストロ・デ・ルズ・イ・フエ エルザ・エスエル (Suministro de Luz Y Fuerza SL)	トロエッラ・ デ・モングリ (ジローナ)	スペイン	2,800,000.00	ユーロ	配電	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・ストーレー ジ・インク (Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	2,050,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	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・リバー・エルエルシー (Sun River LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
サンダンス・イースト・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Sundance East Wind Project LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	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%
サンダンス・インターコネクト・エルエルシー (Sundance Interconnect LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	ランド・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー サンダンス・イースト・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー	50.00% 50.00%	100.00%
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)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
スウィートウォーター・ハイドロエレクトリック・エルエルシー (Sweetwater Hydroelectric LLC)	コンコード (ニューハンプシャー)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
タラント・ソーラー・エスアールエル (Taranto Solar Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・F2i ソラーレ・イタリア・エスピーエー	100.00%	50.00%
テクナトム・エスエー (Tecnatom SA)	マドリッド	スペイン	4,025,700.00	ユーロ	発電及びサービス	エンデサ・ジェネレーション・エスエー	45.00%	31.55%
テクノグアット・エスエー (Technoguat SA)	グアテマラ	グアテマラ	30,948,000.00	グアテマラ ゲツアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	75.00%	75.00%
テホ・エネルギア・プロドウサオ・エ・ディストリビューサオ・デ・エネルギア・エレクトリカ・エスエー (Tejo Energia Produção E Distribuição de Energia Electrica SA)	パルコ・デ・アルコス (オエイラス)	ポルトガル	5,025,000.00	ユーロ	発電、送電及び配電	エンデサ・ジェネレーション・エスエー	43.75%	30.67%
テネドラ・デ・エネルギア・リノバブル・ソル・イ・ヴィエント・サビ・デ・シーヴィ (Tenedora de Energia Renovable Sol Y Viento Sapi de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	1,359,424,561.00	メキシコ ペソ	再生可能エネルギー	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー エネルギア・イ・セリヴィシオス・サウス・アメリカ・エスピーエー	99.00% 1.00%	100.00%
テプロブレグレス・オージャーエスシー (Teploprogress OJSC)	スレドネ ウラリスク	ロシア	128,000,000.00	ロシア ルーブル	電力の販売	エネル・ロシア・ピージェーエスシー	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	500,000.00	アルゼンチン ペソ	プラントの建設及び運営	セントラル・コスタネラ・エスエー セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネレーション・エル・チョコン・エスエー	5.33% 1.42% 18.85%	8.80%
テルモエレクトリカ・マヌエル・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	500,000.00	アルゼンチン ペソ	プラントの建設及び運営	セントラル・コスタネラ・エスエー セントラル・ドック・スード・エスエー エネル・ジェネレーション・エル・チョコン・エスエー	5.33% 1.42% 18.85%	8.80%
テルモテック・エネルギア・エーアイイー (Termotec Energia AIE) (清算中)	バレンシア	スペイン	481,000.00	ユーロ	電力及び火力の熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エヌエル	45.00%	31.55%
テクスカン・ウィンド・エルエルシー (Texkan Wind LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・テクスカン・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・カンパニーズ・I・エルエルシー (Thunder Ranch Wind Holding companys I LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	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・カンパニーズ・エルエルシー (Thunder Ranch Wind Holding companys LLC)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能エネルギー	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)	デラウェア	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・I・エルエルシー サンダー・ランチ・ウィンド・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	30.00% 70.00%	100.00%
ティーケーオー・パワー・エルエルシー (Tko Power LLC)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源からの発電	イージービー・エヌエー・アールイービー・ハイドロ・ホールディング・カンパニーズ・エルエルシー	100.00%	50.00%
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)	ホートン	南 アフリカ	10,000,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・アールエヌエー (ピーティーワイ) エルティーディー	60.00%	60.00%
トレド・ビーヴィ・エーイーアイイー (Toledo Pv AEIE)	マドリッド	スペイン	26,887.96	ユーロ	太陽光発電所	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エヌエル	33.33%	23.36%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
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 (デラウェア)	アメリカ	200,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	19.90%	19.90%
トランスミソラ・デ・エネルジア・ レノバブル・エスエー (Transmisora de Energia Renovable SA)	グアテマラ	グアテマラ	233,561,800.00	グアテマラ ゲツアル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーンパワー・グアテ マラ・エスエー エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	0.00% 100.00%	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	チリ	440,644,600.00	チリペソ	配電及び送電	ガス・アタカマ・チリ・エスエー	50.00%	18.50%
トランスボルタドラ・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	100,000.00	アルゼンチ ンペソ	発電、送電及び 配電	エネル・アリジェンチーナ・エス エー エネル・CIEN・エスエー	0.00% 100.00%	51.61%
トランスボルテス・イ・ディストリ ビュシオネス・エレクトリカス・エ スエー (Transportes Y Distribuciones Eléctricas SA)	オロット (ジローナ)	スペイン	72,120.00	ユーロ	送電	エンデサ・ディストリビューショ ン・エレクトリカ・エスエル	73.33%	51.41%
トリトン・エナジー・インク (Triton Energy Inc.)	デラウェア	アメリカ	5,000.00	米ドル	再生可能エネ ルギー	エナノック・インク	100.00%	100.00%
トリトン・パワー・カンパニー (Triton Power Company)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク ハイフォールズ・ハイドロ・カン パニー・インク	2.00% 98.00%	100.00%
ツァー・ニコラス・エルエルシー (Tsar Nicholas LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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・フォールズ・ハイドロ・ア ソシエーツ (Twin Falls Hydro Associates)	シアトル (ワシントン)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	ツイン・フォールズ・ハイドロ・ カンパニー・エルエルシー	99.51%	49.76%
ツイン・フォールズ・ハイドロ・カ ンパニー・エルエルシー (Twin Falls Hydro Company LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージービー・エヌエー・アール イービー・ハイドロ・ホールディ ング・カンパニーズ・エルエル シー	100.00%	50.00%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエル シー (Twin Lake Hills LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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・カンパニーズ・エルエルシー (Twin Saranac Holding companys LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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	イギリス	2.00	ポンド	サービス	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
ウフェフィス・エスエル(Ufefys SL) (清算中)	アランフェス	スペイン	304,150.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
ウクカラ・ソーラー・プロプライ タリー・リミテッド (Ukuqala Solar Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカ ランド	再生可能資源か らの発電	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 (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	発電	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.10%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
アップントン・ソーラー（ピー ティーワイ）エルティーディー (Uppington 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	再生可能資源か らの発電	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・ジェズ・エーエス（Ústav Jaderného Výzkumu Rez AS)	レズ	チェコ	524,139,000.00	チェコ コルナ	研究及び開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	27.77%	9.17%
ヴェクター・エネルギー・ユーレチ ム・アノニム・シルケティ (Vektör Enerji Üretim Anonim Sirketi)	イスタンブール	トルコ	3,500,000.00	トルコリラ	プラント建設及 び再生可能資源 からの発電	エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	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・シーヴィ（Vientos del Altiplano S. de R.L. de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	751,623,040.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーンパワー・メキシ コ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ ハイドロエレクシダッド・デル・ パシフィコ・エス・デ・アールエ ル・デ・シーヴィ	99.99% 0.01%	100.00%
ビジャヌエバ・ソーラー・エス エー・デ・シーヴィ（Villanueva Solar SA de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	100.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー エネル・グリーンパワー・メキシ コ・エス・デ・アールエル・デ・ シーヴィ	1.00% 99.00%	100.00%
ヴィルレイロス・エスエル (Viruleiros SL)	サンティアゴ・ デ・コンポステー ラ	スペイン	160,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	67.00%	46.97%
ウォールデン・ハイドロ・エルエル シー（Walden Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーンパワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー (Waseca Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	イージーピー・エナジー・スト レージ・ホールディング・カンパ ニーズ・エルエルシー	100.00%	100.00%
ウェスト・ファー・ソーラー・エル エルシー（West Faribault Solar LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
ウェスト・ホプキントン・ハイド ロ・エルエルシー（West Hopkinton Hydro LLC)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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)	デラウェア	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%	51.00%
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 (ニューヨーク)	アメリカ	300.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ホワイト・カレント・コーポレー ション（White Current Corporation)	バーモント	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ウィリマンティック・パワー・コー ポレーション（Willimantic Power Corporation)	ハートフォード (コネチカット)	アメリカ	1,000.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・アナトリ・プ リニアス・エスエー（Wind Parks Anatolis - Prinias SA)	マルーシ	ギリシャ	1,168,188.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ポリバ ス・エスエー（Wind Parks Of Bolibas SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・ディ ストモス・エスエー（Wind Parks Of Distomos SA)	マルーシ	ギリシャ	556,500.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・フォー リア・エスエー（Wind Parks Of Folia SA)	マルーシ	ギリシャ	424,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・ガガ リ・エスエー（Wind Parks Of Gagari SA)	マルーシ	ギリシャ	389,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	30.00%	30.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ウィンド・パークス・オブ・ゴラ キ・エスエー (Wind Parks Of Goraki SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・ゴー レ・エスエー (Wind Parks Of Gourles SA)	マルーシ	ギリシャ	555,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・カフー チ・エスエー (Wind Parks Of Kafoutsi SA)	マルーシ	ギリシャ	551,500.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・カサラ ス・エスエー (Wind Parks of Katharas SA)	マルーシ	ギリシャ	728,648.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ケラシ アス・エスエー (Wind Parks of Kerasias SA)	マルーシ	ギリシャ	895,990.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ミリ ア・エスエー (Wind Parks of Milias SA)	マルーシ	ギリシャ	994,774.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ミティ カス・エスエー (Wind Parks of Mitikas SA)	マルーシ	ギリシャ	732,639.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・パリオ ビルゴス・エスエー (Wind Parks of Paliopirgos SA)	マルーシ	ギリシャ	200,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	80.00%	80.00%
ウィンド・パークス・オブ・ベタ ロ・エスエー (Wind Parks Of Petalos SA)	マルーシ	ギリシャ	575,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・プラタ ノス・エスエー (Wind Parks of Platanos SA)	マルーシ	ギリシャ	585,467.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・スクー ビ・エスエー (Wind Parks Of Skoubi SA)	マルーシ	ギリシャ	472,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・スピリ ア・エスエー (Wind Parks of Spilias SA)	マルーシ	ギリシャ	807,490.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・ウィンド・パークス・オブ・ サウス・エヴィア・エスエー	100.00%	100.00%
ウィンド・パークス・オブ・ストロ ブラス・エスエー (Wind Parks Of Strouboulas SA)	マルーシ	ギリシャ	576,500.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	30.00%	30.00%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
ウィンド・パークス・オブ・ヴィタ リオ・エスエー (Wind Parks Of Vitalio SA)	マルーシ	ギリシャ	361,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	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・オブ・ヴーラ ス・エスエー (Wind Parks Of Vourlas SA)	マルーシ	ギリシャ	554,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	30.00%	30.00%
ウィンドライフ・コラ・ヴェトロ・ エルエル１・リミテッド・ライアビ リティ・カンパニー (Windlife Kola Vetro LLI Limited Liability Company)	ムルマンスク	ロシア	10,000.00	ロシア ルーブル	-	エネル・ルス・ウィンド・ジェネ レーション・エルエルシー	100.00%	56.43%
ウィンターズ・スポン・エルエル シー (Winter's Spawn LLC)	ミネソタ	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源か らの発電	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%
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 (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能エネ ルギー	スティルウォーター・ウッズ・ヒ ル・ホールディング・カンパニー ズ・エルエルシー	100.00%	100.00%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ダブリュービー・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	プラント建設、 運営及び管理	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%
ヤシーレク・エスエー (Yacylec SA)	プエノス・ アイレス	アルゼン チン	20,000,000.00	アルゼンチ ンペソ	送電	エネル・アメリカス・エスエー	22.22%	11.51%

会社名称	本社	国	資本金	通貨	業務活動	所有する会社	所有率 %	グループ 所有率 %
イエデサ・コジェネレーション・エス エー (Yedesa-Cogeneración SA)	アルメリア	スペイン	234,394.72	ユーロ	電力及び火力の 熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	40.00%	28.04%
エルエルシー・アゾヴスカヤ・ ヴィーイーエス (LLC Azovskaya VES)	モスクワ	ロシア	10,000.00	ロシア ルーブル	再生可能資源か らの発電	エネル・ロシア・ピージェーエス シー	100.00%	56.43%
レフチンスカワ・ジーアールイーエ ス (Retfinskaya GRES)	レフチンスキー	ロシア	10,000.00	ロシア ルーブル	発電及び電力販 売	エネル・ロシア・ピージェーエス シー	100.00%	56.43%
イージービー・ダイヤモンド・ヴィ スタ・ウィンド・プロジェクト・エ ルエルシー (EGP Diamond Vista Wind Project LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	1.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	100.00%
アルバ・エネルギー・エルティー ディーエー (Alba Energia Ltda)	リオ・ デ・ジャネイロ	ブラジル	15,061,880.00	ブラジル レアル	プラント開発、 設計、建設及び 運営	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
ボンディア・エネルギー・エル ティーディーエー (Bondia Energia LTDA)	リオ・ デ・ジャネイロ	ブラジル	2,000,000.00	ブラジル レアル	プラント開発、 設計、建設及び 運営	エネル・グリーン・パワー・ブラ ジル・バルティチバソエス・エル ティーディーエー	100.00%	100.00%
キャストイブランコ・ソーラー・エ スエル (Castiblanco solar SL)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電シス テム	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ナヴァルヴィラー・ソーラー・エス エル (Navalvillar solar SL)	バレンシア	スペイン	3,000.00	ユーロ	太陽光発電シス テム	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
パルケ・エオリコ・ファーラン・エ スエル (Parque Eolico Farlan SL)	マドリッド	スペイン	3,006.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
パルケ・エオリコ・ムニエサ・エス エル (Parque Eolico Muniesa SL)	マドリッド	スペイン	3,006.00	ユーロ	風力発電所	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	70.10%
ディマンド・エナジー・ネットワー クス・インク (Demand Energy Networks Inc.)	ワシントンDC	アメリカ	171,689.00	米ドル	サービス	エナノック・インク	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	イギリス	1.00	ポンド	-	エレクトリック・モーター・ワー クス・インク	100.00%	100.00%
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 (デラウェア)	アメリカ	1.00	米ドル	-	ディマンド・エナジー・ネット ワークス・インク	100.00%	100.00%

[前へ](#)

5【従業員の状況】

2017年12月31日現在、当グループの従業員は62,900人であり、そのうち1,281人が管理職であった。以下の表は、2017年12月31日現在の当グループの主要な部門別の従業員の内訳を示すものである。

2017年12月31日現在、エネルグループの従業員数は62,900人（2016年末から820人の増加）であった。かかる増加は、新規雇用と退職のネット・バランス（2,111人の減少）及び連結範囲の変更（全体で2,931人の増加）を反映しており、これは北米におけるダイヤモンド・エネルギー及びエネルNOC並びにブラジルにおけるエネル・ディストリビューサオ・ゴイアス（旧CELG-D）の買収を含んでいる。

以下の表は地域別の従業員数を示したものである。

従業員数	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在
イタリア	28,684	29,321
イベリア半島	9,711	9,695
南米	13,903	12,979
ヨーロッパ及び北アフリカ	5,733	5,858
北米及び中米	2,050	891
サブサハラ・アフリカ及びアジア	198	185
その他	2,621	3,151
合計	62,900	62,080

「第一部－第3－3 対処すべき課題」も参照のこと。

第3【事業の状況】

1【業績等の概要】

2017年度は、エネル・グループにとって、引き続きマクロ経済の大幅で急激な変化への対応が求められる年であったが、数年来戦略的な決定を積み重ねてきたことによって、当グループは、新たに発生してくる課題に対処し、極めて不安定で複雑さを増す環境のなかで事業機会を捉えていく態勢が整っていた。

マクロ経済環境

2017年度中、世界経済は2011年度以来最高となる平均3.7%の割合で好調な景気回復を記録した。経済発展の進んだ諸国の経済がそのポジションが強化するなかで、2016年度に景気回復が始まった国々でも、今後の展開に明るい兆しが見られた。

英国のEU離脱やNAFTAの再交渉といった不透明な要因もいくつか残っているものの、世界経済の現状の好調さを示すデータにより全般的な自信回復が後押しされるとともに、金融市場の不安定さが改善された。2017年度の経済は、特に商品価格の上昇及び世界貿易の回復、また、一定の状況ではインフレの改善によるより柔軟な金融政策の実施が可能となったことによる恩恵を受けた。

より具体的には、ユーロ圏の諸国では、経済成長が予想以上に好調で、地域全体で必ずしも一様ではないものの、インフレ圧力が徐々に高まった。主要国の中央銀行の金融緩和姿勢によって域内の金融市場は依然として流動性が過剰な状態であったが、経済状況がマクロ的に改善したことにより、ECBは量的緩和政策の下で資産の買入れ量を縮小し、また、今後買入れプログラムを終了する可能性もあることを発表するに至り、金融政策の正常化のプロセスを徐々に開始する意向であることが示された。

米国では、急速な景気拡大が続いている。構造的インフレーションは、極めて好調な労働市況を背に、2%という目標値をほぼ達成し、連邦準備制度理事会による金融引締めを促した。

昨年度はまた、ラテンアメリカ経済も極めて好調であった。ブラジル及びアルゼンチンは不況を脱し、ペルー及びメキシコでは、外的ショックに対するかなりの耐性を示した。コロンビア及びチリでも、過年度に比べれば遅いペースとはなったものの、引き続き力強い成長が見られた。

商品市場では、2017年度を通して、石油価格が当初の全般的安定（6月末現在の1バレル当たり約45ドルの安値）から安定的な上昇の期間を経て、年度末には、OPECの減産合意を受けて1バレル当たり65ドルを超える水準となった。石炭価格は、主に中国での需要の急激な増加、南ヨーロッパでの夏の猛暑、並びに石炭の国際市場への流入を限定することとなったインドネシア及びオーストラリアでの構造的問題に起因して、2016年度を大幅に上回った。ガス市場においては、液化天然ガスの重要性の上昇と、季節的要因及び年初のフランスでの原子力発電所の稼働縮小の両方を原因とした欧州での需要の急激な増加とが特徴的な1年となり、後者は、価格上昇圧力となった。

さらに、2017年度中、エネル・グループが業務を行っている国のほぼすべてで、電力需要が大幅かつ着実に回復した。特に欧州では、夏の猛暑と年度下半期の低温の影響で、需要が前年比で約1%増加した。ラテンアメリカ（アルゼンチンを除く。）においても、電力消費量が増加した。

2017年度はまた、例年にない干ばつが発生し、その結果、利用できる水資源が減少し、イタリア、スペイン及びチリをはじめとしたいくつかの主要市場で水力発電に大きな影響が生じた。

業績

ガス及び石炭の市場の不振、利用できる水力発電資源面からの制約あったにもかかわらず、エネル・グループは2017年度の財務目標を上回る業績を記録することができた。

特に、当グループの当年度の経常EBITDAは前年度の15.2十億ユーロから15.6十億ユーロに増加し、市場に提示していた目安を上回る業績となった。配当金の計算根拠となる経常純利益は、前年度の3.2十億ユーロから14%増加して3.7十億ユーロに達した。2017年度の配当金は1株当たり23.7ユーロセント（潜在的な配当性向65%）で、前年度の18ユーロセントから32%増加し、株主に保証されていた最低配当金21セントを大幅に上回った。なお、2016年度から実施されている配当方針に沿って、2018年1月に10.5セントの中間配当が支払われた。財務力の指標となる純債務に対するFF0の比率は、目標通りに27%に達し、2016年度の26%を上回った。純債務は37.4十億ユーロで、当グループの事業拡大のための投資（2017年度は約8.5十億ユーロで、2016年度に記録した額を僅かに下回った。）が継続されていたにもかかわらず大きな変化はなく、37.8十億ユーロという目安を上回った。

これらの明らかに良好な業績は、エネルの株価の動きにも反映され、エネルの株価は、2017年度中、約21.5%上昇した。このような良好な成績を記録したことは、ヨーロッパのユーティリティ部門のベンチマーク指数（Euro STOXX ユーティリティ UEM）が約14.6%の上昇であったこと、及びイタリア市場全体のベンチマーク指数（FTSE-MIB）が同期間中、11.7%の上昇であったことと比較すると、一層重要な意味をもつと言える。

主な事業展開

産業としての成長に関しては、2017年度中も再生可能エネルギーが引き続き発展し、管理発電能力としての300MWを含め、新たに2,600MW分の発電能力が備え付けられた。エネルはまた、当年度中、南北アメリカ、スペイン、ロシア、オーストラリア及びエチオピアで合計約5,000MWの再生可能エネルギーの供給契約を（入札又は私的契約により）獲得した。その他の重要な取引としては、アメリカ合衆国でのタックス・パートナーシップの解消及びメキシコでのBSO（「Build, Sell and Operate（建設、売却及び運営）」）ビジネス・モデルを実施するための売却契約の調印に関する取引があった。

2017年度も大きな買収案件が進められた。具体的には、新しいエネルXという国際事業ラインを通じて、需要対応、エネルギー貯蔵及び電気自動車のためのインフラ建設の分野で活躍する企業を対象とした買収を行った。同時に、配電分野での買収によって、当グループはブラジルで第2位の規模の配電業者となった。

2017年度における最も重要な課題の1つは、当グループの配電会社が業務を行う国でのスマートメーターの大規模設置に関するものであった。特に、歴史的にもこの分野での先駆的存在であるイタリアでは、6月から、第一世代のデジタル式メーター32百万台を新型のオープン・メーター（第二世代）に交換する計画が実施された。2017年度中、イタリアではオープン・メーターが1.7百万台設置され、従来まで開発されていなかった機能を提供し、スマートグリッドの実現に向けて前進した。さらに、スペインでは、2017年度中に設置した2百万台を含め、すでに11百万台を超えるデジタル式メーターが設置されており、ルーマニアでも約290,000台が設置されており、その過半数は2017年度に設置されたものである。

2017年度中も、当グループは、イタリアでウルトラ・ブロードバンドの光ファイバー・ネットワークを構築する取組みを継続した。積極的ポートフォリオ管理計画の一環として行われた主な取引としては、ルーマニア企業の少数株主持分の買取り及びインドネシアのバイアン（Bayan）の炭鉱の持分の売却があった。

電気自動車に関するコミットメントの一環として、2017年11月、エネルは電気自動車用充電施設の設置に関するナショナル・プラン（National Plan）を発表した。この計画は、イタリア全土を対象として、2020年度までに7,000か所、2022年度までに14,000か所に充電施設を設けることを目指している。

2017年度は、初めてのグリーン証書の発行や米国市場での2種類の社債の発行など、財務面でもさまざまな活動が活発に行われた。

当社は、イノベーションに対するコミットメントを2017年度も継続した。オープン・イノベーション（Open Innovation）戦略を実施する際に、新たにサンフランシスコ、モスクワ及びマドリッドで開設され3つを含めた7つのイノベーション・ハブのネットワークによって、当グループにとって、世界の主要なエコシステムで創出される事業機会を捉え、また、世界で最も有望な新興企業との協調体制を積極的に育んでいくことが可能となった。今日、当グループは、主に電気自動車、スマート充電、エネルギー効率、発電所の高度な自動化、ネットワークのデジタル化及び「モノのインターネット（Internet of Things（IoT））」の分野で、126の活発な協調関係を有している。

これらの業績は、組織構造の合理化を進めてきたことによる成果でもある。組織構造は、チリでの企業再編成によって、より合理的で効率的なものとなった。

戦略及び2018年度の見通し

近年採用している戦略とその効果的な実施によって、価値を創出する確実な能力と現在進行しているエネルギー移行に臨んでの当グループの明確な姿勢が確認されるなか、当グループはその目的を達成することが可能となった。エネルギー業界は、最終消費の電化及びエネルギー構成の脱炭素化の浸透に向けて発展しており、その中で、エネルは、2つの主要な柱である再生可能発電及びスマートグリッドを経由しての配電の分野で、世界的リーダーとして認識されている。

エネルギー産業は現在、相互に刺激しあい、お互いを強化しあう2つの基本的な要因によって促進される遠大な変革の過程にある。その2つの要因とは、1つが、革新的プロセス及びサービスをかつてない速度で、低価格で普及させることを可能とする技術によるデジタル化で、もう1つは、これまで以上に多くの知識や情報に基づいた方法で選択の過程に関与し、自ら選択する顧客を重視する姿勢である。

当グループが実施してきた戦略の展開に更なる刺激を与えるために、2018-2020年度戦略計画（2018-2020 Strategic Plan）が2017年11月に発表された。この計画は、基本的に、2020年度までを視野にいて、当社の戦略の内容と中期的目標を確認するものである。また、経営陣と取締役会の共同作業の結果としてエネル戦略計画（Enel Strategic Plan）が策定された。取締役会は、戦略を承認し、定期的にその実施状況を監視している。

戦略計画でも、デジタル化と顧客重視がエネル・グループの戦略実施上の鍵を握る要因となる。

より具体的には、業務のデジタル化は、プロセスの移行、新しいシステムの導入、効率性及び効果の向上のための技術面の継続的検討、並びに競争環境の急激な変化に対応する一層の弾力性及び柔軟性の確保により、長期的価値を生み出す基本的な梃子となるものである。まさにこれらの理由によって、新しい計画では今後3年間のデジタル化投資は従前の計画で予定されていた4.7十億ユーロから5.3十億ユーロに増加された。特に、投資計画では、グリッド資産（スマートメーター、リモートコントロール及びシステムの接続可能性）のデジタル化のみならず、同時にすべてのエネル関係者の一層のデジタル指向を促進しながら、顧客関係も重視している。

顧客重視の姿勢は、新しいエネルXの国際事業ラインの創出によっても大幅に促進される。この商業的な提供は、伝統的な電気及びガスの販売事業を補足し、電気自動車関係のみならず、家庭及び事業顧客並びに都市に対して付加価値のあるサービスを提供することを重視しており、2020年度には3.3十億ユーロのEBITDAを経常することを目標としている。

当グループは、近年大きな成長を達成した後も、引き続き力強く産業としての成長を続けている。2018年度から2020年度において、エネルは、資源の70%を成長のための投資に、また、30%をメンテナンス活動に振り分けて、総額で24.6十億ユーロの投資を行う計画である。これにより、成長力を強化するとともに、確実な現金収入を確保して2020年度の負債を現在の水準に抑える見通しである。より具体的には、成長のために投資計画の80%は成熟した市場に差し向け、リスクの一層の縮小に貢献するとともに、資源を最も有望な成長機会に割り振る際の十分な柔軟性を強調している。

当グループはまた、今後数年間も、主に火力発電所及び現在の戦略外の国々を中心に、引き続き既存の資産の合理化を進めていく計画である。また、戦略的買収に最大で4.7十億ユーロを投資することも計画している。

エネルの戦略において、中心に置かれる要素は人材である。そのため、当グループにおいては、人材は倫理、透明性、包摂性、多様性、人権の尊重及び安全への最大限の配慮という原則に基づいて惹起されるビジョンの展開及び変革の原動力であると考え、今まで以上に人々のスキルを活用していくことを目標としている。

これまでの展開を踏襲して、戦略計画はとりわけ国連の持続可能開発目標（Sustainable Development Goals(SDGs)）で掲げられている17の目標を参照しつつ、バリューチェーン全体で持続可能なビジネス・モデルの実施を促進している。エネルは、イノベーションとの極めて重要な結合の下で、持続可能性を当グループの戦略の中心に置き、エネルの事業及び財務的側面に完全に組み込んでいる。長期的に競争を生き残り変化する環境のなかで価値を創出することは、環境への影響を軽減し、すべてのステークホルダーとの相互作用及び協力が強化されるような持続可能なビジネス・ソリューションを特定することによってのみ可能であることを十分に認識している。このビジョンに沿って当グループが取った措置は、2017年度中、当グループが2020年度に向けて設定したSDGのコミットメントのいくつかを達成することに貢献した。特に、エネルは以下のSDGに対する具体的コミットメントを確認し、そのための具体的取組みを強化した。

- ・ 2020年度までに、400,000人という従来の目標を倍増した800,000人の受益者に質の高い教育を提供する（SDG4）。
- ・ 2020年度までに、主にアフリカ、アジア及び南米で、クリーンで低コストのエネルギを3百万人の受益者に提供する（SDG7）。
- ・ 2020年度までに、1.5百万人という従来の目標を倍増した3百万人の受益者に、雇用と包摂的かつ持続可能な経済成長をもたらす（SDG8）。
- ・ 気候変動への取組み（SDG13）において、エネルは、2050年度までに完全脱炭素化を達成するという道筋にそって、2020年度までに1kWh当たりの平均二酸化炭素排出量を350gCO₂/kWhに削減することを目標に、その発電構成の脱炭素化のプロセスを継続する。

エネル・グループは、数年前に約束した転換プロセスを進めている。この行程は、当社の株主に対してその投資に対して魅力的なリターンを提供するとともにすべてのステークホルダーに対して長期的に持続可能な価値を創出することを目指し、株主及びその他のステークホルダーに対し今後数年に執り行われる措置の透明性及び完全可視化を確保することを基礎として進められている。

業績の概要

業績に係る情報

収益

2017年度の収益は、2016年度から4,047百万ユーロ（5.7%）増加して74,639百万ユーロとなった。収益が増加した背景には、主に、価格が上昇する環境の中で販売量が増加した結果としての（特にイタリア及びスペインの最終消費者市場での）売電及び電力輸送からの収入の増加、グリッド管理及び天然ガスをはじめとした燃料の販売の増加がある。さらに、価格が上昇するなかで取扱量が増加したことを基本的に反映して、国際電力市場での取引からの収益も増加した。

為替レートが有利に動いたことから、アルゼンチン及びアメリカ合衆国以外のすべての国で差益が発生したが、スロベンスケ・エレクトラーネ（Slovenské elektrárne）、マルシネル・エネルジー（Marcinelle Energie）及びエネル・フランス（Enel France）の売却並びにエネル・ディストリビューイサオ・ゴイアス（Enel Distribuição Goiás）（以前のCELGD）及びエナノックの買収を受けて、連結関係の変更があった影響で大部分相殺された。

収益には、企業売却から得た利益に関連した非経常的な項目がいくつか含まれている。2017年度は、その主なものとして、チリのエレクトロガス（Electrogas）に対する出資の処分から得た143百万ユーロの利益が含まれていた。

2016年度は、主に、当グループが20%を保有している関係会社であるGNLキンテロ（GNL Quintero）の売却益173百万ユーロ及びハイドロ・ドロミティ・エネル（Hydro Dolomiti Enel）の売却益124百万ユーロが計上された。

下掲の表は、地理的エリア別の収益の推移を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	38,781	37,045	1,736	4.7%
イベリア	19,994	18,953	1,041	5.5%
南米	13,154	10,768	2,386	22.2%
ヨーロッパ及び北アフリカ	2,411	3,798	(1,387)	-36.5%
北米及び中米	1,187	1,125	62	5.5%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	96	29	67	-
その他、除去及び調整	(984)	(1,126)	142	12.6%
合計	74,639	70,592	4,047	5.7%

売上総利益 2017年度の売上総利益は、スロベンスケ・エレクトラーネ及びEGPNE REPの非連結化並びにエネル・ディストリビューサオ・ゴイアス（以前のCELG-D）及びエナノックの買収を主因とした連結範囲の変更又は当グループの業績の足かせとなった悪天候及び水資源の利用可能状況の悪化によって225百万ユーロのマイナスの影響が生じたものの、2016年度から377百万ユーロ（2.5%）増加して、全体で15,563百万ユーロとなった。為替相場の変動から生じた差益に加えて、売上総利益の増加は、過去数年の投資計画の実施及び当グループが追及している効率性向上計画を反映している。

下掲の表は、地理的エリア別にみた売上総利益の状況を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	6,863	6,618	245	3.7%
イベリア	3,573	3,562	11	0.3%
南米	4,204	3,556	648	18.2%
ヨーロッパ及び北アフリカ	543	762	(219)	-28.7%
北米及び中米	759	833	(74)	-8.9%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	57	14	43	-
その他	(346)	(69)	(277)	-
合計	15,653	15,276	377	2.5%

経常売上総利益は2016年度から381百万ユーロ（2.5%）増加して15,555百万ユーロとなった。2017年度中、経常売上総利益に含まれない非経常的項目が98百万ユーロあり、それには以下が含まれていた。

- ・ エレクトロガスの売却益として、143百万ユーロ
- ・ チリ及びコロンビアでの水力発電プロジェクトの中止による損金、45百万ユーロ

なお、2016年度の非経常的項目は101百万ユーロで、以下を含んでいた。

- ・ GNLキンテロ及びハイドロ・ドロミティ・エネルの売却益としてそれぞれ173百万ユーロ及び124百万ユーロ
- ・ チリ及びペルーでいくつかの水力発電プロジェクトの開発を最終的に中止したことを受けて計上した損失（約196百万ユーロ）

下掲の表は、セグメント別の売上総利益の推移を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	6,863	6,494	369	5.7%
イベリア	3,573	3,562	11	0.3%
南米	4,106	3,578	528	14.8%
ヨーロッパ及び北アフリカ	543	762	(219)	-28.7%
北米及び中米	759	833	(74)	-8.9%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	57	14	43	-
その他	(346)	(69)	(277)	-
合計	15,555	15,174	381	2.5%

営業利益

2017年度の営業利益は9,792百万ユーロで、2016年度（8,921百万ユーロ）から871百万ユーロ増加した。これは、減価償却、アモチゼーション及び減損損失が494百万ユーロ減少したことによる。減損損失は、そのほぼ全てが2016年度には2017年度よりも多額の減損が計上されたことによるものである。2016年度においては、減損は手続上の問題が発生したチリのネルトゥメ（Neltume）川及びチョシュエンコ（Choshuenco）川での水力発電プロジェクト水資源の使用権の価値とアップストリームガス資産の簿価引下げ（それぞれ273百万ユーロ及び55百万ユーロ）、IFRS5の適用を受けてのマルシネル・エネルギーの簿価引下げ（51百万ユーロ）、並びにエネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（Enel Green Power Rumania CGU）及びヌオーヴェ・エネルギーCGU（Nuove Energie CGU）の減損試験をうけての簿価引下げ（それぞれ130百万ユーロ及び92百万ユーロ）によるものであった。2017年度においては、ドイツでエルデヴェルメ・オーバーランドGmbH（Erdwärme Oberland GmbH）を通じて開発が行われていた火力発電資産に関して認識された減損（42百万ユーロ）が計上されたのみであった。

下掲の表は、地理的エリア別の営業利益の推移を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	4,470	4,270	200	4.7%
イベリア	1,842	1,766	76	4.3%
南米	2,970	2,163	807	37.3%
ヨーロッパ及び北アフリカ	306	286	20	7.0%
北米及び中米	553	565	(12)	-2.1%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	15	(5)	20	-
その他	(364)	(124)	(240)	-
合計	9,792	8,921	871	9.8%

経常営業利益は、経常売上総利益に含められていない項目は含まないのみならず、上述の減損の影響を考慮しない。2017年度は9,736百万ユーロで、2016年度より301百万ユーロ（3.2%）増加した。

下掲の表は、地理的エリア別の経常営業利益の推移を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	4,470	4,289	181	4.2%
イベリア	1,842	1,766	76	4.3%
南米	2,872	2,458	414	16.8%
ヨーロッパ及び北アフリカ	348	486	(138)	-28.4%
北米及び中米	553	565	(12)	-2.1%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	15	(5)	20	-
その他	(364)	(124)	(240)	-
合計	9,736	9,435	301	3.2%

純利益

親会社の株主に帰属する純利益は、2016年度の2,570百万ユーロに対して、2017年度は3,779百万ユーロであった。より具体的には、負債に関する純財務費用の減少、バヤン・リソーシズ（Bayan Resources）の売却益、並びにスロバク・パワー・ホールディング（Slovak Power Holding）への投資の簿価引下げ及び同社における持分の処分に関する貸付債権の影響の2年度間の差によってさらに改善された。

さらに、イタリアで法人税率（IRES）が27.5%から24%に引き下げられたこと、及び2017年12月に法人税率を35%から21%に引き下げる税制改革が承認されたことをうけてアメリカ合衆国の居住者たる法人の繰延税金の調整があったことを主因として、税金が減少した。

2017年度の親会社の株主に帰属する経常純利益は3,709百万ユーロ（2016年度は3,243百万ユーロ）で、2016年度から466百万ユーロ増加した。下掲の表は、親会社の株主に帰属する純利益と経常純利益の調整を示したもので、非経常的項目及びそれらがそれぞれ純利益に与えた影響について、税制からの影響及び非支配持分を排除したベースで報告するものである。

（単位：百万ユーロ）

	2017年
親会社の株主に帰属する純利益	3,779
バヤン・リソーシズの売却益	(52)
エルデヴェルメ地熱発電資産の減損	36
チリ及びコロンビアにおける水力発電プロジェクトの中止	11
エレクトロガスの売却益	(37)
スロベンスケ・エレクトラーネへの投資の再評価	(28)
親会社の株主に帰属する経常純利益	3,709

財務に係る情報**純投下資本**

純投下資本（売却目的の純資産241百万ユーロを含む。）は、2017年12月31日現在、89,571百万ユーロであり、これは、親会社株主に帰属する持分及び非支配持分52,161百万ユーロ並びに純金融債務37,410百万ユーロから資金拠出された。2017年12月31日現在における負債／資本の比率は、0.72%（2016年12月31日現在は0.71%）であった。

純金融債務は、前年度末の残高と比べて僅かに変化し、2016年12月31日から143百万ユーロ減少して37,410百万ユーロとなった。

営業からのキャッシュ・フロー

営業からのキャッシュ・フローは2017年度は10,125百万ユーロを計上し、営業総利益の増加並びに引当金の取崩しの減少及び支払税金の減少が正味運転資本の低下を相殺する以上であったことを主因として、前年度と比較して278百万ユーロの増加であった。

資本支出

資本支出は、2017年度においては、主にオブエン・ファイバー（OpEn Fiber）の非連結化によるブラジル、チリ、南アフリカおよびイタリアでの再生可能エネルギーのプラント、を中心に、2016年度から422百万ユーロ減少して、8,130百万ユーロとなった。このうち、6,857百万ユーロは有形固定資産に関する支出であった。

下掲の表は、地理的エリア別の資本支出の推移を示したものである。

(単位：百万ユーロ)

	2017年	2016年	増減	
イタリア	1,812	1,894 ⁽³⁾	(82)	-4.3%
イベリア	1,105	1,147	(42)	-3.7%
南米	3,002	3,069	(67)	-2.2%
ヨーロッパ及び北アフリカ	307 ⁽¹⁾	265 ⁽⁴⁾	42	15.8%
北米及び中米	1,802 ⁽²⁾	1,832	(30)	-1.6%
サブサハラ・アフリカ及びアジア	30	304	(274)	-90.1%
その他、除去及び調整	72	41	31	75.6%
合計	8,130	8,552	(422)	-4.9%

(1) 「売却目的」に分類されるユニットに属する44百万ユーロは含まれていない。

(2) 「売却目的」に分類されるユニットに属する325百万ユーロは含まれていない。

(3) 「売却目的」に分類されるユニットに属する7百万ユーロは含まれていない。

(4) 「売却目的」に分類されるユニットに属する283百万ユーロは含まれていない。

営業に係る情報

	イタリア	海外	合計	イタリア	海外	合計
	2017年			2016年		
エネルによる純発電量 (TWh)	53.5	196.4	249.9	60.9	200.9	261.8
エネル配電網による送電量 (TWh) ⁽¹⁾	227.3	217.9	445.2	224.1	202.6	426.7
エネルの電力販売量 (TWh)	103.2	181.6	284.8	94.1	168.9	263.0
エンドユーザーに対するガス販売量 (十億立方メートル)	4.8	6.9	11.7	4.6	6.0	10.6
年期末従業員数 (人)	31,114	31,786	62,900	31,956	30,124	62,080

(1) 2016年度の数値は送電量をより正確に測定した数値である。

2017年度のエネルによる純発電量は、イタリア及び海外での発電量が減少したこと（イタリアで-7.4TWh、海外で-4.5TWh）により、2016年度と比べて11.9TWh（-4.5%）減少した。イタリアでの発電量の減少は、主に、従来型の火力発電の減少に起因したものである。海外での減少は、7月末のスロベンスカ・エレクトラーネの非連結化（-7.5TWh）の影響がスペイン及び南米での発電量の増加を相殺する以上であったことに起因している。

発電の技術的側面からみると、前年度からの変化は、主に、原子力発電（-7.0TWh）、石炭及び石油による火力発電（-4.7TWh）及び水力発電（-4.7TWh）の減少に起因しているが、これらの影響は、部分的にはあるが、天然ガスによる発電（+4.1TWh）及びソーラー発電（+1.4TWh）によって相殺された。

なお、エネルの2017年度の発電量の33%は再生可能資源によるものであった。

エネル配電網による送電量は、2017年度は、主にエネル・ディストリビューイサオ・ゴイアス（以前のCELG-D）の買収を反映して、前年度から18.5TWh（+4.3%）増加し、445.2TWhとなった。

エネルの電力販売量は、2017年度は、前年度と比べて21.8TWh（+8.3%）増加し、284.8TWhとなった。これは、イタリア、南米及びスペインの市場での販売量の増加（イタリアでは+9.1TWh（最も増加が多かったのは、ビジネス顧客向けセグメントであった。）、南米では+11.6TWh、スペインでは+3.0TWh）がルーマニア、フランス及びスロバキアで販売していた分の減少（これらの市場から当グループが撤退したことによる。）で一部相殺された状況を反映している。

環境、社会及びガバナンスに関する指標

	2017年	2016年	増減	
「ゼロ・エミッション」発電（全体に対する割合(%)）	43.3	45.6	(2.3)	-5.0%
純発電量からの二酸化炭素実質排出量合計（gCO ₂ /kWh _{eq} ） ⁽¹⁾	411	395	16	4.1%
火力発電所の平均効率性（%） ⁽²⁾	40.7	40.0	0.7	1.8%
二酸化硫黄実質排出量（g/kWh _{eq} ） ⁽¹⁾	0.84	0.82	0.02	2.4%
窒素酸化物実質排出量（g/kWh _{eq} ） ⁽¹⁾	0.79	0.75	0.04	5.3%
微粒子実質排出量（g/kWh _{eq} ） ⁽¹⁾	0.27	0.22	0.05	22.7%
ISO14001認定の純効率限度容量（全体に対する割合(%)）	99.0	97.9	1.1	1.1%
エネル負傷事故発生率 ⁽³⁾	1.20	1.25	(0.05)	-4.0%
エネル重傷・重症事故率 ⁽⁴⁾	0.058	0.050	0.008	16.0%
エネルにおける重傷・重症及び重体事故(件数)	6	5	1	20.0%
請負業者における重傷・重症及び重体事故（件数）	20	12	8	66.7%
倫理規定侵害の立証（件数） ⁽⁵⁾	27	21	6	29.0%

(1) 実質排出量は、再生可能資源発電、原子力発電、単一火力発電並びに電力及び熱の熱電併給（MWh相当の熱の寄与を含む。）の合計に対する、単一火力発電並びに電力及び熱の熱電併給からの合計排出量の割合として計算されている。

(2) イタリアにおいて閉鎖段階にあるか、又は火力発電所の中での重要性が低い石油及びガスの発電所を含まない新しい方法で計算されたパーセント値。この数値には、ロシアの火力発電所での熱電併給工場での消費及び発電についても勘案されていない。平均効率性は、工場数を基準として、生産量に基づいて加重して計算されている。

(3) この指標は、労働時間（百万単位）に対する負傷者数合計の割合として計算されている。

(4) この指標は、労働時間（千単位）に対する損害による逸失日数の割合として計算されている。

(5) 2016年度に受領した報告の分析は、2017年度に完了した。かかる理由により、2016年度の侵害の立証数は18件から21件に修正された。

2050年度に向けての低炭素化目標に沿って、主にブラジル、ペルー及びアメリカ合衆国で、合計約2.8GWの再生可能エネルギーによる発電能力が設置された。しかし、2017年度のゼロ・エミッション発電は、全発電量の約43%相当であり、スロバキアの発電所、ベルギー及び北米での非連結化を反映して、前年度を下回った。二酸化炭素排出量は、絶対値ベースで2016年度より僅かながら減少したが、当グループの総純発電量の減少により、二酸化炭素の実質排出量は、前年度より4%増加した(411g/kWh_{eq})。

その他の実質大気排出量の数値は、発電量が減少した結果、2016年度をわずかに上昇した。微粒子量は約23%増加したものの、これは、ロシアでの石炭火力発電の増加を反映したものである。ただし、これらの数値は、2020年度に向けた当グループの目標に沿ったものであった。

火力発電所の平均効率性は2016年度から実質的变化はなかった。

エネル・グループは、全ての活動（発電所、配電網、サービス、財産、販売その他）をほぼ100%カバーする環境マネジメント・システムを設けている。証明に一定の時間を要する新しい発電所又は新たに取得若しくは建設された設備を除き、業務全体について証明を受けている。

エネル・グループの従業員の負傷頻度及び重症率はそれぞれ1.20（2016年度は1.25）及び0.058（2016年度は0.050）であった。

2017年度中、エネルの職員の死亡事故は2件、重大事故は4件発生した（。エネルの請負業者の従業員のかわった死亡事故は11件、重大事故は9件発生した。

倫理規定の侵害の報告件数は2017年度は123件であったが、2017年度中に行われた分析により、27件が侵害に分類された。

「第一部―第3―7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」も参照のこと。

2【生産、受注及び販売の状況】

「第一部―第3―1 業績等の概要」及び「第一部―第3―7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

3【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

2017年11月に発表された当グループの2018-2020年度戦略計画では、その実施のさらなる進展及び加速とともに、戦略の鍵となる柱が確認された。デジタル化及び顧客重視は、株主に対して魅力的な見返りを提供し、全ての利害関係者にとって持続可能で長期的な価値を創出するという観点から、引き続き戦略の主要な実現要素である。具体的には、当グループの2018-2020年度戦略計画は、以下に焦点を合わせている。

- ・デジタル化：2018年から2020年の間の累積増分EBITDAを1.9十億ユーロとすることを目標に、エネルの資産基盤、業務及びプロセスをデジタル化して接続性を強化するため、5.3十億ユーロの投資を行う。
- ・顧客重視：2020年のEBITDAについて3.3十億ユーロを目標とし、そのうちの2.9十億ユーロは小売りの電力及びガス部門によるものとし、400百万ユーロは、67百万人の顧客並びに2020年には非規制市場において35百万人近くになると予想される電力及びガスの顧客を活用したエネルXによるものとする。
- ・事業の効率性：2020年には、2017年に対して実質ベースで1.2十億ユーロの節減を目標とし、そのうちの500百万ユーロはデジタル化に対する投資の拡大を原動力とする。
- ・産業の成長：イタリア、イベリア並びに北米及び中米に投資される資本支出を約80%伸ばすとともに、資本の配分を主にネットワーク及び再生可能エネルギーにおける成熟経済へ移行させる。
- ・当グループのシンプル化及び積極的なポートフォリオ管理：子会社の所有構造の簡素化及び南米における事業会社の合理化を進める。少数株主持分の買取りにさらに焦点を合わせ、2018年から2020年の間の投資目標を2.3十億ユーロに引き上げる。株式買戻しの可能性を最大で2十億ユーロとする。
- ・持続可能な長期的価値の創出：2017年に得られた優れた業績により、当グループは以下の点についてコミットメントを強化した。SDG4（質の高い教育）につき、前年目標の2倍である800,000人の受益者を目標とする。SDG7（クリーンで利用可能なエネルギー）につき、目標が3百万人の受益者であることを確認する。SDG8（ディーセント・ワーク（働きがいのある人間らしい仕事）及び経済成長）につき、前年目標を2倍にして3百万人の受益者を目標とする。SDG13（気候変動への活動）につき、2020年までに350グラム-CO₂/kWh未満を目標とすることが確認された。
- ・株主の利益：配当の支払いは2018年から当グループの正味経常利益の70%とすることが確認された。1株当たりの最低配当は、2018年において0.28ユーロに設定された。

2018年における展望：

- ・イタリアにおける第2世代スマートメーターの導入が促進され、イベリアにおける導入が完了するとともに、デジタル化に対する投資が継続される。OpEnファイバーによる光ファイバーの拡張も促進される予定である。
- ・特にイタリアにおける新たな顧客経験プラットフォームが始動し、フレキシビリティ及び電気自動車事業におけるエネルXの活動が促進されるとともに、世界規模で顧客重視戦略が利益をもたらす。
- ・2020年の現金費用の目標を10.3十億ユーロにするとともに、デジタル化により後押しされる業務の効率性が大幅に前進する。
- ・EBITDAの成長目標を1.1十億ユーロにするとともに、ネットワーク及び再生可能エネルギーに重点を置いた産業の成長が利益をもたらす。
- ・チリにおける資産の再構成とそれに関連する少数株主の減小が完了し、また、メキシコにおける再生可能資産のBS0転換が完了するとともに、当グループのシンプル化及び積極的なポートフォリオ管理がさらに前進する。

戦略計画の実現要素及び鍵となる柱のそれぞれにとって進展が達成されることにより、2018年の業績／財務目標を確認することができる。さらに、上述の主要な要素に基づくと、当グループの2018-2020年度戦略計画を支える業績及び財務目標は、以下のとおりである。

		2018年	2019年	2020年	CAGR 2018～ 2020年
経常EBITDA	十億ユーロ	～16.2	～17.2	～18.2	～+6%
正味経常利益	十億ユーロ	～4.1	～4.8	～5.4	～+15%
最低配当額	1株当たりユーロ	0.28	-	-	-
配当性向	%	70	70	70	-
FF0/純金融負債	%	27	29	31	～+4 p.p

「第3 事業の状況－4 事業等のリスク」及び「7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

(2) 経営環境

「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

エネルグループは、イタリア、スペイン及び南米における主軸の総合公益事業会社として、また電力及びガスの生成（従来型の生成に加えて、エネル・グリーン・パワーを通じた再生可能エネルギー資源からの生成）、配送並びに販売の分野における第一線の国際事業会社の1つとして、主導的地位を維持している。事業上の、そして地理的な多様化は、課題の多いマクロ経済状況に向けた当グループの戦略の弾力性を裏付けるとともに、将来の成長に向けて前進する道を開いている。

地理の多様性及び発電形態の融合という独自の組み合わせに、65.5百万超のエンドユーザー顧客のポートフォリオを活用するダウンストリームセグメントにおける強力なポジションが相まって、エネルは同業他社に対して競争優位性を有している。2017年度において、EBITDAの75%超は、規制又は準規制対象業務（PPA又は特別形態に基づくネットワーク及び発電（従来型及び再生可能資源）を含む。）に由来している。さらに、発電の約45%はCO₂フリーであり、これは顧客及び政府の双方が環境保護及び企業の社会的責任をより一層評価している世界において成長推進力となっている。

これに関連して、当グループは、戦略計画の水準を超えた活動を推進するための以下の戦略目標を定めた。

1. 事業の効率性：かかる目標の追求によって、燃料開発のために資源を発掘し放出することができ、また革新及び新たな事業目的を追求するための創造性を解放することもできる。
2. 産業の成長：これは、技術的には集中し、地理的には多様化していく。成長は徐々に緩やかとなり、それゆえに、数年間にわたる調整及び実際の展開の双方においてより柔軟に、かつ管理可能となる。
3. グループのシンプル化及び積極的なポートフォリオ管理
 - a. シンプル化は、グループの複雑化の軽減を促進し、事業ライン間の統合を強化し、そして会社構造を合理化するものである。経営陣は、適切な成長基盤を創設するため、2014年にイベリア地域とラテンアメリカ地域とを分け、2015年にはラテンアメリカ事業の複雑な再構築に着手したが、それにより、エネルシス・アメリカとエネルシス・チリが設立され、エネル・グリーン・パワーが統合され、また水力発電事業の資産が再生可能エネルギー事業ラインに移転した。さらに、現在では国レベルでラテンアメリカ事業のシンプル化が続けられている。
 - b. 積極的なポートフォリオ管理は、ユニットの事業に健全な緊張を与えるために資産を循環させる戦略である。また、当グループがシナリオの展開に順応することをより容易にする。
4. 魅力的な株主の利益：新たな配当方針では、当グループの株主に対して短期から中期にかけて最低限の利益を保証することが目指された。2017年において1株当たり0.21ユーロ、2018年において0.28ユーロを最低DPSとし、2018年から2020年の間に65%の配当性向に改善することを目指している。

さらに、戦略計画2017-2019は、当グループの株主のための価値創造の加速を実現する戦略として（i）デジタル化（効率及び成長を持続させるため）並びに（ii）顧客重視（長期顧客ポジションへのシフト並びにエネルギー市場の進展及び規制変更からの機会を利用することで、当グループの顧客提案を実質的に高めるため）といった、2つの追加的方策を導入した。2018-2020年度戦略計画により、当グループのSDGに対するコミットメントによって確認された持続可能な長期的価値の創出という柱が、既に組み込まれていたものとして明確化された。

より具体的には、エネルは、以下の価値連鎖に沿って個別に対応している。

- ・従来型発電においては、電池エネルギー貯蔵システムのような技術革新によりもたらされた機会を活用する新たな事業モデルの展開に重点を置きつつ、成長の予測可能性を確保するために長期価格シグナルに焦点を当てて、成熟市場におけるプレゼンスを再形成し、新興市場における容量を増やすこと
- ・再生可能資源発電においては、成熟市場におけるプレゼンスを強固にし、新興市場における位置付けを強化すること、また、新たな国に参入すること
- ・配電においては、世界規模の事業者として積極的な役割を果たし、デジタルインフラストラクチャー基盤を創設するためにデジタル化を推し進めること
- ・小売においては、顧客基盤の拡大及び多様な製品の提供により、新たなダウンストリーム業務にも注視しながら、顧客の重要な役割を活用すること。長期顧客ポジションは、統合された利益をよりよく管理できるため主要な価値の推進力として、すなわち、商業露出及び価値連鎖に沿った価値の移行機会の獲得に対する緩和要因として捉えられる。
- ・当グループはまた、住居用顧客、大中小企業及び公的機関に対して幅広い非商品及びデジタルソリューションを提供することや移動性に重点を置いた新たな国際事業ラインであるエネルXを創設した。より具体的には、4つの製品ラインが創設された。
 - －e-インダストリー：大規模な商業顧客及び産業顧客に対するソリューションを提供する。目標は、柔軟性に関連した活動に特に重点を置きながら、この市場において「サービスとしてのエネルギー」セグメントを主導することである。
 - －e-モビリティ：電気自動車業界において技術的リーダーとなることを目標に、住居用から産業用及び公用の全ての顧客向けセグメントをカバーしている。
 - －e-ホーム：住居用顧客へのソリューションを提供する。
 - －e-シティ：公的機関及び地方自治体に対する統合的なエネルギーサービスを提供し、光ファイバー卸売サービスのような接続性を提供する。

2017年5月、新たな戦略の実現要素として、エネルの取締役会は、事業ラインと地理的地域の基盤に基づく新たな組織構造変更を検討し、承認した。

- ・国際事業ライン（国際インフラストラクチャ及びネットワーク、国際火力発電、国際取引、国際再生可能エネルギー及びエネルX）：当グループが事業を行う様々な地理的地域において用いられる資産の管理及び開発、パフォーマンスの最適化及び投下資本のリターンについて責任を負う。その主な重要業績評価指数（KPI）は、ベストプラクティスを追求するために絶えず基準に従って評価される維持活動とともに多様な地域にわたる、維持及び成長の間での資本支出の効率的な配分並びに運営費用の効率性である。
- ・地域及び国（イタリア、イベリア、ヨーロッパ及び北アフリカ、南米、北米及び中米、サブサハラ・アフリカ及びアジア）：当グループが事業を展開している国々において、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、国際事業ライン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。当グループの全体目標を遂行するために、国際事業ライン及び地域又は国はそれぞれ、以下に述べるように、独自の責任及び個別戦略を掲げている。

国際インフラストラクチャ及びネットワーク事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

- ・サービスの質のレベル及び目標の投資リターンを最大化しながら、資本支出の配分を最適化すること
- ・事業効率性を最大化させ、相乗効果を有効利用し、また最先端技術を導入して、インフラストラクチャ及びネットワーク業務を管理すること
- ・インフラストラクチャ及びネットワーク事業ポートフォリオを発展させること

国際火力発電事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

- ・発電フリート事業を管理し維持し、事業効率性を最大化し、そして地域をまたぐ相乗効果を有効利用すること
- ・目標の投資リターン及び技術性能基準を最大化しながら、資本支出の配分を最適化すること
- ・新規に事業を展開する国及び既に事業を行っている国の双方において発電事業を発展させること
- ・必要なエンジニアリング及び建設活動を実行すること

国際取引事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

- ・金利市場において、また一定のリスク制限内で、総エネルギーマージンを最大化すること
- ・国際ポートフォリオのヘッジ戦略及び商品リスクエクスポージャーを最適化すること
- ・発電所フリートの地域分散、ガス及びその他燃料（例えば石炭、石油コークス、石油製品、バイオマス）の供給並びに関連物流及び運営、さらには在庫管理を通じて、生産を最適化すること
- ・卸売市場におけるガス（LNGを含む。）及び電力並びにその他のエネルギー商品、エネルギーデリバティブ及び構造的エネルギー製品を取引し、関連する組織活動を行うこと
- ・アップストリームガス資産の段階的廃棄プロセスを管理すること

国際再生可能エネルギー事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

- ・再生可能資源からのエネルギー生成に関する当グループの業務を展開し管理すること
- ・再生可能エネルギー発電フリート事業を管理し維持すること
- ・必要なエンジニアリング及び建設活動を実行すること

エネルX事業ラインは、以下について当グループレベルで責任を負う。

- ・ソリューションのポートフォリオを管理すること、また、既に事業を行っている国及び新規に事業を展開する国の双方において顧客基盤を育成すること
- ・ベストプラクティスを活用しながら、発案から技術展開まで、テストから商品化、販売、営業及びアフターケアまで、といったライフサイクルの全体を管理することにより全てのソリューションを革新し展開すること
- ・既に事業を行っている国及び新規に事業を展開する国の双方において、株式取引も通じて、新たなテクノロジーを発掘し、新たな事業モデル及び収益の流れを展開すること

各国及び各地域は、適切なビジネス環境及び顧客との親和を確保すること、EBITDA、キャッシュ・フロー及び収益目標に対する責任を国際事業ラインと共有すること、そして以下の関係するペリメーターを管理することに責任を負う。

- ・当グループの利益に影響を及ぼす機関、規制当局、メディア及びその他のステークホルダーとの関係
- ・商品プロセス及び関係経済圏に対する責任とともに、関係ポートフォリオの商業化を通じた、地域の顧客基盤の開発
- ・費用に対する責任とともに、効率性及び質を最大化する、国レベルで存在する事業ラインに対するスタッフ業務及びサービス
- ・エネルギー管理への統合アプローチに特に重点を置いた、国内に存在する事業ライン間の統合

4【事業等のリスク】

事業の性質上、当グループは特に、金融リスク産業及び環境リスク並びに規制リスクといった多様なリスクにさらされている。これらのリスクに対するエクスポージャーを軽減するために、エネルでは、以下に記載のとおり、活動の個別の分析、測定、監視及び管理を行っている。

これらのリスクの根本的な基礎となる要素の分析については、「第2 企業の概況－3 事業の内容」の項も参照のこと。

市場の競争及び規制環境の発展に関連する戦略リスク

2017年11月21日、エネル・グループは、金融界に2018-2020年度戦略計画を発表した。これは、当グループの戦略的指針並びに業績及び財務目標を提示したもので、その発表に際して用いられた文書「キャピタル・マーケット・デイ - 2018-2020年度戦略計画」は、エネル・グループのウェブサイト（www.enei.com）のインベスター・リレーションズのセクションで公開されている。

エネル・グループの戦略計画は、エネル・グループの全てのビジネスライン及び関係する国／地域が関わるプロセスによって実施される。このプロセスで、親会社が提示する戦略的指針を基礎に行動計画が策定される。これらの計画は、最終的に当グループの戦略計画として纏められる。

エネル戦略計画は、とりわけ、計画策定時点で経営陣が今後発生すると考える事象及び経営陣が実施を意図する行動に関する一定の想定、並びに、実際に発生するかどうかの本質的に経営陣の支配の及ばない外部可変要因に依存するものであることから、必ずしも実際には起こらないかもしれない将来の事象や経営陣の行動に関する一般的な想定に基づいて策定される。より具体的には、戦略計画は、事業のシナリオ及びポジショニングに関する想定に基づいている。前者には、電気、ガス、燃料及び原材料価格の動向、それぞれのグループが業務を行う市場での電気及びガスの需要の推移、マクロ経済的指標の動向、並びに規制の枠組みの発展の動向が含まれる。

2018-2020年度戦略計画は、2018年度、2019年度及び2020年度についての後述の予測及び予想、並びに2018年度乃至2020年度の平均成長率をはじめとした、これらの想定に基づいて作成される。目標の達成は、必ずしも起こらないかもしれない将来の事象及び行動に関する一般的及び仮定的な想定を含め、将来の事象及びエネル・グループが実施しようと計画している行動に関する想定に基づいている。そのため、将来の事象及び経営陣が実施し又は将来実施することを予定した行動に関する仮定に基づいており、本来的な一定程度の主観性及び不確実性、また、特に、これらの事象から発生する可能性がある予測された事象及び行動が実際には起こらず、又は当初の計画とは異なる時間もしくは異なる量で発生するリスクや、計画策定時点では予見不能だった事象及び行動が実際には発生するリスクを伴っているという特徴がある。従って、最終的な結果と予測した数値とは大きく異なるものとなる可能性がある。

さらに、当グループが事業を展開している市場及び業界は、現在、段階的かつ拡大的な競争並びに競争面、技術面及び規制面の変化を経験しており、その展開のタイミング及び速度は国ごとに異なっている。こうした経緯により、当グループは、競争の激化にさらされている。

当グループがかかる市場に通常参加することで生じる事業リスクは、技術革新、多様化及び地理的拡大に向けたさらなる取組みとともに、価値連鎖に沿って統合することにより対処している。具体的には、ダウンストリームを最終市場に統合すること、電源構成を最適化すること、コスト・リーダーシップを通じて発電所の競争力を高めること、潜在的に見込みのある新たな市場を模索すること、また各国における適切な投資計画をもって再生可能エネルギー源を開拓することといった目的で実施されたイニシアチブにより、自由市場における顧客基盤を拡大させた。

当グループは、しばしば規制市場において、又は規制制度の下で業務を行っている。かかる市場及びかかる制度下での業務に適用される規制の変更並びに当グループが従わなければならない関連する指示及び要件は、当グループの業務及び業績に影響を及ぼす可能性がある。

かかる諸要因が生み出す可能性のあるリスクを軽減するために、エネルは、各国政府及び規制機関とより緊密な関係を築き、規制を不安定にする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。

二酸化炭素の排出に関連するリスク

二酸化炭素（CO₂）の排出は、当グループの業務に最も大きな影響を及ぼす可能性のある要因の1つであるとともに、環境保護に当たり当グループが直面する最も大きな課題の1つでもある。

排出権取引制度に適用されるEUの法制は、電力業界に対してコストを強いるものである。CO₂規制に関連するリスク要因を軽減するために、当グループは、EU及びイタリアの立法の動向及び施行を監視し、再生可能エネルギー及び原子力に重点を置いた低炭素技術及び資源の利用に向けて発電構成を分散し、競争的な価格で排出権を取得するための戦略を策定するほか、とりわけ発電所の環境パフォーマンスを向上させ、エネルギー効率を高めている。

金融リスク

業務の一環としてエネルは、適切に軽減できなかった場合は、当社の業績に直接的な影響が生じる多様な財務リスクにさらされている。これらには、市場リスク、信用リスク及び流動性リスクが含まれる。

エネルが採用した金融リスクのガバナンス・アレンジメントは、方針の設定及びリスク管理の監視、並びに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当グループ及び各地域、国及び国際事業ラインレベルでの特別な方針の策定及び実施に責任を負う特別な内部委員会（上級経営陣で構成され、最高経営責任者が委員長を務めている。）を設置している。

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、国及びグローバルのビジネスライン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42を参照のこと。

市場リスク

当グループがさらされている市場リスクは、商品価格、為替レート及び金利の変動と関係している。

市場リスクを業務上の限度内に留めるために、エネルは、デリバティブも使用している。

商品価格及び供給の継続性に関連するリスク

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にさらされており、これは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。

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

為替リスク

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、会計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、為替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
- ・商業的關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、ユーロ以外の通貨で会計を行っている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為替リスクにさらされている（換算リスク）。

為替リスク管理方針は、換算リスクをヘッジするのではなく、当グループの会社がさらされている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。

金利リスク

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の価値が予期せぬ変化を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市場での金融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。

信用リスク

当グループは、商業上の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、相手方の信用力が悪化し、想定される債権者としての価値に悪影響が及ぶ、また売上債権に限って言えば、平均回収期間が増加するという可能性である。

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、並びに担保もしくは無担保の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。

また、当グループは、償還請求権の伴わない債権を譲渡する取引を行っている。かかる取引によって、当該譲渡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、（信用状況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、ネットティングの取決め）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。

流動性リスク

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又は好ましくない条件でしか履行できないリスクである。

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、当グループの業績及び財務状態に悪影響が及ぶ。

2017年度は、格付会社であるムーディーズ及びフィッチがエネルに付与した格付けに変更はなかったが、スタンダード・アンド・プアーズは、エネルの格付けを「BBB」から「BBB+」に引き上げた。その結果、当年度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「BBB+」、そして(iii)ムーディーズが安定的見通しの「Baa2」、となっている。

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。

カントリーリスク

現在、エネル・グループの総収入のうち50%を超える部分を海外事業からの収入が占めるようになっている。当グループは、南米、北米、アフリカ及びロシア等の地域で業務を行っており、こうした大幅な国際化によって、エネルにとって、カントリーリスクを検討し評価することが必要となっている。カントリーリスクには、マクロ経済、財務、規制、市場、社会及び地政学的リスクがあり、これらが顕在化することによって収益に悪影響が生じ、又は、企業資産が危険にさらされる可能性がある。したがって、エネルは、事業を行っているそれぞれの国のカントリーリスクを評価するモデルを採用している。このモデルは、カントリーリスクを軽減するために、資本配分及び投資評価プロセスをサポートしている。

2017年度は、世界的景気回復及び国際貿易の強化に特徴付けられる1年であった。2016年度末に現れた景気浮揚の兆しが2017年度に確認される形となった。経済は、循環的要因によって押し上げられるとともに、拡張的金融政策によって刺激を受けて、急速な拡大を見せた。世界的環境が改善し、コンフィデンス・レベルが上昇しても、政治的及び経済的リスクは存在する。

前者には、例えばスペインでの緊張状態、NAFTA再交渉の協議、及び英国のEU離脱関連、あるいはアメリカ合衆国と北朝鮮の関係悪化などが含まれる。特に、リスクを評価するうえで、ブラジルは、中程度のクラスに留まってはいるが、社会経済的要因に関連したリスクはわずかに増加している。ブラジルにおける政治的不安定さは、同国のポテンシャルの引上げにつながる構造改革の実施を遅らせている。いくつかの欧州諸国では、選挙結果が政治的緊張を和らげるものとなり、リスクは極めて低い水準のまま変化はなかった。

経済的要因としては、生産性を向上させるために必要な投資を行いながら財務バランスを維持できるかどうかに関連したリスク、景気循環へのエクスポージャーが高まることになる南米諸国の多様化の欠如に関連したリスク、また、保護主義的政策の蔓延に関連したリスクがある。財務的見地からは、中央銀行がその方針を徐々に正常化していることで金融市場のボラティリティが高まる可能性があることは注目を要する。世界的金融システムは、経済状態が良好であることにも助けられ、このセクターでの規制水準が高まった結果、前年度と比べてより堅固な事業基盤を確保している。

産業及び環境リスク

異常気象及び現在の気候シナリオのなかでの自然災害

現在の気候シナリオで、当グループは、異常気象又は自然災害によって資産及びインフラストラクチャに損害を被るリスク、並びにその結果長期にわたってそれらの資産が利用できなくなるリスクにさらされている。これらのリスクを軽減するために、当グループは、同時に資産の近隣のコミュニティ及びエリアが被る可能性のある影響を縮小することも視野に入れ、最もリスクにさらされている資産が存在するエリアを常に監視し天候を予想する、最も先進的な予防及び保護戦略を取っている。さらに、異常気象又は自然災害に最もさらされた資産の回復力を増強するために、さまざまな方策を講じている。

当グループが業務を行うエリアはすべて、ISO14001認証を受けており、重大な問題が速やかに発見できるよう、国際的に認められている環境マネジメント・システム（EMS）を実施してリスクの潜在的発生源を監視している。

気候変動の軽減及び変動への適合の失敗

気候変動への取り組みは世界的な課題のひとつであり、当グループにとっても、様々な中/長期的リスク要因をもたらしている。これには、気候変動への取り組みに付随した立法及び規制上の変更に関連したリスクも含まれる。気候の漸変（大気温・海水温など）が当社の資産の運用に及ぼす影響に関連したリスクを評価する作業も行われている。

さらに、当社の事業及び活動に与える影響を評価するため、気候変動に関連した社会経済的変容が分析されている。

気候変動を軽減する努力が奏功しない場合の主たるリスクを評価し数量化するために、ブルームバーグの気候関連財務情報開示タスクフォースの指摘にそって、長期的気候シナリオの分析が始められた。課題の中心は、主たる気候関連の変数（漸变的なものと異常気象的なもののいずれも。）の展開がエネルの事業に与える可能性のある影響の分析である。これらのシナリオは、考えられる事業への経済的及び財務的影響を評価し、また当グループの戦略並びに関連するリスク管理及びガバナンスの取決めを評価するために使用される。国内及び国際規制当局・機関との間で透明性のある建設的な関係を維持しながら、地域及び国家レベルでの規制の展開及び実施を監視するためにの絶え間ない努力がなされている。

当グループはまた、2050年度の「ゼロ・エミッション発電」の実現を第一の、また最優先のゴールとして、排出削減目標を通じて既存の活動が環境に与える影響を継続的に改善することにも尽力している。エネルは、COP21の目標に従って、これまで以上の低炭素を実現する技術及びサービスの開発を通じて成長する戦略を採用している。

サイバー攻撃リスクに関するリスク

デジタル化及び技術革新の時代にあって、組織は、今まで以上にサイバネティック攻撃にさらされることになった。その攻撃は、それを取り巻く環境の変化を一因として、従前より頻度も高まり、また、より手の込んだものとなってきている。当グループの組織が複雑であることや、それを取り巻く多くの環境（データ、人材及び産業界）によって、当社の資産は攻撃のリスクにさらされている。エネル・グループは、従来の情報技術部門と、産業部門に密接にリンクした運用技術分野と、スマートな「対象」のネットワーク化に関連したモノのインターネットとを統合する「システムチックな」ビジョンに基づいてこれらのリスクを管理するモデルを採用している。特に、エネルは、サイバー・セキュリティ活動を導き管理するものとして「サイバー・セキュリティ・フレームワーク」を採用した。これは、ビジネス分野の関与、立法、規制及び法的要件及び提言の実施、入手可能な最良の技術の使用、特別な業務プロセスの整備、並びに従業員への情報提供を定めている。サイバー・セキュリティ・フレームワークでは、「リスク・ベース」のアプローチ並びにアプリケーションからプロセス、サービスに渡る全ライフサイクルにおける適切なセキュリティ上の措置を定義する設計・開発モデルに基づいて、戦略的決定及び設計活動が行われる（設計によるサイバー・セキュリティ）。エネルはまた、サイバー・セキュリティの脅威及びインシデントに対して工業化された対応をするために、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。これは、国内外で認知・評価されている。

5【経営上の重要な契約等】

事業

デマンド・エナジーの買収

2017年1月11日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、米国を拠点とする知的ソフトウェア及びエネルギー貯蔵システムを専門に扱う会社である、デマンド・エナジー・ネットワーク（以下「デマンド・エナジー」という。）の株式を100%取得した。エネルは、ニューヨーク市のストレージ市場で主導的立場を確立したデマンド・エナジーと協力し、商業及び産業顧客に価値提供を行いつつ、エネルギー管理のリアルタイムでの最適化を可能にし、電力の生産、貯蔵及び消費の方法に革命をもたらす同社の知的ソフトウェア管理プラットフォームである、分散型エネルギー・ネットワーク最適化システム（DEN.OSTM）の展開を拡大する予定である。

エネル・グリーン・パワーがウガンダの病院建設に参加

2017年2月10日、エネル・グリーン・パワーは、ウガンダのエンテベにアフリカにおける新たな中核的小児センターとなる小児外科病院を建設するための、エマージェンシーと建築家レンツォ・ピアノ氏のプロジェクトに参加した。同病院は、ウガンダや近隣諸国の若手の医師や看護師の訓練センターでもあり、同地域における健康水準の向上に大きく貢献することになるだろう。

エネル・グリーン・パワーは、カタールニアの3 Sunの工場で製造される、合計289.24kWp（キロワット・ピーク）規模の2,600の薄膜太陽電池モジュールを提供し、この新設病院にエネルギーの自律性と持続可能性を与える。

ブラジルの電力配送会社CELG-Dの買収完了

2017年2月14日、エネルの子会社であるエネル・ブラジルは、ブラジルのゴイアス州の電力配送会社であるセルグ・ディストリビューサオ（以下「CELG-D」という。）の株式資本約94.8%の買収を、総額2.187十億ブラジルレアルで完了した。原契約では、CELG-Dの残りの株式は同社の現社員及び退職者に与えられることになっており、これら社員が買い取らなかった株式の購入が5月に可能になった。

CELG-Dの買収により、ブラジルの電力配送部門におけるエネルの存在感が拡大し、エネルのブラジルにおける顧客基盤は7百万人から10百万人に増加するとともに、エネル・ブラジルは国内で2番目に大きい電力配送会社へと成長した。

ザンビアにおける電力購入契約

2017年4月4日、エネル・グリーン・パワーは、ザンビアの国営公共事業会社であるZESCOとの間で、国営投資持株会社であるインダストリアル・ディベロップメント・コーポレーション・リミテッド（以下「IDC」という。）が開始したスケーリング・ソーラー・プログラムに係る第1回入札の後、6月に取得した34MW規模のンゴニエ太陽光発電プラントについて、25年間の電力購入契約を締結した。ンゴニエはザンビア南部のルサカ南部複合的経済特区に位置しており、エネルに対する太陽光発電容量の付与は、ザンビアの再生可能エネルギー市場へ当グループが進出したことを示す出来事となった。エネルは、年間約70GWhの発電が見込まれる新しい太陽光発電プラントの建設に約40百万ドルを投資していく予定である。ンゴニエは、エネル・グリーン・パワーが80%、IDCが少数持分20%を保有する特別目的事業体によって所有される予定である。

オーストラリアにおける太陽光発電プロジェクトの取得

2017年4月10日、エネルは、子会社であるエネル・グリーン・パワーとダッチ・インフラストラクチャ・ファンドとのジョイントベンチャーを通じて、現在オーストラリアで最大の太陽光発電建設準備計画である275MW規模のバンガラ太陽光発電プロジェクトの第1段階として、137.5MW規模のバンガラ・ソーラー・ワンを、オーストラリアの開発業者から取得する契約を締結した。

プロジェクトの第2段階であるバンガラ・ソーラー・ツールの取得は、2017年7月末に実行された。バンガラ・ソーラー・プロジェクトは、オーストラリア南部のポート・オーガスタの近くに所在している。275MW規模のこのプロジェクトへの上記ジョイントベンチャーによる投資総額は、エネルの約157百万ドルの出資を含めて、約315百万ドルにのぼる。投資総額は、株式及び地方銀行と国際銀行の共同によるプロジェクト・ファイナスを通じて調達される予定である。同プロジェクトでは既に、オーストラリアの大手公益事業体であるオリジン・エナジーとの間で長期電力購入契約が締結されている。バンガラ・ソーラー・ワンの建設は、7月に開始されて、2018年第3四半期に完成する予定で、バンガラ・ソーラー・ツールの建設は12月に開始されて、2019年第1四半期に完成する予定である。

E-ディストリビューティー・ムンテニア及びエネル・エネルギア・ムンテニアに対する追加分の取得

2017年4月10日、エネル・インベストメント・ホールディング（以下「EIH」という。）は、SAPE（政府保有の株式を所有するルーマニア国営持株会社）からE-ディストリビューティー・ムンテニア及びエネル・エネルギア・ムンテニアの株式資本約13.6%を、総額約400百万ユーロで取得する取引を完了した。この取引によって、EIHは、これら2社に対する支配権を、以前保有していた64.4%から株式資本約78%までに増加させた。この買収は、2012年11月にSAPEがプットオプションを行使した結果である。プットオプションの行使に際し、SAPEは約520百万ユーロという価格を要求したが、EIHはこの価格に異議を唱えた。株式の価格に関する合意が不成立となった後、2014年、SAPEはパリの国際商業会議所で仲裁手続を開始し、上記金額及びその金利約60百万ユーロの請求を申し立てた。2017年2月3日の決定において、仲裁廷は、プットオプションを行使した際の株式の購入価格を約400百万ユーロに設定して、SAPEによる請求額から100百万ユーロ超減額し、金利に関する請求は棄却した。

タインマス・エナジー・ストレージの買収

2017年5月16日、エネルは、ヨーロッパのエネルギ・プロジェクト開発業者及び運業者であるエレメント・パワーから、タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドの持分100%を取得することによって、英国ニューキャッスルに所在するタインマスの独立型バッテリーのエネルギ貯蔵システムプロジェクトを購入した。建設準備プロジェクトは、2018年上半期に完成する見込みであり、容量25MW（12.5MWh）のリチウムイオンバッテリーが使用される予定である。このプロジェクトに対するエネルの投資総額は、建設投資も含めて合計約20百万ユーロになると見込まれる。

タインマスは、ナショナル・グリッド社との4年間の高速周波数反応（EFR）契約から支援を受けているが、これは、グリッド調整サービスを提供するための昨年のEFRの入札において、当該プロジェクトに付与されたものである。同プロジェクトは4年後に、付帯的サービス及び電力容量市場での入札に参加する予定である。

スペインにおける風力発電容量の付与

2017年5月17日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、2020年度までにエネルギー消費の20%を再生可能エネルギーによって供給するという目標を達成すべく、スペイン政府が開始した3,000MWの再生可能エネルギーの入札において、540MWの風力発電容量を付与された。エネル・グループは、この風力発電容量の建設に約600百万ユーロを投資する予定であり、これは現行の戦略計画において構想されている投資の一部である。2019年までに稼働を開始することが見込まれているこの施設は、スペイン卸電力市場において電力を販売する予定である。その一方で、スペイン政府は、この施設の耐用年数である25年間にわたって安定した利益を保証するために、年間容量支払いに関して、インセンティブを提供する予定である。この風力発電施設は、高水準の風力資源を享受するアラゴナ地方、アンダルシア地方、カスティーリャ・イ・レオン地方、そしてガリシア地方に設置される予定である。この風力発電施設が軌道に乗れば、年間約1,750GWhを発電することになるだろう。

ロック・クリーク風力発電所に関するタックス・パートナーシップ契約

2017年5月29日、エネル・グループの再生可能エネルギーを扱う会社であり米国で事業を行っているエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、バンク・オブ・アメリカ・メリルリンチ及びJ.P.モルガンとの間で、ミズーリにある300MW規模のロック・クリーク（Rock Creek）風力発電所に関して、約365百万ドル相当のタックス・エクイティ契約を締結した。この契約では、投資者は、合意された金額を風力発電施設の所有者に出資し、その見返りとして、プロジェクトの「クラスB」持分の100%を取得する。この持分によって、投資者2社は、米国税法に定められた一定の条件のもとで、ロック・クリーク・ウィンド・プロジェクトに由来する一定割合の税制優遇を受けることができるようになる。これと引き換えに、EGPNAは、ロック・クリーク・ホールディングを通じて、「クラスA」持分100%の所有権を保持し、それゆえにプロジェクトの管理支配権を確保することになる。本契約は、投資者2社による出資コミットメントを保証しており、出資は発電所の建設完了と商業運転の開始をもって実行される予定である。タックス・エクイティ契約は、エネル・エスピーエーによる親会社保証によって支えられる予定である。

エイメック・フォスター・ウィーラー・パワーの買収

2017年6月5日、エネル・グリーン・パワーは、カンパニアにある総設備容量54.5MWの2つの風力発電所の所有者であるエイメック・フォスター・ウィーラー・イタリアーナ（Amec Foster Wheeler Italiana）から、エイメック・フォスター・ウィーラー・パワーの持分100%の取得を完了した。2006年度と2008年度から稼働しているこれら2つの発電所は、アヴェッリーノ県ヴァッレザッカルダ市（22.5MW規模）とスカンピテッラ市（32MW規模）に所在しており、年間約90GWhを発電する。上記の取引に際し、エネル・グリーン・パワーとエイメック・フォスター・ウィーラー・イタリアーナは、2016年12月に仮譲渡契約を締結した。エネル・グリーン・パワーは約21百万ユーロを支払った。

ロシアにおける風力発電容量の付与

2017年6月14日、エネル・ロシアは、国内における1.9GW規模の風力発電容量の建設に関するロシア政府による2017年入札枠組みの中で、総容量291MWの2つの風力発電プロジェクトを付与された。この2つのプロジェクトは、エネル・グリーン・パワーが総額約405百万ユーロを投資して開発及び建設される予定である。2つの発電所は、生み出したエネルギーをロシアの卸売市場で販売し、ロシア政府との容量支払契約により支援される予定である。2020年までに稼働開始が見込まれるアゾフ風力発電所は、ロシア南部のロストフ地方に所在し、設置容量は90MWとなり、約300GWhを発電する予定である。ムルマンスク風力発電所は、ロシア北西部の同名の地方に所在するが、2021年までに稼働を開始する見込みであり、201MWの設備容量を誇り、年間約730GWhを発電する予定である。

スマートメーターの導入

エネルが直面している最も重要な課題の1つは、グループが配電会社とともに存在する国々での次世代メーターの導入である。2017年6月26日、エネルはイタリアでオープン・メーター計画を開始したが、これは2001年に導入が開始された32百万個の第1世代メーターを取り替える計画である。スペインでは、2017年末までに11百万個を超えるメーターが導入される予定である。ルーマニアでは、年末までに290,000個のメーターが3つのエネル・ネットワーク上に導入される予定である。新しいスマートメーターは顧客にも配電業者にも相当な利益をもたらすものであり、スマート・デジタル・グリッドに向けた不可欠の第一歩を示すものである。

この革新的な道具が直面している最大の課題の1つは、様々な国における規制の枠組みであるが、それを乗り越えるためには協議を継続することが必要となるであろう。

スペインにおける再生可能エネルギー容量の落札

2017年7月26日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャはスペインにおける再生可能エネルギーの入札で、339MWの太陽光発電容量を落札した。この発電所は、建設に約270百万ユーロの投資を必要とし、電力をスペインのプール市場で販売するが、この設備の25年の耐用年数にわたって安定的なリターンを保証するために、年間容量支払の形態でスペイン政府からの奨励金が与えられる。この太陽光発電所は2019年までに稼働を開始することが見込まれ、ムルシア及びバダホスの地域に建設される予定である。稼働開始後には、この発電所は年間約640GWhを発電する予定である。

エナノックの買収

2017年8月7日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、エナノックの発行済株式の全部を総額約250百万ドルで買い取る公開買付けを完了した。

エナノックは、北米、ヨーロッパ及びアジア太平洋地域で、デマンドリスポンス型ネットワークを運用している。さらに、エナノックのエネルギー・インテリジェンス・ソフトウェアによって、企業の設備の効率性の向上、公共料金の請求管理の簡素化、及び報告負担の緩和が実現する。エナノックのエネルギー調達ツール及びサービスは、顧客がより戦略的にエネルギーを購入し、リスクを管理し、価格設定を最善化することを支援している。

買収は、EGPNAがエナノックの株主から同社の株式の過半数を上回る株式を取得して完了した。公開買付けで、エナノックの発行済株式の約71.61%に相当する合計22,447,759株が現金で1株当たり7.67ドルで撤回されることなく有効に買取りの対象となった。この買取価格は、2017年6月21日の同社の株式の終値に対して約42%のプレミアムが、また、30日間の加重平均株価に対して38%のプレミアムが付された金額に相当する。EGPNAは、公開買付けに応じた株式を買い受けた後、同社の100%の取得を完了した。エナノックは合併後上場廃止される予定である。

レッド・ダート（USA）風力ファームのためのタックス・パートナーシップ契約

2017年8月17日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、その子会社であるレッド・ダート・ウィンド・ホールディングスを通じて、MUFGE及びアリアンツ・リニューアブル・エナジー・パートナーズ・オブ・アメリカ（以下「アリアンツ」という。）との間で、オクラホマで計画された設置発電容量合計約300MW規模のレッド・ダート風力発電プロジェクトの建設のための約340百万ドル相当のタックス・エクイティ契約を締結した。

この契約はアメリカ合衆国での再生可能エネルギー・プロジェクトの開発に広く利用されているもので、当該契約の下でMUFGEとアリアンツは、上記の金額を風力発電施設の所有者であるレッド・ダート・ウィンド・ホールディングスに支払って、プロジェクトの「クラスB」エクイティ持分の100%を購入する。この投資によって、投資家2社は米国税法に規定される一定の条件の下、レッド・ダート風力プロジェクトの税制上の優遇措置の一定割合を受けることができるようになる。これと引き換えに、EGPNA側は、レッド・ダート・ウィンド・ホールディングスを通じて、「クラスA」持分の100%の所有権と、それに伴うプロジェクトの運営の支配権を保持する。この契約によって投資家2社の出資コミットメントが確保され、出資はレッド・ダート風力ファームの商業操業が開始される時点で実行される予定である。

タックス・エクイティのパートナーシップには、エネル・エスピーエーの親会社保証が付される。レッド・ダート風力ファームは、4月に建設が開始され、12月に操業を開始された。レッド・ダートへの投資は約420百万ドルに達するが、これはエネル・グループの現在の戦略計画に沿った投資の一部である。

アメリカ合衆国での長期電力購入契約

2017年9月13日、アンハイザー・ブッシュとエネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）は、アンバーザー・ブッシュがエネル・グリーン・パワーのサンダー・ランチ風力プロジェクトの一部からグリッドに配電されるエネルギーと関連する再生可能電力クレジットを購入することを内容とした、152.5MW分の電力購入契約（「PPA」）を締結した。EGPとアンハイザー・ブッシュとの間の風力エネルギーのパートナーシップは、このビール会社が世界で初めて契約し操業を開始する実用規模のプロジェクトであり、サンダー・ランチ風力ファームは12月に操業を開始した。より具体的には、仮想電力購入契約（「VPPA」）の下、EGPはアンハイザー・ブッシュに対してサンダー・ランチ風力ファームの152.2MW分からグリッドに供給される発電量を販売し、このビール会社の再生可能エネルギーの購入量を大幅に引き上げる予定である。

エネルがブラジルでの再生可能エネルギー事業を落札

2017年9月28日、エネル・ブラジル（Enel Brasil）は、ブラジルの電気規制機関であるANEELを通じて、ブラジル連邦政府による「拡張されない権利の入札（Leilão de Concessões não prorrogadas）」の公開入札を経て、ブラジルの南東部に所在する稼働容量380MWのボルタ・グランデ水力プラントに関する30年間の権利を落札した。エネルは、当グループの現在の戦略計画で概要が示されている投資計画に沿って、総額約1.4十億ブラジルリアル（BRL）（約445百万ドル相当）をこの水力発電の権利に投資する。この水力発電所については、年間発電収入の保証が付いた30年間の使用権でサポートされている。

11月に使用権の契約を調印したことにより、エネルのブラジルでの水力発電容量は、890MWから1,270MWに増加した。

ブリンディジ・プラントの差押え

2017年9月28日、エネル・プロデュツィオーネは、レッチェの治安判事から、ブリンディジ-チェラーノ火力発電所を差し押さえる旨の決定の通知を受けた。

この措置は、セメント業界のフライアッシュ（石炭の燃焼によって発生し、プラントの煙突排煙システムによって採取されるもの）の使用に関してレッチェ裁判所の検察庁が開始した犯罪調査の一環として行われたものである。調査はまた、セメント生産のためにアッシュが送られていたセメント会社であるセメンティアとセメンティアにセメント生産に用いるその他の残留物を提供していた会社であるILVAについても行われた。

照会対象として、当社の多数の役員/従業員が廃棄物の不法投棄及び廃棄物の無許可混合についての調査を受けた。

プラントが操業を継続できるよう、差押え命令では、告訴状によればアッシュ管理の不備を補うためとされている一定の技術的要件に従うことを条件として、ブリンディジ発電所が60日間（その後2018年2月24日まで延長）発電を継続することを承認している。エネル・プロデュツィオーネ自体も、法令231/01の規定に基づき、同社の役員/従業員が告発されているものと同一の違反で告訴されている。告訴を受けて、法律に規定されているとおり、レッチェの治安判事はまた、調査を行っているレッチェ検察庁がアッシュの違法な扱いによって得られたものと主張する利益の金額に相当する約523百万ユーロの差押えも命じた。

差押え命令では、前述の技術的措置が遵守されているかどうかを監視するために、カストディアンが2名任命された。

エネル・プロデュツィオーネは、治安判事に、この発電所が規制及び最高水準の国際的技術基準並びにヨーロッパ及び世界各地の最も効率性に優れた発電所が採用しているものと同一の生産及び残留物再利用のサイクルに従い、循環経済を促進することを意図した最も現代的な環境要件を遵守して操業していたことを伝えた。アッシュは、差押えの前の分析でも差押え後の分析でも、常に危険性のない物質であることが示されており、よって、その取扱いが正当なものであったことが確認されている。エネル・プロデュツィオーネは、相手方の主張に同意するものではないが、治安判事及びカストディアンとの合意の下、差押え命令で課された要件を実施するべく、その実施に関連した運用上及びロジスティック上の複雑さ並びに関連する全国的なエネルギーシステムへのリスクを考慮した技術的方法を早急に実施することに全く異存はないことを表明した。

この点に関して、2017年11月15日の発電所の使用延長要請に際して、エネル・プロデュツィオーネは、命令の規定の実施を可能とするべく、運用段階でアッシュを分離する管理アプローチを試験することを承認するよう求めた。その後、試験の実施を経て、さらに2018年2月24日までさらに90日間延長することが認められた。

一方、検察側は、本件の事実について技術面からの証拠集めを進める必要があるため、治安判事にその作業を進めることを要請した。2018年2月2日の審問で、治安判事は技術専門家にその作業を依頼し、150日以内に報告するよう求めた。

アメリカ合衆国のサンダー・ランチ風力ファームのタックス・パートナーシップ契約

2017年10月6日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク（以下「GPNA」という。）は、その子会社であるサンダー・ランチ・ウィンド・ホールディングス（以下「サンダー・ランチ・ホールディングス」という。）を通じて、ゴールドマン・サックス及びゼネラル・エレクトリックの一部門であるGEエナジー・フィナンシャル・サービスから成るオルターナティブ・エナジー・インベスティング・グループとの間で、オクラホマにある298MWのサンダー・ランチ風力プロジェクトに関して約330百万ドル相当のタックス・エクイティ契約を締結した。

この契約はアメリカ合衆国での再生可能エネルギー・プロジェクトの開発に広く用いられる取引で、当該契約の下で、受動的投資家である2社は、上記の購入金額の支払いと引き換えに、それぞれプロジェクトの「クラスB」「クラスC」エクイティ持分の100%を購入する。この持分によって、投資家は、米国税法に規定される一定の条件の下、サンダー・ランチ風力プロジェクトの税制上の優遇措置の一定割合を取得する。これと引き換えに、EGPNA側は、サンダー・ランチ・ホールディングスを通じて、「クラスA」持分の100%の所有権と、それに伴うプロジェクトの運営の支配権を保持する。この契約によって投資家2社の出資コミットメントが確保され、出資は298MWの風力ファームの商業操業が開始される時点で実行される予定である。

メキシコの再生可能エネルギー・プラントの処分にに関する契約

2017年第3四半期、エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）は、カナダの機関投資家CDPQ及び投資媒体であるCKD IMとの間で、特別目的事業体（「SPV」）8社の株式資本の合計80%を売却する契約を締結した。SPVは、メキシコの会社を通じてEGPが保有するもので、稼働中のプラント3件と、建設中のプラント5件、合計1.7GWの容量を所有している。処分の実施に当たっては、売却されるSPV8社の単独株主であるエネル・グリーン・パワー・メキシコの企業再編成が行われた。再編成は、SPV8社の60.8%を新たに設立される会社、テネドラ・デ・エネルギア・リノバブル・ソル・イ・ビエントSAPI・デ・シーヴィイとして分割し、残りの39.2%を新会社8社（ミニ・ホールディング）に分割する形で行われた。

この契約の下、EGPは大きな影響力を維持したまま、処分後もSPVが所有するプラントの運営を継続し、建設中のプラントの建設を完了させる。さらに、2020年1月1日からは、EGPは新たなプロジェクトをホールディングカンパニーに移転することができる。これらの移転が実施された場合、EGPは過半数株主になるまでホールディングカンパニーの持分を増加させることができる。

この取引は、2.6十億ドルの価値があり、この価格のうち約340百万ドルは、ホールディングカンパニーの株式資本の80%の売却に対し、また、2.2十億ドルは各SPVに付与される融資（一部は第三者貸付やプロジェクト・ファイナンスの取決めにによる）に対する支払となる。

取引の実行は、当初から、いくつかの通常の条件及びメキシコの反独禁法当局からの必要な承認の取得を条件としている。価格は、取引実行時に支払われるが、その後、この種の取引では通常行われるように、ホールディングカンパニーの正味運転資本の変化に基づいて価格調整が行われる。

バヤン・リソーシズの売却

2017年10月10日、エネルは、現在エネル・インベストメント・ホールディングが所有しているインドネシアの石炭生産会社PTバヤン・リソーシズ（以下「バヤン」という。）について有している10%の持分を、バヤンの支配株主であるダト・ロウ・タック・クウォング氏に全額現金の85百万ドルで売却する取引を実行した。エネルは、2008年8月に、バヤンが新規株式公開（IPO）をしてジャカルタ証券取引所に上場した際に、同社の持分10%を購入した。

エチオピアでの再生可能発電施設の落札

2017年10月23日、エネルは、エチオピアの成長及び移転計画（以下「GTP2」という。）の枠組みの中で地元のユーティリティ会社であるエチオピアン・エレクトリック・パワー（以下「EEP」という。）が行った太陽光発電の入札において、エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）の再生可能発電部門が主導し、エチオピアの大手インフラストラクチャ会社であるオーキッド・ビジネス・グループを含むコンソーシアムを通じて、100MW規模の太陽光発電のプロジェクトの優先応札者にも選ばれた。エチオピア政府は、2020年度国家エネルギー計画に沿って発電構成の多様化を図りつつ、同国の電化需要に対応するために、民間部門とのパートナーシップの下、GTP2を通じて約12,000MWの水力、風力、地熱及び太陽光発電能力を実現することを期待している。コンソーシアムは、アジスアベバの東約200キロに位置する、日照が豊富なオロミア地域のメタハラに100MWの太陽光発電設備を開発、建設及び運用する権利を有している。

EGPが率いるこのコンソーシアムは、太陽光発電プラントの建設に約120百万ドルを投資する。メタハラ・プラントは2019年から稼働する予定で、操業が開始されれば、年間約280GWhの発電を行い、約296,000メトリックトンのCO₂の大気中への排出を回避することが可能となる。本プロジェクトは、EEPとの間で締結したプラントで発電する電力の全量の買取りに関する20年契約でサポートされている。

eモーターベルクスの買収

2017年10月25日、エネルは、米国子会社であるエナノックを通じて、カリフォルニアに本拠を置くeモーターベルクスの買収を発表した。eモーターベルクスは、ジュースボックスと呼ばれる電気自動車（EV）充電ステーションの北米の大手供給業者で、EV充電及び配電されたエネルギーの貯蔵施設のスマート管理のIoT（モノのインターネット）プラットフォームであるジュースネットを所有・運用している。ジュースネットのプラットフォームを通じて、これらの施設を遠隔管理し、また、一方向及び双方向（ヴィークル・トゥ・グリッド）（以下「V2G」という。）の電力フローによってグリッドのバランスをとる目的で統合することが可能となる。eモーターベルクスの買収は、エネルが世界的規模で最大級のEV市場である米国電気自動車市場へ参入したことを意味する。

本件の買収により、スマート再充電及び電気自動車と分散型電源との間の統合、グリッド・バランシング・サービス並びにV2Gをはじめとする革新的な顧客重視の製品及びサービスを市場に提供するというエネルの戦略的コミットメントが強化される。

エネルは、世界各地の自社のEV充電ステーションのすべてにおいて、ジュースネットのプラットフォームの機能を利用することを計画している。

チリでの再生可能発電施設の落札

2017年11月2日、エネル・ジェネレーション・チレは、2024-2043年度の規制市場の顧客のエネルギー需要に応えることを目的としたチリの国家エネルギー委員会による入札を通じて、チリの配電会社数社に年間1.180TWhを供給する契約を落札した。

エネル・ジェネレーション・チレとエネル・グリーン・パワーとの間の協働体制により、当グループは入札対象の年間2.2TWhのうち、他の参加者を超える54%を落札した。エネルが落札したエネルギーは、チリ北部のアントファガスタ地域のソーラー116MWp、風力93MW及び地熱33MWによる合計242MWの発電能力から成る新しい再生可能プロジェクト並びにチリ南部のアラウカニア地域の風力ファームで生産される。これらの施設は2024年度までに操業開始となる予定で、年間約1.180TWhを発電し、約500,000メトリックトンのCO₂の大気中への排出を回避するものとなる。

入札は、配電システム業者がそれぞれの営業許可地域における規制市場の顧客の電力消費ニーズに対応することができるよう発電業者との間で長期的電力供給契約を締結させるための公開入札の規制の枠組みを定める、チリの一般電力サービス法第4/2006号の下で行われた。

e-モビリティに関するナショナル・プラン

2017年11月9日、エネルは、電気自動車の充電インフラストラクチャの設置に関するナショナル・プラン（National Plan）を発表した。これは、2020年度までに約7,000か所、2022年度までに合計14,000か所に充電ステーションを設置する計画で、イタリアのすべての地域を包括的に対象とし、流通電気自動車及びハイブリッド自動車の台数の増加に貢献しようとするものである。エネルは、都市部のクイック（Quick：22kW）充電ステーション並びに都市部以外のファスト（Fast：50kW）及びウルトラ・ファスト（Ultra Fast:150kW）充電ステーションから成る大規模な充電インフラストラクチャ・ネットワークの開発のため、100百万ユーロから300百万ユーロを投資する。充電地点の約80%は都市部に設置し、そのうち21%は主要な大都市地域に、57%はその他の都市に、また残りの20%は国内のその他の地域に設置して、都市部以外及び自動車専用道路での中長距離のドライブを可能とする。後者のカテゴリーには、3年間に渡ってイタリアの都市部以外の地域の道路に180の充電ステーションを設置することを内容とした、欧州委員会との共同出資によるEVA+（電気自動車幹線）プロジェクトの充電ステーションが含まれる。2018年度は、イタリア全国の2,500か所以上に充電ステーションが設置される予定である。

エネルが開発するインフラストラクチャは、現在イタリア全土に約900か所の充電ステーションを有し、顧客の様々な充電関連のニーズに対応するよう設計されている。これらの機能は、ネットワーク全体の遠隔監視及び管理を可能とする、クラウド型プラットフォームのエレクトロモビリティ管理顧客システム（EMM）によって実現できるようになったもので、エネルの充電ステーションとEMMプラットフォームの統合によって、スマート充電サービスも可能となった。スマート充電サービスは、顧客がより効率的に自身の充電活動を管理することを可能とする。今般、カリフォルニアに本拠を置くeモーターベルクスを買収したことで、エネルは、グリッドの安定のために自身の自動車のバッテリーを利用可能とする顧客に対して経済的恩恵を与えることができるヴィークル・トゥ・グリッド（V2G）技術を使ったソリューションの提供ができるようになる。

ナショナル・プランは、エネルが充電インフラストラクチャに直接投資している地方自治体や地域と協働し、プロジェクトへの参加を希望する民間部門の関係者と共に開発するもので、最大で投資額の65%をエネルが出資する。より具体的には、中小企業（SME）、独立の専門家及び自営業者（SOHO）、並びにジム、スーパーマーケット、ショッピングモール、レジャー用ファーム及びホテルなどの商業施設及び大型小売業者が所有する公共利用が可能な民有資産に充電ステーションを設置する計画が含まれている。

さらに、ヴァレルンガの支援によって、この部門の研究機関や新規事業を集結させた、エネルがイタリアで初めて設置するe-モビリティのソリューションに関する研究センターが開設される。

現在までに、エネルの技術を使った充電インフラストラクチャが20を超える地点に設置され、稼働している。これらによって、以下の事項が可能となった。

- ・ レース場で活動している様々な自動車会社に関与する、実社会の環境の中での充電インフラストラクチャの開発及び試験。
- ・ 電気自動車及び充電ステーションのための新しいソリューションの開発及び試験を行う、モータースポーツ専門センターの設立。
- ・ 充電インフラストラクチャ及び電気自動車のカーシェアリングのための支払及びアクセス管理システムなどの持続可能な自動車関連サービスの試験。
- ・ 電気自動車のドライバーを対象とした安全運転コースによる交通安全に関するACIヴァレルンガの技量の活用。

メキシコでの再生可能発電施設の落札

2017年11月23日、エネル・リノバビレは、メキシコのエネルギー改革後3回目の長期公開入札において、合計発電容量593MWの4つの風力プロジェクトから電力及びグリーン証書を同国で供給する複数の契約を締結する権利を落札した。

エネル・グループは、当社の現在の戦略計画に概要が示された投資の一環として、新しい施設の建設に約700百万ドルを投資する予定である。各プロジェクトは、特定のエネルギー量を15年間にわたって、また関連するグリーン証書を20年間にわたって、メキシコの決済機関（Cámara de Compensación）に対して売却する契約でサポートされる。

新しいプラントは、2020年上半期に操業を開始する予定である。全面稼働となれば、再生可能エネルギーから年2.09TWh発電する予定で、年間約960,000メトリックトンのCO₂の大気への排出が回避される。

3つのプラント、すなわち、合計設置容量100MWのアミスタッドII及びアミスタッドIII、並びに設置容量149MWのアミスタッドIVが、コアウイラ州北部のアクーニャに建設される予定である。アミスタッドII及びIIIは、それぞれ年間350GWhを超える発電量と、それぞれ年間約170,000メトリックトンのCO₂の大気への排出を回避することが期待されている。アミスタッドIVの発電量は年間510GWhを超え、年間234,000メトリックトンのCO₂の大気への排出が回避される見通しである。

メキシコ北東部のヌエボ・レオン州のチナには、244MWのドロレスプラントが建設される予定である。このプラントは、毎年850GWh近くを発電し、年間約390,000メトリックトンのCO₂の大気への排出を回避する。

キャニー・リバー及びロック・リッジ風力ファーム（アメリカ合衆国）の売却

2017年11月30日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、投資ファンドであるガルフ・パシフィック・パワーとの間で、EGPNAの子会社であり、カンサス州の200MWのキャニー・リバー風力ファーム及びオクラホマ州の150MWのロッキー・リッジ風力ファームの所有者であるロッキー・キャニー・ウィンドLLCの「クラスA」株式の80%を同ファンドに売却する現物株式契約を締結した。取引価格は総額約233百万ドルで、2017年12月にこの取引が実行された時点で支払われた。

EGPNAは、ロッキー・キャニー・ウィンドLLCの「クラスA」持分の20%を保持し、引き続き両風力ファームの管理、運用及びメンテナンス活動を行っていく。さらに、エネルはキャニー・リバー及びロック・リッジの債務約140百万ユーロを非連結化することができた。

キャニー・リバー風力ファームは、カンサス州エルク（Elk）郡に位置し、2011年に操業を開始した。年間約765GWhの発電が可能で、年間580,000メトリックトンを超えるCO₂の大気への排出を回避する。ロッキー・リッジ風力ファームは、オクラホマ州キオワ郡とワシタ郡に位置し、2012年に操業を開始した。年間約600GWhの発電が可能で、年間450,000メトリックトンを超えるCO₂の大気への排出を回避する。

カリフォルニアでの発電容量貯蔵契約

2017年12月4日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、カリフォルニアのユーティリティ会社パシフィック・ガス・アンド・エレクトリック（以下「PG&E」という。）との間で、総発電容量85MW/340MWhの発電容量貯蔵契約（「CSA」）を3件締結した。これらの契約の下、エネルは、いずれもカリフォルニア州において、キングストン、カスケード及びシエラの独立型のリチウムイオン・エネルギー貯蔵プロジェクトを建設する。エネルギー貯蔵システムは、再生可能エネルギーが豊富な時にPG&Eのグリッドに直接接続し、リチウムイオンバッテリーを充電する。バッテリーに貯蔵されたエネルギーは、需要のピーク時にグリッドに再供給され、グリッドの信頼性を増強し、同時に輻輳を緩和する。これらのプロジェクトは、大規模ユーティリティ・バッテリーによるエネルギー貯蔵プロジェクトの独立系デベロッパーであるソブリン・エナジー・ストレージと共同で開発が進められているもので、カリフォルニア公共ユーティリティ委員会並びに地域の規制当局の審査及び承認を経て、2023年までに操業開始予定である。

カナダでの再生可能発電施設の落札

2017年12月14日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGPNA」という。）は、アルバータ・エレクトリック・システム・オペレーター（以下「AESO」という。）による入札で、カナダのアルバータにおける146MWの新しい風力発電施設についての20年間の再生可能エネルギー・サポート契約（「RESA」）2件を落札した。この2つの契約で、エネルは、115MWのリバービュー・ウインドプロジェクトと30.6MWのキャッスル・ロック・リッジ風力ファーム第2フェーズの2つの新しい風力発電施設を建設して、電力と再生可能エネルギーのクレジットをAESOに売却する。2つの風力ファームの建設のための投資総額は約170百万ドルとなる。

リバービュー・ウインド及びEGPNAの既存の76.2MWのキャッスル・ロック・リッジ風力ファームを拡張するキャッスル・ロック・リッジ第2フェーズは、いずれもアルバータのピンチャー・クリークに所在し、2019年度にサービスを開始する予定である。稼働が開始されれば、これら2つの施設で年間約555GWhが発電される見通しである。

ブラジルでの再生可能発電施設の落札

2017年12月18日、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパソエスは、ブラジルの連邦政府が同国のエネルギー規制当局であるANEELを通じて行ったA-4 公開入札によって、388MWの新しいソーラーPVプロジェクトを通じた同国における20年間の電力供給契約を締結する権利を落札した。エネル・グループは、現在の戦略計画で予定されている投資の一環として、このプラントの建設に355百万ドル近くを投資する予定である。

入札の対象となった791MWのPV容量のうちの49%相当の落札は、ソーラー・エネルギーの応札者のなかで最大量の落札高であった。サン・ゴンサロソーラー・プラントは、この施設で発電される一定量のエネルギーをブラジルの規制市場で業務を行っている配電会社のグループに売却することを定めた20年間の電力供給契約でサポートされる。プラントは、ピアウイ州のサン・ボンサロ・ド・グルジアに建設される。2021年初頭に操業が開始される予定で、全面的な稼働状態となれば、毎年850GWh超を再生可能エネルギーから発電する見込みである。

その後、2017年12月20日、エネル・グリーン・パワー・ブラジル・パルティシパソエスは、ブラジルの連邦政府が同国のエネルギー規制当局であるANEELを通じて行ったA-6 公開入札によって、618MWの3つの新しい風力プロジェクトを通じた同国における20年間の電力供給契約を締結する権利を落札した。エネル・グループは、現在の戦略計画で予定されている投資の一環として、この3つのプラントの建設に約750百万ドルを投資する予定である。

それぞれの風力ファームは、この施設で発電される一定量のエネルギーをブラジルの規制市場で業務を行っている配電会社のグループに売却することを定めた20年間の電力供給契約でサポートされる。この風力ファームは、ブラジル北東部のピアウイ州及びバイーア州に建設され、2023年初頭に操業が開始される予定である。プロジェクトが全面的な稼働状態となれば、毎年約3TWhを再生可能エネルギーから発電できる見込みである。

アルゼンチンでの再生可能発電施設の落札

2017年12月20日、エネル・グリーン・パワー・アルヘンチーナは、当初の1,200MWであった発電容量を1,800MW超に拡張する入札の落札に続いて、アルゼンチンのエネルギー庁のクリーン・エネルギー開発計画であるRenovArの枠組みのなかで行われた再生可能エネルギーに関する第2ラウンドの入札で、100MWのパンパ風力ファームを建設する権利を落札した。パンパは、風力資源が豊富なチュブ州に位置し、アルゼンチンにおける当グループの初めての風力プロジェクトとなる。

エネルは、この風力ファームの建設に130百万ドル近くを投資する。プロジェクトは2020年上半期に操業を開始する予定で、発電した再生可能エネルギーをすべてアルゼンチンの卸売電気市場管理会社であるCAMMESAに販売することを定めた20年間の電力購入契約（PPA）でサポートされている。操業が開始されれば、パンパは年間約500GWhの発電が可能となる。

財務

ブラジルにおける再生可能エネルギー融資

2017年1月4日、エネル・グループと、ブラジル開発における主要な融資機関であるブラジル開発銀行（以下「BNDES」という。）は、ブラジル中西部のマットグロッソ州に所在する、最近開設された102MW規模のアピアス水力発電施設の建設に必要な投資の一部に充当するため、約373百万ブラジルレアル（約109百万ユーロ）相当の20年間の融資契約に署名した。この融資契約の条件に基づき、初回支払分の293百万ブラジルレアル（約85百万ユーロ）は締結後に支払われたが、第2回支払分の80百万ブラジルレアル（約24百万ユーロ）は、この種の取引に慣例的な条件の達成を条件として支払われる予定である。当該融資にはTJLP（Taxa de Juros de Longo Prazo（ブラジル長期貸出金利））に基づく金利が発生するが、この長期金利はブラジル中央銀行により四半期ごとに見直される。TJLPは現在7.5%であり、現行のブラジルにおける銀行間貸出金利13.63%を下回る。TJLPは、連邦政府の資金の受給資格があるとみなされたプロジェクトを行う民間企業に対しBNDESが行う融資の基準金利として利用される。

初のグリーンボンドの発行

2017年1月9日、エネル・ファイナンス・インターナショナル（以下「EFI」という。）は、エネル・エスピーエーが発行した保証を裏付けとする、機関投資家向けの初のグリーンボンドを欧州市場で発行することに成功した（発行の決済日は1月16日であった。）。発行総額は1,250百万ユーロであり、2024年9月16日の満期時に一括償還されるとともに、2017年9月以降毎年9月に1%の固定金利の利息が支払われることが定められている。発行価格は99.001%に設定され、実効最終利回りは1.137%となる。グリーンボンドは、アイルランド及びブルクセンブルク証券取引市場の規制市場に上場される。この取引では約30億ユーロの引受があり、社会的責任投資家（以下「SRI」という。）の関心も高かったことから、エネルは投資家の基盤をさらに多様化することができる。エネルとEFIのミディアム・ターム・ノート・プログラム（ユーロ・ミディアム・ターム・ノーツ、EMTNプログラム）のもとで実施された今回の発行により得られた手取り額は、国際資本市場協会（ICMA）が公表した2016年グリーンボンド原則に従って認定され又は認定される予定の、エネル・グループの適格グリーン・プロジェクトの資金に充てられる。より具体的には、適格グリーン・プロジェクトの資格を満たすプロジェクトのカテゴリーには、例えば、再生可能エネルギー発電所の開発、建設及び強化、送配電網の開発、並びに当グループが事業を行う地理的地域におけるスマートグリッド及びスマートメーターの導入、といったものが含まれる。

運用は、バンカIMI、BofAメリルリンチ、クレディ・アグリコル・CIB、シティ、ドイツ銀行、HSBC、JPモルガン、みずほ証券、ナティクス、SMBC日興及びウニクレディットが共同ブックランナーとするシンジケートにより主導された。

取締役会が社債発行を承認

2017年4月12日、エネルの取締役会は、支払期限を迎えるグループ連結負債の借換えを行う戦略の一環として、2018年12月31日までに70億ユーロを上限として機関投資家向けに1口以上の社債を発行することを承認した。発行は、そのときの市場機会に応じて、（親会社による保証のもとで）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か、又は直接エネルによって実行されることになる。また、取締役会は、最高経営責任者に、市場状況の展開を考慮しながら個々の発行の金額、通貨、タイミング及び特性を決定し、欧州連合又は国際取引機関における1つ以上の規制市場への社債の上場を申請する権限を委任した。多角化が進んでいることを考慮すると、社債は、私募によるものを含め、欧州連合の内外で機関投資家向けに募集される可能性がある。

エネル・ファイナンス・インターナショナルが5十億ドルの社債を発行

4月に取締役会によって承認された借換えプログラムの一環として、2017年5月23日、エネル・グループの金融子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナルは、米国市場及び国際市場において機関投資家向けに総額5十億ドル（約4.5十億ユーロに相当する）で募集されるマルチランシェ債の発行を開始した。当該発行は、17十億ドルを超える注文が入ったことにより、約3.5倍の申込み超過となった。

スマートメーター向けEIBローン

2017年7月28日、欧州投資銀行（以下「EIB」という。）は、e-ディストリビューションが計画しているイタリアでのスマートメーターの交換を支援するための500百万ユーロのローンの最初のランシェについて合意した。EIBは、スマートメーター設置計画で2017-2021年度に予定されている投資資金の一部を融資する。この設置計画は、15年間に渡って新世代（第2.0世代）のスマートメーターを約41百万台設置するものである。新たに設置するメーターのうち約32百万台は、現在の第1世代のメーターを交換して設置され、その他は、新しい接続や顧客のリクエストに応じて設置されるものである。また、配電会社が、EUが欧州指令第2012/27/EU号によって定められ、法令第102/2014号としてイタリアに導入されたエネルギー効率基準に適合するため、インテリジェント・メーター・システムを展開する必要があることから、既存のメーターから新世代の機器への交換が促進されている。

近年のエネルギー関連のシナリオは、電気会社及びその顧客の業務をサポートするためには従来以上に広範かつ詳細な情報を適時に管理することが重要であることを浮き彫りにしている。オープン・メーター技術によってエネルギー効率の改善、消費行動の認知強化、ポスト・メーター・サービスでの競争力の強化及びホームオートメーション市場の開発が可能となると考えられている。

e-ディストリビューションの計画では設置されるメーターの40%はイタリア南部、シシリア島及びサルディニア島に設置されることから、この計画はEUの共通利益プロジェクト（PCI）に指定されており、EIBのエネルギー部門での活動の一部として、気候変動への取組みや収斂地域（つまり、経済的に発展途上にある地域）の支援に繋がっている。

ドル建て社債の買戻し

2017年8月2日、エネル・ファイナンス・インターナショナル（以下「EFI」という。）は、EFIが発行しエネルが保証を行った1,750,000,000ドルの社債の全部を現金で買い戻した。当初の契約に、30ベース・ポイントのスプレッドで上乗せたレートで割り引いた元本及び利息の現在価値に基づいて計算した金額で早期償還することを可能とする「完全期限前償還オプション」が定められており、今回の取引はこのオプションに基づいて行われた。

買戻しは、負債の期限及びコストを積極的に管理してエネル・グループの債務構造を最適化する戦略の一環として行われたものである。

米ドル建て社債の新規発行

2017年10月3日、エネル・ファイナンス・インターナショナルは、米国市場及び国際市場において機関投資家向けに総額3十億ドル（約2.5十億ユーロに相当する）で募集されるマルチランシェ債を発行した。エネルによる保証が付された当該発行は、約9十億ドルの注文が入ったことにより、約3倍の申込み超過となった。

これは2017年度にエネル・グループが米国市場で行った2回目の発行で、満期を迎える連結負債の借換えを含め、当グループの資金調達戦略の一環として行われた。

この社債発行は、以下のランシェで構成されている。

- ・ 2023年度に満期となる2.75%の固定金利での1,250百万ドル
- ・ 2028年度に満期となる3.5%の固定金利での1,250百万ドル
- ・ EFIが2017年5月に発行した2047年満期の4.750%固定金利社債の追加発行分の500百万ドル

米国での補助金付きの資金調達

2017年12月8日、エネルは、自社の2つの分散型エネルギー・プロジェクトが、マサチューセッツ・クリーン・エナジー・センター（以下「MassCEC」という。）が運営するアドバンシング・コモンウェルス・エナジー・ストレージ（以下「ACES」という。）プログラムによって総額2.1百万ドルの融資を受けるプロジェクトに選定されたと発表した。これらのプロジェクトは、エネルが北米で本拠を置いているマサチューセッツ州において初めて行う分散型エネルギー・プロジェクトで、「ビハインド・ザ・メーター（需要者側）」のマイクログリッドやバッテリー蓄電システムに関するプロジェクトである。より具体的には、これらのイニシアチブは以下の形で実施される。

- ・ 「ビハインド・ザ・メーター」のマイクログリッドのプロジェクト計画に対する850,000ドルの資金提供。このプロジェクトはエネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカとマサチューセッツ大学ボストン校（以下「UMassBoston」という。）の協力で、0.5MWの太陽光発電システムを統合した0.5MW/1.82MWhのリチウムイオン電力貯蔵システムをボストンの同大学キャンパス内に設置するというものである。
- ・ エネノックがアクトン・ボックスボロ地域校区（以下「ABRSD」という。）に提案した2MW/4MWhのリチウムイオン電力貯蔵システムの開発。この提案には、ACESプログラムとしては最高額の1.25百万ドルが提供される。

両プロジェクトとも、ビハインド・ザ・メーターの需要電力料金管理とフロント・オブ・ザ・メーターのデマンドレスポンス・アプリケーションを結合して、関係するすべての当事者に複数の収入源を創出し、バランス確保及び信頼性の点からグリッドに恩恵をもたらすものである。

新しいリボルビング・クレジット枠

2017年12月18日、エネルとエネル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は、10十億ユーロの新たなリボルビング・クレジット枠について合意した。これは、2015年2月に再交渉された従来の9.44十億ユーロ枠に置き換わるものである。新しい融資枠は、低コストで、従来の信用枠について想定されていた2020年2月ではなく、2022年12月を満期とする。新しい信用枠のコストは、エネルに付与される格付けに基づいて変わる。現在の格付けでは、スプレッドは、従来の欧州銀行間取引金利プラス72.5ベースポイントに代わって欧州銀行間取引金利プラス45ベースポイントとなるが、貸付約定料は引き続きスプレッドの35%に据え置かれる。そのため、スプレッドが低下することに伴って、貸付約定手数料も25.38ベースポイントから15.75ベースポイントに引き下がる。

新しい信用枠は、エネル自身により、及び／又はエネル・ファイナンス・インターナショナルが親会社保証付きで利用することができるもので、債務借換えプログラムとは結びついておらず、当グループが運転資本を管理するうえで、極めて柔軟で実務的なツールとなると考えられている。

この取引には、文書管理代理人としてのメディオ銀行をはじめとして、イタリア国内外の多くの銀行が関与している。

パートナーシップ

サウジ電力会社との提携契約

2017年1月11日、エネル・エスピーエーと、サウジアラビアの公益事業会社であるサウジ電力会社（以下「SEC」という。）は、配電部門における業務提携の枠組み合意に署名した。かかる枠組み合意の下、今後は両社が連携し、最新のネットワーク技術に関する長期的な戦略的知識の共有を進展させることになる。当該合意の下では、エネルとSECは、配電部門における情報、ベストプラクティス及び経験の交換を増進させる。より具体的には、両社がベストプラクティスやベンチマークを共有し、運営、効率性及び安全性といった分野において配電網の性能をクラス最高の水準に引き上げるとともに、配電システムのデジタル化や顧客構内におけるエネルギー効率の向上を目的としたテクノロジー・ロードマップを導入する。また、エネルとSECは、電力配送部門におけるさらなる提携分野をともに検討していく予定である。

ドバイ電気・水道局との協定

2017年1月14日、エネル・エスピーエーと、ドバイの公共サービス・インフラストラクチャ提供企業であるドバイ電力・水道局（以下「DEWA」という。）は、スマートグリッド及びネットワークのデジタル化における提携に関する覚書（MoU）に署名した。この覚書は、存続期間は3年間であるが両当事者の合意によって延長可能とされており、エネルとDEWAとの提携関係を構築することを目的とする。これによって、共通の戦略的目標の達成や、スマートグリッド管理並びにネットワークのデジタル化及び安全性における主要な業績評価指標の分析を含めて、覚書で大枠を示した分野における情報、経験及び研究成果の交換が促進される。エネルとDEWAは、覚書に示された分野に関する研究活動において協力し、配電自動化、再生可能エネルギーの統合、スマートメーター及びスマートシティに関するエネルの経験を共有する。それらは特に、2015年のミラノ国際博覧会においてエネルが果たした役割及びスマートグリッドの領域におけるDEWAの努力に関連する。また、両社は、2015年のミラノ国際博覧会のために完全電化スマートシティを建設したエネルの経験と、ネットワーク・インフラストラクチャ開発に対するDEWAの貢献及び2020年の国際博覧会に向けた関連技術を踏まえて、2020年に開催されるドバイ国際博覧会に向けたネットワーク技術における連携の機会を検討する予定である。

アトン・ストレージとの協定

2017年2月7日、エネル・エスピーエーと、革新的な貯蔵システムの開発及び製造においてイタリアのリーディング・カンパニーの1つであるアトン・ストレージは、再生可能エネルギーの電力貯蔵サービス分野における取組みで協力するための協定を締結した。かかる協定の目的は、エンドユーザーに提案される製品の範囲を、エネルギー効率に貢献する革新的で高性能なソリューションによって拡大し強化することである。貯蔵ソリューションは、エネルが世界をリードする再生可能エネルギー及びエレクトリック・モビリティ分野の開発において、重要な役割を果たす。

アトンが開発したバッテリーは、2016年11月12日にマラケシュで開催されたフォーミュラEイベント及び2016年11月22日にロンドンで開催されたキャピタル・マーケッツ・デーでエネルが発表した新技術に含まれた。

エネルがハワイの環境分野の起業に投資

2017年2月28日、エネルは、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「GEPNA」という。）を通じて、ハワイを拠点とする米国の主要なクリーンエネルギー分野の起業支援組織であるエナジー・エクスセラレーターの、グローバル・パートナー兼戦略的アドバイザーとなった。

エナジー・エクスセラレーター（技術革新を通じて世界のエネルギーシステムの課題を解決することを使命とする非営利団体）と協力することにより、エネルは、その支援起業のポートフォリオにアクセスし、同組織が支援する予定のプロジェクトの選定において助言をするようになる。

ハワイでは再生可能エネルギー資源の普及率が高く、そのためエネルは、その革新者のネットワークを拡大して、エネルギーを新たな用途、新たな技術、そして新たな人々に対して開放することができるようになる。

スマートグリッド開発のためのロセッティとの覚書

2017年6月1日、エネルとロシアの国営配電業者であるロセッティは、革新的スマートグリッド・ソリューションにおける協力に関する覚書を締結した。この2年間の合意は、当該覚書で大枠が示されたスマートメタリング及び配電網のデジタル化のような作業分野における情報交換の促進、ベストプラクティスや技術的ソリューションの共有によって、エネルとロセッティとの間でパートナーシップ関係を構築することを目指すものである。エネルとロセッティは、配電インフラの建設、現代化及びメンテナンスに関するノウハウを交換して、その効率性、信頼性及び安全性の向上と強化を図っており、エネルの最先端スマートグリッド・プラットフォームを使用したスマート・クラスター開発のための共同実験計画の実施可能性も視野に入れている。

アンバー・キネティックスとの間の蓄電契約

2017年7月6日、エネルはカリフォルニア州立大学バークレー校の教授及び研究者の主導で生まれた米国に本拠を置く新興企業であるアンバー・キネティックスとの間で、この新興企業のエネルギーの貯蔵を可能とする大型の回転質量で構成される電気機械システムである革新的なフライホイール貯蔵技術の評価を目的として、2年間の契約を締結した。契約条件に基づき、エネルはこの技術を調査・テストし、この技術と送電システムを統合する大規模事業への適用方法を特定する。カリフォルニアに所在するアンバー・キネティックスのテスト施設のうち1か所に所在する2基の同期化されたフライホイール・ユニットが関与する3ヶ月間のテスト段階完了後に、エネルは火力発電所のうち1つにおけるパイロット・プロジェクトでこの技術の40kW/160kWhモデルを使用して可能性を評価する。

5,000ポンド（約2,267キログラム）の鉄製フライホイールのシステムは、接続された発電所からの電力及び電力送電システムからの電力を回転するホイールの運動エネルギーに転換することによって充電が行われる。ホイールは1回の充電で最長4時間回転することができる。電力需要のピーク時には、フライホイールは、自動的に又は制御システムを通じて発電機を回転させて、運動エネルギーを電力に再転換し、送電システムに供給する。

アフリカにおけるエネルギー・アクセス新興企業を特定するための契約

2017年7月10日、エネル・グリーン・パワー及びスイス企業であるシードスターズ・ワールドは、シードスターズ・ワールドの新興企業コンテストの枠組みの中で、アフリカにおける電力アクセスの分野での革新的な新興企業を見出すことを目的としたコンテストであるアフリカ・エネルギー・トラック・チャレンジを設立する協力契約を締結した。このプロジェクトの目標は、e-モビリティ、貯蔵、発電分布及びエネルギー効率に焦点を当てた革新的エネルギー・ソリューションを導入することによって、サブサハラの農村地域において技術と起業家精神を促進し、これによって国連の持続可能な開発目標（以下「SDG」という。）（特にSDG7「エネルギーをみんなにそしてクリーンに」）への対応を手助けすることである。

デジタル化及び革新的サービスについてのシスコとの契約

2017年7月12日、エネルとシスコは、エネルギー・セクターにおける革新的なデジタル・ソリューションの開発についての覚書を交わした。これは、電気通信技術、ITセキュリティ及びモノのインターネット（IoT）のポテンシャルを十分に活用して、イタリアのニーズを満たすために、安全性、自己制御力及び信頼性を高めた新しいサービス及びスマート・グリッドを創造することを目的とする。この目標はまた、エネルの従業員だけでなく、多くの学生及び業界の専門家がその有する技能を最新化し、デジタル技術と伝統的な電力技術がより相互に関連する送電系統を管理、監視及び保護するために必要な知識を習得することを可能にする専門家教育プログラムにより、達成できる。

モスクワでのイノベーション・ハブの開設

2017年10月17日、モスクワ近郊のスコルコボでのオープン・イノベーション・フォーラムで、エネルはロシアでのイノベーション・ハブを開設した。

エネルのロシアでのイノベーション・ハブは、スコルコボ技術エコシステム内に設置され、ロシアの新興企業、SME及びその他の企業との間で、エネルギー効率、スマートグリッド、再生可能エネルギー、モノのインターネット（IoT）及びビッグデータ分析などのさまざまな分野の広範なプロジェクトでパートナーシップを組み、発展させることを目指している。

イタリア国営鉄道との覚書

2017年11月7日、エネルとイタリア国営鉄道は、輸送とエネルギー分野での革新的プロジェクトの共同開発について、3年間の覚書を取り交わした。対象分野には、3Dプリンティング、電気の効率的な使用、イノベーション・スペースの共有、並びにイタリア政府及びEUが資金提供する国内及び国際プロジェクトでの共同作業及び共同参加が含まれる。両社が有するスキルは、インフラストラクチャの分野を含む輸送とエネルギーの分野で、市場の発展に即して多大なシナジーを創出する方法を切り拓く革新的ソリューションの分析及び応用能力を完璧に相互補完する。

フォルクスワーゲン・イタリアとの契約

2017年12月7日、エネルとアウディブランドの販売会社であるフォルクスワーゲン・グループ・イタリアは、アウディの初の100%電気自動車である新しいアウディe-トロンの販売に当たっての充電サービスの統合、並びにイタリアにおける電気自動車の普及及び発展を目指す覚書を交わした。

この契約によって、製品の提供は、電気への転換を検討している個人及び企業の生活を便利にするために行われる。個人、専門家及び小規模事業者は、ディーラー及びアウディ・イタリアの販売網から直接アウディe-トロンを購入する際に、エネルが提供する充電サービス、製品及びその他のサービスのパッケージを1つ又は複数組み合わせる機会を与えられる。

E-VIA FLEX-Eモビリティ・プロジェクト

2017年12月28日、エネルが取りまとめを行い、欧州委員会が共同融資する、欧州での14の超高速充電ステーションの設置に関する「イタリア、フランス及びスペインでのE-VIA FLEX-Eモビリティ」プロジェクトが開始された。このプロジェクトは、300キロを超える走行距離の新しい電気自動車による長距離走行を可能とするネットワークをテストし、また、欧州での電気自動車の開発及び普及に貢献することを目的としている。

ユーティリティ会社であるEDF、エネディズ及びフェアブント、自動車メーカーである日産及びルノー・グループ並びに電気自動車の充電サービスの専門会社であるスペインのイビルとの協力の下、エネルがコーディネーターとして発表したこのプロジェクトは、欧州委員会によって2016年コネクティング・ヨーロッパ・ファシリティ・トランスポートの支援対象に選出され、必要資金の半分の提供を受けることとなった。欧州委員会が協同融資する全体の予算は約6.9百万ユーロで、エネルは、欧州委員会も資金提供するこのプロジェクトに3.4百万ユーロを投資する。

超高速充電ステーション（ハイパワー充電（HPC））の設置は、イタリアで8か所、スペインで4か所、フランスで2か所の計14か所で2018年度末までに開始される。充電ステーションは、すべて150kWから350kWのハイパワー充電ステーションとなる。

E-VIA FLEX-Eプロジェクトの超高速充電ステーションのネットワークは、同様に欧州委員会が共同融資して、3年間でイタリアの郊外回廊沿いの180か所に高速充電ポイントを設置するEVA+（電気自動車幹線）プロジェクトに加わる予定である。高速充電ステーションは最初の40か所がすでに設置されており、ローマ-ミラノ間をはじめとする区間を電気自動車で行走することが可能となっている。

組織

エネル・サウス・アメリカのエネルへの吸収合併

2017年6月16日、エネル・サウス・アメリカのエネルへの吸収合併計画が、ローマの会社登記所に提出された。2017年11月16日に完了したこの取引は、エネルの2017-2019年度戦略計画の主要な柱の1つである、当グループの企業構造簡略化プロセスの一環である。特に、この取引によってエネルは、エネル・アメリカとエネル・チリというラテンアメリカにおけるサブホールディング2社の株式を直接に管理することによる恩恵を享受することができ、これにより会社支配系統が短縮化される。

この合併は、株式交換を伴わない略式手続によって行われるため、エネルは、株式資本を増加させることはなく、エネル・サウス・アメリカが保有する株式と引換えに株式を譲渡することもない。

チリにおける組織再編

2017年8月25日、子会社であるエネル・チリの取締役会は、エネル・チリが策定し7月にエネルに送付した拘束力のない提案に基づいて、エネル・グループのチリにおける株式保有について見込まれている再編成の分析を開始した。この分析は、エネルが同日送付した、再編成に賛成する暫定的意見を表した書簡についてのエネル・チリの取締役会の検討の後に、開始された。エネルは、このオペレーションを、上場している当グループのチリの会社の所有構成を簡略化することを含め、エネルのいくつかの戦略的目的に沿ったものであると結論づけ、それに基づいてこの前向きな評価を行った。

この分析に基づき、2017年12月20日に開催された両社の株主総会において、それぞれの権限の範囲内で、相互に他方が実施することを条件として、以下のオペレーションの段階が承認された。

- ・ エネル・チリの臨時株主総会で合併のための増資の承認を得て、エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ・エスピーエー（以下「EGPラテンアメリカ」という。）が合併を通じてエネル・チリに編入されることにより、同社が有するチリにおける再生可能エネルギー資産をエネル・チリに統合する。合併に反対を表明したエネル・チリの株主は、適用ある規則に従って、撤回する権利を有する。合併は、撤回する株主が保有する株式がエネル・チリの株式資本の5%を超えないことを条件とする。この合併は、EGPラテン・アメリカの臨時株主総会でも承認された。
- ・ エネル・チリが保有するエネル・ジェネレーション・チリの株式を現在の60%から75%超に増加させることができるだけの株式を取得することを発効の条件として、子会社であるエネル・ジェネレーション・チリの少数株主が有する株式の全部を対象とする公開買付け（以下「本公開買付け」という。）を行う。本公開買付けに応じるに当たり、エネル・ジェネレーション・チリの少数株主は、エネル・チリにおける本公開買付けのための増資が承認されたときに、受け取る対価の一部を、新しく発行されるエネル・チリの株式に再投資することを約束する。
- ・ 各株主がエネル・ジェネレーション・チリの株式資本を65%を超えて保有できないと定める株式保有上限を撤廃するため、エネル・ジェネレーション・チリの付属定款を修正する。

社外からの評価

2017年9月7日、エネルがフォーチュン誌の「チェンジ・ザ・ワールド（Change the World）」リストで20位にランクインしたことが発表された。このリストは事業戦略及び事業運営の一部として行っている活動を通じて社会に貢献している企業の世界の上位50社のランキングであり、当グループは、このリストに掲載された唯一のユーティリティ会社で、唯一のイタリア企業である。このリストは、資本主義社会では、世の中に貢献するパワーがあるという点から評価をすべきとの考え方を広げるために創出された。フォーチュン誌は、FSG（非営利の社会影響コンサルティング会社）、シェアド・バリュー・イニシャチブ（Shared Value Initiative：社会的課題に対するビジネス面からのソリューションを模索する組織の世界的プラットフォーム）などとのパートナーシップの下、世界の産業界、学术界及び非営利団体から広く候補企業の推薦をおおぐことからこの選定プロセスを開始する。フォーチュン誌のジャーナリストのチームが候補となった各企業を独自に調査する。

同日、エネルは、14年間連続で、**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**の銘柄に採用された。エネルのスペインの子会社であるエンデサ（Endesa）も採用された。世界規模でこのインデックスに採用されたユーティリティ会社は8社で、そのうちの2社がエネルとエンデサである。

エネルは、環境面で、環境戦略、水関連リスク、生物多様性及び環境報告のカテゴリーにおいて100/100のスコアを得るという傑出した成績を収めた。当グループはまた、政策提言活動における透明性や情報開示状況を測る政策影響力のカテゴリーや、当社の戦略をステークホルダーの期待に沿ったものとする能力を示す実現性の点でも最高点を取得した。

2017年10月20日、エネルは、世界規模のユーティリティ会社としては初めて、**フォーブス・ワールド・ベスト・エンプロイヤーズ・リスト2017**の上位20社に選定され、イタリア企業としては最高位を獲得した。このリストは、世界の36,000名のオペニオン・リーダーを対象とした調査に基づきフォーブス誌が毎年作成している雇用主500社のリストで、ランキング作成のプロセスで、関連する企業の従業員は、例えば、自分の友人に自分の雇用主の下で働くことを勧めるか、といった質問に答えることで自身の雇用主を評価するよう求められる。

エネルは、自社の従業員が良好なワーク・ライフ・バランスを構築することを支援するためのさまざまなツールを従業員に提供している。就業時間のフレキシブル制、就労時間の「貯金」、パート・タイムとして働くオプション、及びスマート・ワーキングなどである。当グループはまた、アイデアを生かすためのプログラムも多数実施してきている。

2017年10月24日、エネルは非営利の**地球環境情報開示プラットフォーム**であるCDP（旧名称：カーボン・ディスクロージャー・プロジェクト）の気候変動Aリスト銘柄に2年連続で認定された。この企業リストは、世界各地における気候変動への取組みの世界的なリーダーと認められた企業で構成されるものである。環境問題に関する情報の促進及び普及を行う国際非営利団体であるCDPは、エネルの排出削減、環境リスクの低減及び低カーボン経済の発展のための行動を評価した。2017年気候変動Aリストには、CDPの気候変動情報開示プログラムに参加している2,000を超える企業から選ばれた112の世界的企業が認定された。気候変動Aリストは、各企業の気候変動問題の認識、管理方法及び気候変動に対する行動への取組みを評価したスコアに基づいて構成銘柄を選定する。

2017年11月28日、エネルは、2017年度下半期の検討を経て、**ユーロネクスト・ヴィジオ - ワールド120インデックス**の2017年12月版の選定銘柄に認定された。このインデックスは、年に2回、欧州、北米及びアジア太平洋地域の浮動株調整時価総額が最大で、最も持続可能性が高い企業上位120社をリスト化している。当社はまた、地域的な**ユーロネクスト・ヴィジオ - ユーロゾーン120及びヨーロッパ120インデックス**にも引き続き選定された。これらのインデックスは、それぞれ、ユーロ圏及びヨーロッパの浮動株調整時価総額が最大で、最も持続可能性が高い企業上位120社を認定している。エネルは、5年前にこれら3つのインデックスが創設されたとき以来、すべてのインデックスに選定されている。

ユーロネクスト・ヴィジオ・アイリス・インデックスは、持続可能な発展を事業戦略の焦点とする優良企業の努力を評価するもので、ヴィジオ・アイリスは、環境への配慮、人権問題への取組み及び自社の人的資源の尊重、ステークホルダーとの関係、企業ガバナンス及び事業倫理、政策への影響力の行使の完全性及び腐敗防止への取組み、並びに供給及び下請けチェーンにおける社会的及び環境的ダンプの予防等を含んだ38の基準に基づいて、各企業を約330の指標で分析してインデックスを作成している。ユーロネクスト・ヴィジオ・アイリスは6か月ごとにインデックスの基準を更新して、リストに組み込まれた企業の持続可能性の信頼性が最新の部門の発展状況に沿ったものであることを確実にしている。

6【研究開発活動】

イノベーション、デジタル化及び業務効率

エネルギーの新たな用途及びそれを管理し、より多くの人々に持続可能な方法で提供する新たな方法を開拓するために、エネルは、イノベーションとデジタル化を当社の事業展開の中心に置いている。組織内外の創造性、情熱、アイデア及び技術を活かしながら、従来からの事業と新しい技術及び新しいビジネス・モデルの開発の両方に携わる戦略である。

当グループは、「オープン・パワー」というビジョンに沿って、組織のさまざまな分野でこの産業の課題に対応していく際の、イノベーションのオープン・モデルを推し進めている。これは、我々が組織のあらゆる分野において、新興企業、産業パートナー、中小企業、研究センター、大学及びクラウドソーシングのプラットフォームと共に課題に取り組むことを可能にすることに基づくアプローチである。オープン・イノベーションのエコシステムの中で生まれた協力関係は、イノベーションとサステナビリティは常に密接に関連しているというエネルの企業信念の表現として、2017年度に「オープン・イノバリティ」と改称された。このエコシステムによって、2017年度中、持続可能なビジネス・プラクティスに貢献し、アイデアを実際プロジェクトとして実現しようとする個人及び企業のためにopeninnovability.enel.comというオンラインのプラットフォームを導入することが可能となった。これらの協力関係においては、エネルは、大企業とのパートナーシップのみに限らず、優れた業務を行っている新興企業や中小企業との良好な協力関係にも重点を置いている。

エネルのデジタル化の進展及びオープン・イノベーションへのコミットメントは、2017年度には、ワールド・オープン・イノベーション会議の第4回会議で、ビジネス・モデル・トランスフォーメーション・アワードを獲得した。この会議は、ガーウッド・センター・フォー・コーポレート・イノベーションとカリフォルニア大学バークレー校ハース・ビジネス・スクールが企画しサンフランシスコで開催されたこの分野において世界で最も重要なイベントの1つである。

エネルは現在、200件ほどのイノベーション・プロジェクト及び14のグローバル・イノベーション・パートナーシップに参加しており、地域的及び世界的なイノベーションのパートナーシップ関係は全部で124件に達している。2017年度、当社はさらに（カリフォルニア、ロシア及びスペインで）3つのイノベーション・ハブを立ち上げて、世界で最も先端的ないくつかのエコシステムでのエネルの存在をさらに強固なものとしている。これらのイノベーション・ハブは、当グループがこの産業での世界的なプレーヤーとしての知識及び経験を備えているとともに、インフラストラクチャや世界的ビジネスネットワークを提供することができるという意味で、新しい協力関係のモデルとなりうる。当社はまた、地域、国内外の新興企業及びリサーチ・センターを立ち上げることが期待される若者が、技術を学び事業を促進する場を創出することでエネルギー産業における研究活動やイノベーションを刺激することを目的として、イタリアのカターニャにおいて、初めてのイノベーション・ラボを稼働させた。

これらの知的協力関係および交流から革新的なソリューションが生まれ、それが実際に特許の申請にも繋がったケースもある。職場の衛生安全分野での一例が低電圧での作業時に使用する手袋用の繊維で、これはグローバル・サーマル・ジェネレーションのイノベーション部門とイスティテュート・イタリアーノ・ディ・テクノロジー（以下「IIT」という。）の協力関係のなかで生まれた。両者は、この商品を共同で特許申請するとともに、関連する権利の共同管理に関するイノベーション契約を締結した。

変革のプロセスでは、おのずと世界的規模でイノベーションと起業家精神の文化を涵養する具体的プロジェクトの開発が伴わなければならない。このなかには、「#nomoreexcuses」として知られる世界中の従業員が共同で創出したプロモーション・キャンペーンが含まれる。このキャンペーンのゴールは、ハッシュタグの「excuses」で表現されている、変革に際しての文化的障害の原因を特定し、かつ、そのような障害の各々について、それを克服し、イノベーションに対するオープンな態度を促進するリアクションを創出することであった。

2017年度は、火力発電の分野における主なイノベーションへの取り組みは、プラントの柔軟性及び効率性の改善、並びに排出量及び環境への影響の最小化に関するものであった。また、同様の主なイノベーションへの取り組みは、高度なモニタリング・診断システム及びモノのインターネット（IoT）のアプリケーションの適用並びに貯蔵システム及び新しいビジネス・モデルの開発に関するものであった。その一例が、トレバルダリガ・ノルドプラントで環境監視及びセキュリティ・サービスを行うためのドローン・システムの設置である。ドローンは、ソフトウェアによるビデオ分析アルゴリズム及び三次元飛行経路設定の支援の下で自動的に飛行する。また、敵対的ドローンによる侵入からプラントを防衛するための対ドローン・システムもインストールされている。

グリッドのデジタル革命は、エネルが業務を行うさまざまな国の顧客に効率性とサービス品質の改善をもたらした。その主な例の1つがコロンビアのパラテブエノのマイクログリッドであり、これによって、いくつもの村に持続可能な電力を供給することが可能となり、他の分野で導入される新技術のテストケースともなった。スペインでは、「ラ・グラチオサ」プロジェクトの一環として、エネルは、配電網のサービス品質を最高レベルに維持しながら再生可能エネルギーの普及を最大化するために、貯蔵システムの有効性を示す努力をした。また、エネルは、スペインの子会社であるエンデサを通じて関与している欧州でのプロジェクト、RESCCUE (RESilience to cope with Climate Change in Urban arEas (都市部での気候変動に対応する対応力))の活動も続いている。このプロジェクトは、気候変動に関連した現在及び将来の課題に対する都市部の能力を改善するための革新的なツール及びモデルを開発するために開始された。

最後に、当グループは、多様な発電技術を組み合わせ、貯蔵システムを利用することによって遠隔地の電化を進めることで地方コミュニティでのエネルギーへのアクセスを改善するために、エネルギーへのアクセス、再生可能エネルギーの電力システムへの統合及び新技術の利用の分野にも力を注いでいる。一方でまた、当グループは、都市環境での再生可能資源の効率性及び柔軟性を増強する方法をも模索し、また、特に海洋エネルギーを中心に未だ活用されていない新しい再生可能資源の利用を進めている。

再生可能エネルギー及び電源構成の低炭素化

2050年度までに発電における完全脱炭素化を達成し、またそれを通じて国際連合の持続可能な開発目標13 (SDG13) に貢献することを目標とする中で、気候変動への対策及び環境保護は、エネルをはじめとした世界的エネルギー関係組織が担うべき責任のひとつである。当社は、具体的な目標を設定した長期的ビジョンに基づいて戦略を策定している。エネルは、発電分野を利用した活動に加え、イノベーション、デジタル化、電気自動車、エネルギー効率及びその他の様々な分野で活動している。この活動において、エネルは、イノベーション、競争力及び環境的持続可能性が融合された循環経済実現のため、当グループのすべての業務をもってそれらの目的の達成のために行動している。2017年度、エネルの設置容量は、ブラジル、ペルー及び米国で新しい再生可能エネルギー・プラントの操業開始を主因として、2016年度から約2GW増加し、約85GWとなった。

2017年度の生産量は合計で約250TWhで、2016年度と比べると約12TWh減少した。これは、主にスロバキアの発電所並びにペルー及び米国の幾つかのプラントの非連結化の影響が主因であり、この影響は、新たなプラントの買収によって部分的にのみ相殺された。現在、エネルの発電量の約43%はゼロ・エミッション資源によるものである。環境面への影響に関しては、当グループは、2020年度までにCO₂の実質排出量を2017年度と比べて25%削減させる (350g/kWheq未満) という中期目標を定めている。CO₂の排出量は絶対量で言えば2016年度からわずかに減少している。しかし、当グループの合計純発電量が減少していることを考慮すると、実質CO₂排出量は前年度と比べて4%の増加している (411g/kWheq)。

その他の実質排出量、すなわち二酸化硫黄 (SO₂) 及び窒素酸化物 (NO_x) の排出量も、総発電量との関係でみると、わずかながら増加している。なお、微粒子は、ロシアでの石炭火力発電が増加したため、2016年度より増加した。

約2.6GWの管理容量¹及び約7TWhの管理発電量を含め、総発電容量は87.6GW、発電量は約257TWhとなった。結果として、ゼロ・エミッション発電はあらゆる種類の総発電量の約45%となり、また、実質CO₂排出量は400g/kWh_{eq}となった。

エネルは、環境と天然資源を保護し、気候変動に対応し、また持続可能な経済発展に貢献することを目的とした具体的方針を実施している。これらの方針の主軸となる要素は、世界的に認知されている環境マネジメント・システム（以下「EMS」という。）である。

当社の原子力技術活動の範囲のなかで、エネルは、当社の発電所が明確な原子力安全方針を採用していること、及びそれらの設備が従業員、一般市民及び環境の安全と保護を絶対的に優先させた基準に基づいて運営されていることを確実にすることを、公に約束している。原子力の安全性に関する方針は、全ての発電所の活動が単に適用される法律や規則を遵守する以上の水準を設定し継続的改善及びリスク管理を行う方針を組み込んだ経営アプローチを採用することを確実にする戦略に基づいて、卓越した実績を達成するよう促している。

水資源の管理

水は、発電にとって必須の資源であり、エネルは水資源の確保が将来のエネルギー関係のシナリオの中で重要な部分を占めると考えられることを十分に認識している。エネルは長年、使用する水の管理の効率性を向上させる努力を続けており、水資源の不足に瀕している地域の全ての発電所について、以下の分析レベルに基づいて、継続的に監視している。

- ・水資源の利用可能性に関する潜在的リスクを特定するために、定期的に全ての生産地をマッピングする。
- ・真水（再利用水ではない水）の消費量の評価を行う。
- ・海水及び排水の利用を最適化するために測定を行う。
- ・様々な場所の気候や植生に関するデータを監視する。

世界的には、エネルは使用した水の約99%を環境に戻しており、エネル・グループの全発電における使用/消費量のうち水源確保が困難な地域の真水を使用又は消費しているのは、8%のみである。

2017年度は、全体として水消費量は合計126百万立方メートルとなり、火力発電所及び原子力発電所の閉鎖により、2016年度より15%減少した。

消費量全体のうち、5%を超える水が再利用されており、これは前年度を上回っている。2017年の実質需要は0.49 l/kWh_{eq}となり、2016年度より約11%減少した。これは、2020年度までに水の消費を2010年度より30%減少させるというエネルのコミットメントに沿った数値である。

生物多様性の保全

生物の多様性の保全はエネルの環境方針の戦略的目標のひとつである。当グループは、在来種、その自然の生息環境、及び各地の生態系全般の保護するために、当社が業務を行っている様々な地域で具体的プロジェクトを推進している。これらのプロジェクトは、生息数の調査及び監視、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、並びに様々な動植物の生息及び活動の促進をサポート（例えば、配電線に沿って人工的な巣を設営したり、水力発電所に魚梯を設置する等）するためのインフラストラクチャの構築を含めた広範な分野をカバーしている。

2017年度、エネルは、生物多様性の保全に関する世界的権威である国際自然保護連合（以下「IUCN」という。）と協力関係を築き、当グループの生物多様性の保全のためのアクション・プランを拡張した。当社は、当社の火力及び再生可能エネルギー発電所に関連した生物多様性に関するリスク及び事業機会を評価すること、当社の様々な用地における生物多様性への影響を予防及び最小化するためのベストプラクティスを分析すること、及び持続可能な開発目標（以下「SDG」という。）に沿った組織的報告の枠組みを開発することに関して、IUCNから支援を受ける予定である。

¹再生可能エネルギーの分野でイタリア、米国及びカナダの合併事業を通じて稼働されている発電容量。

7【財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析】

業績指標の定義

エネルは、当グループ及び親会社の成績を示したその財務構造を分析するため、当グループ及びエネル・エスピーエーが導入しているIFRS-EUの下に構想され、連結・個別財務報告書に示されているものとは別の、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・個別財務書類から直接入手できるものとは異なった業績指標を含んでいる。経営陣は、その指標は当グループ及び親会社の業績を監視するのに有効であり、事業の財務成績を反映するものであると考えている。

これらの指標について、CONSOBは2015年12月3日に通信第92543/15号を発行した。かかる通信により、欧州証券市場監督局（ESMA）が2015年10月5日に発行した、2016年7月3日以降に開示又は発行される規制対象情報及び目論見書における代替業績指標の提示に関するガイドラインに効力が発生した。以前のCESR（欧州証券規制当局委員会）勧告（CESR/05-178b）を更新する内容の本ガイドラインは、指令2003/71/ECの適用範囲内で規制対象情報及び目論見書に含まれる代替業績指標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。

通常売上総利益

売上総利益から、企業の買収や売却等の経常外取引に係る全項目（例えば、キャピタル・ゲイン及びキャピタル・ロス）を除外することにより算出される指標をいう。ただし、再生可能エネルギー開発部門に係る項目は除く。2016年度第4四半期に導入された新たなビジネス・モデル「建設、売却及び運営（Build, Sell and Operate）」に従い、同セクターのプロジェクト売却からの収益は当グループの通常業務の結果である。

通常営業利益

売上総利益に関して言及された経常外取引、並びに資産の減損テスト又は「売却目的の資産」への分類に伴い認識される大幅な減損損失の影響に鑑みて「営業利益」を修正することにより算出される。

グループ経常純収益

エネルの中核事業により生み出される「グループ純収益」と定義され、「グループ純収益」から、上記「通常営業利益」の注記において言及された項目が純収益に与える影響（税額控除及び非支配持分による影響を含む。）を差し引いた額に等しい。

継続事業によって生み出されたグローバルな付加価値

ステークホルダーのために生み出された価値と定義され、「収益」の額に等しい。これには、外部費用（「燃料費」、「電力購入費」、「原料費」、「内部プロジェクトの資本化費用」、「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「商品管理からの純収益／（費用）」が含まれる。

固定純資産

「固定資産」及び「固定負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- ・「繰延税金資産」
- ・「満期保有目的有価証券」、「損益を通じ公正価額で評価された、ファンド又はポートフォリオマネジメントプロダクツにおける金融投資資産」及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の固定金融債権」の下に記載されるその他の項目
- ・「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」及び「流動負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- ・「長期金融債権（短期部分）」、「ファクタリング債権」、「満期保有目的有価証券」、「現金担保」及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の金融債権」
- ・「現金及び現金同等物」
- ・「短期借入金」及び「長期借入金の当期支払分」
- ・「リスク及び費用に対する引当金（当期支払分）」
- ・「その他の流動負債」に含まれる「その他の金融債務」

売却目的の純資産

「売却目的の資産」及び「売却目的の負債」の代数和をいう。

純投下資本

「リスク及び費用に対する引当金」、「従業員給付」、「繰延税金負債」、「繰延税金資産」及び「売却目的の純資産」並びに「固定純資産」及び「流動純資産」の代数和をいう。

純金融負債

以下のとおり算出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「短期金融債務」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当期支払分」から、
- ・「現金及び現金同等物」、
- ・「長期金融債権の流動部分」、「ファクタリング債権」、「現金担保」、及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の金融債権」、並びに
- ・「満期保有目的有価証券」、「売却可能有価証券」、「損益を通じ公正価額で評価された、ファンド又はポートフォリオマネジメントプロダクツにおける金融投資資産」及び「その他固定金融資産」に含まれる「その他の固定金融債権」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CESR/05-054b第127項の提言に準拠し、かつ2007年7月26日のCONSOBの指令に従い、金融債権並びに長期有価証券を控除後、算出されている。

連結範囲の主な変更

ここで検討されている２期間に行われたいくつかの取引により、連結の範囲が変更された。詳細については、連結財務書類の注記５を参照のこと。

当グループの成績

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
総収益	74,639	70,592	4,047	5.7%
総費用	59,564	55,183	4,381	7.9%
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	578	(133)	711	-
売上総利益	15,653	15,276	377	2.5%
減価償却費、償却費及び減損損失	5,861	6,355	(494)	-7.8%
営業利益	9,792	8,921	871	9.8%
財務利益	3,982	4,173	(191)	-4.6%
財務費用	6,674	7,160	(486)	-6.8%
財務利益/(費用)合計	(2,692)	(2,987)	295	9.9%
持分法を利用した投資持分利益(費用)	111	(154)	265	-
法人税控除前利益	7,211	5,780	1,431	24.8%
法人税	1,882	1,993	(111)	-5.6%
継続事業からの純利益	5,329	3,787	1,542	40.7%
廃止事業からの純利益	-	-	-	-
純利益(グループ及び少数株主持分)	5,329	3,787	1,542	40.7%
親会社の株主に起因する純利益	3,779	2,570	1,209	47.0%
少数株主持分に起因する純利益	1,550	1,217	333	27.4%

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
電力販売からの収益	43,433	42,337	1,096	2.6%
送電からの収益	9,973	9,587	386	4.0%
ネットワーク事業者からの接続料	900	557	343	61.6%
機関市場オペレーターからの繰入金	1,635	1,462	173	11.8%
ガス販売からの収益	3,964	3,876	88	2.3%
ガス輸送からの収益	570	563	7	1.2%
子会社、関連会社、ジョイント・ベンチャー、共同支配事業及び売却目的保有に分類される固定資産の処分利益及び負ののれん	159	399	(240)	-60.2%
支配の変更後の公正価値での再評価	-	99	(99)	-
有形固定資産及び無形固定資産の処分利益	43	65	(22)	-33.8%
その他の販売、サービス及び収益	13,962	11,647	2,315	19.9%
合計	74,639	70,592	4,047	5.7%

2017年度の**電力販売からの収益**は、前年比で1,096百万ユーロ増加（2.6%増）し、43,433百万ユーロとなった。かかる増加は、主に以下に起因している。

- ・ エンドユーザー向けの電力販売からの収益が2,317百万ユーロ増加したこと。かかる変化は、販売量の増加のほか、平均価格の改善及び為替の変動（これは、アルゼンチン以外の全ての国においてプラスに影響した。）を反映している。連結範囲の変化もまた大きく影響した。2017年、エネル・ディストリビューション・ゴイアス（Enel Distribuição Goiás）の買収が収益にもたらした影響は1,042百万ユーロ、スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外の影響は345百万ユーロであった。
- ・ 電力卸売事業からの収益が2,189百万ユーロ減少したこと。これは主に、イタリアにおける発電量が縮小したこと（1,777百万ユーロ）と併せて、2016年7月末にスロベンスケ・エレクトラーネが連結除外されたことに伴う収益の縮小（880百万ユーロ）に起因している。これらの収益減少は、為替の変動並びにチリ及びブラジルにおける収益の増加によって部分的に相殺された。
- ・ 電力取引からの収益が968百万ユーロ増加したこと。かかる増加は外国市場における取扱量の増加を反映しており、これによってイタリア市場における取引収益の減少が相殺された。

2017年度の**送電からの収益**は、2016年度から386百万ユーロ増加し、9,973百万ユーロとなった。かかる収益増加は、主にスペイン、南アメリカ及びイタリアに集中した。国外市場における平均料金の上昇は、送電量の増加（特に自由市場における増加）に関連していた。

2017年度の**ネットワーク事業者からの手数料**は、前年比で343百万ユーロ増加し、900百万ユーロであった。かかる変化は主に、プリンディジ・スド発電所の追加により、イタリアの重要な発電所に係る費用の払戻しによる収益が増加したことを反映している。

2017年度の**機関市場オペレーターからの繰入金**による収益は、173百万ユーロ増の1,635百万ユーロであった。より具体的には、かかる繰入金の増加は、主にスペイン半島（当グループは、同地域における費用の払戻しを受ける権利を有している。）における液体燃料に係る費用が増加したことを反映している。

2017年度の**ガス販売からの収益**は、前年比で88百万ユーロ増加（2.3%増）し、3,964百万ユーロであった。かかる変化は、主に2016年度と比較して販売量が増加し、且つ平均ユニット価格が上昇した結果としてイベリアからの収益が増加したことを反映している。

2017年度中、**ガス輸送からの収益**は、イタリアにおける輸送量の増加を主因として、7百万ユーロ増加（1.2%増）して570百万ユーロとなった。

2017年度の**事業体処分利益**の項目は、2016年度比で240百万ユーロ減少（60.2%減少）し、159百万ユーロとなった。これは主に、チリのエレクトロガス会社の売却益143百万ユーロを反映している。

2016年度中、同項目は主に以下により構成されていた。

- ・ ジーエヌエル・クインテロ（当グループが持分の20%を保有していた関連会社）の売却からの利益173百万ユーロ
- ・ ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却からの利益124百万ユーロ
- ・ エネル・グリーン・パワー・カンザスが子会社のシマロン及びリンダールを売却したことにより計上した利益35百万ユーロ
- ・ 2015年に売却されたポルトガル資産について計上された価格調整分30百万ユーロ

2017年度中、**支配の変更後における公正価値での再評価**による利益は計上されなかった。一方、2016年度においては同項目は99百万ユーロであり、うち95百万ユーロは、ガバナンスの取決め変更に伴う当グループの資産及び負債の公正価値への調整、並びにその後のエネル・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）の支配権喪失に伴う同社に対する当グループの持分の公正価値への調整に関連していた。

有形固定資産及び無形固定資産の処分利益は、2017年度は合計43百万ユーロ（2016年度は65百万ユーロ）となり、当期中になされた通常の処分に関連していた。

その他の販売、サービス、利益からの収益は、2017年度は合計13,962百万ユーロ（2016年度は11,647百万ユーロ）となり、前年比で2,315百万ユーロ増加（19.9%増）した。

前年からの増加は主に以下を反映している。

- ・ 燃料、特に天然ガスの販売収益が1,312百万ユーロ増加したこと。
- ・ 取扱量の増加を主因として、環境証明書に係る繰入金が増加したこと。
- ・ 建設契約からの収益が262百万ユーロ増加したこと。これは主に、IFRIC第12号の範囲に含まれる譲与契約の下でエネル・ディストリビューション・ゴイアスが運営する、インフラストラクチャーに係る工事を反映している。
- ・ 払戻し及び補償からの収益が139百万ユーロ増加したこと。これは、当グループが申請したチュカス風力ファームに係る仲裁手続きに関して、インスティテュート・コスタッリセンス・デ・エレクトリシダッド（Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)）から受領した100百万ユーロを含む。
- ・ タックス・パートナーシップからの収益が65百万ユーロ増加したこと。

費用

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
電力購入	20,011	18,514	1,497	8.1%
発電のための燃料消費	5,342	4,738	604	12.7%
取引用燃料及びエンドユーザー向け販売のためのガス	10,906	9,061	1,845	20.4%
原料	1,880	1,708	172	10.1%
人件費	4,504	4,637	(133)	-2.9%
サービス、リース及びレンタル費 ⁽¹⁾	15,882	15,411	471	3.1%
その他の営業費用	2,886	2,783	103	3.7%
資本化費用	(1,847)	(1,669)	(178)	-10.7%
合計	59,564	55,183	4,381	7.9%

(1) このうち、2017年における分水に係る固定費用は169百万ユーロ（2016年は166百万ユーロ）、2018年における公有地の利用に係る費用は24百万ユーロ（2016年は24百万ユーロ）。

電力購入費用は、2017年度中、2016年度と比べて1,497百万ユーロ増加し、8.1%の増加となった。かかる増加は、とりわけイタリア及びスペインにおける市場購入量の増加を反映している。より具体的には、電力取引所での電力購入量が2,026百万ユーロ増加し（当該増加は特にイタリア、イベリア半島及び南アメリカにおいて顕著であった）、双務契約を通じた購入に係る費用が693百万ユーロ増加した。これらの要因は、国内外の市場における、かつ補助的なバランシング・サービスの一環としての購入量の減少分およそ1,222百万ユーロを部分的に相殺した。当該減少は、基本的にイタリア国内における取扱量の減少及び価格の下落、並びにスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による連結範囲の変更の影響を反映していた。

発電のための燃料消費費用は、2017年度中、前年度から604百万ユーロ（12.7%）増加し、5,342百万ユーロとなった。かかる変化は、基本的に、特に南アメリカにおける火力発電の需要拡大に伴う購入費用の増加を反映していた。これらの影響は、スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による影響を十二分に相殺した。

取引用燃料及びエンドユーザー向け販売のためのガスの購入費用は、2017年度中、2016年比で1,845百万ユーロ増加し10,906百万ユーロとなった。この変化は、とりわけイタリア及びスペインにおいて、平均価格が上昇する状況で購入量及び取扱量が増加したことを反映している。

2017年度の**原料費**は、1,880百万ユーロとなり、前年比で172百万ユーロ増加した。この増加は主に、エネル・ディストリビューション・ゴイアスの連結化に伴い、同社が譲与契約によって運営しているブラジルのインフラストラクチャー及びネットワークに係る工事のために材料や機器が購入されたことに起因した。この影響は、環境証明書に係る購入費用が減少したことによって部分的に相殺された。

2017年度の**人件費**は、2016年比で133百万ユーロ（2.9%）減少し、合計4,504百万ユーロとなった。かかる減少は基本的に以下を反映している。

- ・ 早期退職インセンティブに係る費用が152百万ユーロ減少したこと。これは、スペインにおける早期退職インセンティブ（プラン・デ・サリダ）に関する費用が2016年比で205百万ユーロ減少したことを主因とする。当該減少は、新たに買収したエネル・ディストリビューション・ゴイアスにおいて組織効率を改善するために同様の制度が導入されたことにより部分的（45百万ユーロ）にのみ相殺された。
- ・ とりわけ南アメリカにおいて平均ユニット価格が上昇したことによる影響。かかる影響は、下記の変化を反映して平均従業員数が減少したことによってほぼ全て相殺された。

2017年12月31日におけるエネル・グループの従業員数は合計62,900人であり、うち31,786人は海外で雇用されている。当グループの従業員数は、2017年度において820人増加した。主に上記早期退職インセンティブ（退職の44%がイタリアで行われた。）に起因して新規雇用と退職のバランスがマイナスであったこと（2,111人の減少）による影響は、2017年における買収（特にエネル・ディストリビューション・ゴイアス及びエナノックの買収）に起因する連結範囲の変更（2,931人の増加）によって十二分に相殺された。

2016年12月31日からの全体的な変化の内訳は、以下のとおりである。

2016年12月31日現在の従業員数	62,080
雇用	2,302
雇用の終了	(4,413)
連結範囲の変更	2,931
2017年12月31日現在の従業員数	62,900

2017年度の**サービス、リース及びレンタル費**は、2016年比で471百万ユーロ増加し、15,882百万ユーロとなった。当期における変化は基本的に以下を反映している。

- ・ エネル・ディストリビューション・ゴイアスの連結化を一因として特に南アメリカ及びブラジルにおいて、また送電料金の引上げを主因としてイタリアにおいて、輸送費用が398百万ユーロ増加したこと。
- ・ イタリア及びスペインにおけるITサービスに係る費用が185百万ユーロ増加したこと。
- ・ ブラジルにおいて公共サービス譲与契約の下でなされた、メンテナンス及びその他の事業に係る費用が134百万ユーロ増加したこと。
- ・ 送電網に係る接続料金が219百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主にスペインにおける減少であり、2011年-2016年に支払われていた発電会社が自己消費のために支払う費用が撤廃されたことと、スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による影響（78百万ユーロ）に起因する。

2017年度の**その他の営業費用**は、2016年比で103百万ユーロ増加し、2,886百万ユーロとなった。これは主に以下を反映している。

- ・ 特にイタリア及びルーマニアにおいて、環境コンプライアンスに係る費用が239百万ユーロ増加したこと。
- ・ 租税公課に係る費用が137百万ユーロ増加したこと。これは主に、スペインにおいて火力発電への課税率が引き上げられたこと及び核廃棄物への課税に関する新しい法律、法律第5/2017号の導入に伴ってカタルーニャにおいて原子力発電に係る課税率が引き上げられたことを反映している。2016年には旧法律下の核廃棄物税が違憲とされたためにそのための引当金が繰り入れられ、当グループはその恩恵があったため、かかる影響はさらに増幅された。
- ・ 電力供給サービスの品質基準を満たさなかったためにアルゼンチンにおいて計上された罰金（44百万ユーロ）及びエネル・ディストリビューション・ゴイアスに係る連結範囲の変化（18百万ユーロ）によって費用が増加したこと。
- ・ キャピタル・ロスが161百万ユーロ減少したこと。同項目は、2016年度中、南アメリカにおいて、複数の開発プロジェクトに係る水利権が収益性及び社会経済的影響の分析後に放棄されたことにより認識された評価減を反映している。
- ・ SAPEとの紛争に関する仲裁裁定が下されたことに伴い、2016年に当該訴訟の訴訟引当金80百万ユーロが戻し入れられたこと。
- ・ 2014年、2015年及び2016年に「ボーノ・ソシアル (bono social)」になした融資額についてエンデサの返済が認められた判決に関連して、費用減少が認識されたこと。当該減少は、222百万ユーロ相当のプラスの影響をもたらした。

2017年度の**資本化費用**は、資本支出の増加を反映して前年度と比較して178百万ユーロ増加し、1,847百万ユーロとなった。

2017年度の**公正価値により評価された商品取引からの純利益/(費用)**については、純利益が578百万ユーロ（前年度は純費用が133百万ユーロ）となった。より具体的には、2017年度の純利益は主に、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関するポジション管理からの純利益合計246百万ユーロ（2016年度は610百万ユーロの純費用）及び損益を通して公正価値により評価されたデリバティブに関するポジション管理からの純利益302百万ユーロ（2016年度は477百万ユーロの純利益）に起因した。

減価償却費、償却費及び減損損失は、2017年度に494百万ユーロ減少して5,861百万ユーロとなった。かかる減少は、ほぼ全て減損損失に起因する。より具体的には、2016年度に認識された減損損失は、主に手続上の困難が認められたチリのネルトゥメ川及びチョシュエンコ川に関するプロジェクト開発に係る水利権の評価減（273百万ユーロ）、並びにエネル・グリーン・パワー・ルーマニアCGU（130百万ユーロ）及びヌオーヴェ・エネルギーCGU（92百万ユーロ）の減損テストに伴い認識された評価減に関連した。2017年度における修正は、主に、投資対象であるドイツのエルドワルムの地熱発電資産の評価減（42百万ユーロ）に関連する。

上記に加えて、もうひとつの変化として、戻入れを控除した売掛金及びその他の債権の評価減が70百万ユーロ増加したことが挙げられる。これは主に、経済状況の悪化に伴ってアルゼンチン及びブラジルにおける純調整額が増加したこと、並びに多数のトレーダーに関してデフォルトリスクが生じたことによりイタリアにおける純調整額が増加したことによる。

2017年度の**営業利益**は、9,792百万ユーロとなり、871百万ユーロ増加した。

純財務費用は、2017年度中、295百万ユーロ減の合計2,692百万ユーロとなり、主に以下を反映している。

- ・ 金融債権に係る減損損失が255百万ユーロ減少したこと。そのほぼ全てが、スロバキ・パワー・ホールディングの50%の売却から発生した金融債権の公正価値への調整に起因した。当該売却は、2016年には220百万ユーロの費用を計上したが、2017年には34百万ユーロ相当のプラスの修正をもたらした。
- ・ 純利息費用が199百万ユーロ減少したこと。これは主に、より高額な社債の償還を活用し、相場よりも低い金利で借換えるという当グループのリファイナンス戦略の効果である。
- ・ その他の引当金の増加に係る費用が96百万ユーロ減少したこと。これは、主にスペインにおいて早期退職インセンティブの引当金に係る費用が58百万ユーロ減少したこと、並びにスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外に伴って廃炉の引当金に係る費用が48百万ユーロ減少したことに関連する。
- ・ 株式投資からの収益が45百万ユーロ増加したこと。これは主に、インドネシアのバーヤン・リソースズの持株の売却からの利益（52百万ユーロ）に起因する。

これらの要因は、以下により部分的にのみ相殺された。

- ・ 当初のローン契約に定められた「メークホール」コールオプションに基づき社債が早期償還された結果、エネル・ファイナンス・インターナショナルにおいて計上された金融費用が増加したこと（109百万ユーロ）。
- ・ スロベンスケ・エレクトラーネの連結除外を主因として、利息の資産計上が減少したこと（75百万ユーロ）。
- ・ エネル・ディストリビューション・ゴイアスの買収に関連して規制上の金融費用が増加したこと（55百万ユーロ）及びリボルビング借入枠に係る費用が増加したこと（37百万ユーロ）。
- ・ （金利及び為替の両方に対してヘッジされた）金融デリバティブに係る純費用が218百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、為替変動によって純為替差益が203百万ユーロ増加したことによってほぼ完全に相殺された。

2017年度の**持分法を利用した株式投資持分利益(損失)**は、2016年度の154百万ユーロの純損失から111百万ユーロの純利益となった。かかる265百万ユーロの変化は、基本的に、スロバキ・パワー・ホールディングの持分50%の評価減（246百万ユーロ）に起因している。当該持分は、2016年にはEPHとの契約に含まれる、価格計算式を決定するために用いられる基準パラメータの変化に伴って219百万ユーロの評価減を計上したが、2017年には同年の純収益を考慮して27百万ユーロの評価増となった。

2017年度の**法人税**は、2016年度は課税所得の34.5%に相当する1,993百万ユーロであったのに対し、課税所得の26.1%に相当する1,882百万ユーロとなった。法人税の前年比からの減少分111百万ユーロは、基本的に以下を反映している。

- ・ IRES税（法人税）率が27.5%から24%に引き下げられたことに起因して、イタリアの当期法人税が減少したこと。
- ・ 2017年12月に承認された税改革に伴って法人税率が35%から21%が引き下げられたことにより、米国所在の会社に係る繰延税金が調整されたこと（173百万ユーロ）。
- ・ アルゼンチン所在の会社の利益見通しが改善された結果、同国において純繰延税金資産が認識されたこと（60百万ユーロ）。
- ・ これらの法人税の減少は、2017年度における税引前利益が前年比で増加したこと、及び理論上の税率とは異なる税率の課税対象である事業の重要性の変化（2016年度においては、HDE及びジーエヌエル・クインテロに係る利益、並びにスロバキ・パワー・ホールディングの資産の評価減。2017年度においては、エレクトロガスの売却に係る利益。）によって部分的に相殺された。

当グループの財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)

	2017年 12月31日	2016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	91,738	92,318	(580)	-0.6%
- のれん	13,746	13,556	190	1.4%
- 持分法の使用による株式投資	1,598	1,558	40	2.6%
- その他の固定純資産/(負債)	(1,677)	(802)	(875)	-
合計	105,405	106,630	(1,225)	-1.1%
流動純資産				
- 売掛金	14,529	13,506	1,023	7.6%
- 棚卸資産	2,722	2,564	158	6.2%
- 機関市場オペレーターからの純売掛金	(3,912)	(3,592)	(320)	-8.9%
- その他の流動純資産/(負債)	(6,311)	(5,201)	(1,110)	-21.3%
- 買掛金	(12,671)	(12,688)	17	0.1%
流動純資産合計	(5,643)	(5,411)	(232)	-4.3%
総投下資本	99,762	101,219	(1,457)	-1.4%
引当金				
- 従業員給付	(2,407)	(2,585)	178	6.9%
- リスク及び費用に対する引当金並びに繰延税金	(8,025)	(8,517)	492	5.8%
引当金合計	(10,432)	(11,102)	670	6.0%
売却目的の純資産	241	11	230	-
純投下資本	89,571	90,128	(557)	-0.6%
株主持分合計	52,161	52,575	(414)	-0.8%
純金融負債	37,410	37,553	(143)	-0.4%

有形固定資産及び無形固定資産（投資用財産を含む。）は、580百万ユーロ減少して2017年12月31日には91,738百万ユーロになった。この減少は主に、外国通貨建ての財務書類の換算によるマイナス影響（3,824百万ユーロ）（かかるマイナス影響は、特に米ドル、コロンビアペソ及びチリペソにおいて顕著であった。）、減価償却費、償却費及び減損損失合計5,021百万ユーロ、並びにIFRS第5号の適用によってメキシコにおける「キノ（Kino）」再生可能エネルギー・プロジェクトに係る資産が売却目的保有に再分類されたことに伴う減損損失（1,207百万ユーロ）を反映している。

これらの要因は、当期間中における投資（8,130百万ユーロ）及び連結範囲の変更（プラス1,758百万ユーロ）により部分的に相殺された。連結範囲の変更は、主に、エネル・ディストリビューション・ゴイアス（ゴイアス地方における配電に係る譲与権を含む。）、エナノック及びイーモーターワークスの買収に起因する。

のれんは、2016年12月31日から190百万ユーロ増加し、13,746百万ユーロとなった。

かかる前年からの正味の変化は、為替差損のほか、主に以下を反映している。

- ・ (i)産業、商業及び政府関係の顧客に対するデマンド・レスポンス及びエネルギー・サービス提供において大手である米国会社のエナノックの買収、並びに(ii)その後のエナノックによるイーモーターワークスの買収について、289百万ユーロののれんが計上されたこと。
- ・ メキシコの「キノ」風力ファームに関連する中央アメリカCGUののれん38百万ユーロが売却目的保有に再分類されたこと（当年度中、IFRS第5号に規定される同項目の下での計上に係る条件を満たしたため）。

持分法の使用による株式投資は、2016年12月31日と比較して40百万ユーロ増加し、1,598百万ユーロであった。

かかる増加は主に、当グループについて計上された純利益（配当金の支払を控除したもの）を反映している。当該要因及び為替差益以外の要因としては、チリのエレクトロガスの売却に起因して連結範囲が変更されたこと並びに米国のケイニー・リバー及びロッキー・リッジ風力ファームの持分の80%を売却後に計上された当グループの残存持分が挙げられる。

その他の固定純資産／負債については、2016年12月31日（802百万ユーロの純負債）と比較して875百万ユーロの増加を示し、2017年12月31日現在1,677百万ユーロの純負債となった。この変化は、主に以下に起因する。

- ・ キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ（とりわけ為替リスクのヘッジ）に係る純資産1,398百万ユーロの減少。
- ・ その他の株式投資が138百万ユーロ減少したこと。これは主に、バーヤン・リソースズの10%の持分を売却したことに関連する。
- ・ サービス委譲契約に係る金融資産が455百万ユーロの増加したこと。これは主に、ブラジル南東部のヴォルタ・グランデ水力発電所について30年の譲与契約を獲得したことにより起因する。
- ・ エネル・ディストリビューション・ゴイアスの連結化に伴って資産が106百万ユーロ増加したこと。
- ・ スペイン及びイタリアにおける機関市場オペレーターからの長期売掛金が94百万ユーロ増加したこと。

流動純資産は、2017年12月31日においてマイナス5,643百万ユーロとなり、2016年12月31日と比較して232百万ユーロの増加となった。この変化は、以下の要因を反映している。

- ・ 売掛金が1,023百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、(i)不利な為替変動の展開による影響が、エネル・ディストリビューション・ゴイアスの連結範囲の変更（336百万ユーロ）、販売量の増加、送電量の増加及び料金の引上げによって十二分に相殺された南アメリカ（特にアルゼンチン）においての増加、並びに、(ii)トレーダーについてはイタリアにおいての増加である。
- ・ 棚卸資産が158百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主にイタリアに起因し、オープン・メーター計画の一環として第二世代メーターが購入されたこと、中・低圧送電網の維持及び運営のための材料が購入されたこと、並びに二酸化炭素排出枠並びにガス及びその他の燃料の在庫が増加したことを反映している。
- ・ 機関市場オペレーターからの純売掛金が、320百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に、ホワイト証書及び規制市場における電力平衡に関連してイタリアで、並びに、エネル・ディストリビューション・ゴイアス連結化の影響及びアルゼンチンにおける料金の引上げによるシステム費用の増加に関連して南アメリカにおいて顕著であった。
- ・ 関連負債を差引いたその他の流動資産が1,110百万ユーロ減少したこと。この変化は以下を反映している。
 - 流動金融純利益が541百万ユーロ減少したこと。この減少は、基本的にデリバティブ（主に為替及び商品価格のキャッシュ・フロー・ヘッジ）の公正価値の下落に起因する。
 - 法人税の純負債が227百万ユーロ減少したこと。これは主に、当年度中に支払われた法人税額1,579百万ユーロ（前年から380百万ユーロ減）に起因し、当該額は、過去数年間に係る調整後の当期税金負債1,867百万ユーロ（前年から171百万ユーロ増）の計上によって部分的に相殺された。
 - その他の純流動負債が94百万ユーロ減少したこと。より具体的には、株式投資の購入に係る負債の減少分（これは、エネル・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルジー・ムンテニアの13.6%の追加持分を401百万ユーロで買収することを可能にするプット・オプションの支払に起因する。）は、配当金の支払に係る負債（これは、エネル・エスピーエーが承認した株主に対する中間配当金の増額を反映している。）及び主にイタリアにおける顧客に対する払戻しに係る負債の増加によって部分的にのみ相殺された。
- ・ 買掛金が17百万ユーロ減少したこと。より具体的には、イタリアにおける買掛金の減少はほぼ全て、スペイン及び南アメリカにおける買掛金の増加によって相殺された。

引当金は、前年度と比較して670百万ユーロ減少し、10,432百万ユーロとなった。この変化は基本的に以下の要因を反映している。

- ・ 主に為替変動に起因して従業員給付に対する引当金が178百万ユーロ減少したこと。
- ・ リスク及び費用に対する引当金が384百万ユーロ減少したこと。この減少は主に、（主にイタリア及びスペインにおける）早期退職インセンティブに対する引当金に関連する。
- ・ 繰延税金が159百万ユーロ減少したこと。この減少は主に、ユーロ以外の通貨を用いる事業体の純繰延税金負債に係る為替差額による。

「売却目的保有」の純資産は、2017年12月31日において241百万ユーロ（2016年12月31日において11百万ユーロ）となった。

かかる変化は、主に以下の会社の資産が売却目的保有に再分類されたことを反映している。

- ・メキシコのプロジェクト会社8社。これらの会社は、稼働中の発電所3カ所及び建設中の発電所5カ所を所有している。エネル・グリーン・パワーは、これらの会社について、その株式資本の80%を売却する契約（「キノ（Kino）」プロジェクト）を締結している。
- ・カフィレアス風力プロジェクトに関連する複数のプロジェクト会社。エネル・グリーン・パワー・ヘヤスは、パートナーとの間で、当該風力ファームに関連する全プロジェクトの条件及び運営について規定するジョイント・ベンチャー契約を締結している。

純投下資本は、2017年12月31日において89,571百万ユーロとなった。これは、親会社の株主及び非支配持分に起因する株主資本52,161百万ユーロ並びに純金融負債37,410百万ユーロにより調達されたものである。2017年12月31日現在の負債資本比率は0.72（2016年12月31日は0.71）となった。

財務構造の分析

純金融負債

純金融負債及び各期間の変化は以下の表のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	増減	
長期債務				
-銀行借入れ	8,310	7,446	864	11.6%
-社債	32,285	32,401	(116)	-0.4%
-その他借入れ	1,844	1,489	355	23.8%
長期債務	42,439	41,336	1,103	2.7%
長期金融債権及び有価証券	(2,444)	(2,621)	177	6.8%
純長期債務	39,995	38,715	1,280	3.3%
短期債務				
銀行借入れ				
-長期銀行借入れの短期部分	1,346	749	597	79.7%
-その他短期銀行借入れ	249	909	(660)	-72.6%
短期銀行借入れ	1,595	1,658	(63)	-3.8%
社債(短期部分)	5,429	3,446	1,983	57.5%
その他借入れ(短期部分)	225	189	36	19.0%
コマーシャル・ペーパー	889	3,059	(2,170)	-70.9%
デリバティブに対する現金担保及びその他資金調達	449	1,286	(837)	-65.1%
その他短期金融債務 ⁽¹⁾	307	414	(107)	-25.8%
その他短期債務	7,299	8,394	(1,095)	-13.0%
長期金融債権(短期部分)	(1,094)	(767)	(327)	-42.6%
ファクタリング売掛債権	(42)	(128)	86	67.2%
金融債権－現金担保	(2,664)	(1,082)	(1,582)	-
その他短期金融債権	(589)	(911)	322	-35.3%
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	(7,090)	(8,326)	1,236	14.8%
現金及び現金同等物並びに短期金融債権	(11,479)	(11,214)	(265)	-2.4%
純短期負債	(2,585)	(1,162)	(1,423)	-
純金融負債	37,410	37,553	(143)	-0.4%
「売却目的の純資産」の金融負債	1,364	-	1,364	-

(1)「その他の流動金融負債」に含まれる流動金融債務を含む。

2017年12月31日の純金融負債は、2016年12月31日と比較して143百万ユーロ減少し、37,410百万ユーロとなった。

より具体的には、純長期債務は、長期金融債権の177百万ユーロの減少及び長期総債務の1,103百万ユーロの増加の複合的影響により、1,280百万ユーロ増加した。

総長期債務は以下の合計である。

- ・ 銀行借入れは8,310百万ユーロとなり、864百万ユーロの増加となった。これは主にエネル・エスピーエーによる銀行融資の引出し並びにエンデサ、イーディストリビューティオーネ及びエネル・グリーン・パワー・ペルーへの助成金付きローンに起因し、12ヶ月以内に支払期限が到来する借入れの短期への組替え及び為替差益287百万ユーロ（借入れの短期部分に係る為替差益を含む。）により部分的に相殺された。
- ・ 社債は、2016年度末と比較して116百万ユーロ減少し、32,285百万ユーロとなった。これは主に以下を反映している。
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが、2009年10月に発行した期間10年の米ドル建て自社債合計1,479百万ユーロを再購入したこと。
 - 翌12ヶ月以内に満期が到来する社債（うち一部はエネル・エスピーエーにより発行された、額面金額3,000百万ユーロの2018年2月年満期リテール社債2本、512百万ユーロ及び543百万ユーロはエネル・ファイナンス・インターナショナルにより発行された2018年4月及び2018年10月満期の固定利付社債、並びに191百万ユーロは南アメリカの企業による現地通貨建て社債に関連する。）の短期への組替え。
 - 2017年における新規発行。これらは、以下を含む。
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが2017年1月に発行した2024年満期の固定利付グリーン社債1,250百万ユーロ。
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが2017年5月に発行した、それぞれ2022年、2027年及び2047年満期のマルチランシェ債5,000百万米ドル（4,169百万ユーロ相当）。
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが2017年10月に発行した、それぞれ2023年、2028年及び2047年満期のマルチランシェ債3,000百万米ドル（2,501百万ユーロ相当）。
 - 南アメリカの企業による現地通貨建て社債484百万ユーロ。
 - 当期中の為替差益約1,850百万ユーロ（社債の短期部分に係る為替差益を含む。）。

2017年12月31日の純短期負債は、2016年度末から1,423百万ユーロ増加し、2,585百万ユーロの債権ポジションとなった。これは、その他の借入れ1,095百万ユーロの減少、短期銀行借入れ63百万ユーロの減少並びに現金及び現金同等物並びに短期金融債権265百万ユーロの増加によるものであった。

その他の短期債務合計7,299百万ユーロには、インターナショナル・エンデサ・ビーヴィにより発行されたコマーシャル・ペーパー合計889百万ユーロ及び12ヶ月以内に満期到来する社債合計5,429百万ユーロが含まれる。

最後に、店頭デリバティブ取引によって取引相手方に支払われた金利、為替レート及び商品の現金担保は2,664百万ユーロであった一方、かかる取引相手方より受領した現金担保は449百万ユーロであった。

現金及び現金同等物並びに短期金融債権は、2016年度末と比較して265百万ユーロ増加し、11,479百万ユーロとなった。これは主に、取引相手方に支払われた現金担保1,582百万ユーロの増加を反映しており、銀行に預託された現金及び短期有価証券の1,236百万ユーロの減少により部分的に相殺された。

2017年の主要な取引には、以下が含まれる。

- ・ エンデサの主要な信用枠が合計1,985百万ユーロで2020年まで延長される再交渉がなされたこと。2017年12月31日の時点でかかる信用枠から12百万ユーロが引き出されている。
- ・ イタリアにおけるデジタル・メーターの取替えを目的として、2017年7月28日に締結された、欧州投資銀行からイーディストリビューツィオーネに対して信用枠500百万ユーロの第1次ランシェを与える契約。2017年12月31日時点でかかる信用枠から100百万ユーロが引き出されている。
- ・ 2017年12月18日にエネル・エスピーエー及びエネル・ファイナンス・インターナショナル並びに複数の銀行からなるプールにより締結された、2022年12月満期の10十億ユーロのリボルビング信用枠に関する契約。かかる信用枠からは、2017年12月31日時点で引出しはなされていない。かかる信用枠は、2015年に合意され、2020年2月満期の9.4十億ユーロの既存の信用枠を置き換えるものである。
- ・ 以下の社債の返済。
 - エネル・エスピーエーが2007年に発行した2017年6月満期の固定利付社債908百万ユーロの返済
 - エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2017年9月満期の米ドル建て固定利付社債1,254百万ユーロ相当の返済

2017年12月31日時点の「売却目的の純資産・純負債」の金融負債は、1,364百万ユーロであった。これは主に、メキシコのプロジェクト会社の発電所の建設（「キノ（Kino）」プロジェクト）のための借入れに関連する。

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
期首における現金及び現金同等物⁽¹⁾	8,326	10,790	(2,464)
営業活動によるキャッシュ・フロー	10,125	9,847	278
投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(9,294)	(8,087)	(1,207)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(1,646)	(4,474)	2,828
為替レートの変化による現金及び現金同等物への影響	(390)	250	(640)
期末における現金及び現金同等物⁽²⁾	7,121	8,326	(1,205)

(1) うち2017年1月1日時点の現金及び現金同等物8,290百万ユーロ（2016年1月1日時点で10,639百万ユーロ。）、
2017年1月1日時点の短期有価証券36百万ユーロ（2016年1月1日時点で1百万ユーロ。）並びに2016年1月1日時点の「売却目的保有」資産に関する現金及び現金同等物150百万ユーロ。

(2) うち2017年12月31日時点の現金及び現金同等物7,021百万ユーロ（2016年12月31日時点で8,290百万ユーロ。）、2017年12月31日時点の短期有価証券69百万ユーロ（2016年12月31日時点で36百万ユーロ。）並びに2017年12月31日時点の「売却目的保有」資産に関する現金及び現金同等物31百万ユーロ。

2017年度の営業活動によるキャッシュ・フローは、2016年度と比較して278百万ユーロ増加し、10,125百万ユーロの黒字であった。この増加は主に、売上総利益の増加、引当金の取崩しの減少及び支払税金の減少を反映し、正味運転資本の悪化を十二分に相殺した。

投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フローは、2016年度は合計8,087百万ユーロの流動性を吸収したのに対し、2017年度は9,294百万ユーロの資金を使用した。

より具体的には、有形固定資産及び無形固定資産への投資に関する現金需要は2017年度に合計8,499百万ユーロとなり、前年度から343百万ユーロ減少した。これは、主に再生可能エネルギー技術への投資の減少に起因する。

事業体及び事業ユニットへの投資額（取得した現金及び現金同等物の控除後）は2017年度中、900百万ユーロとなった。これは主に、ブラジルのゴイアス州で電力供給会社を運営するエネル・ディストリビューション・ゴイアス（IHCELG-D）並びに北アメリカ、ヨーロッパ及びアジア太平洋地域においてアクティブ・デマンド・レスポンス及びエネルギー・インテリジェンス・ソフトウェア事業に従事するエナノックの取得に関連する。

2017年度の事業体及び事業ユニットの売却（売却された現金及び現金同等物の控除後）は、216百万ユーロのキャッシュ・フローを生み出し、これは主に北アメリカのケイニー・リバー及びロッキー・リッジ風力ファームの売却に関連していた。2016年度中、同項目は1,032百万ユーロであり、以下を含む。

- ・ イタリアの水力発電セクターで事業を行うハイドロ・ドロミティ・エネルの313百万ユーロでの売却。
- ・ 2016年12月に実行されたシマロン及びリンダール風力ファームのエネル・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）への（216百万ユーロでの）売却。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）は、ジェネラル・エレクトリック社との間で締結されたパートナーシップ契約の対象である米国で稼働中の発電所が譲渡された（今後も継続して譲渡される）ピークルである。
- ・ 当グループが持分の20%を保有していた関連会社のジーエヌエル・クイントロの177百万ユーロでの売却。
- ・ スロベンスケ・エレクトラーネの持分66%を保有するスロバキ・パワー・ホールディングの持分50%の139百万ユーロでの売却。
- ・ 2016年5月に実行された、米国の風力発電セクターにおいて事業を行うドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの持分65%の98百万ユーロでの売却。
- ・ ベルギーの地熱発電セクターで事業を行うマルシネル・エネルギーの36百万ユーロでの売却。
- ・ 過年度に実行された売却に係る価格調整合計60百万ユーロ。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2016年度は4,474百万ユーロの現金を吸収したのに対し、1,646百万ユーロの流動性を吸収した。2017年度のフローは、基本的に、純金融負債（再支払い及び新たな借入れの正味収支）の増加1,705百万ユーロ及び配当金の支払い合計2,873百万ユーロに関連するものであった。これらの要因は、非支配持分に関する取引に係る費用の増加478百万ユーロを伴い、これは、エネル・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルギー・ムンテニアの13.6%の追加持分を買収することを可能にしたプット・オプションに係る支出費用に関連する。

したがって、2017年度中、営業活動によるキャッシュ・フロー10,125百万ユーロにより、財務活動に係る1,646百万ユーロの現金需要及び投資活動に係る合計9,294百万ユーロの現金需要は部分的にのみ賄われた。この差異は、現金及び現金同等物の減少に反映されており、2016年度末は8,326百万ユーロであったのに対し、2017年12月31日は7,121百万ユーロとなった。また、この差異は様々な現地通貨の対ユーロ為替レートが不利に変動したことによる影響（390百万ユーロ相当）をも反映している。

事業分野別の業績

本書に記載の事業分野別の業績は、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、当該2期間における当グループの業績を監視するために経営陣が実施する手法に基づいて示されている。

管理アプローチに関するIFRS第8号の規定を考慮し、本書で報告された事業分野別の業績は、主な報告セグメントとしての地域及び国を指定することにより決定されている。さらに、IFRS第8号に規定されている重要性の判断基準に関連した開示の簡素化についても考慮され、その結果、

- ・ 「サーマルジェネレーション」及び「トレーディング及びアップストリーム」は、両分野間における相互作用及び相互依存関係に鑑み、併せて報告される。
- ・ 「エネル・エックス」は、同組織の本稼働、及び新たな事業ラインの活動範囲を分けるための組織再編が実施されるまで、「エンドユーザー市場」に併せて報告される。
- ・ 「その他、部門間消去及び調整」の項目は、セグメント間の取引の消去による影響だけでなく、親会社であるエネル・エスピーエーについての数値も含んでいる。

2017年及び2016年の事業分野別の業績

2017年の業績⁽¹⁾

(単位:百万ユーロ)	イタリア	イベリア	南アメリカ	ヨーロッパ及び北米及び中 北アフリカ	米 リカ及びアジア	サブサハラ・ア フリカ及びアジア	その他、 消去 及び調整	合計
第三者からの収益	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
その他の部門との取引 からの収益	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
収益合計	38,781	19,994	13,154	2,411	1,187	96	(984)	74,639
公正価値で評価された 商品取引からの純利益/ (費用)	537	13	26	-	2	-	-	578
総営業利益	6,863	3,573	4,204	543	759	57	(346)	15,653
減価償却費、償却費及 び減損損失	2,393	1,731	1,234	237	206	42	18	5,861
営業利益	4,470	1,842	2,970	306	553	15	(364)	9,792
資本支出	1,812	1,105	3,002	307 ⁽²⁾	1,802 ⁽³⁾	30	72	8,130

(1) セグメント収益は、第三者からの収益とセグメント間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は同様の方法が採用された。

(2) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

(3) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

2016年の業績⁽¹⁾

(単位:百万ユーロ)	イタリア	イベリア	南アメリカ	ヨーロッパ及び北米及び中 北アフリカ	米 リカ及びアジア	サブサハラ・ア フリカ及びアジア	その他、 消去 及び調整	合計
第三者からの収益	36,091	18,831	10,739	3,618	1,122	29	162	70,592
その他の部門との取引 からの収益	954	122	29	180	3	-	(1,288)	-
収益合計	37,045	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,126)	70,592
公正価値で評価された 商品取引からの純利益/ (費用)	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
売上総利益	6,618	3,562	3,556	762	833	14	(69)	15,276
減価償却費、償却費及 び減損損失	2,348	1,796	1,393	476	268	19	55	6,355
営業利益	4,270	1,766	2,163	286	565	(5)	(124)	8,921
資本支出	1,894 ⁽²⁾	1,147	3,069	265 ⁽³⁾	1,832	304	41	8,552

(1) セグメント収益は、第三者からの収益とセグメント間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は同様の方法が採用された。

(2) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての7百万ユーロを含まない。

(3) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

上記に加えて、当グループは、事業ライン別に分類してグローバル部門レベルで業績を監視する。以下の表は、調査対象とされる２期間についての総売上利益を示しており、地域／国観点だけでなく部門／事業ライン別での業績の見通しを示している。

(単位： 百万ユーロ)	ローカル・ビジネス						グローバル部門														
	エンドユーザー 市場			サービス			発電及び トレーディング			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			その他			合計		
	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減	2017年	2016年	増減
イタリア	2,007	1,932	75	96	105	(9)	239	(70)	309	3,467	3,620	(153)	1,054	1,031	23	-	-	-	6,863	6,618	245
イベリア半島	467	677	(210)	38	(95)	133	783	812	(29)	2,086	1,817	269	199	351	(152)	-	-	-	3,573	3,562	11
南アメリカ	-	-	-	(87)	(107)	20	687	737	(50)	1,687	1,429	258	1,917	1,497	420	-	-	-	4,204	3,556	648
アルゼンチン	-	-	-	(1)	-	(1)	116	98	18	140	155	(15)	32	23	9	-	-	-	287	276	11
ブラジル	-	-	-	(39)	(36)	(3)	119	73	46	644	433	211	284	199	85	-	-	-	1,008	669	339
チリ	-	-	-	(47)	(71)	24	281	389	(108)	237	252	(15)	888	634	254	-	-	-	1,359	1,204	155
コロンビア	-	-	-	-	-	-	43	51	(8)	461	398	63	557	531	26	-	-	-	1,061	980	81
ペルー	-	-	-	-	-	-	128	126	2	205	191	14	147	102	45	-	-	-	480	419	61
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	8	1	-	-	-	9	8	1
ヨーロッパ及び 北アフリカ	(42)	25	(67)	5	1	4	269	373	(104)	166	225	(59)	145	138	7	-	-	-	543	762	(219)
ルーマニア	(42)	30	(72)	2	1	1	2	(1)	3	166	225	(59)	104	84	20	-	-	-	232	339	(107)
ロシア	-	-	-	3	-	3	267	186	81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270	186	84
スロバキア	-	-	-	-	-	-	-	191	(191)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	(191)
その他の国	-	(5)	5	-	-	-	-	(3)	3	-	-	-	41	54	(13)	-	-	-	41	46	(5)
北米及び中米	8	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	751	833	(82)	-	-	-	759	833	(74)
米国及びカナダ	8	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400	587	(187)	-	-	-	408	587	(179)
メキシコ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98	95	3	-	-	-	98	95	3
パナマ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101	93	8	-	-	-	101	93	8
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	58	94	-	-	-	152	58	94
サブサハラ・ア フリカ及びアジア	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	14	43	-	-	-	57	14	43
南アフリカ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	4	49	-	-	-	53	4	49
インド	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	10	(2)	-	-	-	8	10	(2)
その他の国	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)	-	-	-	(4)	-	(4)
その他	-	-	-	-	(1)	1	(15)	(2)	(13)	(28)	(13)	(15)	(76)	(50)	(26)	(227)	(3)	(224)	(346)	(69)	(277)
合計	2,440	2,634	(194)	52	(97)	149	1,963	1,850	113	7,378	7,078	300	4,047	3,814	233	(227)	(3)	(224)	15,653	15,276	377

イタリア

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
火力発電	32,421	37,609	(5,188)	-13.8%
水力発電	14,025	16,052	(2,027)	-12.6%
地熱発電	5,758	5,832	(74)	-1.3%
風力発電	1,188	1,298	(110)	-8.5%
その他の資源	126	122	4	3.3%
純発電量合計	53,518	60,913	(7,395)	-12.1%

2017年、純発電量は、2016年から12.1%又は7,395百万kWh減少して、合計53,518百万kWhとなった。具体的には、石炭発電所の競争力の低下並びにシシリア島のテルミニ・イメレーゼ及びプリオロ・ガルガッロ発電所（これらの発電所は、2016年から稼働し始めたイタリア本島との新たな配線により不利な立場に置かれた。）を含む複合サイクル発電所による発電量の減少に起因し、火力発電が（5,188百万kWh）減少した。

一方、水力発電の減少（2,027百万kWh）は、前年と比べて水の状態が悪化したことに起因した。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2017年		2016年		増減	
燃料油合計量	10	-	88	0.2%	(78)	-88.6%
天然ガス	8,396	23.9%	9,601	23.6%	(1,205)	-12.6%
石炭	26,139	74.5%	30,286	74.7%	(4,147)	-13.7%
その他の燃料	534	1.6%	592	1.5%	(58)	-9.8%
合計	35,079	100.0%	40,567	100.0%	(5,488)	-13.5%

2017年の火力発電総量は、2016年と比較して5,488百万kWh減少（13.5%減）して、合計35,079百万kWhとなった。利用された燃料の種類を見れば、かかる減少が主に上述した動向の結果として石炭を燃料とする発電所及び複合サイクル発電所の利用が減少したことに起因することが分かる。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	増減	
火力発電所 ⁽¹⁾	13,613	13,752	(139)	-1.0%
水力発電所	12,425	12,423	2	-
地熱発電所	761	761	-	-
風力ファーム	772	728	44	6.0%
その他	81	97	(16)	-16.5%
合計	27,652	27,761	(109)	-0.4%

(1) うち741MW（2016年12月31日の時点では1,225MW）は、長期の技術的問題により利用できなかった。

2017年の純有効発電容量は、前年から109MW減少して、27,652MWとなった。かかる変化は主に、ジェノアの石炭発電所のセクション6が閉鎖されたことを反映している。

電力の配電及び送電ネットワーク

	2017年	2016年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	13	13	-	-
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	353,808	352,607	1,201	0.3%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	795,397	792,367	3,030	0.4%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	1,149,218	1,144,987	4,231	0.4%
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh） ⁽¹⁾	227,322	224,100	3,222	1.4%

(1) 2016年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

イタリアにおけるエネルネットワークによる2017年の送電は3,222百万kWh増加（1.4%増）し、2016年の224,100百万kWhから2017年は227,322百万kWhとなった。かかる変化は、主にイタリアの電力需要の増加と一致している。

電力販売

	2017年	2016年	(単位：百万kWh) 増減	
自由市場				
－事業から顧客への販売	12,475	11,257	1,218	10.8%
－事業から事業への販売 ⁽¹⁾	44,735	35,024	9,711	27.7%
－セーフガード市場の顧客	2,052	2,021	31	1.5%
自由市場合計	59,262	48,302	10,960	22.7%
規制市場				
－保護強化市場の顧客	43,958	45,837	(1,879)	-4.1%
合計	103,220	94,139	9,081	9.6%

2017年の電力販売は、前年比で合計9,081百万kWh増加し、合計103,220百万kWhとなった。かかる傾向は、主に新たな商業戦略の結果として自由市場における販売量（ほとんどが事業者顧客向け）が増加したことを反映している。

平均顧客数

	2017年	2016年	増減	
自由市場				
－事業者から顧客への販売	5,938,899	5,266,409	672,490	12.8%
－事業者から事業者への販売	1,580,305	1,420,466	159,839	11.3%
－セーフガード市場の顧客	33,013	45,695	(12,682)	-27.8%
自由市場合計	7,552,217	6,732,570	819,647	12.2%
規制市場				
－保護強化市場	18,867,841	20,044,065	(1,176,224)	-5.9%
合計	26,420,058	26,776,635	(356,577)	-1.3%

天然ガス販売

	2017年	2016年	(単位：百万立方メートル) 増減	
事業から顧客への販売	2,910	2,815	95	3.4%
事業から事業への販売	1,901	1,776	125	7.0%
合計	4,811	4,591	220	4.8%

2017年におけるガス販売は、前年と比べて220百万立方メートル増加して、合計4,811百万立方メートルとなった。かかる増加は、基本的に事業者顧客への販売に起因した。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
収益	38,781	37,045	1,736	4.7%
売上総利益	6,863	6,618	245	3.7%
営業利益	4,470	4,270	200	4.7%
資本支出	1,812	1,894 ⁽¹⁾	(82)	-4.3%

(1)「売却目的保有」に分類されるユニットについての7百万ユーロを含まない。

以下の表は、2017年の事業別の業績の内訳を示している。

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	19,919	19,403	516	2.7%
インフラストラクチャー及びネットワーク	7,584	7,237	347	4.8%
再生可能エネルギー	1,822	1,796	26	1.4%
エンドユーザー市場	16,256	15,323	933	6.1%
サービス	1,314	1,207	107	8.9%
部門間消去及び調整	(8,114)	(7,921)	(193)	-2.4%
合計	38,781	37,045	1,736	4.7%

2017年の収益は、2016年同期と比べて1,736百万ユーロ増加（4.7%増）し、38,781百万ユーロとなった。この増加は、以下の主要因に起因する。

- ・発電及びトレーディングからの収益が2016年と比べて516百万ユーロ増加したこと（2.7%増）。この動向は主に以下に起因する。
 - －基本的に仲介業の増加に起因して、国内及び海外の卸売市場における燃料販売からの収益が1,337百万ユーロ増加したこと。
 - －国際エネルギー市場における取引からの収益が971百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、価格の上昇を背景に欧州（特にフランス及びドイツ）の電力取引所で実施された自己勘定取引に係る取引量の増加（33.9TWh増）に起因する。
 - －電力交換所における取引に関してエネルギー、ネットワーク及び環境に関する規制当局（Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment (ARERA)）から支払われた費用からの収益が293百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、重要な発電ユニットを対象とした費用払戻し制度に起因する。
 - －二酸化炭素排出枠及び及びグリーン証書の販売収益が80百万ユーロ増加したこと。これは、排出枠の価格上昇に起因する。
 - －主に発電量の減少に関連して電力販売からの収益が1,982百万ユーロ減少したこと。より具体的には、かかる変化は主に他の国の再販売業者との二国間協定による電力販売からの収益の減少（1,989百万ユーロ）に起因し、電力交換所における販売からの収益の増加（47百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。
 - －経常外取引からの収益が124百万ユーロ減少したこと。2016年においては、これにはハイドロ・ドロミティ・エネルに対する株式投資の売却からの利益が含まれていた。

- ・ **インフラストラクチャー及びネットワーク事業**からの収益が347百万ユーロ増加したこと（4.8%増）。この増加は、主に以下を反映している。
 - － ホワイト証書に係る、エネルギー及び環境サービス基金からの補助金が増加したこと（347百万ユーロ）。かかる増加は、購入量の増加が一因であったものの、とりわけ2017年下半期に記録的増加を見せたユニット補助金の増加に起因する。
 - － 料金からの収益が10百万ユーロ増加したこと。これは主に送電料金の上昇（ARERA決議第779/2016号）を反映しており、配電料金からの収益の減少、平衡化メカニズムによる悪影響及び国内顧客からの収益に係る平衡化メカニズムが2017年1月1日から廃止されたことにより部分的にのみ相殺された。加えて、「規制上の遅れ」の変化（ARERA決議第654/2015号）に関連する収益が増加した。
- ・ **再生可能エネルギー発電**からの収益が26百万ユーロ増加したこと（1.4%増）。これは主に、平均販売価格の上昇に起因し、発電量の減少を十二分に相殺した。
- ・ **電力のエンドユーザー市場**からの収益が933百万ユーロ増加したこと（6.1%増）。これは基本的に以下を反映している。
 - － 自由電力市場の収益が783百万ユーロ増加したこと。これは主に、販売量の増加（11.0TWh増）に起因した。
 - － 規制電力市場の収益が80百万ユーロ増加したこと。これは、料金の引上げによる収益及びマーケティングからの収益の増加を反映しており、販売量の減少（1.9TWh減）及び顧客数の減少により部分的に相殺された。
 - － 天然ガス市場のエンドユーザーへの販売からの収益が4百万ユーロ増加したこと。これは主に、販売量の増加及び平均販売価格の上昇に起因する。これらの影響は、過年度の項目（2016年と比較して56百万ユーロ減）のプラス影響により部分的にのみ相殺された。
 - － 接続手数料及びセーフガード対象市場におけるサービス・プロバイダーのための費用払戻し制度からの収益が増加したこと（合計40百万ユーロ）。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	239	(70)	309	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	3,467	3,620	(153)	-4.2%
再生可能エネルギー	1,054	1,031	23	2.2%
エンドユーザー市場	2,007	1,932	75	3.9%
サービス	96	105	(9)	-8.6%
合計	6,863	6,618	245	3.7%

2017年の売上総利益は、2016年と比べて245百万ユーロ増加（3.7%増）し、6,863百万ユーロとなった。より具体的には、かかる変化は基本的に以下に起因する。

- ・**発電及びトレーディング**からの利益が309百万ユーロ増加したこと。2016年に計上されたハイドロ・ドロミティ・エネルの売却からの売却益124百万ユーロからの純粋な差であれば、433百万ユーロの利益増となるが、これは基本的に以下に起因する。
 - －多数のガス供給契約に関する価格改定契約からの利益を反映した、取引マージンの改善（311百万ユーロ）。
 - －279百万ユーロのマイナス影響をもたらした、2016年における二酸化炭素排出枠に関する取引。
 - －フューチャープロジェクトに含まれる閉鎖発電所の敷地の開発に係る工事費用に関する、過年度の引当て（160百万ユーロ）。
 - －付帯サービス市場からの利益250百万ユーロの減少。
 - －発電量の減少。
- ・**インフラストラクチャー及びネットワーク**事業からの利益が153百万ユーロ減少したこと（4.2%減）。これは主に以下に起因する。
 - －送電利益が66百万ユーロ減少したこと。この減少は主に、上述の配電料金の引下げ及び平衡化メカニズムを反映しており、送電料金の引上げ及び規制上の遅れの変化によるプラス影響により部分的にのみ相殺された。これに加えて、過年度の項目によるプラス影響（20百万ユーロ）があった。
 - －リスク及び費用に対する引当金の配分が60百万ユーロ増加したこと。これは、2015年に開始された手続（第A486号）を競争法当局を却下する旨の決議を下したことを受けて2016年に引当金が戻し入れられたこと（47百万ユーロ）を反映しており、2015年におけるエネルギー料金割引制度について支払われた一時金に関する引当金（44百万ユーロ）もまた一因であった。加えて、ARERA決議第40/2017号後の期間に繰り入れられた引当金及び異常気象事象に対する引当金が増加した。
 - －営業費用が増加したこと。
- ・**再生可能エネルギー**を利用した発電からの収益が23百万ユーロ増加したこと。この増加は上記の収益の項目で述べた要因に起因し、ティルソ川沿いの水力発電所の売却に関する、サルデーニャ地方との覚書締結を受けて引当金が戻し入れられたこと（54百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。
- ・**エンドユーザー市場**からの収益が75百万ユーロ増加したこと（3.9%増）。これは主に以下に起因する。
 - －電力及びガスの自由市場からの利益が64百万ユーロ増加したこと（うち83百万ユーロはガスからの利益である。）。これは、両商品（電力及びガス）の販売量の増加に起因する。
 - －規制電力市場からの利益が23百万ユーロ増加したこと。これは主にマーケティングからの収益の増加に起因し、販売量の減少により部分的にのみ相殺された。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	-	(460)	460	-
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,319	2,596	(277)	-10.7%
再生可能エネルギー	745	751	(6)	-0.8%
エンドユーザー市場	1,361	1,333	28	2.1%
サービス	45	50	(5)	-10.0%
合計	4,470	4,270	200	4.7%

営業利益は、2016年度に計上された営業利益4,270百万ユーロと比べて200百万ユーロ増加し（償却費、減価償却費及び減損損失の45百万ユーロの増加を含む。）、4,470百万ユーロとなった。

より具体的には、かかる増加は、売上総利益の増加のほか、以下を反映している。

- ・ 売掛金の純評価損の増加。これは、トレーダーおよび規制市場顧客への電力販売に係る売掛金の回収率が悪化したことに起因する。
- ・ とりわけネットワーク・インフラストラクチャーに関する、減価償却費の増加。
- ・ ミッドストリーム・ガス事業における多くの測定パラメータの変更により2016年に計上されたヌオーヴェ・エネルジーののれん及び資産に係る減損損失。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	115	119 ⁽¹⁾	(4)	-3.4%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,275	1,278	(3)	-0.2%
再生可能エネルギー	227	304	(77)	-25.3%
エンドユーザー市場	139	133	6	4.5%
エネル・エックス	-	-	-	-
サービス	56	60	(4)	-6.7%
合計	1,812	1,894	(82)	-4.3%

(1) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての7百万ユーロを含まない。

2017年の資本支出は1,812百万ユーロとなり、前年と比べて82百万ユーロ減少した。より具体的には、この変化は以下に起因する。

- ・ インフラストラクチャー及びネットワークへの投資が3百万ユーロ相当減少したこと。これは主に、ARERA決議第222/2017/R/eel号により承認された、オープン・メーター計画に基づくデジタル・メーターの取替え作業に起因する。かかる活動の増加は、2016年に提案されたサービス品質への投資の減少により十二分に相殺された。
- ・ エンドユーザー市場に係る資本支出が6百万ユーロ増加したこと。
- ・ 発電及びトレーディングに対する投資が4百万ユーロ増加したこと。
- ・ 再生可能エネルギーに対する投資が77百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に水力発電所、バイオマス発電所及び風力発電所に関する。

イベリア

事業

純発電量

(単位：百万kWh)				
	2017年	2016年	増減	
火力発電	43,754	35,525	8,229	23.2%
原子力発電	26,448	25,921	527	2.0%
水力発電	5,038	7,288	(2,250)	-30.9%
風力発電	3,351	3,422	(71)	-2.1%
その他の資源	27	167	(140)	-83.8%
合計発電量	78,618	72,323	6,295	8.7%

2017年のイベリアの純発電量は、2016年と比較して6,295百万kWh増加し、合計78,618百万kWhとなった。かかる増加は主に、2017年にイベリアを襲った干ばつにより地熱発電量が増加したこと及び電力需要の増大に起因する。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)						
	2017年		2016年		増減	
重油 (S>0.25%)	6,319	8.6%	6,254	9.7%	65	1.0%
天然ガス	9,750	13.2%	5,008	7.8%	4,742	94.7%
石炭	26,156	35.5%	22,413	34.7%	3,743	16.7%
核燃料	27,542	37.4%	26,993	41.9%	549	2.0%
その他の燃料	3,865	5.3%	3,810	5.9%	55	1.4%
合計	73,632	100.0%	64,478	100.0%	9,154	14.2%

2017年の火力発電総量は、前年と比べて9,154百万kWh増加し、合計73,632百万kWhとなった。発電の種類に関しては、全種類の燃料（特に天然ガス）において増加が見られた。

純有効発電容量

(単位：MW)				
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
火力発電	13,030	13,030	-	-
原子力発電	3,318	3,318	-	-
水力発電	4,752	4,764	(12)	-0.3%
風力ファーム	1,618	1,618	-	-
その他	14	14	-	-
合計純有効発電容量	22,732	22,744	(12)	-0.1%

2017年の純有効発電容量は、前年から12MW減少し、合計22,732MWとなった。

配電及び送電ネットワーク

	2017年	2016年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	19,560	19,539	21	0.1%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	117,886	117,632	254	0.2%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	180,336	179,391	945	0.5%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	317,782	316,562	1,220	0.4%
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh） ⁽¹⁾	112,004	109,201	2,803	2.5%

(1)2016年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2017年に送られた電力量は2,803百万kWh増加し、合計112,004百万kWhとなった。これは基本的に需要の動向と一致している。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
自由市場	83,036	79,008	4,028	5.1%
規制市場	13,478	14,482	(1,004)	-6.9%
合計	96,514	93,490	3,024	3.1%

2017年のエンドユーザー向け電力販売は、2016年同期から3,024百万kWh増加し、合計96,514百万kWhとなった。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
収益	19,994	18,953	1,041	5.5%
売上総利益	3,573	3,562	11	0.3%
営業利益	1,842	1,766	76	4.3%
資本支出	1,105	1,147	(42)	-3.7%

以下の表は、2017年の事業タイプ別の業績の内訳を示している。

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	6,233	4,893	1,340	27.4%
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,786	2,569	217	8.4%
再生可能エネルギー	497	665	(168)	-25.3%
エンドユーザー市場	15,798	14,121	1,677	11.9%
サービス	475	249	226	90.8%
部門間削除及び調整	(5,795)	(3,544)	(2,251)	-63.5%
合計	19,994	18,953	1,041	5.5%

2017年の収益は、1,041百万ユーロ増加した。これは以下に起因している。

- ・ **エンドユーザー市場**からの収益が1,677百万ユーロ増加したこと。うち405百万ユーロはガスの販売に起因し、ユニット価格がやや上昇する環境下において販売量が増加したことを反映している。また、電力販売の増加は、自由市場の価格が下落する一方で規制市場のユニット価格が上昇し、販売量が増加したことに起因した。
- ・ **発電及びトレーディング**事業からの収益が1,340百万ユーロ増加したこと。これは主に、価格が上昇する環境下において電力販売が増加したことに関連している。かかる収益の大部分は電力を販売する国内企業によって生み出され、そのため部門間削除においても反映されている。加えて、半島外の市場における発電を保証するために支払われた費用に係る払戻金が増加したことによる影響もあった。
- ・ **再生可能エネルギー**事業からの収益が168百万ユーロ減少したこと。かかる減少は主に上記の干ばつにより水力発電が不利な状況となったこと及び2016年に計上された、ENEOPの売却に係る価格調整30百万ユーロに起因する。
- ・ **インフラストラクチャー及びネットワーク**事業からの収益が217百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、現在まとめられている、エネルギー、観光及びデジタル・アジェンダ省の省令案を考慮した結果計上された料金調整を反映している。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	783	812	(29)	-3.6%
インフラストラクチャー及びネットワーク	2,086	1,817	269	14.8%
再生可能エネルギー	199	351	(152)	-43.3%
エンドユーザー市場	467	677	(210)	-31.0%
サービス	38	(95)	133	-
合計	3,573	3,562	11	0.3%

売上総利益は、2016年と比べて11百万ユーロ増加し、3,573百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ **インフラストラクチャー及びネットワーク**事業の利益が269百万ユーロ増加したこと。かかる増加は上記の価格調整及び2016年に計上された早期退職制度に関する費用の影響を反映している。後者の要因は、平均従業員数の縮小によって2017年の人事費用にプラスの影響を及ぼしたことにある。
- ・ **エンドユーザー市場**の売上総利益が210百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に電力及びガスの購入に係る費用が急増したことに起因し、効率化による収益（特に人事費用）によって十二分に相殺された。
- ・ **発電及びトレーディング**事業の売上総利益が29百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、2016年にカタルーニャにおいて原子力発電への課税を違憲とする判決が下されたこと及びその後2017年に同地方政府により原子力廃棄物に関する新たな税金が導入されたことによる複合的影響（合計63百万ユーロ）のほか、発電量の増加に伴う発電への課税の増加（72百万ユーロ）が主因となって発電利益が悪化したことを反映している。これらの要因は、エンデサが2014年、2015年及び2016年に「ボノ・ソシアル (bono social)」のために支払った金額の払戻しを受ける権利を認めた判決（222百万ユーロのプラスの影響）によって部分的にのみ相殺された。
- ・ **再生可能エネルギー**発電の利益が152百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、上述の収益の減少並びに2016年になされたポルトガルのギラボルホス水力発電所の建設及び開発のための債務に対する引当金の戻入れ（28百万ユーロ）を反映している。
- ・ **サービス**の利益が133百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、早期退職制度について2016年に計上された各種費用及びその後の2017年における従業員数の縮小の複合効果として人事費用が94百万ユーロ減少したことに起因する。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	191	187	4	2.1%
インフラストラクチャー及びネットワーク	1,367	1,047	320	30.6%
再生可能エネルギー	12	89	(77)	-86.5%
エンドユーザー市場	286	537	(251)	-46.7%
エネル・エックス	-	-	-	-
サービス	(14)	(94)	80	-85.1%
合計	1,842	1,766	76	4.3%

2017年の営業利益は、減価償却費、償却費及び減損損失1,731百万ユーロ（2016年は1,796百万ユーロ）の影響を含めて、前年と比べて76百万ユーロ増加し、合計1,842百万ユーロとなった。減価償却費の減少（115百万ユーロ）は基本的に、全ての再生可能エネルギー発電所の耐用年数が延長されたことに起因し、2017年中、特にリテール・セクターにおいて売掛金に関する減損損失が2016年と比べて増加したことによって部分的に相殺された。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
発電及びトレーディング	295	355	(60)	-16.9%
インフラストラクチャー及びネットワーク	657	644	13	2.0%
再生可能エネルギー	65	78	(13)	-16.7%
エンドユーザー市場	55	53	2	3.8%
サービス	33	17	16	94.1%
合計	1,105	1,147	(42)	-3.7%

資本支出は、前年比で42百万ユーロ減少し、1,105百万ユーロとなった。特に2017年の資本支出は、主として配電ネットワークに係る取組み（657百万ユーロ）に関連した。かかる取組みは、主にサービス品質の向上及び古いメーターの新世代のスマートメーターへの取替えのほか、発電所（大部分が原子力及び地熱発電）に関連し、295百万ユーロとなった。

南アメリカ

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
火力発電	25,727	26,268	(541)	-2.1%
水力発電	33,597	32,619	978	3.0%
風力発電	3,661	2,451	1,210	49.4%
その他の資源	1,642	827	815	98.5%
合計純発電量	64,627	62,165	2,462	4.0%
－うちアルゼンチン	14,825	13,124	1,701	13.0%
－うちブラジル	7,161	5,474	1,687	30.8%
－うちチリ	20,231	19,728	503	2.5%
－うちコロンビア	14,766	14,952	(186)	-1.2%
－うちペルー	7,493	8,698	(1,205)	-13.9%
－うちその他諸国	151	189	(38)	-20.1%

2017年の純発電量は、2016年と比べて2,462百万kWh増加し、合計64,627百万kWhとなった。かかる増加は主に以下に起因する。

- ・ 特に新たな発電所が運転を開始してから、ブラジル及びチリにおいて風力発電量が増加したこと。
- ・ 水力発電量が増加したこと。かかる増加は主にチリ、ブラジル及びコロンビアに集中した。
- ・ ブラジル及びチリにおいて太陽光発電量が増加したこと。これは、純発電容量の拡張をも反映している。

これらの要因は、前期と比べて同地域における天候が悪化したこと（特にペルーでは、2017年4月に、エルニーニョによる影響で発生した湾岸沿いの洪水により複数の発電所が停止した。）による地熱発電量の減少によって部分的に相殺された。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2017年		2016年		増減	
重油 (S>0.25%)	723	2.7%	1,723	6.3%	(1,000)	-58.0%
天然ガス	21,669	81.2%	18,933	69.5%	2,736	14.5%
石炭	3,134	11.8%	3,970	14.6%	(836)	-21.1%
その他の燃料	1,144	4.3%	2,628	9.6%	(1,484)	-56.5%
合計	26,670	100.0%	27,254	100.0%	(584)	-2.1%

2017年の火力発電総量は、前年と比べて584百万kWh減少し、合計26,670百万kWhとなった。これは、基本的に上記の洪水によって発電所が停止した結果として従来の燃料の利用が減少したことに関連しており、（特にブラジル及びアルゼンチンにおける）天然ガスの利用の増加によって部分的にのみ相殺された。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
火力発電	7,773	7,729	44	0.6%
水力発電	9,980	9,590	390	4.1%
風力発電	1,362	1,092	270	24.7%
その他	1,429	504	925	-
合計純有効発電容量	20,544	18,915	1,629	8.6%
－うちアルゼンチン	4,419	4,419	-	-
－うちブラジル	2,975	1,621	1,354	83.5%
－うちチリ	7,475	7,434	41	0.6%
－うちコロンビア	3,467	3,457	10	0.3%
－うちペルー	2,158	1,934	224	11.6%
－うちその他諸国	50	50	-	-

2017年、純有効発電容量は前年と比べて1,629MW増加して、20,544MWとなった。これは基本的に、当グループによる投資が功を奏し、発電容量が拡張したことに起因している。

より具体的には、ブラジルのヴォルタ・グランデ水力発電所に係る譲与契約の獲得したこと（380MW）に関連して発電容量が増加したことに加えて、ブラジルにおいてはデルフィナ（180MW）及びクリスタランディア（90MW）風力ファーム並びにイトゥヴェラーヴァ（254MW）、ノーヴァ・オリンダ（292MW）、ボム・ヘスス・ダ・ラパ（80MW）及びラパ（78MW）太陽光発電所、そしてペルーにおいてはルビ太陽光発電所（180MW）を含む、その他の発電所が運転を開始したに起因している。

配電及び送電ネットワーク

	2017年	2016年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	18,308	12,339	5,969	48.4%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	350,376	159,961	190,415	-
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	197,326	149,846	47,480	31.7%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	566,010	322,146	243,864	75.7%
エネルの配電ネットワークで送られた				
電力（百万kWh） ⁽¹⁾	90,655	78,525	12,130	15.2%
－うちアルゼンチン	17,737	18,493	(756)	-4.1%
－うちブラジル	34,876	22,809	12,067	52.9%
－うちチリ	16,318	15,809	509	3.2%
－うちコロンビア	13,790	13,632	158	1.2%
－うちペルー	7,934	7,782	152	2.0%

(1) 2016年の数値は、より正確な送電量の測定値を反映している。

2017年に送電されたエネルギー量は、2016年と比べて12,130百万kWh増加し、90,655百万kWhとなった。かかるネットワークの拡張はエネル・ディストリビューション・ゴイアスの買収を反映しており、当該取引はブラジルにおける送電量にも影響を及ぼした。

電力販売

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
エネルの電力販売量	74,672	63,090	11,582	18.4%
－うちアルゼンチン	14,877	15,654	(777)	-5.0%
－うちブラジル	30,497	19,128	11,369	59.4%
－うちチリ	13,232	13,067	165	1.3%
－うちコロンビア	9,389	8,505	884	10.4%
－うちペルー	6,677	6,736	(59)	-0.9%

2017年の電力販売は、前年と比べて11,582百万kWh増加し、合計74,672百万kWhとなった。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
収益	13,154	10,768	2,386	22.2%
売上総利益	4,204	3,556	648	18.2%
営業利益	2,970	2,163	807	37.3%
資本支出	3,002	3,069	(67)	-2.2%

以下の表は、2017年の国別の業績の内訳を示している。

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
アルゼンチン	1,393	1,163	230	19.8%
ブラジル	4,763	2,601	2,162	83.1%
チリ	3,667	3,703	(36)	-1.0%
コロンビア	2,116	2,054	62	3.0%
ペルー	1,202	1,236	(34)	-2.8%
その他諸国	13	11	2	18.2%
合計	13,154	10,768	2,386	22.2%

2017年の収益は、2,386百万ユーロの増加を計上した。これは主に以下に起因する。

- ・ ブラジルにおける収益が2,162百万ユーロ増加したこと。これは主に2017年2月14日のエネル・ディストリビューション・ゴイアスの買収に伴う連結範囲の変更（1,359百万ユーロ）、配電会社のセクター別の資産及び負債（CVA）から生じた収益の計上、カチョエイラ・ドゥラダ水力発電所の発電量の増加に起因する収益の増加、並びにブラジル・レアルの対ユーロでの上昇による収益の増加（307百万ユーロ）に起因する。
- ・ アルゼンチンにおける収益が230百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、2017年前期にアルゼンチン政府が導入した料金改定の結果として平均販売価格が上昇したことに起因しており、アルゼンチン・ペソの対ユーロでの下落に起因する為替レートのマイナス影響（204百万ユーロ）によって部分的にのみ相殺された。
- ・ コロンビアにおける収益が62百万ユーロ増加したこと。これは主に平均価格の上昇及び販売量の増加、並びにコロンビア・ペソの対ユーロでの上昇による為替レートの好変動（25百万ユーロ）に起因している。
- ・ チリにおける収益が36百万ユーロ減少したこと。かかる減少は基本的に2016年にジーエヌエル・クインテロの20%の持分を売却したことによる利益（173百万ユーロ）並びに配電及び発電に係る平均価格の下落に起因する。これらの影響は、2017年第1四半期にエレクトロガスを売却したことによる利益143百万ユーロ及び為替レートの好変動（71百万ユーロ）によって部分的にのみ相殺された。
- ・ ペルーにおける収益が34百万ユーロ減少したこと。これは平均価格の下落及び販売量の減少による影響に起因し（これらの影響は、2017年に同国で発生した洪水の影響をも部分的に反映している。）、為替レートの影響（17百万ユーロ）によって部分的にのみ相殺された。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
アルゼンチン	287	276	11	4.0%
ブラジル	1,008	669	339	50.7%
チリ	1,359	1,204	155	12.9%
コロンビア	1,061	980	81	8.3%
ペルー	480	419	61	14.6%
その他諸国	9	8	1	12.5%
合計	4,204	3,556	648	18.2%

売上総利益は、2016年と比べて648百万ユーロ増加（18.2%増）し、4,204百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ ブラジルにおける売上総利益が339百万ユーロ増加したこと。これは、エネル・ディストリビューション・ゴイアスの追加に伴う連結範囲の変更（128百万ユーロ）、為替レートによるプラス影響（65百万ユーロ）及び配電会社が計上した利益の増加を反映している。
- ・ チリにおける売上総利益が155百万ユーロ増加したこと。これは、5つの水力発電プロジェクト（プエロ及びフタレウフを含む。）の廃止に伴って2016年に複数の水利用譲与権について166百万ユーロの損失が計上されたこと、為替レートの好変動（25百万ユーロ）及び収益の項目で言及したとおり、比較対象の2期間中において株式投資の売却に係るキャピタルゲインが27百万ユーロ減少したことに起因する。
- ・ コロンビアにおける売上総利益が81百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、価格及び販売量による影響並びに為替レートの好変動に起因する。
- ・ ペルーにおける売上総利益が61百万ユーロ増加したこと。これは主に、2016年におけるクリバンパ及びマラニョンの水力発電プロジェクトの廃止に関連する損失の計上（30百万ユーロ）並びにエレクトロペルーとの電力供給契約の条件を満たさなかったために充当された引当金（37百万ユーロ）に関連する。
- ・ アルゼンチンにおける売上総利益が11百万ユーロ増加したこと。これは主に、規制メカニズム上の前年からの変化に起因しており、為替レートの不利な変動（42百万ユーロ）により部分的にのみ相殺された。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
アルゼンチン	231	208	23	11.1%
ブラジル	483	250	233	93.2%
チリ	1,027	610	417	68.4%
コロンビア	890	801	89	11.1%
ペルー	333	290	43	14.8%
その他諸国	6	4	2	50.0%
合計	2,970	2,163	807	37.3%

2017年の営業利益は、減価償却費、償却費及び減損損失1,234百万ユーロ（2016年は1,393百万ユーロ）を含めて、前年と比べて807百万ユーロ増加し、合計2,970百万ユーロとなった。かかる変化は、減価償却費、償却費及び減損損失159百万ユーロの減少、及びエネル・ディストリビューション・ゴイアスの買収に伴う連結範囲の変更並びに同地域のアルゼンチン以外の全諸国における為替レートの好変動を反映している。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
アルゼンチン	259	232	27	11.6%
ブラジル	1,475	1,434	41	2.9%
チリ	543	878	(335)	-38.2%
コロンビア	309	266	43	16.2%
ペルー	416	258	158	61.2%
その他諸国	-	1	(1)	-
合計	3,002	3,069	(67)	-2.2%

資本支出は、前年比で67百万ユーロ減少し、3,002百万ユーロとなった。特に、2017年の資本支出は、特にペルーの風力及び太陽光発電所並びにブラジルの配電ネットワークの工事に関連した。2016年、チリにおける再生可能エネルギー発電所の運転の完了及び開始に係る資本支出が減少した。

ヨーロッパ及び北アフリカ

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
火力発電	39,830	42,993	(3,163)	-7.4%
原子力発電	-	7,523	(7,523)	-
水力発電	22	1,235	(1,213)	-98.2%
風力発電	1,814	1,715	99	5.8%
その他の資源	173	147	26	17.7%
合計	41,839	53,613	(11,774)	-22.0%
－うちロシア	39,830	41,062	(1,232)	-3.0%
－うちスロバキア	-	9,684	(9,684)	-
－うちベルギー	-	977	(977)	-
－うちその他諸国	2,009	1,890	119	6.3%

2017年の純発電量は、2016年と比べて11,774百万kWh減少し、41,839百万kWhとなった。

この業績は主に、スロベンスケ・エレクトラーネ（2016年7月）及びマルシネル・エネルギー（2016年11月）の売却による連結範囲の変更に起因する。加えて、発電所の発電容量がやや減少したことによってロシアにおける発電量が減少した。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2017年		2016年		増減	
天然ガス	22,384	53.3%	25,000	46.7%	(2,616)	-10.5%
石炭	19,647	46.7%	20,483	38.2%	(836)	-4.1%
核燃料	-	-	8,102	15.1%	(8,102)	-
合計	42,031	100.0%	53,585	100.0%	(11,554)	-21.6%

2017年の火力発電総量は、11,554百万kWhの減少を計上して42,031百万kWhとなった。上記の連結範囲の変更に加えて、かかる減少は、ロシアにおけるガス火力発電所（当該発電所は、2016年上半期におけるネビノミスカヤ発電所の一時停止による影響をも受けた。）の代わりに複合サイクル及び石炭火力発電所の使用が増加したことを反映している。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
火力発電所	8,878	8,944	(66)	-0.7%
水力発電所	19	19	-	-
風力ファーム	741	741	-	-
その他	123	106	17	16.0%
合計純有効発電容量	9,761	9,810	(49)	-0.5%
－うちロシア	8,878	8,944	(66)	-0.7%
－うちその他諸国	883	866	17	2.0%

2017年の純有効容量は、前年と比べて49MW減少し、合計9,761MWとなった。2016年12月31日と比べたこの変化は、主にスレドヌラルスカヤ発電所のブロック2を廃炉したことに起因する。

配電及び送電ネットワーク

	2017年	2016年	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	6,505	6,505	-	-
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	35,016	35,015	1	-
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	86,027	86,043	(16)	-
配電ネットワーク合計（キロメートル） ⁽¹⁾	127,548	127,563	(15)	-
エネルの配電ネットワークで送られた電力（百万kWh）	15,206	14,890	316	2.1%

(1) 2016年の数値は、配電線のキロメートル数のより正確な算出結果を反映している。

送電量（もっぱらルーマニアに集中した。）は、2017年、316百万kWhの増加（2.1%増）を計上し、2016年の14,890百万kWhから15,206百万kWhとなった。かかる増加は、主にルーマニア（そしてとりわけエネルがサービスを提供している地域）における需要の拡大を反映している。

電力販売

	2017年	2016年	(単位：百万kWh) 増減	
自由市場	6,318	7,471	(1,153)	-15.4%
規制市場	4,029	4,864	(835)	-17.2%
合計	10,347	12,335	(1,988)	-16.1%
－うちルーマニア	10,347	7,719	2,628	34.0%
－うちフランス	-	2,218	(2,218)	-
－うちスロバキア	-	2,398	(2,398)	-

2017年における電力販売は、1,988百万kWh減少し、2016年の12,335百万kWhから10,347百万kWhとなった。連結範囲の変更に起因する係る減少は、漸進的な市場の自由化に伴ってルーマニアにおける販売量が急増したことによって部分的に相殺された。

業績

	2017年	2016年	(単位：百万ユーロ) 増減	
収益	2,411	3,798	(1,387)	-36.5%
売上総利益	543	762	(219)	-28.7%
営業利益	306	286	20	7.0%
資本支出	307 ⁽¹⁾	265 ⁽²⁾	42	15.8%

(1) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

(2) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

以下の表は、2017年の国別の業績の内訳を示している。

収益

	2017年	2016年	(単位：百万ユーロ) 増減	
ルーマニア	1,180	1,058	122	11.5%
ロシア	1,135	986	149	15.1%
スロバキア	-	1,360	(1,360)	-
その他諸国	96	394	(298)	-75.6%
合計	2,411	3,798	(1,387)	-36.5%

2017年における収益は、前年と比べて1,387百万ユーロ減少（36.5%減）し、2,411百万ユーロとなった。かかる減少は、以下に関連している。

- ・ スロバキアにおける収益が1,360百万ユーロ減少したこと。これは2016年7月末の売却に伴う連結除外に起因する。
- ・ ロシアにおける収益が149百万ユーロ増加したこと。これは主にユーロに対するルーブルの上昇（126百万ユーロ）及びユニット販売価格の上昇に関連しており、発電量の減少を十二分に相殺した。

- ・ ルーマニアにおける収益が122百万ユーロ増加したこと。かかる増加は基本的に、送電量及び販売量の増加に起因し、配電料金の下落を十二分に相殺した。
- ・ その他諸国における収益が298百万ユーロ減少したこと。このうち295百万ユーロは、マルシネル・エネルギー及びエネル・フランスの連結除外に関連する。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
ルーマニア	232	339	(107)	-31.6%
ロシア	270	186	84	45.2%
スロバキア	-	191	(191)	-
その他諸国	41	46	(5)	-10.9%
合計	543	762	(219)	-28.7%

売上総利益は、2016年と比べて219百万ユーロ減少し、543百万ユーロとなった。かかる業績は主に以下に起因する。

- ・ スロベンスケ・エレクトラーネに関連する連結範囲の変更（191百万ユーロ）。
- ・ ルーマニアにおける利益が107百万ユーロ減少したこと。かかる減少は、供給市場における危機により電力供給に係る費用が増加した（当該費用は、顧客への価格に反映されなかった。）ことに起因する。
- ・ ロシアにおける売上総利益が84百万ユーロ増加したこと。これは主に、ユーロに対するルーブルの上昇及び発電利益の向上に起因する。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
ルーマニア	114	71	43	60.6%
ロシア	210	136	74	54.4%
スロバキア	-	114	(114)	-
その他諸国	(18)	(35)	17	-48.6%
合計	306	286	20	7.0%

2017年の営業利益は、20百万ユーロ増加し、合計306百万ユーロとなった。具体的には、減価償却費、償却費及び減損損失162百万ユーロの減少は、スロベンスケ・エレクトラーネの売却による影響（77百万ユーロ）のほか、2016年に計上されたエネル・グリーン・パワー・ルーマニアに係る減損損失（130百万ユーロ）及び売却目的保有に分類されたマルシネル・エネルギーの資産の見積実現可能価値への調整分（54百万ユーロ）を反映している。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
ルーマニア	134	136	(2)	-1.5%
ロシア	109	105	4	3.8%
その他諸国	64	24	40	-
合計	307 ⁽¹⁾	265 ⁽²⁾	42	-15.8%

(1)「売却目的保有」に分類されるユニットについての44百万ユーロを含まない。

(2)「売却目的保有」に分類されるユニットについての283百万ユーロを含まない。

資本支出は、前年比で42百万ユーロ増加し、307百万ユーロとなった。これは主に、ギリシャにおける風力発電所及びドイツにおける地熱発電所に関連する。

北米及び中米

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2017年	2016年	増減	
水力発電	2,681	2,837	(156)	-5.5%
地熱発電	-	362	(362)	-
風力発電	6,920	9,007	(2,087)	-23.2%
その他の資源	192	62	130	-
合計	9,793	12,268	(2,475)	-20.2%
－うち米国及びカナダ	5,313	8,628	(3,315)	-38.4%
－うちメキシコ	2,025	1,781	244	13.7%
－うちパナマ	1,528	1,367	161	11.8%
－うちその他諸国	927	492	435	88.4%

2017年、純発電量は、2016年から2,475百万kWh減少し、合計9,793百万kWhとなった。かかる減少は、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) の発電所の連結除外が主な原因で米国及びカナダにおける風力発電量が減少し（2,240百万kWh減）、同国における発電量が減少したこと（3,315百万kWh減）に起因する。かかる要因は、ビエントス・デル・アルティプラノ及びパロアルトにおける風力発電所の運転が開始したことによってメキシコにおける発電量が増加したこと（244百万kWh増）並びにパナマ（120百万kWh増）、グアテマラ（240百万kWh増）及びコスタリカ（200百万kWh増）の水力発電所による発電量が増加したことにより、部分的に相殺された。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
水力発電所	623	630	(7)	-1.1%
風力ファーム	2,566	2,018	548	27.2%
その他	344	144	200	-
合計	3,533	2,792	741	26.5%
－うち米国及びカナダ	2,092	1,495	597	39.9%
－うちメキシコ	843	728	115	15.8%
－うちパナマ	354	325	29	8.9%
－うちその他諸国	244	244	-	-

2017年の純有効発電容量は、前年と比べて741MW増加し、合計3,533MWとなった。かかる増加は基本的に、新たな発電所のラトルスネイク・クリーク、サンダー・ランチ及びレッド・ダート発電所の純容量の増加（かかる増加は、ケイニー・リバー及びロッキー・リッジの施設の売却によって部分的に相殺された。）に伴って、米国及びカナダの風力ファームにおける純設備容量が増加したこと（600MW増）を反映している。加えて、主にヴィラヌエヴァ太陽光発電所に起因して、メキシコにおいて純有効発電容量がさらに増加した。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
収益	1,187	1,125	62	5.5%
売上総利益	759	833	(74)	-8.9%
営業利益	553	565	(12)	-2.1%
資本支出	1,802 ⁽¹⁾	1,832	(30)	-1.6%

(1)「売却目的保有」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

以下の表は、2017年の地理的地域別の財務業績を示している。

収益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
米国及びカナダ	716	774	(58)	-7.5%
メキシコ	142	125	17	13.6%
パナマ	149	143	6	4.2%
その他諸国	180	83	97	-
合計	1,187	1,125	62	5.5%

2017年の収益は、前年比で62百万ユーロ増加（5.5%増）し、1,187百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ 米国及びカナダにおける収益が58百万ユーロ減少したこと。これは基本的に、（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）の発電所の連結除外を反映した）発電量の減少によって電力販売（137百万ユーロ減）及び電力事業（8百万ユーロ減）からの収益が減少したこと、2016年のEGPNA REPの支配権喪失に伴う同社に係る当グループ持分の公正価値での再測定分（95百万ユーロ）が計上されたこと、並びにシマロン及びリンダールの売却に係る利益（35百万ユーロ）が計上されたことに起因する。これらの展開による影響は、2017年8月7日付けでエナノックを買収したことに伴う連結範囲の変更からの収益が増加したこと（146百万ユーロ）及びタックス・パートナーシップからの収益が増加したこと（68百万ユーロ）によって部分的に相殺された。
- ・ メキシコにおける収益が17百万ユーロ増加したこと。かかる増加は主に、上記「事業」のセクションにおいて述べた風力発電量の増加（37百万ユーロ）を反映し、2016年にVAT還付手続の成果による収益（14百万ユーロ）が計上されたことによる影響によって部分的に相殺された。
- ・ パナマにおける収益が6百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、主に上記「事業」のセクションにおいて述べた水力発電量の増加に起因する。
- ・ コスタリカにおける収益が119百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、インスティテュート・コスタッリセンス・デ・エレクトリシダッド（Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)）から当グループに支払われたチュカス風力ファームに係る補償金（100百万ユーロ）を反映しており、グアテマラにおける収益の減少（23百万ユーロ減）によって部分的に相殺された。

売上総利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
米国及びカナダ	408	587	(179)	-30.5%
メキシコ	98	95	3	3.2%
パナマ	101	93	8	8.6%
その他諸国	152	58	94	-
合計	759	833	(74)	-8.9%

2017年の売上総利益は、2016年と比べて74百万ユーロ減少（8.9%減）し、759百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ 米国及びカナダにおける利益が179百万ユーロ減少したこと。かかる減少は上述の収益の減少並びにエナノックの買収に関連する人件費及び営業費用の増加に起因する。
- ・ メキシコにおける利益が3百万ユーロ増加したこと。これは、上述の発電量の増加を反映している。
- ・ パナマにおける利益が8百万ユーロ増加したこと。これは、発電量の拡張に起因する。
- ・ その他諸国における利益が増加したこと。かかる増加は基本的に、上述のPHチユカスからの収益が増加したことによる。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
米国及びカナダ	293	398	(105)	-26.4%
メキシコ	52	42	10	23.8%
パナマ	87	80	7	8.8%
その他諸国	121	45	76	-
合計	553	565	(12)	-2.1%

2017年の営業利益は、前年から12百万ユーロ減少し、553百万ユーロとなった。これは、基本的にエネル・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）の発電所の連結除外に関連して減価償却費、償却費及び減損損失が62百万ユーロ減少したことを考慮しており、かかる減少は、新たな発電所の運転開始により減価償却費が増加したことによって部分的に相殺された。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)			
	2017年	2016年	増減	
米国及びカナダ	1,305	1,467	(162)	-11.0%
メキシコ	454 ⁽¹⁾	248	206	83.1%
パナマ	10	42	(32)	-76.2%
その他諸国	33	75	(42)	-56.0%
合計	1,802	1,832	(30)	-1.6%

(1) 「売却目的保有」に分類されるユニットについての325百万ユーロを含まない。

2017年の資本支出は、前年から30百万ユーロ減少し、合計1,802百万ユーロとなった。投資は、主に、米国のロック・クリーク（364百万ユーロ）、レッド・ダート（325百万ユーロ）及びサンダー・ランチ（359百万ユーロ）風力発電所、並びにメキシコのヴィラヌエヴァ（272百万ユーロ）及びドン・ホゼ（104百万ユーロ）太陽光発電所に関連するものであった。

サブサハラ・アフリカ及びアジア

事業

純発電量

	2017年	2016年	(単位：百万kWh)	
			増減	
風力発電	892	401	491	-
その他の資源	589	129	460	-
合計	1,481	530	951	-
－うち南アフリカ	1,156	203	953	-
－うちインド	325	327	(2)	-0.6%

2017年の純発電量は、2016年と比べて951百万kWh増加し、合計1,481百万kWhとなった。かかる増加は主に、主に2016年下半期において新たな発電所が運転を開始したことによって、南アフリカの風力発電量（491百万kWh増）及び太陽光発電量（589百万kWh増）が増加したことに起因する。対して、インドにおいては発電量がやや減少した。

純有効発電容量

	2017年12月31日	2016年12月31日	(単位：MW)	
			増減	
風力ファーム	371	335	36	10.7%
その他	323	323	-	-
合計純有効発電容量	694	658	36	5.5%
－うち南アフリカ	522	486	36	7.4%
－うちインド	172	172	-	-

2017年の純有効発電容量は、前年と比べて36MW増加し、合計694MWとなった。2016年12月31日からの変化は、主にギブソン・ベイ発電所に関連する発電容量の増加を反映している。

業績

	2017年	2016年	(単位：百万ユーロ)	
			増減	
収益	96	29	67	-
売上総利益	57	14	43	-
営業利益	15	(5)	20	-
資本支出	30	304	(274)	-90.1%

以下の表は、2017年の地理的地域別の業績の内訳を示している。

収益

	2017年	2016年	(単位：百万ユーロ)	
			増減	
南アフリカ	80	12	68	-
インド	16	17	(1)	-5.9%
合計	96	29	67	-

2017年の収益は、前年比で67百万ユーロ増加し、96百万ユーロとなった。かかる増加は主にプリーダ、アダム・ソーラー及びギブソン・ベイ発電所における発電量及び電力販売量の増加に起因する。

売上総利益

	2017年	2016年	(単位：百万ユーロ)	
			増減	
南アフリカ	53	4	49	-
インド	8	10	(2)	-20.0%
その他諸国	(4)	-	(4)	-
合計	57	14	43	-

2017年の**売上総利益**は、2016年から43百万ユーロ増加し、57百万ユーロとなった。かかる変化は、上述した収益の増加を反映しており、オーストラリア及びケニアにおいて計上された収益の減少によって部分的に相殺された。

営業利益

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
南アフリカ	18	(10)	28
インド	-	5	(5)
その他諸国	(3)	-	(3)
合計	15	(5)	20

2017年における**営業利益**は、20百万ユーロ増加して15百万ユーロとなった。かかる増加は、減価償却費、償却費及び減損損失23百万ユーロの増加を含み、主に2016年における南アフリカの発電所の運転開始に起因する。

資本支出

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
南アフリカ	27	301	(274)
インド	3	3	-
合計	30	304	(274)

2017年の**資本支出**は、前年から274百万ユーロ減少し、30百万ユーロとなった。かかる数値は主に南アフリカの太陽光発電所に関連しており、上述のとおり、当該発電所に係る工事は完了した。

その他、部門間消去及び調整

業績

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
収益（消去後）	389	855	(466)
売上総利益	(346)	(69)	(277)
営業利益	(364)	(124)	(240)
資本支出	72	41	31

2017年の消去後の**収益**は、前年から466百万ユーロ減少（54.5%減）し、389百万ユーロとなった。かかる変化は基本的に、以下に起因する。

- ・ エネル・インジェネリア・アンド・リセルカが、関連するフローのイタリアセグメントへの移行とともにエネル・プロデュツィオーネに取り込まれたことによる、エンジニアリング収益162百万ユーロの減少。
- ・ エネル・イベロアメリカからエンデサへの情報技術ユニットの移行、及びその結果として生じるイベリアセグメントにおける数値の算入に伴う、ITサービスからの収益147百万ユーロの減少。
- ・ グループのその他の部門に提供されたサービスにおける管理手数料49百万ユーロの減少。
- ・ 2016年におけるコンポスティーリャ・アールイー売却からのキャピタルゲイン19百万ユーロ。

2017年の**売上総利益**はマイナス346百万ユーロとなったが、これは2016年の数値と比べて277百万ユーロの減少を示している。かかる変化は、移行された資産に係る利益の消去、コンポスティーリャ・アールイー売却からのキャピタルゲインによる影響及び2016年に計上されたSAPEとの争議に係る引当金80百万ユーロの戻入れを反映している。

2017年における**営業損失**は、364百万ユーロとなり、前年と比べて240百万ユーロ悪化した。これは、プロジェクト実行に当たっての多くの困難及び世界的燃料市場における価格状況の変動に伴い、アップストリーム・ガス開発資産について2016年に計上された減損損失を反映して、減価償却費、償却費及び減損損失が37百万ユーロ減少したことを考慮したものである。

資本支出

2017年の資本支出は、主に情報技術活動に関して2016年から31百万ユーロ増加し、72百万ユーロとなった。

エネル・エスピーエーの業績及び財務状況

業績

以下の表は、エネル・エスピーエーの2016年及び2017年の業績の概要を示している。

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
収益			
サービスからの収益	120	197	(77)
その他の収益及び利益	13	10	3
合計	133	207	(74)
費用			
消耗部品	1	1	-
サービス、リース及びレンタル費	165	152	13
人件費	174	166	8
その他の営業費用	20	17	3
合計	360	336	24
売上総利益	(227)	(129)	(98)
減価償却費、償却費及び減損損失	15	448	(433)
営業利益	(242)	(577)	335
純財務利益／(費用)及び株式投資からの利益			
株式投資からの利益	3,033	2,882	151
財務利益	3,093	3,343	(250)
財務費用	3,774	4,106	(332)
合計	2,352	2,119	233
法人税控除前利益	2,110	1,542	568
法人税	(160)	(178)	18
当期純利益	2,270	1,720	550

サービスからの収益は120百万ユーロ（2016年は197百万ユーロ）となった。これは、基本的に、エネル・エスピーエーの経営・協調機能の一環として子会社に対し提供されたサービス、及び子会社に関してエネル・エスピーエーが負担した費用の再請求に関するものである。

全体で77百万ユーロの減少は、主に管理手数料及び技術手数料からの収益の減少に起因しており、2015年及び2016年のマインス調整並びに当年度中に親会社が採用した新たな報酬モデルの適用を反映している。

その他の収益及び利益は、前年と比べて3百万ユーロ増加し、13百万ユーロとなった。両年とも、同項目は基本的に、他の当グループ会社に出向しているエネル・エスピーエーの従業員に係る費用の再請求から構成されている。

2017年の消耗部品の費用は、前年と変わらず1百万ユーロであった。

サービス、リース及びレンタル費は、2017年に165百万ユーロ（2016年は152百万ユーロ）となり、このうち第三者からの請求は82百万ユーロ、当グループ会社からの請求は83百万ユーロであった。前者は主に、通信サービス、技術的及び専門的サービスに加え、戦略、経営及び組織再編に関するコンサルティング並びにITサービスに関連している。当グループ会社によって提供されたサービスに関する費用は、エネル・イタリアから受領したIT及び事務管理サービス、購入、レンタル及び研修、並びにエネル・エスピーエーに出向している多数の当グループ会社の従業員に係る費用に関連している。

2017年の人件費は、前年と比べて8百万ユーロ増加し、合計174百万ユーロとなった。かかる変化は主に、長期インセンティブ制度に係る費用の増加（5百万ユーロ）及び確定給付制度に関連する退社後給付（2百万ユーロ）に起因する。

2017年のその他の営業費用は、2016年と比べて3百万ユーロ増加し、20百万ユーロとなった。かかる増加は主に交際費の増加による。

上記の観点から、**売上総利益**は、マイナス227百万ユーロとなり、前年と比べて98百万ユーロ悪化した。これは主に、管理手数料及び技術手数料の減少並びに労働費及びサービス、リース及びレンタル費の付随的増加の複合的影響に起因する。

減価償却費、償却費及び減損損失は、もっぱら減価償却及び償却費に起因し、2017年に15百万ユーロとなった。2016年には、同項目はエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに係る持分の評価減（474百万ユーロ）及びエネル・トレード・エスピーエーに係る持分の戻入れ（42百万ユーロ）を含み、これらは投資の減損テスト後に計上された。

したがって、**営業成績**は、2016年と比べて335百万ユーロ改善し、242百万ユーロの損失を示した。

株式投資からの利益は、3,033百万ユーロとなった（2016年は2,882百万ユーロ）。同項目は、2017年に承認された、子会社及び関連会社からの配当金及び中間配当金3,032百万ユーロ並びにその他の会社からの配当金及び中間配当金1百万ユーロに関するものであり、前年から151百万ユーロの増加を示した。かかる増加は、南アメリカのグループ事業の企業組織再編に伴う、子会社のエネル・アメリカス及びエネル・チリからの配当金を一部反映している。

純財務費用は681百万ユーロとなった。これは金融負債の利息費用（860百万ユーロ）を反映しており、固定金融資産及び流動金融資産に係る利息及びその他の収益（合計158百万ユーロ）によって部分的に相殺された。

純財務費用の前年からの減少分は82百万ユーロであったが、かかる減少は、基本的に、金利の有利な変動及び純金融負債の平均保有値の減少に起因して金融債務に係る利息費用が減少したこと（66百万ユーロ）、並びにグループ企業に対する有利な保証に係るその他の金融収益が増加したこと（30百万ユーロ）による。

法人税は、160百万ユーロの未収税を示した。これは主として、子会社から受領した配当金の95%が控除対象となったこと、及び法人税法（統一所得税法第96条）に従って当グループの連結課税メカニズムに関するエネル・エスピーエーの持分費用が税控除されたことの結果として、IRES上の課税収入が法定課税収入と比べて減少したことに起因する。2016年（未収税は178百万ユーロ）と比べて、18百万ユーロの減少は、IRES上の見積課税対象収益が増加したことに起因している。

当期純利益は、前年の1,720百万ユーロに対し、2,270百万ユーロとなった。

財務状況の分析

(単位：百万ユーロ)			
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	増減
純固定資産			
－資産、発電所及び設備並びに無形固定資産	41	27	14
－株式投資	42,811	42,793	18
－その他の純固定資産/(負債)	(667)	(440)	(227)
合計	42,185	42,380	(195)
純流動資産			
－売掛金	237	255	(18)
－その他の純流動資産/(負債)	(1,612)	(1,500)	(112)
－買掛金	(137)	(150)	13
合計	(1,512)	(1,395)	(117)
総投下資本	40,673	40,985	(312)
引当金			
－従業員給付	(273)	(286)	13
－リスク及び費用に対する引当金並びに純繰延税金	87	56	31
合計	(186)	(230)	44
純投下資本	40,487	40,755	(268)
株主持分	27,236	26,916	320
純金融負債	13,251	13,839	(588)

純固定資産は、195百万ユーロ減少し、42,185百万ユーロとなった。これは以下に起因する。

- ・ 「その他の純固定資産／（負債）」が227百万ユーロ増加したこと。同項目は、2017年12月31日時点で667百万ユーロの純負債を示した（2016年12月31日時点のその他の純固定資産は440百万ユーロ）。かかる変化は、基本的に、固定デリバティブ資産の価値の下落（1,014百万ユーロ）及び固定デリバティブ負債の価値の下落（812百万ユーロ）に起因する。
- ・ 子会社への株式投資の価値が18百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、タインマウス・エネルギー・ストレージ・リミテッド（5百万ユーロ）及びエネル・マップ（12百万ユーロ）の買収、並びにエネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールの全株式資本についての募集及び払込みに伴う同社の成立（1百万ユーロ）を反映している。
- ・ 資産、発電所及び設備並びに無形資産が14百万ユーロ変動したこと。これは、当年度中の投資（合計29百万ユーロ）並びに減価償却費及び償却費（合計15百万ユーロ）に起因する。

純流動資産は、2016年12月31日から117百万ユーロ増加し、マイナス1,512百万ユーロとなった。この変化は、以下に起因する。

- ・ その他の純流動負債が112百万ユーロ増加したこと。これは主に、2017年11月8日に取締役会により承認され、2018年1月24日以降に支払われる、2017年利益の中間配当に係る株主に対する支払債務（1,068百万ユーロ相当）を反映している（2016年は915百万ユーロ）。
- ・ 主に当グループ会社に関して、エネル・エスピーエーからの管理及び調整サービスに係る売掛金が18百万ユーロ減少したこと。
- ・ 買掛金が13百万ユーロ減少したこと。

2017年12月31日時点の**純投下資本**は、40,487百万ユーロとなった。これは、株主持分27,236百万ユーロ及び純金融負債13,251百万ユーロにより調達されたものである。

株主持分は、前年から320百万ユーロ増加し、2017年12月31日時点で27,236百万ユーロとなった。より具体的には、かかる変化は、2017年の純利益の計上（2,303百万ユーロ）並びに2016年の配当金の残余分（合計915百万ユーロ）及び2017年の中間配当金（1,068百万ユーロ）の分配に起因する。

純金融負債は2017年末時点で13,251百万ユーロとなり、負債／資本の比率は48.7%（2016年末時点では51.4%）であった。

財務構造の分析

純金融負債及び期間中の変化は、以下の表のとおりである。

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	増減
長期債務			
－銀行借入れ	1,039	50	989
－社債	8,541	12,414	(3,873)
－引受債務及び子会社からの借入れ	1,200	1,200	-
長期債務	10,780	13,664	(2,884)
－第三者からの金融債権	(6)	(5)	(1)
－引受債務及び子会社への貸付け	-	(27)	27
純長期債務	10,774	13,632	(2,858)
短期債務／(流動性資産)			
－長期借入れの短期部分	3,654	973	2,681
－短期銀行借入れ	245	810	(565)
－現金担保の受入れ	256	1,107	(851)
短期債務	4,155	2,890	1,265
－長期金融債権の短期部分	(1)	(1)	-
－引受／付与ローンの短期部分	(27)	(45)	18
－その他短期金融債権	1	(6)	7
－現金担保の差出し	(2,074)	(1,012)	(1,062)
－グループ会社との純短期財務状況	2,912	1,419	1,493
－現金及び現金同等物並びに短期担保	(2,489)	(3,038)	549
純短期負債／(流動性資産)	2,477	207	2,270
純金融負債	13,251	13,839	(588)

2017年12月31日時点の純金融負債は、前年から588百万ユーロ減少して13,251百万ユーロとなった。これは、純長期負債ポジションが2,858百万ユーロ改善した結果であり、純短期金融債務が2,270百万ユーロ増加したことにより部分的に相殺された。

債務状況に影響をもたらした2017年の主な取引の概要は、以下のとおりである。

- ・ 2007年に1,500百万ユーロ相当が発行され、2016年に部分的に償還された社債の残余分909百万ユーロの償還。
- ・ イナ（INA）及びアニア（ANIA）債の4つのランシェに係る償還合計65百万ユーロ。
- ・ 「セリエ・スペシャール・リゼルバータ・アル・ペルソナーレ1994-2019」に属する、非上場の変動利率自社債19百万ユーロの買戻し。
- ・ 前年のユニクレジット・エスピーエーからの融資枠から追加で450百万ユーロが引き出されたこと（2016年12月31日の時点で50百万ユーロが引き出されていた）。
- ・ ユニクレジット・エスピーエー及びユービーアイ・バンカ・エスピーエーからの、それぞれ200百万ユーロ及び150百万ユーロの新たな融資契約。
- ・ バンク・オブ・アメリカからの199百万ユーロ（227百万米ドル。発行時における実勢為替レートによる。）の米ドル建ての融資契約。

現金及び現金同等物は、2016年12月31日から549百万ユーロ減少して2,489百万ユーロとなった。これは、上記の金融取引、2016年の配当金支払及びエネル・エスピーエーにより実行される通常の中央金庫機能に起因する。

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2017年	2016年	増減
期首における現金及び現金同等物	3,038	5,925	(2,887)
営業活動によるキャッシュ・フロー	2,465	2,511	(46)
投資／資本回収活動によるキャッシュ・フロー	(48)	(409)	361
財務活動によるキャッシュ・フロー	(2,966)	(4,989)	2,023
期末における現金及び現金同等物	2,489	3,038	(549)

財務活動によるキャッシュ・フローは、マイナス2,966百万ユーロとなった（2016年はマイナス4,989百万ユーロ）。これは基本的に、社債の償還及び2016年の配当金支払に係る合計1,830百万ユーロによって生み出された。

投資活動によるキャッシュ・フローは、マイナス48百万ユーロとなった（2016年はマイナス409百万ユーロ）。これは、基本的に、以下によりもたらされた。

- ・ 資本支出の結果として、資産、発電所及び設備並びに無形資産が30百万ユーロ変動したこと。
- ・ 子会社への株式投資の価値が18百万ユーロ増加したこと。かかる増加は、タイムマウス・エネルギー・ストレージ・リミテッド（5百万ユーロ）及びエネル・マップ（12百万ユーロ）の買収、並びにエネル・グローバル・サーマル・ジェネレーション・エスアールの全株式資本の募集及び払込みの完了に伴う同社の成立（1百万ユーロ）を反映している。

財務活動及び投資活動により生み出された現金需要は、営業活動により生み出された流動性資産（2016年が2,511百万ユーロであったのに対し、2,465百万ユーロ）により賄われた。これは基本的に、子会社から受領した配当金（2,977百万ユーロ）、並びに2017年12月31日の時点で結果的に2,489百万ユーロとなった（年当初には3,038百万ユーロであった。）現金及び現金同等物の利用を反映している。

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3－7 財政状態、経営成績及びキャッシュ・フローの状況の分析」を参照のこと。

2【主要な設備の状況】

2017年12月31日現在、当グループは、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成る、1,126の再生可能エネルギー発電所及び339の熱電施設を保有している。当グループは、配電ネットワークを所有しており、このネットワークは2017年12月31日現在で合計2,160,559キロメートルの電圧線（そのほとんどが中電圧線及び低電圧線であり、イタリア、スペイン及びルーマニアに所在している。）から構成される。2017年12月31日現在、当グループは、純簿価約77百万ユーロの不動産を主にイタリアに所有しており、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】

(2018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、エスピーエーの授權株数を制限する概念は存在しない。その代わりに、授權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、授權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】

(2018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株	テレマティコ	1株につき 1議決権
計	—	10,166,679,946株	—	—

(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】

(2018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、いかなる者もエネルの株式資本の3%を超える株式について、議決権を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ためには、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。

以下の表は、2018年5月8日現在、当社の記録に基づき、エネルの株式資本を1%以上保有する株主を示したものである。

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）	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%
ブラック・ロック・インク	ニューヨーク、55 イースト 52番 ストリート	570,891,262株	5.615%
パープル・プロテクティッド・アセット	ルクセンブルク、フィオーレ通り 11	147,900,000株	1.455%
中国人民銀行	北京市 C/0 セイフ 4/F ピンガンビルディング 23 ジンロン	108,879,001株	1.071%
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	米国、100 ヴァンガード通り マルバーン	101,933,361株	1.003%

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いて該当する各年度につき非連結ベースで、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から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)
2015年度	1,316	0.14
2016年度	1,627	0.16
2017年度	1,830	0.18

2018年5月24日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2017年12月31日に終了した事業年度について総額約2,410百万ユーロ（普通株式1株当たり0.237ユーロ）の配当（うち1株当たり0.105ユーロ、総額で1,068百万ユーロは、既に中間配当として支払われている。）を支払うことを決議した。普通株式1株当たり0.105ユーロの中間配当は、2018年1月23日の営業終了時現在の登録株主に対して2018年1月24日付けで支払われた。普通株式1株当たり0.132ユーロの配当は、2018年7月24日の営業終了時現在の登録株主に対して2018年7月25日付けで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として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は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。

新配当方針

短期の確実性及び中期の潜在的な大幅上昇を定める新たな配当方針が、2015年度から2019年度の期間について導入された。2015年度については配当性向が50%に増加し、2018年に65%の配当性向に到達するよう毎年5%ずつ引き上げられる予定である。2015年度又は2016年度のいずれかの正味経常利益が当グループのガイダンスを下回る場合には、2015年度及び2016年度のそれぞれにおいて、1株当たり0.16ユーロ及び0.18ユーロの最低DPS（1株当たり配当）が支払われる。

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【株価の推移】

以下の表中の数字は、メルカート・テレマティコ・アツツィオナーリオにおける普通株式の株価の変動を示している。

(1) 最近5年間の事業年度別最高・最低株価

(単位：ユーロ)

決算年月	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
最 高	3.384 (430.92円)	4.460 (567.94円)	4.464 (568.45円)	4.19 (533.55円)	5.58 (710.56円)
最 低	2.304 (293.39円)	3.134 (399.08円)	3.442 (438.30円)	3.40 (432.96円)	3.84 (488.99円)

(2) 当該事業年度中最近6月間の月別最高・最低株価

(単位：ユーロ)

月別	2017年7月	2017年8月	2017年9月	2017年10月	2017年11月	2017年12月
最 高	4.97 (632.88円)	5.10 (649.43円)	5.25 (668.54円)	5.32 (677.45円)	5.48 (697.82円)	5.58 (710.56円)
最 低	4.69 (597.22円)	4.88 (621.42円)	5.04 (641.79円)	4.97 (632.88円)	5.22 (664.71円)	5.13 (653.25円)

4【役員の状況】

(1) 取締役、業務執行役員及び法定監査役

(a) 取締役

当社の現在の取締役会の構成員9名（その任命は2017年5月4日付けで有効となり、任期は2019年12月31日現在の財務書類を承認した時点で満了する。）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、2018年4月30日現在所有する当社普通株式数は、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）	マリア・パトリツィア・グリエコ氏（1952年2月1日生）	2014年5月より、エネルの取締役会会長を務めている。 ミラノ大学法学部を卒業した後、1977年にイタルテル（Italtel）で職務を開始し、1994年に法務部及び総務部のチーフに就任した。1999年、同社の再構築及び再配置のためにジェネラル・マネージャーに任命され、2002年には最高経営責任者に就任した。 その後、シーメンス・インフォルマティカ（Siemens Informatica）の最高経営責任者、バリュー・パートナーズ（Value Partners）のパートナー及びグループ・バリュー・チーム（Group Value Team）（現在のNTTデータ）の最高経営責任者を務めた。 2008年から2013年までオリヴェッティ（Olivetti）にて最高経営責任者を務め、2011年からは会長も務めた。 フィアット・インダストリアル（Fiat Industrial）及びCIRの取締役を務め、現在は、アニマ・ホールディング（Anima Holding）、フェラーリ（Ferrari）及びアンプリフォン（Amplifon）の理事を務めている。 また、アソニム（Assonime）の運営委員会委員及びボッコーニ大学取締役会委員も務めている。 マリア・パトリツィア・グリエコ氏は2017年にイタリア・コーポレート・ガバナンス委員会の会長に任命された。かかる委員会の目的は、イタリアの上場企業の良質なコーポレート・ガバナンスの実務を促進させることである。	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・ストラーチェ氏（1955年9月22日生）	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・マネージャーに就任している。 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）、市場部門の業務執行取締役（2005年11月から2008年9月）を含めて、いくつかの最上位役員職を務めた。 2008年から2014年まで、エネルグループの再生可能エネルギー発電子会社であるエネル・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、国際的な再生可能エネルギー産業における指導的な役割を担った。2010年11月には、当該会社に係る新規株式公開を監督し、ミラノ及びマドリードの証券取引市場において時価総額80億ユーロの株式を発行した。 発電プラントの建設管理にてキャリアを開始し、最初はジェネラル・エレクトリック・グループ（General Electric Group）、そしてABBグループ（ABB Group）、その後に全世界でのガスタービン販売の責任者を務めたアルストム・パワー・コーポレーション（Alstom Power Corporation）で働いた。 米国、サウジアラビア、エジプト及びブルガリアで勤務した確かな国際経験を有する。 2014年6月からは、国連万人のための持続可能なエネルギー（Sustainable Energy 4 All）構想の諮問委員会のメンバーも務めている。2015年5月、国連グローバル・コンパクトの理事に就任した。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であった。2016年10月、B20の気候・資源の効率性タスクフォース（B20 Climate & Resource Efficiency Task Force）の共同議長に指名された。2017年6月、ヨーロッパの電力産業ユニオンであるユーレレクトリック（Eurelectric）の理事長に選任された。 2017年9月、欧州委員会は彼を「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」の委員に任命した。 ミラノのポリテクニク大学の原子力工学部を卒業した彼は、妻と2人の息子を持つ。熱心なサイクリストでサッカークラブチームASローマのサポーターであり、また、詩を趣味としている。	313,623(1)

(1) このうち119,620株は彼の配偶者により保有されている。

役名 及び職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役（立候補はMEFにより提示された）	アルフレド・アントニオツィ氏（1956年3月18日生）	1956年にコゼンツァに生まれ、ローマの「ラ・サピエンツァ」大学法学部を1980年に卒業し、その後、法律事務所での実務を通して労働法の専門性を高めた。1981年から1990年まで、ローマ市の市議会議員を務め、教育政策の参事を務めた。その後、ローマの機関関係及び国際関係の総務参事を務めた。1990年から2004年まで、ラツィオの州議会議員を務め、そこでは交通参事を務めた。さらに、2008年から2012年まで、ローマ市の遺産及び特別事業の参事を務めた。2004年から2014年まで、欧州議会議員となり、そこでは司法委員会、法律委員会及び憲法問題委員会（Constitutional Affairs Commission）の委員となった。同期間中、欧州と米国、アラビア半島及び中米との関係の代表団にも参加し、また、EUとメキシコ間の関係の議会委員会の代表団にも参加した。2015年5月より、エネルの取締役を務めている。	なし
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・ビアンチ氏（1954年5月16日生）	1954年にピストイアに生まれ、法学部卒業後、弁護士となり、1986年に行政、商取引、企業及び倒産の分野で弁護士の専門職実務を開始した。かかる分野において、初めはアルベルト・プレディエリ（Alberto Predieri）教授の法律事務所では実務を開始し（1983年から2001年）、オーナーの死去（2001年8月）まで執務し、そして、ビアンチ・アンド・アソシエーツ（Bianchi and Associates）法律事務所を設立し、主要事務所をフィレンツェに、支所をローマとミラノに置いた。2001年から2007年まで、EFIM（製造業への貸付機関）の清算人を務め、上記機関の活動停止後には、リグレスタ（Ligresta）（フィンテクナ・グループ（Fintecna Group）の会社）により管理された会社の強制解散のためのコミッショナー「アド・アクタ（ad acta）」としてMEFにより任命され（2007年7月）、現在もその役職を務めている。また、フィナンツィアリア・エルネスト・ブレダ（Finanziaria Ernesto Breda）の清算委員会のメンバー（1994年から2001年）、ライ・ニュー・メディア（Rai New Media）の取締役、フィレンツェ・フィエラの会長（2002年から2006年）及びダダ（Dada）（ミラノの証券取引所に上場されているインターネットの会社）の会長（2011年から2013年）も務めた。現在、「エディツィオニ・ディ・ストリア・エ・レッテラチュラ（Edizioni di Storia e Letteratura）」の取締役会会長を務めており、またいくつかの組合や財団の理事や会計監査役を務めている。2016年3月よりフィレンツェのカッサ・ディ・リスパルミオ・ファンデーション（Cassa di Risparmio Foundation）の運営委員会の委員を務めている。2014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）	チェザーレ・カラリ氏（1954年5月10日生）	1954年にポーロニアに生まれ、1977年にポーロニア大学法学部を卒業し、1979年にジョーンズ・ホプキンス大学（ワシントンDC）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（Bank of Italy）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（World Bank Group）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発展途上国の民間セクター支援を目的としている国際金融公社（International Finance Corporation）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も、特筆すべきは、サブサハラ・アフリカ部門長（1997年から2000年）及び国際金融市場グループ長（2000年から2001年）である。2001年から2006年まで世界銀行の副総裁を務め、国際金融アーキテクチャへの取組み及びマネーロンダリング防止のために、銀行の金融部門における運営や戦略の責任を担った。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貧困層支援諮問機関（CGAP）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管理する米国企業であるエンカレッジ・キャピタル（Encourage Capital）（旧 Wolfensohn Fund Management）のパートナー及び代表取締役、並びに新興市場に特化した民間資本ファンドであるウォルフエンソン・キャピタル・パートナーズ（Wolfensohn Capital Partners）の投資委員会の委員を務めている。 このような役職を務める中で、金融サービス部門における幅広い経営上の経験や戦略的経験を積み、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部門の規制に関する幅広い知識を得た。 チェコ Zivnostenska 銀行（Czech Zivnostenska Banka）（1992年から1995年）、チリ・モネダ・アセット・マネジメント（Chilean Moneda Asset Management）（2001年から2005年）イタリア・ゼネラル保険会社（Italian Assicurazioni Generali）（2010年から2013年）、テルナ（Terna）（2014年から2017年）、ポーランド国際銀行（Polish International Bank）（1991年から1994年）、メリトゥム銀行（Meritum Bank）（2011年から2013年）、トルコ・グローバル・ポート・ホールディング（Turkish Global Ports Holding）（2013年から2016年）及びハンガリー・ノムラ・マジャール（Hungarian Nomura Magyar）（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。さらに、ワシントンのジョーンズ・ホプキンス大学の高等国際関係論大学院（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）	パオラ・ジル ディニオ氏 (1956年4月11日生)	ジェノヴァ大学で物理科学学部を卒業し、同大学で研究者としての職務を開始し（1983年から1987年）、その後、まず准教授に就任し（1987年から2000年）、そして工学部の電気技術科の教授に就任した（2000年より現在）。同ジェノヴァ大学では、電気工学部学部の学部長（2001年から2007年）、生涯研修センターの執行委員会の委員（2006年から2008年）、電気工学の学科長（2007年から2008年）、工学部学部の学部長（2008年から2012年）、そして大学理事会のメンバー（2012年から2016年）も務めてきた。国内雑誌及び国際的な雑誌で科学記事を執筆し、中でも、電磁事象及び関連産業適合性を専門とした。アンサルド・エスティーエス（Ansaldo STS）の取締役（2011年から2014年）、アンサルド・エネルギア（Ansaldo Energia）の取締役（2014年から2016年）、ディストレット・リギュレ・デル・テクノロジー・マリネ（Distretto ligure delle tecnologie marine）の取締役（2010年から2016年）及びバンカ・カリジ（Banca Carige）の取締役（2016年から2017年6月）を務め、現在ではリナ・グループ（Rina Group）の会社であるダボロニア（D'Appolonia）（2011年より）で同じ役職を務めている。イタリア銀行のジェノヴァ理事会のメンバーも務め（2011年から2016年）、現在では、コミュン・ディ・ジェノヴァ（Comune di Genova）により設定された「スマート・シティ」計画のための科学委員会の委員長（2011年より）及びユリスベス（Eurispes）の科学委員会の委員（2013年より）を務めている。2015年より、電気システムのサイバー・セキュリティ、回復力及び事業継続性のための国立評議会（当該分野で事業を行う最も有力な国内企業が一定数所属している。）の会長を務めている。2014年5月より、エネルの取締役を務めている。	784(2)
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・ペ ラ氏（1949年11月4日生）	1949年にアルビソラ・スペリオール（Albisola Superiore）（サヴォナ（Savona））に生まれ、ローマの「ラ・サピエンツァ」大学の経済学部及びマセラータ（Macerata）大学の法律学部を卒業し、弁護士となり、ロンドン・スクール・オブ・エコノミクスにて経済学の修士号を取得した。ローマ大学の経済学部で研究者として執務した（1974年から1978年）後、国立労働銀行（Banca Nazionale del Lavoro）にて通貨市場の首席アナリストとして職務を開始し（1978年から1979年）、国際通貨基金の国際資本市場部のエコノミストも務めた（1980年から1985年）。IRIの経済研究のチーフ（1985年から1990年）（IRIにより支配されていた会社の民営化に関する問題も研究し、市場の自由化について研究した。）となり、競争産業政策について産業省の顧問（1986年から1990年）も務めた（イタリアで最初の反トラスト法に携わった。）。当該期間において、イタルケーブル（Italcable）（STETグループ）の取締役（1986年から1990年）及びセレコ（Seleco）の会長（1988年から1990年）を務めた。1987年から1991年まで、ミラノの「カトリック」大学で公営企業の経済学の教授に就任した。独占禁止法規制当局（Antitrust Authority）の第一秘書役（1990年から2000年）として、EU加盟国の競争に係る理事会で上記規制当局の代表も務めた。2001年より2014年まで、ジアンニ・オリゴニ・グリッポ・キャプリー＆パートナーズ法律事務所（Gianni, Origoni, Grippo, Cappelli & Partners Law Firm）のパートナーを務め、同事務所に反トラスト及び規制部門を設立した。2015年1月より同事務所のオブ・カウンセルである。現在はバンカプリア（Bancapulia）の取締役会長（2016年9月より）を務めており、親会社であるヴェネトバンカ（Veneto Banca）の取締役（2016年8月から2017年6月まで）を務めていた。2014年5月より、エネルの取締役を務めている。	なし

(2) このうち392株は彼女の配偶者により保有されている。

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）	アンナ・チア ラ・スヴェルト 氏（1968年10月 29日生）	ミラノ大学の法学部を卒業し、1995年9月に弁護士となった。 1996年3月から1998年2月まで、エディソン（Edison）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（Shell Italia）の法務及びコーポレート事業部のチーフを務 めた。その後、ピレリ・グループ（Pirelli Group）に入社し、 2016年5月まで勤務したが、同グループでは、親会社でいくつか の管理職を務め、具体的にはコーポレート事業部及びコンプライ アンス業務部のチーフ、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を務めた。2013年4月から2014年2月ま で、プレリオス（Prelios）の取締役並びに統制リスク及びコー ポレート・ガバナンス委員会の委員を務め、一方で、2016年4月 よりASTMの社外取締役及び報酬委員会の委員を務めている。2016 年6月よりUBI銀行（UBI Banca）にチーフ顧問として入社した。 2014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）	アンジェロ・タ ラボレリ氏 （1948年5月25 日生）	1948年にグアルディアグレーレ（Guardiagrele）（キエーティ （Chieti））に生まれ、1971年にシエナ（Siena）大学で法学の 学位を取得して優秀な成績で卒業した後、炭化水素の「エンリ コ・マッティ（Enrico Mattei）」大学院にて、炭化水素事業の 修士号を取得した。1973年にエニ（Eni）で職業活動を開始し、 そこで様々な管理職を務め、サイペム（Saipem）の企画管理長に 昇進した。その後、持株会社において、まず1996年に戦略的管 理、アップストリーム開発及びガス部門長代理となり、続いて 1998年には、企画及び産業管理部門長代理となった。その後、 2001年から2002年にはスナンプロゲティ（Snamprogetti）の理事 長代理を務め、2002年にはアギペトロリ（AgipPetroli）の事業 につき最高経営責任者を務めた。2003年初頭以降は、前述の会社 が持株会社と吸収合併した後、精製及びマーケティング部門の マーケティング分野の統括マネージャー代理を務めた。2004年か ら2007年まではエニの統括マネージャーとなり、精製及びマーケ ティング部門で職責を担った。2007年9月まで、ポルトガルの石 油会社であるギャルプ（Galp）の取締役、イタリアで営業してい る石油会社の協会であるユニオーネ・ペトロリフェラ（Unione Petroliifera）の副会長、エニ・ファンデーション（Eni Foundation）の理事及びエニ・トレーディング・アンド・シッピ ング（Eni Trading & Shipping）の会長を務めた。2007年から 2009年には、化学及び環境的介入分野において事業を行うエニの 会社であるシンディアル（Syndial）において最高経営責任者及 び統括マネージャーを務めた。2009年、石油産業分野でコンサル タント業務を行うためエニを退社した。そして、2010年、エネ ルギー・マーケット・コンサルタント（Energy Market Consultants）（ロンドンに登録オフィスを持つ石油産業分野の コンサルタント会社）の優れたアソシエイトとして任命された。 2015-2016年度より、ローマのLUISSグイドカルリ大学において 「エネルギー及び環境政策」についての講義を行っている。2011 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役員である3名の正規の法定監査役（2016年5月26日開催の株主総会において任命され、任期は3年間とし、2018年12月31日現在の財務書類を承認した時点で満了する。）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、2018年4月30日現在所有する当社普通株式数は、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 資家により提 示された候補 者名簿におい て指名）	セルジオ・デカ氏 (1947年3月29日生)	ミラノの「ボッコーニ」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。資格を有する公認会計士であり、英国の貿易産業省公認の監査役も務めている。プライスウォーターハウスクーパースのネットワークを通じて、フィアット、テレコムイタリア及びサンパオロIMI (Sanpaolo IMI) を含むイタリアの有力上場企業の外部監査役として幅広い経験を積んだ。1997年よりプライスウォーターハウスクーパース・エスピーエーの会長に就任し、2007年7月に定款に規定された年齢制限に達したため、同職及び当該会社の株主たる地位を退いた。とりわけ、エジソン・ファンデーション (Edison Foundation) の諮問委員会及びボッコーニ大学の開発委員会の委員、ボッコーニ・アルミニ・アソシエーションの監査役会会長及びANDAF（イタリア最高財務責任者協会）の監査役を務めた後、2016年1月までエクソール (Exor)、2015年4月までジテック (GTech) の法定監査役会会長（その後、正規監査役）を務め、コンパニア・ディ・サンパオロ (Compagnia di San Paolo) 及びシルヴィオ・トロンチェッティ・プロヴェラ・ファンデーション (Silvio Tronchetti Provera Foundation) の監査役会会長を務めるとともに、トゼッティ・バリユーSIM (Tosetti Value SIM) の法定監査役会会長を務めた。2016年10月までオリゾンテSGR (Orizzonte SGR) の取締役会会長を務め、アウトストラデー・ミラノ-トリノ (Autostrade Milano-Torino) 及びセラ・ジェスティオーネSGR (Sella Gestione SGR) の社外取締役も務めた。イタリアの非業務執行取締役の協会であるネッド・コミュニティ (Ned Community) のメンバーであり、現在は、有力なイタリアや海外の企業、組合、財団の取締役会や法定監査役会において要職を担っている。コンパニア・ディ・サンパオロ (Compagnia di San Paolo) の学校のための財団及びISPI（国際政治研究機関 (Institute for the Study of International Politics)）の監査役会会長を務め、また、フェラーリ (Ferrari) の取締役、監査委員会の委員長及び財務専門家、トルコの上場企業であるトファシュ (Tofas) の取締役並びに監査、リスク管理及びコーポレート・ガバナンス委員会の委員、ベーシック・ネット (Basic Net) の監査役並びにインテサ・サンパオロ・ファンデーション (Intesa San Paolo Foundation) の監査役を務めている。2010年4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）	ロベルト・マッツェイ 氏（1962年8月16日 生）	1962年にラメツィア・テルメ（Lamezia Terme）に生まれ、1986年にミラノの「ボッコニ（Bocconi）」大学で経営学の学位を取得して卒業した。同大学で学術活動を続け、1988年から2006年にかけてボッコニ経営大学院でコーポレート・ファイナンス及びプロジェクト・ファイナンスの学部教授を務め、次いで正教授に就任した。ミラノのカトリック大学では研究員であったが、現在は、サッサリ大学のコーポレート・ファイナンスの准教授である。コーポレート・ファイナンスの分野において科学記事を執筆しているが、1999年以降は公認会計士でもあり、かかる職務の一環としてとりわけ企業価値、無形資産、減損についてアドバイスを提供している。90年代には、東欧の特定の国々での財政再建策に関する世界銀行及び欧州復興開発銀行のためのコンサルティング・プロジェクトを手掛けた。1995年、メドインベスト（Medinvest）の設立パートナーの1人となり、同社はその後の数年間、上場企業も関与する複数の関連特殊金融取引について金融アドバイスを提供した。2000年に開始したメドインベストの事業は、マッツェイ教授が現在も株主兼経営者を務めるメドインベスト・インターナショナル（Medinvest International）と提携し、「マーチャント・バンキング」の分野においても成長した。2009年末、メドインベストの金融アドバイス事業はセントロバンカ（Centrobanca）に譲渡された。 さらに、2004年から2007年にかけては、ピレリ・リ（Pirelli Re）及びリーマン（Lehman）とともに、不動産ファンドであるディオミラ（Diomira）の設立及び続くエンパム（ENPAM）及びUBI銀行（UBI Banca）の不動産ポートフォリオの買収を監視した。2010年から2014年には、イタリア有数のベンチャー・キャピタルの1つであるプリンシピア・エス・ジー・アール（Principia SGR）のパートナー兼会長を務め、2015年初頭に退任した。これまでも現在も、民間団体又は公益団体に属する重要会社や上場会社の取締役会及び監査役会において複数の役職を歴任してきた。とりわけ、スナム（Snam）（2006年から2012年まで）及びエニ・パワー（Eni Power）（2006年から2009年まで）の監査役に加えて、国立印刷造幣局（Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato）の理事会会長（2009年から2011年まで）、アレーニア・アエロナウティカ（Alenia Aeronautica）の取締役（2003年から2012年まで）、バンザイ（Banzai）の創業株主兼取締役（2006年から2009年まで）、アンサルド・ブレーダ（Ansaldo Breda）の取締役（2012年から2013年まで）を務めた。現在は、（イタリア証券取引所のMTAにおける上場企業である）ビアンカマーノ（Biancamano）の監査役会会長に加え、GWMキャピタル・マネジメント（GWM Capital Management）の取締役会会長、（AIMイタリア市場の上場企業である）ブリッジ・マネジメント（Bridge Management）及びケー・アイ・グループ（Ki Group）の取締役、フィナンツィアリア・トスインベスト（Finanziaria Tosinvest）、アイ・エム・スリー・ディー（Im3D）（医療画像診断のベンチャー技術）の取締役を務めている。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

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 メッティ氏（1973年3 月18日生）	パルマ大学法学部卒業後、弁護士となり、2001年から弁護士 業の実務を開始した。ボネリ・エレード（Bonelli Erede）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 （Marchetti）公証人事務所のオブ・カウンセルとなった。2007 年から2013年まではサンタマリア法律事務所（同事務所のパート ナーも務めていた。）と協力し、現在はスタークレックス・ ググリエルメッティ（Starclex - Guglielmetti）共同法律事務 所の創設パートナーである。職務活動においては、とりわけ、 コーポレート・ガバナンス、会社法及び金融仲介の分野を深め た。長年、とりわけ上場会社のコーポレート・ガバナンス、具 体的には内部統制のあり方、ジェンダーの多様性及び承継プラン を専門としている。ジェンダー割当についての法律第 120/2011号の最初の適用により、2013年から2015年まで機会平 等省の顧問を務めた。現在、上場有力企業の取締役を務めてお り、とりわけ、トッズ（Tod's）、セルヴィッツィ・イタリア （Servizi Italia）、コンパス・バンク（Compass Bank）、ピ ニンファリーナ（Pininfarina）、エム・ビー・ファクタ （MBFacta）、ACFフィオレンティーナ（ACF Fiorentina）の取 締役である（また、その多くの場合、同管理組織内に設置され た諮問提案機能をもった委員会のメンバーでもある。）。彼女は ネッド・コミュニティ（Ned Community）の運営委員会委員で あり、講義やセミナーを行っており、LUISSガイドカルリ大学で の講義も行っている。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

5【コーポレート・ガバナンスの状況等】

(1)【コーポレート・ガバナンスの状況】

① ガバナンス及び所有構造

1. 序論

エネルグループは、当社が採用した上場会社のコーポレート・ガバナンス・コード⁽³⁾（以下「コーポレート・ガバナンス・コード」という。）に記載された原則に従っている。

（3）かかる規約の各版は、イタリア証券取引所（ボルサ・イタリアーナ）のホームページ（<http://www.borsaitaliana.it>）で閲覧可能である。

前述のコーポレート・ガバナンスの構造は、この点に関する証券取引委員会（CONSOB）の勧告、また、より一般的には、国際的なベストプラクティスからも影響を受けている。

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、及びかかる活動の上で関係する全ての利害を十分に検討するという当然の必要性を考慮に入れて、株主のための中長期的な価値の創造を本質的に目的とする。

2. 組織構造

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む。

- ・当社の経営について責任を負う取締役会
- ・（i）当社が、法律及び定款、並びに当社の業務を実施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・コードにより規定されるコーポレート・ガバナンスの規則がどのように実際に実施されているか、を監視することにつき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）自己株式の買入れ及び売却、（iv）株式型報酬制度、（v）当社定款の変更、そして（vi）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記載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。

3. 所有構造

3.1 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両方における議決権付の普通株式のみからなる。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ユーロの同数の普通株式から成り、これら株式はボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）が組織運営する電子証券取引所に上場されている。

3.2 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に対して行われた報告及び当社によって受け取られた報告並びにその他当社が入手できた情報に基づき、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	23.585%
ブラックロック	4.887%

当社の知る限り、エネルの株式に関し、統一財務法において言及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に十分な議決権を有する経済財務省の事実上の統制に服する。ただし、当社は法人に付与さ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及び調整に関与しない。この点は、企業の運営及び調整についてのイタリアの民法上の規定はイタリア政府に適用されないことを明確にした法令第78/2009号（その後、法律第102/2009号に移行された。）第19条第6項の規定により確認される。

3.3 株式の所有制限及び議決権制限

民営化に関する法的枠組みの規定を充足するため、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、直接的であるか間接的であるかを問わず、エネルの株式資本の3%超に相当する株式を保有してはならないと規定している。

上述の3%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、株式の所有制限に係る各当事者が権利を有していた議決権は、関連株主からの事前の共同指示がない限り比例して削減される。本規定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した場合には、裁判所で株主総会決議について異議申立てが行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、取締役の選任及び解任に係る決議に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、買収者が保有することとなる株式公開買付けの結果、3%の制限を超過する場合、株式の所有制限及び議決権制限に係る定款の規定は無効となる。

エネル株式の譲渡に関して、会社又はその他担保権者の事前の承認を得ることが必要であるといった制限はない。

3.4 イタリア政府の特別権限

2014年3月25日付けイタリア共和国大統領令第85号及び第86号の規定に基づき、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号による修正をもって法律に移行された。）に規定される。）は、エネル及びそのグループ会社は当該大統領令の下で戦略的であるとの基準を満たす資産を所有していないため、エネルに適用されない。

そして2014年に、当社の定款第6.2条に規定された条項は効力が停止され（そして削除され）た。それまでは、当該条項は、生産活動大臣との合意の上で、経済財務大臣に、民営化に関する法的枠組みに基づき規定された一定の特別権限を委ねていた。

3.5 従業員の株式保有、議決権行使の仕組み

統一財務法は、従業員である株主の委任状による議決権の行使の簡素化を目的とした規定が上場会社の定款に定められることで、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を推奨している。

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（適用ある法律に基づき課せられた要件を遵守する株主の団体と関連する者）からの委任状の回収を簡素化するため、法定代理人と随時合意された条件及び方法に従い、かかる者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（A.D.I.G.E.）と呼ばれる従業員株主団体（エネルグループの従業員株主団体であるアソチアツィオーネ・アツィオニスティ・ディペンデンティ・グループ・エネル（Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel））の設立の通知を受けた。この従業員株主団体は、統一財務法に規定された要件を満たしており、上記の定款の規定に従う。

3.6 取締役の任命及び交替、並びに定款の変更

取締役の任命及び交替を規制する規則は、「②コーポレート・ガバナンス・コード提言の実行及び追加情報」―「取締役会」―「任命及び交替」で検討される。

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。

ただし、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額
- ・定款を適用ある法律の規定と一致させること
- ・イタリア国内における別の場所への本店の移転

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 構成及び任期

本書提出日現在、取締役会は、2017年5月4日付け株主総会において選任された以下の取締役から構成される。

- ・パトリツィア・グリエコ、会長
- ・フランチェスコ・ストラッチェ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
- ・アルフレド・アントニオツィ
- ・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

パトリツィア・グリエコ、フランチェスコ・ストラッチェ、アルフレド・アントニオツィ、アルベルト・ビアンチ、パオラ・ジルディニオ及びアルベルト・ペラは、経済財務省（当社株式資本23.585%を保有）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会において過半数の議決権により投票され（当社の議決権付株式資本の約49.98%であった。）、一方、チェザーレ・カラリ、アンナ・チアラ・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリは、21の機関投資家のグループ（合計で当社株式資本の1.879%を保有）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会において少数の議決権により投票された（当社の議決権付株式資本の約49.43%）。

現在の取締役会の任期は、2019年度の年次財務書類を承認した時点で満了する。

上記当社取締役の経歴の概要は上記に記載されている。

1.2 任命及び交替

当社の定款の規定に従って、取締役会は3名から9名の取締役から構成され、定時株主総会により3事業年度を超えない任期で任期満了する（かかる制限に従ってその人数が決定される。）が、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従い、全ての取締役は、上場会社の法定監査役及び金融仲介機関に持分を有するエンティティの会社代表者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。この点に関して、イタリア民法第2367条に従って経済財務省からの要求後、2014年5月22日付けの株主総会は、取締役に対してより厳格な誠実性要件（並びに役職の不適任及び欠格の関係理由）を定款に追加することに関する定款変更の提案を承認した。かかる要件は、2015年5月28日付けの株主総会によりさらに修正された。

民営化を規制する法的枠組みを遵守し、かつ統一財務法のその後の改正に従って、定款は、少数株主により任命された取締役が、選任される取締役の合計10分の3に相当することを確保するよう、取締役会全体の任命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、近い整数に切り上げられる。

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。その規定に従い、議決権の過半数を取得した候補者名簿は、選任予定の取締役数の10分の7（端数が生じた場合には、近い整数に切り捨てられる。）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）から指名されるものとする。

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適用される要件）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ない、当該候補者を明記し、そのうちの1名を候補者名簿の1人目に記載する。

さらに、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、異なる性別の候補者を含むものとする。取締役会の任命手順に関して、当社の定款は、投票後に適用ある法的枠組みに基づき要求されるジェンダー・バランスが達成されていない場合に用いられる特定の修正機能（以下「スライド条項（sliding clause）」という。）につき規定している。

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又は個人であれ他の株主と合同であれ規則でCONSOBによって指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り提出されることができる（エネルの時価総額を考慮すると、本書提出日現在の必要とされる最低割合は株式資本の少なくとも0.5%である。）。候補者名簿は、かかる名簿を提出する者により、取締役の任命決議のために招集される株主総会の予定日の少なくとも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インターネット・ウェブサイト（www.enel.com）において公表されるものとし、また、取締役会の任命についての透明なプロセスを保証するため、株主総会の少なくとも21日前までにエネルの本店において閲覧に供される。

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基づき独立性が認められるか否かに関する記載が添付された候補者の個人的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、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ない、また速やかに当社のウェブサイト（www.enel.com）上で開示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、名簿に記載された候補者のうち、投票された議決権数が上述の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%をいう。）に満たない者は、考慮されない。

理由の如何を問わず、候補者名簿投票制度に従って選任されていない取締役の任命について、株主総会は、いかなる場合においても以下を具備して、法律により必要とされる多数決に従って決議する。

- ・法律で規定された独立性要件を満たす取締役を必要な人数確保する（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。）。
- ・ジェンダー・バランスに係る適用ある法律を遵守する。
- ・取締役会が、少数株主を比例的に代表していることを原則とする。

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を含む候補者名簿から選ばれていた場合、取締役会による交替は、当該取締役が記載されていた名簿上の者を順番に指名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あたり、取締役会は法律により規定さる独立性要件を満たす取締役を必要な人数だけ確保しなければならない。また、ジェンダー・バランスに係る適用ある法律を遵守しなければならない。
- ・株主総会により任命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とみなされ、在任する取締役は新たに取締役会を選出するために直ち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ついて、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・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に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。危機管理事例が発生した場合は、「非常事態計画」に基づき、以下が行われる。

- ・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に投票をした株主により、最高経営責任者の交替に関して、具体的な指示を事前に取得す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に投票をした株主が、辞任時から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任命するために、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で提出された候補者がいなかった場合、又は、株主により提出された候補者のいずれもが株主総会を代表でき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、かかる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選出することを目的としたプロセスを開始するものとし、かかる人物を選任し、その者を最高経営責任者として任命し、そして、その者に適切な代表経営権限を委任するものとする。

1.3 任務及び機能

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する権限を有しており、したがって、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。かかる役割を考慮して、取締役会は定期的に会合し、任務の効率的な遂行を確保することに努める。

法的枠組み及び取締役会による特定の決議（特に、2017年5月に採択された決議）に従い、取締役会は、とりわけ、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。この観点から、まず2015年7月に、取締役会は、その株式が規制市場に上場されるエネルの子会社（現状13社の発行体）のコーポレート・ガバナンスを強化することを目的とし、かつかかる会社が当該地域でのベスト・プラクティスをもって遵守することを確約する、いくつかの提案を承認したことに留意されたい。より最近では、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盤となる方針、特に、取締役及び関連当事者の取引に関する利益相反の共通実施原則を定めた特別ガイドラインを承認した。かかる承認により、当グループが営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こととなった。
- ・取締役会の内部委員会（助言及び提案の権限を有する。）を設置し、かかる委員会の委員を選任し、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。2017年5月4日の株主総会後、取締役会は、2017年6月、統制・リスク委員会、指名・報酬委員会、関係当事者委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を再設置したことに留意されたい。（かかる委員会の構造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本セクション内の「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續（もしあれば）を規定し、権限の委任及び撤回を行う。有効な権限に従い、2017年5月、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取締役に付与した。ただし、法令若しくは規制の条項若しくは当社の定款で別段の指定がされている権限、又は取締役会の決議により取締役会に留保される権限（以下に記載する。）を除く。
- ・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（一切の特殊若しくは異例な取引又はその承認が取締役に留保されないこととなった関係当事者との取引を含む。）の全てに関し、最高経営責任者は取締役会に対して（i）取引の特徴、（ii）関係当事者及び当グループ会社との関係、（iii）関連対価の決定手續、並びに（iv）損益計算書及び財務書類への関連効果について報告する。
- ・関係する委員会による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、かかる方針を実行する中で、当該委員会による提案に基づき、法定監査役会との協議の後、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並びに経営陣全般を対象とするインセンティブ・プランの採用を決議する。この点に関して、2017年3月に、取締役会は、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ついての報酬方針及びインセンティブ・プランを承認したことに留意されたい。さらに、2017年11月、取締役会は、指名・報酬委員会の提案により、関係当事者委員会及び法定監査役会の意見に従い、2017年から2019年までの期間にかかる会長、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャーの報酬及びリーガルポリシーに関する決議を承認した。
- ・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2017年3月、また直近では2018年3月に実行された。
- ・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。2014年7月に、取締役会が新しい当グループの組織構造についての検討及び承認を行い、最終的に2017年10月には一定の修正につき合意したことに留意されたい。
- ・当社及び当グループの戦略、事業及び財政計画の検討及び承認を行い、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2018-2022事業計画が、2017年11月に承認されたことに留意されたい。この点に関し、当社内の権限の現時点での分配では、特に取締役会が以下の事項の承認を決議すると規定している。
 - －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統合したものである。）
 - －（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規定した戦略合意。
- ・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、特に関連当事者との間で実施される場合、又は潜在的な利益相反の性質がある場合に、事前の検討及び承認を行う。

特に大規模な金融取引（（i）当社による総額75百万ユーロ超の借入契約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で、いずれについてもエネルの保証の供与を必要とする場合又は取引額が300百万ユーロ超の場合、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、いずれに関しても保証の対象金額が50百万ユーロ超の場合を意味する。）は、取締役会により事前に承認され（当社に關係する場合）、又は評価されなければならない（当社以外の当グループ会社に關係する場合）。

さらに、50百万ユーロを超える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（当社が直接実施している場合）、又は評価されなければならない（当社以外の当グループ会社に關係する場合）。

- ・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、コーポレート・ガバナンス・コードに規定された排他的権限に沿うよう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について定める。取締役会は第一に、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（2017年5月、取締役会は、最高経営責任者をこの役割に任命した。）。さらに、取締役会は、統制・リスク管理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すること、さらに戦略目標に沿った企業経営とかかるリスクの適合性の水準を決定すること。この点に関しては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の決定及び成文化を行ったことに留意されたい（かかる文書は、その内容が2015年7月のコーポレート・ガバナンス・コードの改正と確実に一致させるため、直近で2016年2月に更新された。）。また、2017年11月には、取締役会は、2018-2022事業計画に規定された戦略目標と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かかる制度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回評価すること。2018年2月、取締役会が2017年度に関してこの点について肯定的な意見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協議の上で、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回承認すること。この点に関しては2017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。
 - －法定監査役会と協議の上、監査法人が発行した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に記載された結果を評価すること。監査法人は2016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いないこと、一方で、2017年11月に取締役会は、2016年に行われた法定監査により発覚した主要な課題に関する報告書の評価を行っ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、法定監査役会と協議の上で、監査部門の責任者の任命及び解任を行い、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務の遂行に十分な能力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、フランチェスカ・ディ・カルロの代わりに、監査機能における責任者として、シルヴィア・フィオリを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を規定し、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・マネージャーを選任し、関連権限を付与する。2017年5月に取締役会は、当社のジェネラル・マネージャーにフランチェスコ・ストラーチェを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、設定された目標の達成を定期的に検証することにより、当社及び当グループの一般業績を評価する。

- ・株主総会に提出する提案を策定し、実行及び計画された活動について総会で報告し、株主が当該総会でなされる決定に参加できるようにするために必要な要素についての十分な情報を得られることを確保する。

2017年中及び2018年の当初数ヶ月に実行された追加の活動のうち、以下に留意されたい。

- －2016事業年度のボード・レビューの結果に基づき、コーポレート・ガバナンス・コードに従って、2017年3月に取締役会は、指名・報酬委員会及びコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会から聴取した上で、エネルの株主に対して、取締役会の交替に関して取締役会の最適な人数及び構成についてのガイドライン（当社のウェブサイトに掲載された関連文書に要約されている。）を発表することを決定した。
- －2017年12月、取締役会は、会社と税務当局との関係の確実性を確保することで財務上の変数に安定性をもたらすことを目的とする、税務当局による事前の管理方法を定めた「租税協調的コンプライアンス」にエネルが参加することを承認した。かかる参加の観点から、取締役会は、(i)法律の定める租税にかかる期限内の正確な決定及び支払、及びその後の履行、並びに(ii)財務上のリスク（租税法に抵触するリスク又は租税法の原則及び目的を誤用するリスクを意味する。）の緩和に端を発し、当グループ内の租税制度の一元管理を確保する財務戦略も承認した。
- －2018年3月、取締役会は、コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第5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発行者へ特別の伝達とし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、かかる報告に記載のとおり、提言の内容に完全に一致していることを指摘している。

1.4 取締役会

以下の表は、2017年度に開催された取締役会の日程を示している。

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	1	2	1	2	1	2	0	1	1	2	1

合計 15回

平均開催時間 3時間

2018年度に予定される会議 14回

取締役は定期的に出席しており、法定監査役会及びイタリアの監査裁判所（Corte dei Conti）を代表する裁判官も会議に出席していた。

2017年度中、議題に関連する各種事項を担当する企業の部門の責任者は、常に、取締役会の会議に出席するよう招集され、最高経営責任者の招請に応じて、その価値ある所見で議論に貢献した。

1.5 会長

2017年5月、株主総会は、エネルの取締役会会長にパトリツィア・グリエコを任命した。またグリエコ氏は、2017年5月に開催された株主総会により、エネルの取締役会会長に任命され、承認された。

取締役会の活動の調整役としての任務遂行及び取締役会の機能に関する積極的な指導提供において、会長は、取締役会の会議を招集し、議題を設定し、会議において議長を務め、各議題に関連した資料が各会議の開催日に先立ち、前もって取締役及び法定監査役に確実に回覧されるよう配慮する。この点に関して、取締役会は、原則として、しかるべき取締役会の資料を送付するには3日前の事前通知が適格的であるとの方針を確認し、かかる期間は、資料が格段に重要かつ／若しくは複雑である場合、又は緊急の取引若しくは進行中の取引がある場合には、それぞれ延長又は短縮されうることにも認識されたことに留意されたい。2017年、かかる期間は基本的に遵守され、臨時の業務が行われていることに関連しこれらが不可能な場合も常に、会長は取締役会会議において十分かつ正確な徹底した分析が行われたことを保証した。

会長はまた、取締役会決議が実行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。

法人の機能（株主総会及び取締役会）に関して法律及び定款に定める権限に加え、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（取締役会の直下の地位にあり、それに対して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取締役会への提案の策定に参加し、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・コードの適用において積極的かつ監督的役割を遂行する責務を委任されている。

また、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

2017年5月に、取締役会によってフランチェスコ・ストラーチェが最高経営責任者に再任され、当社の経営のためのあらゆる権限が付与されているが、法律若しくは規制の規定、当社の定款又は権限構造（2017年5月に承認された。）に従い別途割り当てられているものを除く（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「取締役会」－「任務及び機能」の項を参照のこと。）。

最高経営責任者はまた、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を規定している（かかる役割が必要とする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、少なくとも四半期ごと、また取締役会会議中いつでも、業務、当社の業績の一般的な傾向及び予測可能な展開において、並びに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大半の関係取引、又はその規模又は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

取締役会は、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・コードの提言に従い、以下の取締役が業務執行取締役とみなされる。

- ・当社（又は戦略的に重要な当グループの子会社）の最高経営責任者（当該会長は、個別の経営権限が付与されているか、又は事業戦略の策定において特別な役割を担う。）
- ・当社（若しくは戦略的に重要な当グループの子会社）において業務執行役職を務める取締役、又はかかる役職が当社にも関係している場合、支配会社において業務執行役職を務める取締役。

上記のいずれの分類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。

2017年5月及び2018年1月に、現任取締役会が行った分析によると、最高経営責任者／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（パトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオツィ、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・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリ）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、専門家意識、権限及び繁閑の状況は、それゆえ、その判断が取締役会による決定に重大な影響を及ぼすことができ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、審議中の問題の異なる視点からの検討、及びその結果として合理的な理由に基づきかつ情報を得た上での企業の利益につながる決定の採択を促進する目的で、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

2017年5月及び2018年1月に、各当事者から提供された又はその他の方法で当社が得た情報に基づき、取締役会は、取締役であるアルフレド・アントニオツィ、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、及びアンジェロ・タラボレリがコーポレート・ガバナンス・コードに従い独立した存在であったことを承認し、確約した。パトリツィア・グリエコについては、コーポレート・ガバナンス・コードに基づき構想された独立性要件は、かかる規約が取締役会会長は、当社の「最高峰レベルの主導者／幹部」であり、独立していると考えていないため、確認されていない。

具体的には、取締役が当社又は当社と関連がある当事者と、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、最近有していたこともない場合、当該取締役は独立しているとみなされた。

通常どおりに、取締役会が採用した手続は、各当事者の独立性の判断に関連性があるとみなされうる、非業務執行取締役が勤める役職及び有している関係が記載される情報書類の検討から着手された。次の段階は、自身の役職に関する各非業務執行取締役による自己評価（当該取締役それぞれの個別のステートメントの実行にも基づく。）で、その後、検討対象の役職に就いている構成員を順番に退席させながら取締役会が集団で行う最終評価が続いた。

非業務執行取締役の独立性を評価するにあたり、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、当該規約で推奨される実質優先主義を適用した。

取締役の独立性を評価するために、取締役会は、取締役及び当社の中で、直接又は間接的に生じうる商業上、財務上又は専門的な関係に適用される特定の定量パラメーターについて引き続き言及した。かかるパラメーターを超えた場合は、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、原則として該当する非業務執行取締役は、前述の規約に規定される独立性要件を満たしていないこととなる。この点に関して、取締役会は、最後は2018年1月に行われた上記の非業務執行取締役の独立性の評価の際に、かかるパラメーターを超えたものはなかったと認識したことに留意された。

上記の評価中、取締役会は、非業務執行取締役全員（すなわちパトリツィア・グリエコ、アルフレド・アントニオツィ、アルベルト・ピアンチ、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・スヴェルト及びアンジェロ・タラボレリ、）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）に定められる独立性要件も満たしていることについても確認した。

2017年6月及び2018年3月の間、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性を評価するために関連がありうる関係について取締役会が知ることを可能とする、透明な評価手順を適用し、それを受けてコーポレート・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、独立性を有する判断に基づくものではあるものの、上記の定義において独立した存在とみなされる取締役が、（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、全ての株主の利益が適切な均衡を保つことが保証される。

独立取締役は、2017年12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集中したこの会議中、独立取締役は、書類の整理、準備及び交付に関して、取締役会及び委員会が最適な機能を有すること、また、戦略上及び経営上の重要事項については、取締役会が自ら完全に関与することを満場一致で強調した。また、独立取締役は、かかる会議中に、企業経営及び達成した結果、経営の質に対し、概して感謝の意を表明した。そのような傑出した文脈の中で、独立取締役のうちの数名が、重要事項の戦略的問題をよりよく検討するために、より時間を確保する重要性について指摘した。

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会及び法定監査役会で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会及び法定監査役会で務める役職の最大数に関する方針を承認した。

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、その取締役会及び法定監査役会で務める役職につき以下の種類の会社に限り重要とみなしている。

- a) 外国企業を含め、規制市場に株式を上場している会社
- b) 規制市場に株式を上場していない、保険、銀行、証券仲介、資産管理又は金融の分野で事業を行っているイタリア及び外国の会社
- c) 上記a)及びb)に特定される以外の、直近の承認済み年次財務書類に基づき10億ユーロを超える資産及び／又は1.7十億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、(i)エネルの取締役会及び重要な規模の他の会社の取締役会及び法定監査役会の両方において、関与する各人が遂行する職務に関する関与、並びに(ii)他の職務を務めている会社の性質（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（各役職に特定のウェイトを与える制度により、測定可能となった。）。

コーポレート・ガバナンス・コードの提言に適合するよう、エネルの最高経営責任者は、取締役会の表明する合理的な意見により別途決定される場合を除き、エネルグループ以外の上場会社及びエネルの取締役の1人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引き受け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。）。

上述の方針を実施するにあたり当社の取締役が提供する情報、並びに直近で2018年1月の取締役会で行われた照会に基づき、エネルの各取締役は、当該方針で設定された制限に適合する数の役職を、重要な規模の他の会社における取締役会又は法定監査役会で現在務めていることが確認されている。

1.10 取締役会及びその委員会の機能評価

2017事業年度末及び2018年の当初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コーポレート・ガバナンスの最も進歩的な慣行に従って、専門コンサルティング会社であるコーン・フェリー・インターナショナル・エスアールエル（Korn Ferry International S.r.l.）並びに2016年及び2017年にエネルと追加的な職務関係にあったネットワークの一部（いずれにしても、具体的に独立性を妨げることはできない。）の補佐を得て、取締役会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。かかるボード・レビューは、2004年以降毎年、取締役会が実行してきた同様のイニシアチブを踏襲している。

ボード・レビューは、最も重要な問題の徹底的な分析を行うために、コンサルティング会社による個人面接後に、各取締役会の各メンバーが記入した質問表を用いて行われた。法定監査役会の構成員も、取締役会の評価過程を別の視点から質を高める監視役としてかかる活動に関与していた。

特に、質問表及び面接は、(i)取締役会の構造及び構成、(ii)取締役会自体の役割及び責任の理解、(iii)取締役会会議の組織及び運営（とりわけ関連する情報フロー、取締役会の議論の展開並びに引き続き行われる意思決定プロセスの完全性及び敏速性に関して）、(iv)誘導活動の頻度、内容及び実用性、(v)会長により果たされる役割並びに取締役会、最高経営責任者及び経営陣トップとの関係、(vi)企業戦略の決定における取締役会の関与、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、(vii)委員会の構成及び機能並びにその取締役会を補佐する業務の有効性に関するもの、並びに(viii)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に向けたレベル及び手順であった。

ボード・レビュー手続において、コンサルティング会社は、主に取締役会、取締役会委員会の議事録から構成され、かかる機関により行われた実務が当社に適用される法的枠組み及び当社により採用された内部規則を遵守していることを確認することを目的とする会社の書類を検討した。コンサルティング会社はまた、ボード・レビューが行われる際の手順及び市場への業績の開示における透明性のレベル並びに取締役会及び委員会の構成及び機能の両方に関し、他の主要なイタリア及び海外の上場会社とエネルを比較する評価分析を行った。

2017年度のボード・レビューの結果は、コンサルティング会社によって確認されたとおり、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を厳しく遵守して効率的かつ高い透明性をもって運営していることを実証することで、取締役会及び委員会の運営について非常に前向きな総合的評価を確約する。

とりわけ、2017年度のボード・レビューの結果は、以下の強みを強調する。

(i)取締役会は、取締役の経歴、在職期間及び性別の多様性といった点における適正な均衡を有することを確約し、明確な組織構造を有し、また同取締役間の有効な議論への参加（その結果として有効な議論）を促進するよう会議の機能を組織していること。

(ii)取締役会は、役割の明確な意義及び経営的役割との違いをもって、肯定的な環境で勤務していること。

(iii)取締役会の文書の質、完全性及び速やかな送達が決定的にとって適切であること。

(iv)会長が効率的に会議を運営し、取締役会内での議論を促進するため、議事録からみてとれる議論の質が、多様な専門及び経営技能の寄与を示し、また取締役会の構造内に広がる協力的な空気をよく表していること。

(v)当社及び当グループのトップ経営陣と取締役会の関係が、会議における主要マネージャーの現在の高く評価されている関与から推測されるように、最適であること。

(vi)委員会活動の質並びに取締役会の業務に対する委員会のサポートが満場一致で好評であること。

(vii)取締役会議事録及び委員会議事録のいずれも、会議の運営及び通過決議を的確かつ精密に記録していること。

一部の取締役が指摘する課題のうち、以下の事項に注目すべきである。

- (i) 企業戦略の発展の観点から、より深い分析（特にデジタル分野及び国際市場の知識に関して）が求められる能力の一部の分野の保護について、さらに完遂する必要があること。
- (ii) 年次戦略サミットで取り上げられた事業計画に関連するいくつかの課題につき、その知識を深め、取締役及び経営陣（昨年取締役からは大変有能であると認識されている。）の間でより生産的な議論をするため、さらに検討する必要があること。
- (iii) 経営上重要な役割があるとみなされる個人の略歴の意義を巡る過程で、様々な段階に関連する分析をさらなる深いものにすることを希望すること。

最後に、前年のボード・レビューで挙げられた提案を受けて、2016年に社内環境についての特別調査が実施され、それは当社及び当グループ全体の従業員を対象とされており、回答率は高かった（84%）ことに留意されたい。かかる調査は、当社の戦略のいくつかの本質的側面がどれほど従業員に共有されているか、そして、どのように労働条件の個別の関連指標を認識するか、という両方を測定することが目的とされた。全体的にみて、調査への回答は、社内環境調査の対象であったいくつかの側面においての社内の重要な同意を示している。この調査の結果、新しいニーズを充足するための詳細な行動計画が作成され、これに基づき2017年中には、ワークライフ・バランス並びにライフスタイルの多様性及び職場環境、オープンパワーカルチャー、職場の人間関係及び組織、健康及び安全、能力主義の問題に関して、約1,500に上る行動が実施された。

1.11 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の後に、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・報酬委員会の提案を受けて、かつ法定監査役会との協議の後に取締役会により決定される。

2017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にて閲覧可能である報酬報告書を参照のこと。

2. 委員会

2.1 組織及び業務規則

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・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、また効果的かつ効率的な方法で関連する任務が適正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。
- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、過半数の独立取締役から構成されている。
- ・関係当事者委員会は、全て独立取締役から構成されている。

任務の遂行にあたり、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・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・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

2017年中、指名・報酬委員会は、5月まで、アレッサンドロ・バンチ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルトから構成されており、全員が独立性要件を満たしていた。6月にかかる構成が再編成された時点で、同委員会は、アルベルト・ピアンチ（委員長）、チェザーレ・カラリ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラから構成されており、全員が独立性要件を満たしている。取締役会は、前回の指名ではアレッサンドロ・バンチが、今回の指名ではチェザーレ・カラリ及びアルベルト・ペラが、十分な経験と財務事項における専門性を有していることを確認している。

任務

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、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、2016年3月に最後に改正された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。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。
- ・取締役会における部局の数の上限、及び当社の取締役部局の効果的な業務遂行と互換性があると考えられる他の大企業の管理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。
 - －独立取締役に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
 - －取締役会の更新が行われる場合で、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に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思われる場合
 - －取締役会の更新が行われる場合で、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・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あ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・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。

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。

2017年度の当委員会の活動

以下の表は、2017年度に開催された指名・報酬委員会会議を月ごとに示している。

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	1	2	0	0	0	1	0	1	1	0	1
合計		8回									
平均開催時間		1時間30分									

これらの会議に、関係を有する委員（並びに法定監査役会の委員長及びその他の正規の構成員）が定期的に出席し、また、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。

- ・2016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
- ・2017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（報酬報告書草案とともに）
- ・2017年から2019年に任命された会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに適用される経済的及び法的処理についての提案の確定、並びに関連規則を定める決議文言の草案作成
- ・2017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）についての提案の策定
- ・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
- ・2017年度の報酬報告書並びに2017年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に対する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喜ばしい結果の分析、及びその分析に基づく（i）2018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2018年度を参考にした最高経営責任者／ジェネラル・マネージャー及びトップ経営陣向けのLTIプランの策定。2018年5月24日、株主総会は、報酬方針及び上記（ii）で言及したインセンティブを承認した。

同委員会は、指名委員会としての権限により、以下を行った。

- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、エネルの株主に対して、取締役会の次期交替を視野に取締役会自体の最適な人数及び構成についてのガイドラインを作成することによる、取締役会の支援
- ・コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会とともに、取締役会の構成の多様性に関する方針内容の作成による、取締役会の支援

2.3 統制・リスク委員会

構成

2017年、統制・リスク委員会は、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る。取締役会は、取締役のアンジェロ・タラボレリが、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

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、直近では2016年2月に改正された組織規定に従い、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「取締役会－役割及び機能」において分析される。）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協議の上で、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報告書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・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231/2001号に従い作成されたコンプライアンス・プログラム、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に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。

2017年度の当委員会の活動

以下の表は、2017年度に開催された統制・リスク委員会を月ごとに示している。

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	0	0	2	0	1	2	2	2
合計		15回									
平均開催時間		2時間10分									

上記の会議においては、全ての委員が出席し（法定監査役会会長も出席した。）、ほとんどの場合、法定監査役会との共同会議が開催されたが、統制・リスク委員会は、以下の主な業務を実行した。

- ・ 2017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た。）、かかる計画の進行中の作業を監視した。
- ・ 2016年中に実施された監査活動の結果を分析し、その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、肯定的な意見を表明した。最終的には、2018年2月、当委員会は、2017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及び有効性について、同様に好意的な意見を表明した。
- ・ 2018-2022事業計画の承認のために主な事業リスクの適合性にかかる計画に基づく戦略的目標に則して当社の経営陣とともに評価した。
- ・ 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遵守して2016年に実行された2017年事業計画並びに監視及び監督業務を検証するために、エネルの監督機関（以下「SB」という。）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、数回にわたりSBに認識させた。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いくつかの提案について、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2017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、2016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。
- ・ 2017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2017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。
- ・ 2016年持続可能性報告書を精査した（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報告書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2017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あたり、取締役会をサポートした。
- ・ (i) 欧州地域及び北アフリカ、(ii) 国際事業ラインである火力発電、並びに (iii) 「国際調達」、「法務及び総務」、「欧州問題」並びに「人材及び組織」部門のマネージャーに、それぞれの責任の範囲で実行された業務、存在するリスク、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を実施させた。

2.4 関連当事者委員会

構成

2017年中、関連当事者委員会は、5月まで、アルベルト・ビアンチ（委員長）、アルフレド・アントニオツィ、アレッサンドロ・パンチ及びアンジェロ・タラボレリ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月に発生した構成の再編成では、関係委員会は、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、全委員が独立性要件を満たしている。

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、本文書内の下記「9.1.関連当事者との取引」を参照のこと。

2017年度の当委員会の活動

以下の表は、2017年度に開催された当委員会を月ごとに示している。

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	0	2	0	0	0	1	1
合計		4回									
平均開催時間		50分									

関連当事者委員会の会議には、全ての委員が出席し（法定監査役会会長も出席した。）、以下の主な業務が行われた。

- ・2017年から2019年に任命された会長及び最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに適用される経済的及び法的処置に関する決議につき、好意的な意見を発表した。
- ・エネル・コミュニケーションが行う「世界的ブランド及び広告管理」部門の代表として正規法定監査役の近親者を雇用することに関し、好意的な意見を発表した。
- ・定期的の開示する財務書類に基づき作成された情報を分析した。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・持続可能性委員会

構成

2017年中、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、5月まで、パトリツィア・グリエコボ（委員長）、アルフレド・アントニオツィ及びアルベルト・ピアンチから構成されており、全委員が統一財務法に基づく独立性要件を満たしており、アルフレド・アントニオツィ及びアルベルト・ピアンチはコーポレート・ガバナンス・コードに基づく独立性も満たしていた。6月に発生した構成の再編成では、関係委員会は、パトリツィア・グリエコボ（委員長）、アルフレド・アントニオツィ及びアンジェロ・タラボレリから構成されており、全取締役が統一財務法に基づく独立性要件を満たしている。アルフレド・アントニオ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性も満たしている。

任務

コーポレート・ガバナンス・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の問題に関して、取締役会を補佐する。この点に関して、2016年3月に最後に改正された組織の規則に準拠し、コーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会は、以下の特別な任務を担当している。

- ・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、取締役会を更新すること。
- ・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に提出すること。
- ・一分野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辞任した場合、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。
- ・当社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。
- ・持続可能性報告書の全体の構成及び内容の構成並びに報告書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、当該書類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。

2017年度の当委員会の活動

以下の表は、2017年度に開催されたコーポレート・ガバナンス・持続可能性委員会を月ごとに示している。

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	1	1
合計		8回									
平均開催時間		1時間40分									

関係する委員（並びに法定監査役会の会長及びその他の正規の構成員）が会議に適正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・持続可能性委員は、以下の主な業務を行った。

- ・取締役会及びその委員会が2017事業年度に関して行う自己評価手続をサポートするコンサルティング会社の選任のため、臨時の「入札」を促進し、ボード・レビュー手続を準備した。
- ・コーポレート・ガバナンス・コードの実施に関する第4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、2016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。
- ・2017-2021持続可能性計画のガイドライン及び2018-2022持続可能性計画のガイドラインを検討した。
- ・2016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。
- ・2017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。
- ・エネルの監督機関に、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更新する一定の提案について検証させた。
- ・指名・報酬委員会と協働して、エネルの株主に対して、取締役会の次期交替を視野に取締役会の最適な人数及び構成についてのガイドラインを作成することにより、取締役会を支援した。
- ・指名・報酬委員会と協働して、取締役会の構成の多様性に関する方針内容の作成において、取締役会を支援した。
- ・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)イタリアにおけるEU市場濫用規制の実施、及びその関連する企業手続のアラインメントに関する取締役会への提案、(ii)法定監査に関する新たなEU規制、そのイタリアにおける実施、(iii)法令第254/2016号により導入（規則（EU）第2014/95号の実施）されたいくつかの種類の会社による非財務及び多様な情報の報告に関する新たな規定に注目した。
- ・当グループのコーポレート・ガバナンスの基盤となる原則、特に、取締役及び関連当事者間の取引に関連する利益相反の共通実施原則を定めたガイドラインの文章に合意し、取締役による承認のために提出したことにより、当グループが営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こととなった。
- ・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て、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草案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

2016年5月26日付け株主総会において任命された本書提出日現在の法定監査役会は、以下の正規メンバーから構成されていた。

- ・セルジオ・デュカ 法定監査役会会長
- ・ロミーナ・グリエルメッティ
- ・ロベルト・マッツエイ

セルジオ・デュカは、法定監査役会会長（16の投資運用会社及びその他の機関投資家（合計で当該時点の当社株式資本の2.15%を保有している。）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会に出席した議決数の少数（当社の議決権付株式資本の約14.50%）をもって投票され、一方、ロミーナ・グリエルメッティ及びロベルト・マッツエイは、株主である経済財務省（当該時点の当社株式資本の23.59%を保有している。）により提示された候補者名簿において指名され、株主総会に出席した議決数の過半数（当社の議決権付株式資本の約84.92%）をもって投票される。

現在の法定監査役会の任期は、2018年度の年次財務書類を承認した時点で満了する。

上記の当社法定監査役の専門的経歴の要約は上記に記載されている。

3.2 任命及び交代

法律及び当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、3名の正規の監査役及び3名の補欠監査役から構成される。監査役は、任期を3事業年度として定時株主総会によって選任されるが、任期満了時に再選されることができる。取締役会に適用される定款の規定と同様（かつ統一財務法に従い）、定款は、法定監査役会全体の選任を候補者名簿投票制度で行わなければならないと規定している。これは、少数株主が指名する者が、正規の監査役（会長の職務に就く資格を有する。）及び補欠監査役（現職者が任期終了前に退任した場合に会長の職務に就く。）に選任されることを許容するためである。

この選挙制度では、取締役職の候補者名簿の提出に関する規制についてCONSOBにより決定されているとおり、当社の資本の最低持分（具体的には、エネルの時価総額に基づいて、要求される資本持分は本書提出日現在、株式資本の少なくとも0.5%である。）を（単独であれ他の株主と共同であれ）保有している株主は候補者名簿を提出することができ、その名簿には候補者を順番に並べなければならない。

さらに、合計3名以上の候補者（正規の監査役及び補欠監査役両方）を含む候補者名簿においては、正規の監査役に関して最初に名簿に記載された2名の候補者及び補欠監査役に関して最初に名簿に記載された2名の候補者のそれぞれについて、両候補者の性別が同じであってはならない。

法定監査役職の候補者名簿は、（取締役職の候補者名簿と同様に、）かかる名簿を提出する者によって、法定監査役の選出について決議するため招集される株主総会の日の少なくとも25日前までに当社の本店に提出されなければならない。その後、監査組織の任命に関して透明な手続を保証するため、かかる候補者は当社により当社のウェブサイト（www.ener.com）において公表され、株主総会の日の少なくとも21日前までに当社の本店に、候補者の個人的及び職業上の特徴に関する完全な情報とともに提出される。

法定監査役会全体よりも少ない人数の選任が行われる場合、株主総会は法律で規定された過半数に従い、上記の手続に従うことなく決議を行うが、いずれの場合も以下を遵守できる方法で行う。

- ・法定監査役会における少数株主の代表に関する原則の遵守
- ・ジェンダー・バランスに係る、適用ある法律の遵守

現行の法律によると、法定監査役は、上場会社の法定監査役に課せられる誠実性、専門的能力及び独立性の要件を有していなければならない。このうち専門的能力の要件については、定款の特別規定で補足されている。また、法定監査役は、CONSOBが特別規則をもって制定したイタリア企業の取締役会及び法定監査役会の役職数制限に従わなければならない。

2017年3月から9月にかけて、そして最終的には2018年3月に、法定監査役会は、正規監査役全てが、コーポレート・ガバナンス・コード及び法律に基づき規定された独立性要件を満たしていることを確認した。その最後には、法定監査役会は、会長であるセルジオ・デュカ及び正規の構成員であるロミナ・ググリエルメッティが、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取締役の独立性要件を満たしていることを確認した。正規の構成員であるロベルト・マツツエイに関しては、法定監査役会は、2017年9月に、また最終的には2018年3月に、同氏がコーポレート・ガバナンス・コードに基づき規定された取締役の独立性要件を喪失した（エネル・コミュニケーションが行う「世界的ブランド及び広告管理」部門の代表に近親者が任命された後）にもかかわらず、統一財務法が上場会社の法定監査役に定める独立性要件を満たしていることを確認した。いかなる場合も、法定監査役は自身を選出した株主に関する事項を含め、自発的に、かつ独立して行動する。

3.3 任務及び権限

法律により（また「第一部一第1－1 会社制度等の概要」に記載されるとおり）課せられる任務の一環として、及びコーポレート・ガバナンス・コードの提言に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

- ・当社の監査部門に対し特定の企業活動分野又は取引に関する検査の実施を請求する権限（法定監査役が個別に行行使することができる。）
- ・統制・リスク委員会と各自の職務遂行に関する情報を直ちに交換する権限

法定監査役会はまた、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」として行動する。2017年2月に、法定監査役会は、EU規則第537/2014号及び法令第135/2016号によるかかる法的枠組みにより導入された重要な修正の完全情報を受領した。

3.4 会議

以下の表は、2017年度に開催された法定監査役会議を月ごとに示している。

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	3	4	3	0	1	3	0	1	2	2	2
合計		22回									
平均開催時間		2時間20分									

会議には正規の監査役及びイタリア監査裁判所を代表する裁判官が常時出席した。

3.5 報酬

株主総会は、法定監査役会の正規構成員の報酬を決定し、その際には、それらの者に要求される努力、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が考慮される。特に2016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、法定監査役会の会長は年間85,000ユーロの報酬総額を、その他の正規の監査役はそれぞれ年間75,000ユーロの報酬総額を受け取ることを定めている。

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「SCIGE」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、管理されそして監視されるよう目指した、一連の規則、手続、組織的事業体から構成される。

SCIGRは、イタリア及び国際的な最善の実務に基づき、当社及び当グループにより採用された、より総合的な組織及びコーポレート・ガバナンスの構造の不可欠な部分である。特に、かかる制度は、コーポレート・ガバナンス・コードの提言を考慮し、また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。）に基づき構築され、分析についての国際的に認められたベンチマーク及びSCIGRの有効性の統合的評価を構成する。

実施された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、監視されるため、かかる目標に沿って会社管理に貢献する。とりわけ、SCIGRは、会社資産の保護、会社手続の効率性及び実効化、法人及び市場に提供された情報の信頼性並びに法令、会社定款及び内部手続の遵守を確保するよう貢献する。

そのため、SCIGRは会社組織の中で主要な役割を果たし、十分に情報が行き届きリスク傾向に沿っ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た。実際、統制の文化は、当グループの価値の規模における重要な地位を占め、リスクの特定、測定、管理及び監視のための展開及び適用方法における全会社組織に関わる。

より具体的に、SCIGRは以下を行った。

- ・あらゆる業務レベルにおいて統制行為を提供し、またSCIGR自体に関与する主要な者のうちで作業の重複を防ぎ、協力を確保するために、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不適切な作業を防ぐため、異なる組織ユニット又は同じ組織ユニット内での職務と責任の分離について規定する。とりわけ、利益相反を防ぐ又はそれが不可能な場合は軽減させるために、業務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方法及び手段並びにSCIGRに委託されたそれぞれの任務の結果について異なる機能間の情報フローの導入を行い、統合させる。
- ・統制機能が委ねられる、異なるレベルにおける信頼でき適切である報告プロセスを構築する情報制度を確保することを目的とする。
- ・かかる作業をサポートする情報源及び要素の再構築を徐々に確保し、リスクの特定、評価、管理及び監視といった任務の追跡可能性を保証する。
- ・従業員（及び第三者全般）が適用ある法律の規定及び／又は内部手続の不正又は違反の可能性の報告ができるよう、国内外のベスト・プラクティスと一致した告発手続を提供されている。かかる告発手続は、報告者が匿名のままでいられることを目的とした特定の情報経路の存在が特徴である。
- ・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うる異常事態を明らかにする。
- ・観察された異常は速やかに、適切な是正措置を有効に実施することができる、適切な段階の会社の責任部門に連絡されることを確保する。

SCIGRは、以下の3つの異なる業務レベルから構成される。

- ・「ライン」又は「第1レベル」統制、個々の業務ユニット又はグループの会社の業務が適正に実行されることを確保するためにその過程において実施するという全ての統制任務に存する。かかる統制任務は、業務マネジメントの第1の責任に委託され、またあらゆる会社のプロセスの不可欠な部分として考えられている。
- ・「第2レベル」統制、特別な会社機能に委託されており、典型的な類型のリスク（ただ一例として、業務リスク、市場リスク（商品リスク及び金融リスク等）、信用リスク、戦略上リスク、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している。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の詳細については、本店又は当社のウェブサイトにて一般に公開されている2017事業年度の年次財務報告書を参照のこと。
- ・内部監査（「第3レベル」統制）、SCIGRの構造及び全般的な機能のチェックを目的としている（ライン統制及び第2レベル統制の監視によるものを含む。）。

SCIGRは、会社の業務の展開及び当該状況並びにイタリアの及び国際的な最善の実務を考慮して、定期的なテスト及びチェックが行われている。

SCIGRに関与した主な者の任務及び責任並びにかかる者間の協力の詳細については、内部統制及びリスク管理制度のガイドライン（当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）を参照のこと。一方、取締役会により、またSCIGRに関する統制・リスク委員会により2017年中に実行された活動の詳細については、「取締役会－役割及び機能」及び「委員会－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う役員

2017年においては、管理、財務及び統制部門の代行責任者であるアルベルト・デ・パオリ（Alberto De Paoli）が、エネルの企業会計書類を作成する役割を担う役員であった。フェラリスは、法定監査役会との協議の上取締役会により同部門責任者に任命されて以来、この地位にいる。当該役員は、当社の定款に定める専門的能力の要件を満たしている。

かかる担当執行役員の業務の詳細については、「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 財務情報のリスク管理及び内部統制制度

会社の会計書類を作成する責任を有する役員は、当社及び当グループ両方の観点から、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。）を実施している。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統轄するものである。ICFR制度の目的は、欧州共同体が受け入れた国際監査基準に適合した開示とするため、開示される財務情報の信頼性及び財務書類の原案作成プロセスの適切性を確保することである。

ICFR制度は、その実現又は欠如により、統制制度の目標の達成が部分的又は全体的に損なわれる可能性のある行為又は事由を特定し、評価するための一連の活動であって、制御手段を特定し、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性という目的を確実に達成する手続を定める、その後の活動によって補完されるものである。

企業会計書類の作成を担う役員は、一連の特別な手続の開発及び実施を監督した。当該手続は、ICFR制度を維持し、監視するという活動の一環として、いかなる方法が採用されたかや、関係する従業員がいかなる責任を負っているかを記録する（関係する従業員には、全員に、当該手続のことが知らされている。）。具体的には、当グループは、参照モデルを規制する手続及びICFR制度の運用プロセスを定めた手続を制定した。後者の手続は、当社の組織内における役割及び責任につき明確にし、内部認証の具体的な流れにつき規定している。

採用された統制手段は、「構造」（すなわち、かかる統制手段が作動した場合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であるか。）及び実際の「有効性」につきモニタリングされてきた。

ICFR制度は、米国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」（以下「COSO報告書」という。）のモデルに基づき構築され、5つの構成要素（環境管理、リスク評価、統制活動、開示制度、並びに情報フロー及び監視活動）からなり、かかる要素はそれぞれの特性に応じて、事業体のレベル及び業務プロセスのレベルの両方で運用される。

COSO報告書のIT技術の側面は、「情報及び関連する技術におけるコントロール目標」（いわゆる「COBIT」）のモデルにより補完されてきた。

さらに、ニューヨーク証券取引所に米国預託株式（以下「ADS」という。）を上場している当グループの一部のラテンアメリカの企業は、サーベンス・オクスリー法(the Sarbanes-Oxley Act) の第404条に規定されている適正な記帳に係る内部統制を適用している。

ICFR制度の規定、実施及び管理の過程は、その適用対象は新しく買収された重要な会社へと漸次拡大されており、会社の会計書類の作成の責任者である役員の責任の元で実行される。当該過程は、以下の段階に分けられる。

- ・会社、プロセス、リスク及び統制並びに方法及び指示の関係役員への伝達に係る範囲の明確化
- ・各プロセス、リスク評価並びに統制、品質保証の定義及び特定の分析並びに更新、並びにプライマリー・キー・コントロールの更新（「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自己評価を通じて実行される統制の構造及び有効性の評価（以下「ライン監視」と呼ばれる。）
- ・外部コンサルティング・ファームによる独立した検査の実施（当社の監査部門の「独立した」監視に従う、情報技術一般管理を除く。）
- ・乖離の評価、承認及び是正措置の監視
- ・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報告書につき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（内部証明書の報告フローにより補助される。）の確定のための、ICFR制度の実績の統合、並びに総合評価
- ・事務及び会計処理手続の手配及び公表

評価にあたって含めるべき当グループ会社の範囲は、量的側面（連結財務書類への潜在的な影響の重大さのレベル）及び質的側面（事業又は過程に関連する特定のリスクを考慮に入れた）からみた具体的なリスクレベルに関して決定される。

ICFR制度を策定するため、まず、その実現又は欠如が統制制度の目的（例えば、財務書類における要求及び財務情報に関連するその他の規制目的）の達成を損なう可能性のある行為又は事由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。かかる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双方で特定される。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、どのような場合であっても、財務情報に重要な影響を及ぼすと考えられる。他方、プロセスレベルにおけるリスクは、質的及び量的な要素をベースに潜在的な影響及び発生の可能性について、関連ある統制にかかわらず（「固有レベルの評価」（*valutazione a livello inerente*）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、リスクが実体化する可能性を許容範囲内に減少させることを意図とした制御手段が事業体レベル及びプロセスレベルにおいて設定された。

とりわけ、会社又は会社グループの統制の構造は、統制する会社が、被統制会社のICFR制度の構成及び有効性を言及し、決定し、監視できるような、中央レベルで決定された統制手段及び当グループ又は具体的地域において共通適用された統制手段として又は単独の会社若しくは事業分野について横断する方法で作動する統制手段として、「事業体／会社レベル統制」を規定する。

事業体レベルでの統制は、COSO報告書に記載されている上記の5つの構成要素に従って分類されている。

プロセスレベルでの統制の構造は、業務活動の実行中に起こりうる間違い又は不正を防ぎ、特定し、是正する目的で、手作業又は自動の一連の活動として、代わりに仕様書又は監視統制を提供する。

ICFR制度の効率性を改善し、その持続可能性を向上させていくため、統制はさらに標準統制及び重要統制に分けられ、重要統制とは、会計書類における虚偽の表示を防止するために決定的に重要な統制を意味する。包括的な構造的統制、すなわち、適正な事業活動の執行及び統制を促進する一般的状況の定義を目的としたICFE制度の構造的要素が特定されている。特に、包括的な構造的統制は、相容れない複数の活動及び責任を分離すること（いわゆる「職務の分離」と呼ばれる。）に関連しており、これは不正又は過失に係る関与及び／又は隠蔽を促進しかねない任務及び義務を同一人に集中させないことの確保を目的としたものである。ITシステムの支援の下に業務が実行される場合、適正な分離は、職務の割当てとユーザー名によっても証明される。

重要と特定される範囲内の会社において、最大のリスクを有するプロセスが、明確にされ、評価され、リスクに基づいたトップダウン式アプローチが適用された。当社は、かかるアプローチに従い、上記リスクが発生する可能性を許容範囲内に減少させることを狙いとして、最大のリスク及び関連する（一般的な監視及び特定の統制について）統制手段（主な重要な統制について）を、特定し、評価した。

財務情報のプロセスの適切性、リスク及び統制を評価するために、かかるプロセス及び統制の構造及び有効性を検査する狙いで、6ヶ月ごとに、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）による特定の監視が実行されている。

評価される各企業プロセスにおいて、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目的で、適切な書類（「事務及び会計処理手続」と呼ばれる。）が保管されている。

実行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う役員に伝達される。この定期的報告は、制御手段の有効性及び／又は構造の欠陥の可能性につき、財務情報に与える潜在的な影響という点から、軽微な欠陥、重要な弱点又は重大な欠陥のいずれかに分類されている。

評価により欠陥が明らかとなった場合、特定期間ごとの上記情報伝達において、財務情報の信用性、正確性、信頼性及び適時性の目的を達成するために既にとられた、又は今後とる予定である是正措置についても報告される。

これらのフローはまた、企業会計書類の作成を担当する役員によって法定監査役会、統制・リスク委員会及び監査法人にICFR制度の妥当性に関する定期的な情報の開示／更新を伝達するためにも使用される。

上記の報告に基づき、関連する企業部署の代表により発行された証明を考慮し、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の作成のために（その時々該当する書類に応じて）制定された事務及び会計処理手続の妥当性及びその実際の運用に関し、特別な証明を発行する。

プロセスの担当者による、それぞれの割当プロセス又はサブ・プロセスの構造及び機能の検証を目的とした監視業務の実施、並びに関連する統制の特定を受けて、事務及び会計処理手続により構成される書類（叙述、フローチャート、及び統制一覧）が支援制度から抜粋され、その正式決定が進められる。

その後、事務及び会計処理手続は、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に掲示される。

上記の方法の適正な適用を確保するため、当グループの財務情報の開示に関する内部統制を担当する組織及びライン監視のプロセスを処理する個人の両方を対象として、特別研修が定期的に設けられている。

さらに、税務当局に対して透明性のある態度を醸成するため、2017年中、エネルは、当該イタリア法が定める要件を満たす「租税協調的コンプライアンス」体制に、グループ内の会社が参加することを促進している。したがって、エネルグループは、経済協力開発機構のガイドライン（OECD）及び当該イタリア法に則した「租税統制枠組み」（以下「TCF」という。）と呼ばれる税務リスクの随時報告、管理、統制及び認識の実施に取り組んだ。かかるTCFの制度は広義のICFR制度に含まれ、これより重要性の判断基準、マッピング処理基準及びリスク測定指標などを取り入れている。

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、監査法人のアーnst・アンド・ヤング・エスピーエー（Ernst & Young S.p.A.）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、2011年4月29日の定時株主総会によって、2011事業年度から2019事業年度について、合計対価3.5百万ユーロで行われた。

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日付の法令第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（法定監査委託以外の任務で、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、エネルの監査及び総務機能は、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2017年中、受託裁判官であるカルロ・アルベルト・マンフレディ・サルウェッジ（Carlo Alberto Manfredi Selvaggi）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（Senato della Repubblica）及び下院議長府（Camera dei Deputati）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有益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)「法務及び総務」部門の一部である総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の発展及び更新に関し、総務部と連携したコミュニケーション機能の支援
- ・イノバビリティ部署と連携の下、環境、社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である機関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
- ・総務部との連携による、機関投資家及びコーポレート・ガバナンスの特定の問題（株主総会も考慮している。）に関するプロキシアドバイザーとの関係管理

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。

- ・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をいう。）並びに株主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、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（社会及びガバナンス（ESG）／社会的責任投資家（SRI）である投資家を含む。）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、直接又は当社のウェブサイトを通して参加できる。

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3.5従業員の株式保有、議決権行使の仕組みに特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、上場会社の株主のいくつか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)株式に基づく報酬制度、(v)会社定款の変更、並びに(vi)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。

統一財務法の規定によると、株主総会に出席し議決権を行使する権利は、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。

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、特別規則により規定されており（それらは当社のウェブサイトにて閲覧可能である。）、これら規則は、複数の専門団体（アソニム及びABI）によって作成された上場会社に関するモデルに従う内容となっている。

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回で終わ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、協議される各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。

9. その他のコーポレート・ガバナンス・プラクティス

9.1 関連当事者との取引

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。

この手続に従い、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「主要で重要性」のある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、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、当社の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。

適用ある法律に従って、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、本手続は、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ごと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。

かかる手続は、CONSOBで規定される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。

最後に、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、機密情報の内部管理及び処理に関する特別規則を適用したが、かかる規則に基づき、当社の取締役及び法定監査役は、任務の遂行で取得した書類及び情報の秘密性を維持する義務を負う。

かかる規則（市場濫用に関して採用された修正を含めるために2017年3月に更新された。）は、機密情報の秘密性を維持すると同時に、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の保証を目的としている。

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（内部情報及び財務情報の開示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。

2017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。

- ・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を定期的に更新してきた。2017年6月、EUの法制により導入された重要な新たな規定を考慮し、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、2017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。

倫理規定（随時改正され、直近では2013年12月に改正された。）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改善を確保するために考案された管理制度を規定する。

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（以下「本モデル」という。）を採用した。

当該本モデルは、「総論」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号の規定に基づき該当する本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。2017年中に、当グループの主要な外国会社による上記書類の適用が完了した。

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。2017年中、SBは、企業組織事項に関する職業的な専門知識を有する外部からの構成員3名（マッテオ・グイリアーノ・カロリ（Matteo Giuliano Caroli）（委員長も務める。）、ニコラ・ニコレッティ（Nicola Nicoletti）及びクラウディオ・サルトレリ（Claudio Sartorelli））、「監査」及び「イタリア国内法務及び総務」部門の各部門の責任者から構成されている。2017年12月、取締役会は、「監査」及び「法務及び総務」の部門長が、同SBの構成員として職務を辞任することに意欲を示したことを考慮して、外部からの構成員の役割をさらに高め、SBの活動に完全な独立性を確保する目的によって正当化し、SBの合計人数を3名に再決定した。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、2019年の財務書類が承認された日において任期は終了する。2017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（本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の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、具体的に「総論」並びに本モデルの特別パート「A」（公的機関に対する犯罪、裁判機関に対して供述をさせない、または虚偽供述をさせる犯罪）及び「B」（企業犯罪）に関係するものである。
- ・受け手に応じて区別される、本モデルの内容についての従業員の持続的な更新を確保するために必要な、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

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。

2017年中、エネルは、国際基準である2016年ISO 37001（「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一つとなった。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、その次に具体的な適用及び有効性の水準を査定する。この査定手続は、現在当グループの主要な国内及び海外の子会社にも拡大されている。当社は、組織的な観点から、国際的なベストプラクティス及び当グループが営業する国に適用される法律に従い、当グループのコンプライアンス（犯罪、環境等）及び企業責任の問題に関するガイドラインの草案を委託する特別ユニットを、法務及び総務部門の中に創設した。かかるユニットは、上記に述べた2016年ISO 37001の認証を目的として、反汚職管理制度に対する責任を負う組織である。

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ポリシーを制定し、倫理規定、法令第231/2001号のコンプライアンス・プログラム及び人権問題についてのZTC（「汚職ゼロ・トレランス（zero tolerance for corruption）」）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) 【監査報酬の内容等】

① 【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

区分	2016年		2017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	0.4	0.5	2.3	0.7
連結子会社	16.2	3.8	14.4	3.8
計	16.6	4.3	16.7	4.5

② 【その他重要な報酬の内容】

監査及び監査関連業務に関するその他重要な報酬はない。

③ 【外国監査公認会計士等の提出会社に対する非監査業務の内容】

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た又は請求される合計金額をいう。

④ 【監査報酬の決定方針】

監査報酬は監査役会の提案の上、定時株主総会により承認される。

非監査業務の報酬は、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。

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。）に基づき連結財務諸表及び個別財務諸表を作成している。そして当社は、本国において年次報告書により財務諸表を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務諸表及び個別財務諸表は、かかる年次報告書に掲載された原文の年次連結財務諸表及び個別財務諸表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、2017年12月31日現在および2016年12月31日現在並びに2017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諸表及び個別財務諸表の和文翻訳を掲載している。当該年次連結財務諸表及び個別財務諸表は、「財務諸表等の用語、様式およ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。

2017年12月31日現在および2016年12月31日現在並びに2017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諸表及び個別財務諸表は、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ており、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、当社の原文の財務諸類は「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。

当社の原文の財務諸類は、ユーロで表示されている。以下の連結財務諸表及び個別財務諸表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、2018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＝127.34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諸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【財務諸表】

A. 連結財務諸表

連結損益計算書（IFRS）

2017年および2016年12月31日に終了した年度

	注記	2017年				2016年			
		うち関連当事者 取引		うち関連当事者 取引		うち関連当事者 取引		うち関連当事者 取引	
		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	7.a	72,664	92,530	5,124	6,525	68,604	87,360	4,550	5,794
その他の収益および収入	7.b	1,975	2,515	22	28	1,988	2,532	20	25
小計		74,639	95,045			70,592	89,892		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入	8.a	36,039	45,892	7,761	9,883	32,039	40,798	6,603	8,408
サービスおよびその他原材料	8.b	17,982	22,898	2,664	3,392	17,393	22,148	2,577	3,282
人件費	8.c	4,504	5,735			4,637	5,905		
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	5,861	7,463			6,355	8,092		
その他の営業費用	8.e	2,886	3,675	531	676	2,783	3,544	312	397
資産計上された費用	8.f	(1,847)	(2,352)			(1,669)	(2,125)		
小計		65,425	83,312			61,538	78,362		
公正価値測定される商品契約からの 純利益／（損失）	9	578	736	27	34	(133)	(169)	29	37
営業利益		9,792	12,469			8,921	11,360		
デリバティブから生じた金融収益	10	1,611	2,051			1,884	2,399		
その他の金融収益	11	2,371	3,019	18	23	2,289	2,915	21	27
デリバティブから生じた金融費用	10	2,766	3,522			2,821	3,592		
その他の金融費用	11	3,908	4,976	25	32	4,339	5,525	39	50
持分法による投資利益／（損失）	12	111	141			(154)	(196)		
税引前利益		7,211	9,182			5,780	7,360		
法人税等	13	1,882	2,397			1,993	2,538		
継続事業からの当期純利益		5,329	6,786			3,787	4,822		
非継続事業からの当期純利益		-	-			-	-		
当期純利益（親会社の株主および 非支配持分に帰属する損益）		5,329	6,786			3,787	4,822		
親会社株主帰属分		3,779	4,812			2,570	3,273		
非支配持分帰属分		1,550	1,974			1,217	1,550		
親会社の普通株主に帰属する基本的 1株当たり利益／（損失）（ユーロ/円）	14	0.37	47.12			0.26	33.11		
親会社の普通株主に帰属する希薄化後 1株当たり利益／（損失）（ユーロ/円）	14	0.37	47.12			0.26	33.11		
親会社の普通株主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）	14	0.37	47.12			0.26	33.11		
親会社の普通株主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）	14	0.37	47.12			0.26	33.11		

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2017年		2016年	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
当期純利益		5,329	6,786	3,787	4,822
損益にリサイクル可能なその他の 包括利益（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		(72)	(92)	(34)	(43)
持分法適用投資のその他の 包括利益の持分		10	13	(18)	(23)
売却可能金融資産の公正価値変動額		(129)	(164)	(24)	(31)
為替換算調整勘定変動額		(2,519)	(3,208)	1,952	2,486
損益にリサイクル不可能な その他の包括利益（税引後）					
純従業員給付負債/（資産）の再測定		74	94	(239)	(304)
当期その他の包括利益（損失）合計	32	(2,636)	(3,357)	1,637	2,085
当期包括利益（損失）合計		2,693	3,429	5,424	6,907
帰属先：					
－親会社株主		1,968	2,506	3,237	4,122
－非支配持分		725	923	2,187	2,785

連結財政状態計算書（IFRS）

	注記	2017年12月31日				2016年12月31日			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
		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	15	74,937	95,425			76,265	97,116		
投資不動産	18	77	98			124	158		
無形資産	19	16,724	21,296			15,929	20,284		
のれん	20	13,746	17,504			13,556	17,262		
繰延税金資産	21	6,354	8,091			6,665	8,487		
持分法適用投資	22	1,598	2,035			1,558	1,984		
デリバティブ	23	702	894			1,609	2,049		
その他の非流動金融資産	24	4,002	5,096			3,892	4,956		
その他の非流動資産	25	1,064	1,355			706	899		
合計		119,204	151,794			120,304	153,195		
流動資産									
棚卸資産	26	2,722	3,466			2,564	3,265		
売掛金	27	14,529	18,501	832	1,059	13,506	17,199	958	1,220
未収還付法人税等		577	735			879	1,119		
デリバティブ	23	2,309	2,940	11	14	3,945	5,024	18	23
その他の流動金融資産	28	4,614	5,875	3	4	3,053	3,888	135	172
その他の流動資産	29	2,695	3,432	162	206	3,044	3,876	109	139
現金および現金同等物	30	7,021	8,941			8,290	10,556		
合計		34,467	43,890			35,281	44,927		
売却目的資産	31	1,970	2,509			11	14		
資産合計		155,641	198,193			155,596	198,136		

	注記	2017年12月31日				2016年12月31日			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
		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	12,947			10,167	12,947		
その他の剰余金		3,348	4,263			5,152	6,561		
利益剰余金（繰越欠損金）		21,280	27,098			19,484	24,811		
合計		34,795	44,308			34,803	44,318		
非支配持分									
		17,366	22,114			17,772	22,631		
株主持分合計	32	52,161	66,422			52,575	66,949		
非流動負債									
長期借入金	33	42,439	54,042	893	1,137	41,336	52,637	1,072	1,365
従業員給付	34	2,407	3,065			2,585	3,292		
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動	35	4,821	6,139			4,981	6,343		
繰延税金負債	21	8,348	10,630			8,768	11,165		
デリバティブ	23	2,998	3,818			2,532	3,224		
その他の非流動負債	36	2,003	2,551	36	46	1,856	2,363	23	29
合計		63,016	80,245			62,058	79,025		
流動負債									
短期借入金	33	1,894	2,412			5,372	6,841		
1年以内返済予定の長期借入金	33	7,000	8,914	89	113	4,384	5,583	89	113
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動	35	1,210	1,541			1,433	1,825		
買掛金	37	12,671	16,135	2,365	3,012	12,688	16,157	2,921	3,720
未払法人税等		284	362			359	457		
デリバティブ	23	2,260	2,878	9	11	3,322	4,230	11	14
その他の短期金融負債	38	954	1,215			1,264	1,610		
その他の流動負債	40	12,462	15,869	37	47	12,141	15,460	28	36
合計		38,735	49,325			40,963	52,162		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債									
	31	1,729	2,202			-	-		
負債合計		103,480	131,771			103,021	131,187		
負債および株主持分合計		155,641	198,193			155,596	198,136		

[次へ](#)

連結持分変動計算書（IFRS）（注記32）

親会社の株主に帰属する資本金および剰余金																														
純確定給付														純確定給付																
ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金														ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金																
キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金														キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金																
売却可能金融商品評価差額金														売却可能金融商品評価差額金																
株式投資による剰余金														株式投資による剰余金																
制度債務/（資産）の再測定による剰余金														制度債務/（資産）の再測定による剰余金																
支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金														支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金																
非支配持分の取引による剰余金														非支配持分の取引による剰余金																
利益剰余金（繰越欠損金）														利益剰余金（繰越欠損金）																
親会社株主帰属持分														親会社株主帰属持分																
非支配持分														非支配持分																
株主持分合計														株主持分合計																
資本金		資本剰余金		法定準備金		その他の剰余金		ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金		キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金		売却可能金融商品評価差額金		株式投資による剰余金		制度債務/（資産）の再測定による剰余金		支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金		非支配持分の取引による剰余金		利益剰余金（繰越欠損金）		親会社株主帰属持分		非支配持分		株主持分合計		
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	
2016年1月1日現在	9,403	11,974	5,292	6,739	1,881	2,395	2,262	2,880	(1,956)	(2,491)	(1,341)	(1,708)	130	166	(54)	(69)	(551)	(702)	(2,115)	(2,693)	(196)	(250)	19,621	24,985	32,376	41,228	19,375	24,672	51,751	65,900
配当金および中間配当金の支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,542)	(3,237)	(2,542)	(3,237)	(1,032)	(1,314)	(3,574)	(4,551)
前年の純利益の配分：	-	-	-	-	153	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(153)	(195)	-	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワーの比例配分によらない分割の資本増加分	764	973	2,197	2,798	-	-	-	-	119	152	(31)	(39)	-	-	-	-	1	1	-	-	(974)	(1,240)	(12)	(15)	2,064	2,628	(2,106)	(2,682)	(42)	(53)
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(283)	(360)	-	-	-	-	(283)	(360)	(266)	(339)	(549)	(699)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	(136)	(173)	21	27	-	-	49	62	17	22	-	-	-	-	-	-	(49)	(62)	(386)	(492)	(435)	(554)
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	968	1,233	(97)	(124)	(24)	(31)	(7)	(9)	(173)	(220)	-	-	-	-	2,570	3,273	3,237	4,122	2,187	2,785	5,424	6,907
内訳	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	968	1,233	(97)	(124)	(24)	(31)	(7)	(9)	(173)	(220)	-	-	-	-	-	-	667	849	970	1,235	1,637	2,085
- 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,570	3,273	2,570	3,273	1,217	1,550	3,787	4,822

親会社の株主に帰属する資本金および剰余金																														
純確定給付														純確定給付																
ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金														ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金																
キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金														キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金																
売却可能金融商品評価差額金														売却可能金融商品評価差額金																
株式投資による剰余金														株式投資による剰余金																
制度債務/（資産）の再測定による剰余金														制度債務/（資産）の再測定による剰余金																
支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金														支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金																
非支配持分の取引による剰余金														非支配持分の取引による剰余金																
利益剰余金（繰越欠損金）														利益剰余金（繰越欠損金）																
親会社株主帰属持分														親会社株主帰属持分																
非支配持分														非支配持分																
株主持分合計														株主持分合計																
資本金		資本剰余金		法定準備金		その他の剰余金		ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金		キャッシュ・フロー・ヘッジ商品の測定による剰余金		売却可能金融商品評価差額金		株式投資による剰余金		制度債務/（資産）の再測定による剰余金		支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金		非支配持分の取引による剰余金		利益剰余金（繰越欠損金）		親会社株主帰属持分		非支配持分		株主持分合計		
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	
2016年12月31日現在	10,167	12,947	7,489	9,536	2,034	2,590	2,262	2,880	(1,005)	(1,280)	(1,448)	(1,844)	106	135	(12)	(15)	(706)	(899)	(2,398)	(3,054)	(1,170)	(1,490)	19,484	24,811	34,803	44,318	17,772	22,631	52,575	66,941
配当金支払い	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,983)	(2,525)	(1,983)	(2,525)	(1,052)	(1,340)	(3,035)	(3,822)
前年の純利益の配分：	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	9	-	-	7	9	(6)	(8)	1	(1)	
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73)	(93)	(73)	(93)
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,609)	(2,049)	(140)	(178)	(129)	(164)	7	9	60	76	-	-	-	-	3,779	4,812	1,968	2,506	725	923	2,693	3,421
内訳	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,609)	(2,049)	(140)	(178)	(129)	(164)	7	9	60	76	-	-	-	-	-	-	(1,811)	(2,306)	(825)	(1,051)	(2,636)	(3,322)
- 当期純利益/（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,779	4,812	3,779	4,812	1,550	1,974	5,329	6,784
2017年12月31日現在	10,167	12,947	7,489	9,536	2,034	2,590	2,262	2,880	(2,614)	(3,329)	(1,588)	(2,022)	(23)	(29)	(5)	(6)	(646)	(823)	(2,398)	(3,054)	(1,163)	(1,481)	21,280	27,098	34,795	44,308	17,366	22,114	52,161	66,421

[次へ](#)

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

		2017年				2016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		7,211	9,182			5,780	7,360		
調整額：									
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	5,861	7,463			6,355	8,092		
金融（収益）/費用	10-11	2,692	3,428			2,987	3,804		
持分法適用による株式投資の純利益	12	(111)	(141)			154	196		
正味運転資本の変動		(1,265)	(1,611)			662	843		
- 棚卸資産	26	(112)	(143)			413	526		
- 売掛金	27	(1,530)	(1,948)	126	160	(959)	(1,221)	(21)	(27)
- 買掛金	37	65	83	(556)	(708)	1,149	1,463	10	13
- その他の資産／負債		312	397	106	135	59	75	(81)	(103)
引当金繰入額		353	450			772	983		
引当金の取崩		(1,149)	(1,463)			(1,553)	(1,978)		
受取利息およびその他の金融収益受取額	10-11	2,898	3,690	21	27	1,544	1,966	21	27
支払利息およびその他の金融費用支払額	10-11	(4,747)	(6,045)	(39)	(50)	(4,343)	(5,530)	(39)	(50)
商品の測定による（利益）／費用		59	75			(278)	(354)		
支払い法人税等	13	(1,579)	(2,011)			(1,959)	(2,495)		
売却（益）／損		(98)	(125)			(274)	(349)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(A)		10,125	12,893			9,847	12,539		
有形固定資産への投資額	15	(7,226)	(9,202)			(7,927)	(10,094)		
無形資産への投資額	19	(1,273)	(1,621)			(915)	(1,165)		
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）	5	(900)	(1,146)			(382)	(486)		
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）	5	216	275			1,032	1,314		
その他の投資活動の（増加）/減少		(111)	(141)			105	134		
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(B)		(9,294)	(11,835)			(8,087)	(10,298)		
金融負債（新規借入額）	33	12,284	15,642			2,339	2,978		
金融負債（返済額およびその他の変動額）	33	(10,579)	(13,471)	(179)	(228)	(4,049)	(5,156)	(89)	(113)
非支配持分の取引	32	(478)	(609)			(257)	(327)		
配当金支払額	32	(2,873)	(3,658)			(2,507)	(3,192)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(C)		(1,646)	(2,096)			(4,474)	(5,697)		
為替変動による現金および現金同等物への影響(D)		(390)	(497)			250	318		
現金および現金同等物の増加/（減少）(A+B+C+D)		(1,205)	(1,534)			(2,464)	(3,138)		
現金および現金同等物期首残高 ⁽¹⁾		8,326	10,602			10,790	13,740		
現金および現金同等物期末残高 ⁽²⁾		7,121	9,068			8,326	10,602		

- (1) うち、2017年1月1日現在の現金および現金同等物は8,290百万ユーロ（2016年1月1日現在は10,639百万ユーロ）、2017年1月1日現在の短期有価証券は36百万ユーロ（2016年1月1日現在は1百万ユーロ）、ならびに、2016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150百万ユーロ。
- (2) うち、2017年12月31日現在の現金および現金同等物は7,021百万ユーロ（2016年12月31日現在は8,290百万ユーロ）、2017年12月31日現在の短期有価証券は69百万ユーロ（2016年12月31日現在は36百万ユーロ）、ならびに、2016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31百万ユーロ。

連結財務諸表の注記

注記1 財務諸表の形式と内容

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。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南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。

2017年12月31日に終了した事業年度に関する連結財務諸表は、エネル・エスピーエーおよび子会社の財務諸表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。

当連結財務諸表の発表は、2018年3月22日の取締役会で承認された。

これらの財務諸表はアーンスト・アンド・ヤング・エスピーエーによる監査を受けている。

表示基準

2017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諸表は、規則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。

財務諸表は、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。

連結財務諸表は、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結財政状態計算書、連結持分変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、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または財政状態計算書日後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、当グループ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。

連結損益計算書は、費用性質法に基づいて区分されており、親会社株主および非支配持分に帰属する継続事業からの純利益（損失）および非継続事業からの純利益（損失）は、別個に報告されている。

連結キャッシュ・フロー計算書については間接法が使用され、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、ジョイント・ベンチャーまたは関連会社から受領した配当を報告している。

- ＞ 投資/清算活動は、有形固定資産および無形資産への投資および当該資産の売却によって構成され、企業結合の影響を含め、当グループが会社の支配を取得または喪失した場合および、その他の重要でない投資が含まれる。
- ＞ 財務活動によるキャッシュ・フローには、負債管理取引、親会社または他の連結対象会社が非支配持分に支払った配当、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。

損益計算書、財政状態計算書およびキャッシュ・フロー計算書においては、次節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。

連結財務諸表は、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。

連結財務諸表は、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。

連結財務諸表は、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

見積りおよび経営者の判断の使用

EU版IFRSに基づく連結財務諸表の作成にあたり、経営者は、財政状態計算書日現在で、収益、費用、資産および負債の価額、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、財務諸表の理解を促進するために、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と専門的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。

見積りの使用

収益認識

顧客への販売による収益は、発生主義により、受け取った、あるいは受け取るべき対価の公正価値に基づいて測定される。

電力およびガスの小売販売の収益は、電気およびガスが供給されたときに認識されるが、定期的な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（当該年度に関する）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。このように算定された販売量に、エンドユーザーに請求される販売価格が適用される。最終のメーター検針日から年度末の間の収益は、消費記録をもとに計算され、天候やその他見積消費量に影響を及ぼす要因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。

年金制度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、医療費趨勢率の変化に関する仮定とともに死亡率や脱退率が含まれている。

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、脱退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。

非流動資産の回収可能性

非流動資産の帳簿価額は、定期的に見直しされる他に、状況や事象により見直しが必要と示唆された場合には必ず見直しされる。のれんは、少なくとも年1回見直される。このような資産の回収可能価額の評価は、以下の注記20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。各非流動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。

特に、非流動資産およびのれんの回収可能価額は、キャッシュ・フローの金額を算定するため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に基づく。

予想キャッシュ・フローは、承認済の最新の会社の計画および見積時に利用可能な情報に基づいて作成される。したがって、キャッシュ・フローの見積りに使用される仮定は、特に以下の例のような将来の動向に関する経営者の判断に基づく。

- > 電力およびガスの需要の動向
- > 再生可能エネルギー源の予想される利用可能性
- > 商品（ガス、石炭、燃料油等）の価格と利用可能性の予測を考慮に入れた、伝統的な発電所の発電構成
- > 電力およびガスの予想販売価格
- > インフレ率、為替レートおよび割引率等のマクロ経済変数

税引前割引率には、投資期間に関連する資金コストの最新の市場評価と割引に固有のリスクを反映している。

しかしながら、回収可能価額の計算の基礎となった要因の見積りの変動すれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各非流動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。

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り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）、個々の資産の経済的および技術的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、経営陣が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45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。

繰延税金資産の回収可能性

2017年12月31日現在の連結財務諸表には、翌年以降に戻し入れられる繰越欠損金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よって左右される。

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連結損益計算書に計上される。

訴訟

エネル・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、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49に、当グループにとって重要性が高い偶発債務についての情報が記載されている。

経営者の判断

資金生成単位（CGU）の識別

「IAS第36号資産の減損」の適用に当たっては、企業結合の結果当グループの連結財務諸表において認識されたのれんが、当該結合の利益を受けることとなる個々のCGUまたはそのグループに配分された。CGU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である。

経営者は、これらのCGUの特定に当たって、各々の資産グループのキャッシュ・フローが独立しており、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自立していることを確認しつつ、資産およびそれが関係する事業に固有の性質（地理的領域、事業分野、規制の枠組み等）を考慮した。

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。より詳細な情報については、以下の注記4および5ならびに事業に関する報告の中の「事業部門別業績」に関する記述を参照。

経営者が識別したCGUのうち、連結財務諸表において認識されているのれんの配分を受けたものは、無形資産の節に示すとおりであり、これを参照することを推奨する。

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、および資産グループが独立したキャッシュ・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。

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、過半数株式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環境を分析する。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、過年度にこうした支配の存在の分析を、当時に適用されていたIAS第27号の規定の下で行い、その上で、特定の企業（エムゲサおよびコデンサ）について、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。このアプローチは、〔関係会社の状況〕の「2017年12月31日現在のエネル・グループの子会社、関連会社およびその他の重要な株式投資」に詳細を示すように、IFRS第10号の適用において上で説明された要件に基づいて実施された評価においても維持された。

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。

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、共同支配の取り決めの当事者である複数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。

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。

IFRIC第12号「サービス委譲契約」の事業権への適用

IFRIC第12号「サービス委譲契約」は、「公共部門から民間部門」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、委譲者が事業権者に対して、公共サービスを提供する権利を移管し、こうした公共サービスの提供に使用されるインフラストラクチャーを管理することと引き換えに、特定期間にわたって主要な公共施設を利用する権利を与える契約と定義できる。

より具体的には、IFRIC第12号は、委譲者が次の各要件に該当する場合に、公的部門から民間部門へのサービス委譲契約に適用される。

- ＞ 事業者がインフラストラクチャーを用いて提供しなければならないサービス、サービスを提供する対象者としなければならない者および提供価格を管理または規制すること。
- ＞ 所有権またはその他を通じて、取決め期間終了時の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すること。

経営者は、当グループに関してこれらの規定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、南アメリカ地域に属し、ブラジル国内で事業を行う多数の会社（基本的にはエネル・ディストリブション・リオおよびエネル・ディストリブション・セアラ・エスエー）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。

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支配企業を有する者、すなわち、直接にまたは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、会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

当グループは、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。パワーとは、関連する活動を指図するための現在の能力を与える、投資家が持つ既存の権利と定義される。

子会社の財務諸表は、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

連結財務諸表を作成するために使用する子会社の財務諸表は、親会社が適用する会計方針に基づき、2017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、連結財務諸表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、連結財務諸表に含められる。

損益およびその他の包括利益のその他の構成要素は、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、資本、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。授受された対価の公正価値と、取得したまたは売却された対応する資本の部分との差額は、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。

共同支配の取り決めおよび関連会社への投資

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事業体である。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。

当グループのジョイント・ベンチャーおよび関連会社への投資は、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認識して調整される。かかる投資先のOCIは、当グループの個別のOCI項目として表示される。

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。

関連会社またはジョイント・ベンチャーの財務諸表は、当グループと同一の報告期間について作成される。必要に応じて、会計方針を当グループの会計方針と一致させるための調整が行われる。

持分法適用後、当グループは関連会社またはジョイント・ベンチャーへの投資に関する減損損失の認識が必要か否かを判定する。減損の証拠がある場合は、当グループは減損金額を、当該関連会社またはジョイント・ベンチャーの回収可能価額とその帳簿価額との差額として算定する。

ジョイント・ベンチャーのスロヴァク・パワー・ホールディング・ビーヴィーの場合、減損損失は、エネル・プロデュツィオーネからEPスロバキアにスロベンスケ・エレクトラーネの66%の持分を売却するという契約で定められた価格計算式により回収可能価値を求めることで評価される。この計算式は、SEの正味の財務状態、スロバキア市場のエネルギー価格の動向、契約で定められたベンチマークを基準に測定されたSEの運転効率、ならびにモホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の企業価値を含む様々なパラメーターを考慮している。この価額は、取引の完了日である2017年7月28日時点で当該計算式の結果に基づいて測定され、投資の帳簿価額と比較された。

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当グループの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。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、保有する参加持分ではなく当該取決めの条項に基づいて認識した。

外貨換算

機能通貨以外の外貨建取引は、各取引日における為替レートを用いて財務諸表に認識されている。機能通貨以外の外貨建の貨幣性資産および負債は、後に財政状態計算書日の為替レートを用いて調整が加えられる。取得原価で測定された外貨建の非貨幣性資産および負債は、取引の当初認識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た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。為替差損益は損益を通じて認識される。

外貨建財務諸表の換算

連結財務諸表における損益ならびに資産・負債はすべて、親会社であるエネル・エスピーエーの機能通貨であるユーロで表示されている。

連結財務諸表を作成するにあたり、連結財務諸表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諸表は、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為替レートの近似値である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。

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株主に関連して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。負の差額は、損益を通じて認識された。非支配持分の価額は、純資産における少数株主持分の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に非支配持分を加えたものと、公正価値により測定された被取得企業の識別可能な資産および負債の正味価額との差額は、正の差額はのれんとして認識される。負の差額は、損益を通じて認識される。

非支配持分の評価は、取得日において識別可能な資産および負債の差額の少数株主比率によるか、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IAS第39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IAS第39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

国際会計基準で義務付け又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も有効使用することによって、または当該資産を最も有効使用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、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存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／または顧客に継続的な電力の供給の利用能力を提供するために、顧客から譲渡された有形固定資産は、当初、譲渡時の公正価値で認識される。

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。交換された部分の正味帳簿価額は、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、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。

民間の建物	20-70年
発電所に含まれる建物および土木工事	20-85年
水力発電所：	
－導水路	20-75年
－機構的および電氣的機械	24-40年
－その他の固定水圧工事	25-100年
火力発電所：	
－ボイラーおよび補助機器	19-46年
－ガス・タービン機器	10-40年
－機構的および電氣的機械	10-45年
－その他の固定水圧工事	10-66年
原子力発電所	60年
地熱発電所：	
－冷却塔	10-20年
－タービンおよび発電機	20-30年
－液体に接触しているタービン部品	10-25年
－機構的および電氣的機械	20-22年
風力発電所：	
－塔	20-25年
－タービンおよび発電機	20-25年
－機構的および電氣的機械	15-25年
太陽光発電所	
－機構的および電氣的機械	15-40年
公共照明および芸術的照明	
－公共照明装置	18-25年
－芸術的照明装置	20-25年
送電線	20-50年
変電所	10-60年
供給設備：	
－高圧線	30-50年
－主要変電所	10-60年
－低圧線、中圧線	23-50年
メーター：	
－電氣機械メーター	2-27年
－電力バランス測定機器	2-35年
－電子メーター	10-20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。

土地は耐用年数が不確定であるため、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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に際しての正味受取対価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。

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。イタリアでは、2020年から2040年までの間に事業権が終了する。

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、当該資産の経済・技術的な耐用年数（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2017年から2088年の間に終了する。

サービス委譲契約で使用されるインフラ

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財政状態計算書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「公共部門から民間部門」のサービス委譲契約の下で、事業者はサービス・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／改良し、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、事業者として、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認識せず、「工事契約」の項で説明するように、建設／改良サービスに関連した収益および費用の会計処理を行う。特に、当グループはインフラストラクチャーの建設／改良について受領したまたは受領できる対価を公正価値で測定し、サービス委譲契約の性質次第では、以下を認識する。

- ＞ 事業者が委譲者から（または委譲者の裁量による第三者から）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し、委譲者には支払を回避する裁量権がほとんどない場合には、金融資産。この場合、委譲者は契約上で事業者に対して、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、
- ＞ 事業者が、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、事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（事業者として）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。

委譲契約の事業段階の間、当グループは事業サービスへの支払を、「収益」の項で詳細に記載されている判断基準に従って会計処理している。

リース

当グループは、各種の業務のための有形固定資産および無形資産をリース契約の下で保有している。

これらの契約は、オペレーティング・リースとファイナンス・リースのどちらを構成するかを判定するために、IAS第17号に示されている状況および指標に基づいて分析される。

ファイナンス・リースは、関連する資産の所有に伴うリスクと経済価値の実質的にすべてがリース賃借人に移転するリースと定義される。ファイナンス・リースの定義を満たさないすべてのリースは、オペレーティング・リースに分類される。

ファイナンス・リースの下で保有する資産は当初認識時に有形固定資産として認識され、関連する負債は長期借入金として認識される。リース開始日に、ファイナンス・リースは、リース資産の公正価値と、購入オプションを行使するために必要な支払額を含めた最低支払リース料の現在価値のいずれか低い方の価額で認識される。

資産は、その耐用年数に基づいて減価償却される。また、リース期間終了後、当社がリース資産を取得する合理的な確実性がない場合、リース期間と耐用年数のどちらか短い期間を用いて減価償却を行っている。

オペレーティング・リースに基づく支払いは、リース期間にわたって定額法で費用認識される。

正式にはリース契約に分類されていない契約であっても、当該契約の履行が特定資産の使用に依存しており、かつ当該契約により当該資産の使用権が移転するものであるような場合にも、リース契約であると判断され得る。

投資不動産

投資不動産は、商品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、賃貸収入およびキャピタル・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、各資産の耐用年数にわたって定額法で減価償却される。

減損損失は後に説明され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45「公正価値で測定した資産」に詳細が記載されている。投資不動産は、その処分の時点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。連結損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に際してのた正味受取対価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。

無形資産

無形資産は、企業が支配する物理的実体がなく、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コストによって測定される。

これらのコストには、当該資産を意図した利用のために準備するのに必要な、直接起因するコストも含まれる。

社内開発コストは、当グループが無形資産の完成の技術上の実行可能性および当該資産が将来の経済的便益を創出することに対して合理的に立証でき、かつ当グループが当該資産を完成させ、それを使用または売却する意図と能力を有する場合に、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。

耐用年数が確定できないか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、その処分するとき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。連結損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に際して正味受取対価と認識が中止された資産の正味帳簿価額の差額として算定される。

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	3-5年
－取得資産	3-5年
工業所有権および知的財産権：	
－自己創設資産	5年
－取得資産	3-25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	-
－取得資産	2-60年
その他：	
－自己創設資産	2-5年
－取得資産	3-40年

のれん

のれんは、子会社の取得時に生じ、取得日現在の公正価値で測定された移転対価および非支配持分の価額が、被取得企業の識別可能な資産および負債の正味公正価値を超過する金額である。のれんについては、当初認識後の償却を行わないが、「非金融資産の減損」の項に記載される基準を用いて、回収可能性のテストが少なくとも年1回実施される。減損テストの目的上、取得日から、のれんは識別された個々の資金生成単位に配分される。

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、非金融資産は減損の兆候の有無を判定している。かかる証拠が存在する場合には、当該資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額には、当該資産の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の金額を用いている。

有形固定資産、投資不動産、無形資産およびのれんの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、当該資産が生成する見積将来キャッシュ・フローの現在価値によって表される。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、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。

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。このため、その後の期間に関連するキャッシュ・フローは長期成長率に基づいて算定されるが、当該成長率は特定のセクターおよび国についての平均長期成長率を上回らない。

独立したキャッシュ・フローを生成しない資産の回収可能価額は、当該資産が属する資金生成単位に基づき決定される。

資産または資金生成単位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、償却費および減損損失」で減損損失が認識される。

資金生成単位の減損損失は、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。

のれん、耐用年数が確定できない無形資産、および使用可能となる前の段階にある無形資産の回収可能価額は、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、その回収可能性が検討される。

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（グリーン証書、省エネルギー証書およびCO₂排出枠）が含まれる。CO₂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、CO₂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。

工事契約

工事契約の結果について信頼性の高い見積りが可能で、当該契約から利益が発生する可能性が高い場合は、工事契約の収益および費用は、報告期間末における工事活動の進捗度を参照して認識される。この基準の下では、収益、費用および利益は完成した作業に比例して配分される。

総工事費用が総工事収益を上回る可能性が高い場合、当該工事契約からの見込損失は、工事の進捗度とは無関係に、直ちに費用として認識される。

工事契約の結果について信頼性の高い見積りが不可能な場合、工事収益は、回収可能性の高い工事費用が発生した範囲に限って認識される。

進行中の工事の進捗度は、原価比例法を使用して、報告日までに実行した作業に関して発生した費用と見積総工事費用の比率として算定される。工事収益には、契約において合意された収益の当初金額に加えて、変更、賠償請求およびインセンティブに関する支払が、実際に収益をもたらし、信頼できる測定が可能な範囲で認識される。

工事作業についての顧客からの未収金は資産として表示され、工事作業についての顧客への未払金は負債として表示される。

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る。金融商品は、IAS第32号およびIAS第39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（取引日）にのみ、連結財務諸表上で認識される。

IAS第39号の下では、金融商品は以下のとおりに分類される。

- ＞ 損益を通じて公正価値で測定される金融資産および金融負債
- ＞ 満期保有目的金融資産
- ＞ 貸付金および債権
- ＞ 売却可能金融資産
- ＞ 償却原価で測定した金融負債

損益を通じて公正価値で測定される金融資産および金融負債

この区分には、売買目的保有および当初認識時に損益を通じて公正価値で測定されるものに指定された、有価証券、子会社、関連会社およびジョイント・ベンチャー以外の事業体に対する株式投資、ならびに投資ファンドが含まれる。

損益を通じて公正価値で測定される金融商品は、次の金融資産および金融負債である。

- ＞ 主に短期での売却または買戻しを目的として取得または発生したため、売買目的保有に分類されるもの。
- ＞ IAS第39号によって許容されるオプション（公正価値オプション）の下で、当初認識時に損益を通じて公正価値で測定するよう指定されたもの。

このような金融資産および金融負債は、公正価値で当初認識され、その後の公正価値の変動による利益または損失は、損益を通じて認識される。

満期保有目的金融資産

この区分には、固定のまたは決定可能な支払および固定満期を伴い、活発な市場における公表価格があり、株式投資に該当しない非デリバティブ金融資産であって、当グループが満期まで保有する積極的な意図や能力を有するもので構成される。これらは、取引費用を含む公正価値で当初認識され、それ以降は実効金利法を用いた償却原価で測定される。

貸付金および債権

この区分は、主に売掛金およびその他の金融債権が含まれる。貸付金および債権は、固定のまたは決定可能な支払を伴い、活発な市場における公表価格がなく、当グループが直ちにもしくは短期間で売却する意図を有するもの（これらは売買目的保有に分類される）または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もしくは売却可能に指定した以外の非デリバティブ金融資産である。このような資産は、取引費用調整後の公正価値で当初認識され、それ以降は実効金利法を用いた償却原価で測定されるが、重要性がない場合は割引されない。

売却可能金融資産

この区分には、主に満期保有目的に区分されない上場負債性証券および他の事業体に対する株式投資、「損益を通じて公正価値で測定されるものとして指定された」旨の区分がされる場合でない限り）が含まれる。売却可能金融資産は、売却可能として指定された、または貸付金および債権、満期保有目的金融資産もしくは損益を通して公正価値で測定される金融資産として分類されない非デリバティブ金融資産である。

これらの金融商品は公正価値で測定され、公正価値の変動はその他の包括利益において認識される。

売却時、または売却可能金融資産がその後の購入の結果子会社への投資となった場合には、株主資本において認識されていた累積利得又は損失は連結損益計算書に戻し入れられる。

信頼性をもって公正価値を決定できない場合、資産は減損損失調整後の取得原価で認識される。

金融資産の減損

各報告日時点で、貸付金および債権（売掛金を含む）、満期保有目的または売却可能に分類されたすべての金融資産は、資産または金融資産グループが減損している旨の客観的な証拠が存在するかを判定するために評価される。当初認識後に発生した1つ以上の事象の結果、減損損失の客観的な証拠が存在し、かつ当該資産の将来キャッシュ・フローに対して信頼性をもって見積りが可能な影響を有している場合にのみ、減損損失が認識される。

減損損失の客観的な証拠には、例えば、以下についての観察可能なデータが含まれる。

- ＞ 発行体または債務者の著しい財政上の困難
- ＞ 利息又は元本の支払不履行又は遅滞などの契約違反
- ＞ 借手が破産または他の財務的再編を申請する証拠
- ＞ 見積将来キャッシュ・フローの測定可能な減少

将来の事象の結果として発生が予期される損失は、認識されない。

貸付金および債権または満期保有目的に分類された金融資産については、減損損失が認識された場合には、その金額は当該資産の帳簿価額と、当初の実効金利で割引いた予想将来キャッシュ・フローの現在価値の差額として測定される。この金額は、損益で認識される。

売掛金の帳簿価額は、貸倒引当金勘定を用いて減額される。

過去の減損損失の金額が減少して、当該減少が客観的に減損の認識後に発生した事象に関連付けることが可能である場合、当該減損は損益を通じて戻入される。

売却可能株式投資の減損の場合は、技術、市場、経済または法的環境の著しい不利な変動等の追加の要因が検討される。

公正価値の著しいまたは長期にわたる下落は、減損の客観的な証拠を構成し、したがって、以前にその他の包括利益で認識された公正価値の累積損失は、資本の部から損益に振り替えられる。

累積損失の金額は、取得原価と現在の公正価値の差額から、以前に損益で認識された減損があればその金額を控除した額である。売却可能投資の減損損失は、戻入することはできない。

信頼できる公正価値の測定が不可能なことから原価で測定されている公表相場価格のない資本性金融商品について、減損の客観的証拠がある場合、減損の金額は帳簿価額と、類似した金融資産の最新の利率で割引いた見積将来キャッシュ・フローの現在価値の差額として測定される。これらの場合も、減損の戻入は認められない。

売却可能に分類された負債性金融商品の、資本の部から振り替えられる減損損失は、その他の包括利益で認識された公正価値の累積損失である。かかる減損損失は、当該減損損失が認識された後に発生した事象の結果として当該負債性金融商品の公正価値が客観的に増加した場合、損益を通じて戻し入れられる。

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、ファイナンス・リースに基づく債務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。

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、または市場要素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よっ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、「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44「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。

公正価値で測定される金融商品ではないこのような契約は、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資産ではない。
- ＞ 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、連結財務諸表において公正価値で認識され、公正価値の変動は損益を通じて認識される（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、当グループが通常見込む購入、販売または使用の必要に応じて締結され、受領または配給のために継続的に保有される非金融項目の売買契約は、IAS第39号の適用範囲には該当せず、そのためこのような取引（自己使用の例外）の会計上の取扱いに従って認識される。

このような契約は、以下の場合にはデリバティブとして認識され、その結果、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。

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。

- ＞ 物理的な配給を目的として締結された。
- ＞ 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。

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分析し、IAS第39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（自己使用の例外）であるかを決定している。

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、IAS第39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。

金融債務は、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。

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

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、財政状態計算書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、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。

制度資産の価値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、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。

従業員はまた、確定拠出制度にも加入しており、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、損益計算書上で認識される。

解雇給付

雇用関係の早期解消に対して従業員に支払うべき給付金に係る負債は、当グループの決定またはこうした給付金と引換えに任意退職を受け入れる従業員の決定のいずれの結果であっても、以下の日付のうちいずれか早い時点で認識される。

＞ 当グループ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

＞ 当グループが、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、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、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、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。

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、貨幣の時価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。

負債を消滅させるために必要な支出の一部または全部が第三者によって行われることを当グループが見込み、かかる支出がほぼ確実な場合は、当該支出は個別の資産として認識される。

負債が発電所の解体および／または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。

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。

引当金発生の見積りの変更は、当該変更が生じた期間の連結損益計算書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、関連する資産の価額を増加または減少させ、減価償却費を通じて連結損益計算書に計上される。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連結損益計算書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連結損益計算書上で認識される。発電所の解体および用地の原状回復に関する負債、特に原子力発電所または使用済燃料およびその他の放射性物質の貯蔵所の解体および用地の原状回復に関する負債を計上するのに当たって採用した見積りに関する情報については、「見積りの使用」に関する項目を参照。

政府補助金

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、長期性資産に関連した補助金、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、その他の負債において繰延ベースで認識され、当該資産の耐用年数にわたり、定額法で損益に計上される。

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。

グリーン証書は現在イタリア国外でのみ存在しているが、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収益および収入に計上され、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、販売およびサービスからの収益で認識され、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CO₂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。

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、具体的な資産または負債に適用されるIFRS/IAS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に含まれる。

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、償却費または再評価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まれる。

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営業地域であり、
- ＞ 独立の主要な事業分野または営業地域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、継続事業からの利益に含まれる。

収益

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。収益には、当グループが自己の計算により受領したか受領し得る経済的便益の総流入額のみが含まれる。したがって、代理人の関係で、本人に代わって回収した金額は、収益から除外される。

収益は、当グループが認めた値引きおよびボリューム・リベートの金額を考慮に入れ、受領したか受領し得る対価の公正価値で測定される。

財又はサービスが同様の性質および価値を持つ財又はサービスと交換された場合、この交換は収益を発生させる取引とはみなされない。

当グループが複数の収益生成業務を遂行する取決め（複数要素取引）においては、認識基準は、取引の実態を反映させるために個別に識別可能な取引の構成要素に対して適用されるが、複数の取引が、当該一連の取引を全体として考えないと経済的実質が理解できないように結びついている場合は、これらの複数の取引に対して一体として適用される。

より具体的には、取引の種類に応じて以下の基準が使用される。

- ＞ 物品の販売から生じる収益は、当該製品の所有による重要なリスクと経済価値が買い手に移転し、収益の額が信頼性をもって測定可能であるときに認識される。
- ＞ 電力・ガスの販売収益は、期間中の供給量に関して、請求書が未発行であってもこれらの商品が顧客に供給された時点で認識される。供給量は、定期的な検針に加えて、見積りを使用して算定される。該当する場合、当該収益は、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ならびに同様な外国当局により設定された、当該年度に適用される料金ならびに関連制約に基づいて決定される。
- ＞ 電力・ガスの輸送収益は、販売業者である顧客にサービスが提供された時点で、請求書未発行であっても認識される。この収益は、実際に配電網を通過した量に基づいて決定され、ロス分の見積り控除後である。現地の具体的規則にその旨が規定されている場合には、イタリアのエネルギー、ネットワークおよび環境規制当局または他の国の同等な国家組織によって定められた制限および強制的料金を反映するように当該収益を調整している。特に、それぞれの当局は、制限および強制的料金を定める際に、送電網への投資の発生原価、それに関連する適切な資本収益率に基づく報酬、および当該金額が料金に組み込まれるタイミングを対象事項に含める。
- ＞ サービスの提供からの収益は、サービスが提供された報告期間末時点でのサービスの進捗状況に応じて認識される。取引の進捗状況は、提供されるべきサービス全体に対する提供されたサービスの比率の評価に基づいて、または取引見積総費用に対する発生した費用の比率として算定される。信頼性をもって収益額を算定できない場合には、認識される費用のうち回収が可能な範囲でのみ収益が認識される。
- ＞ 工事契約に伴う収益は、「工事契約」の項に記載されたとおりに認識される。
- ＞ 送電網への接続に関連する貨幣および現物による料金は、提供されたサービスが識別可能な場合、接続業務の完了時に全額が認識される。複数の個別に識別可能なサービスが識別された場合、受領したまたは受領し得る総対価の公正価値は、各サービスに配分され、当該期間に遂行されたサービスに関連する収益が認識される。特に、継続的なサービス（配電サービス）が識別された場合、関連収益は通常、顧客との契約の条件によって算定されるか、あるいはそのような契約が期間を明示していない場合、譲渡された資産の耐用年数を超えない期間にわたって認識される。
- ＞ 賃貸またはオペレーティング・リースからの収益は、関連する契約の内容に従って、定額法で計上される。

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売却可能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。

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、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。

繰延税額

繰延税金負債および資産は、財務諸表上の資産および負債の帳簿価額と、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、繰延税金負債がのれんの当初認識から、または子会社、関連会社および共同支配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、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、回収可能性が高い場合、すなわち当該資産を回収するのに十分な将来課税所得を企業が予想する場合に認識される。

繰延税金資産の回収可能性は期末ごとに見直しされる。

未認識繰延税金資産は各報告日において再評価され、将来の課税所得により繰延税金資産が回収される可能性が高くなった範囲で認識される。

繰延税金は、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。

繰延税金資産および繰延税金負債は、同一の税務当局による課税に関する当期末払税金負債と相殺する法的に強制可能な権利が存在する場合に、戻入時に相殺される。

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。

[前へ](#) [次へ](#)

注記3 近年公表された会計基準

2017年に適用された新たな会計基準

当グループは、2017年1月1日より、既存の基準の改定を適用した。

- ＞ 2016年1月に公表された「IAS第7号の改訂：開示イニシアティブ」。この改訂は、財務活動に起因する負債および資産（キャッシュ・フローがキャッシュ・フロー計算書において「財務活動によるキャッシュ・フロー」に分類されたまたは将来的にされ得る負債および資産と定義されている。）に適用される。改訂によって、当該負債/資産の変動を、キャッシュ・フローと、非資金変動（すなわち、外国為替レートの変化および公正価値の変化の影響）とを区別して開示することが要求される。

当該改訂を適用したことによる、当連結財務諸表における開示の重要な変更はなかった。

- ＞ 2016年1月に公表された、「IAS第12号の改訂－未実現損失に関する繰延税金資産の認識」。この改訂は、公正価値で測定される負債性商品に関連する繰延税金資産の認識を明確化している。より具体的には、この改訂は、未実現損失の会計処理における一時差異を解消するための繰延税金資産の認識に関する要件を明確化した。当該改定の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。
- ＞ 2016年12月に公表された「IFRSの年次改善（2014－2016年サイクル）」では、「IFRS第12号－他の事業体への関与の開示」の改訂に限定された。この改訂は、要約財務諸表を除いて、IFRS第12号に基づく開示について定めた条項が売却目的保有資産に分類される事業体の持分にも適用されることを明確にしている。改訂前は、IFRS第12号の条項がこれらのIFRS第5号に対する持分に適用可能か明確でなかった。当該改定の適用は連結財務諸表に影響を与えなかった。

将来発効する会計基準

以下の新たな基準、改訂、解釈指針は2017年12月31日より後に発効する。

- ＞ 2014年7月24日に最終版が公表された、「IFRS第9号－金融商品」は、現行の「IAS第39号－金融商品：認識および測定」に置き換わり、新たな基準のすべての従来版に代わるものである。この基準は、2018年1月1日から発効し、早期適用が認められる。

IFRS第9号最終版は、分類、測定、減損、ヘッジ会計に関するIAS第39号からの移行プロジェクトの3つのフェーズの結果を盛り込んでいる。

金融商品の分類については、IFRS第9号は、組込デリバティブを含むすべての種類の金融資産に関して単一のアプローチを定めており、このアプローチでは、複雑な細分方法を適用せずに、金融資産を全体として分類している。

金融資産を分類、測定する方法を判断するためには、金融資産の管理に関する事業モデル、および契約上のキャッシュ・フローの特性を検討しなければならない。これに関して、事業モデルは、事業がキャッシュ・フローを生み出すために金融資産を管理する方法、すなわち契約上のキャッシュ・フローの回収、金融資産の売却（またはその両方）である。

金融資産は、契約上のキャッシュ・フローの回収を目的とする事業モデルで保有されている場合は償却原価で測定され、契約上のキャッシュ・フローの回収と資産売却の両方を目的として保有されている場合はその他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVTOCI）。この分類により、償却原価法を用いて算定した利息を認識でき、また、金融資産の公正価値についてはその他の包括利益を通じて認識できる。

現在、損益を通じて公正価値で測定される（FVTPL）金融資産は残りの区分であり、これはトレーディング目的の金融資産や公正価値に基づき管理される金融資産を含め、上記の2つの事業モデルのうちのいずれかに基づき保有されているものに該当しない金融商品で構成される。

金融負債の分類、測定については、IFRS第9号では、限定的な改訂にとどめてIAS第39号において想定される会計処理を維持しており、負債の大部分は償却原価で測定される。特定の要件を満たせば、損益を通じて公正価値で測定するものとして金融負債を指定できる。

ただし、この基準は、損益を通じて公正価値で測定されるものとして指定される金融負債に関する新たな規定を導入しており、当該規定は、特定の状況において、自らの信用リスクに起因する公正価値の変動の一部が損益ではなくOCIを通じて認識されるものとしている。この部分は、基準全体を適用する必要なく、早期適用が可能である。

金融危機以来、「発生した信用損失」に基づく減損の手法は、トリガーイベントの発生まで信用損失の認識を繰り延べることにに関して明確な限界があったため、新しい基準では、財務諸表の読み手に「予想信用損失」についてより多くの情報を与える新しいモデルを提案している。

本質的に、新しいモデルは以下のことを定めている。

- a) すべての金融資産に単一の枠組みを適用する。
- b) 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、各報告日時点の当該損失額を見直す。
- c) 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。
- d) 予想損失および信用リスクに関する開示を改善する。

IFRS第9号はまた、ヘッジ会計をリスク管理に密接に合わせて調整し、より原則に基づいたアプローチを確立するため、ヘッジ会計に新しいアプローチを導入している。

この新しいヘッジ会計により、企業はリスク管理活動を財務諸表に反映させることができ、ヘッジ対象の適格基準を非金融要素のリスク項目、ネット・ポジション、レイヤー・コンポーネントおよび全体のエクスポージャー（すなわち、非デリバティブ・エクスポージャーとデリバティブとの組み合わせ）にまで拡大できる。

IAS第39号で用いられているヘッジ会計アプローチと比べ、ヘッジ商品に関する最も重要な変更点は、オプションの時間価値の繰り延べの可能性、ヘッジされている要素が損益に影響を及ぼす時期までのOCIにおける為替予約および通貨ベース・スプレッド（すなわち「ヘッジ・コスト」）の先渡し要素に係るものである。IFRS第9号はまた、リスク管理の目的が変わらない場合、企業がヘッジ関係をリバランスできるようにするには、遡及的なテストの結果は80%-125%の範囲に入る必要があるという、有効性テストの要件を削除している。

最後に、IFRS第9号はポートフォリオの公正価値による金利リスクのヘッジ会計（「マクロ・ヘッジ会計」）に関するIAS第39号の条項に代わるものではない。IAS第39号の代替プロジェクトの当該フェーズは分離され、なお協議されている段階である。

2017年、これらの3フェーズに関する新たな基準適用の移行プロジェクトが完了した。プロジェクトの各分野は以下の点に対処している。

- a) 「分類および測定」：IAS第39号に基づく金融商品の分類に係る手続きをIFRS第9号の下で規定される新方針と比較した評価（SPPIテストと事業モデル）が行われた

b) 「減損」：グループの信用エクスポージャーの大部分を占める売掛金に重点を置いた減損した金融資産の分析が実施された。具体的には、この基準で想定されている単純化したアプローチの適用においては、これらの債権は適用される法的小および規制上の枠組みを十分に考慮して特定のクラスに細分化され、当グループが集合的評価のために開発した予想損失に基づいた減損モデルが適用された。経営者が個別に重要とみなし、信用リスクの増加に関するより詳細な情報が、単純化したモデルの範囲内で入手可能な売掛金に対しては分析的アプローチが適用された。

c) 「ヘッジ会計」：ヘッジ関係の有効性の検証およびリバランス、IFRS第9号に基づき適用可能な新たな戦略の分析を含め、新たなヘッジ会計モデルを実施するための具体的な作業が遂行された。

初めて適用される際に、「分類および測定」ならびに「減損」についてのIFRS第9号適用の影響は、2018年1月1日現在で当グループの資本で認識されるが、「ヘッジ会計」については、新しい規定は将来に向かって適用となる。ただし、為替のベシス・スプレッドをヘッジ関係から分離する選択肢が利用可能であり、当グループはこれについて遡及適用することを選択した。

利用可能な情報に基づくと、IFRS第9号を2018年1月1日より適用することで、主として予想損失モデルの適用により、税引後で重要ではないものの当グループの株主資本の減少をもたらす影響がある。

＞ 2014年5月に公表された、「IFRS第15号－顧客との契約から生じる収益」。2015年9月に公表された「IFRS第15号の改訂：IFRS第15号の発効日」を含む。新たな基準は「IAS第11号－工事契約」、「IAS第18号－収益」、「IFRIC第13号－カスタマー・ロイヤリティー・プログラム」、「IFRIC第15号－不動産の建設に関する契約」、「IFRIC第18号－顧客からの資産の移転」、および「SIC第31号－収益－宣伝サービスを伴うバーター取引」に置き代わり、顧客とのすべての契約に適用されるが、例外もある（例えば、リースおよび保険契約、金融商品等）。この新たな基準は、「企業が財又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見込んでいる対価を反映する金額で正確に描写するように収益の認識を行う」という基本原則に基づく収益の認識および測定の枠組みを定めている。この基本原則は、次の5つの主な段階（ステップ）に基づいて適用される。企業は顧客との契約を識別しなければならない（ステップ1）。企業は、契約に定められた履行義務を識別しなければならない、その際には、分離可能な財またはサービスを別々の履行義務として認識する（ステップ2）。企業はその後、取引価格を算定しなければならない、当該価格は企業が獲得を見込んでいる対価によって表される（ステップ3）。その後、企業は、契約において識別された分離可能なそれぞれの財またはサービスの価格に基づいて、それぞれの履行義務に取引価格を配分しなければならない（ステップ4）。それぞれの履行義務が、顧客への財またはサービスの移転を通じて充足された時点（すなわち、顧客が当該財またはサービスの支配を獲得した時点）で（またはその場合に）、収益が認識される（ステップ5）。IFRS第15号は、顧客との契約に伴う収益およびキャッシュ・フローの性質、金額、時期および不確実性に関する十分な開示を行うための一連の注記も規定している。

この基準は2018年1月1日以降に開始される報告期間から遡及適用され、2018年1月1日現在の影響額を資本で認識する選択肢がある。

当該基準が当グループの連結財務諸表に与え得る影響を特定するために2016年に開始したプロジェクトは、2017年に完了した。具体的には、IFRS第15号の新しい規定による連結財務諸表における最も重要な影響は、以下に関連するものである。(i)特定の配電網への接続契約に関連する収益に関し、従来は接続時に損益で認識されていたが、IFRS第15号の下では顧客との契約から生じる履行義務の性質に基づいて繰り延べられる点、(ii)代理店に支払われるコミッションに限定し契約獲得の増分コストが資産計上される点。

表示に関しては、IFRS第15号の適用には、連結損益計算書上でわずかではあるが再分類が必要となる。

この新基準の初度適用の際にエネル・グループは、比較情報として開示される過年度の数値を修正再表示せずに、2018年1月1日現在の状況で遡及的再計算の影響額を同日現在で資本に認識することを選択する予定である。特に、利用可能な情報に基づき、前述の状況を考慮すると、2018年1月1日からのIFRS第15号の適用により、税効果控除後で当グループの株主資本を37億ユーロ減少させる影響がある。

この減少は、主に顧客を配電網に接続する契約の手数料の再算定が、関連する償却費の控除後の契約獲得の増分コストの資産計上額の増加により、部分的に相殺されたことを反映している。

- 2016年4月に公表された「IFRS第15号の明確化－顧客との契約から生じる収益」は、いくつかの実務的な方法およびIASBとFASBにより定められた合同移行リソース・グループによる対応したトピックを明確にする目的で、基準に改訂を加えるものである。これらの改訂の目的は、基準の基本的な原則を変更するものではなく、IFRS第15号の条項を明確化することである。この改訂は2018年1月1日以降に開始される報告期間から適用されるが、IFRS第15号の適用の潜在的影響の見積に影響を及ぼさない。
- 2016年1月に公表された「IFRS第16号－リース」は、リースに適用される従来の基準であったIAS第17号および関連する解釈指針に置き代わるものである。貸手および借手の両方に係るリースの認識、測定、表示および関連する開示について定めている。IFRS第16号はIAS第17号に定められたリース契約の定義を修正していないが、この定義の中に支配の概念を導入した点が主な変更である。より具体的には、IFRS第16号は、契約がリースであるかどうかを判定するために、借手が一定期間にわたって特定の資産の使用を支配する権利を有するかどうか判断することを、借手に要求する。IFRS第16号は、IAS第17号の下で要求されていたオペレーティング・リースとファイナンス・リースとの間の区別を撤廃し、すべてのリースに関して単一の認識方法を導入している。この新たなアプローチの下では、借手は次のそれぞれの認識を行わなければならない。
 - a) 財政状態計算書では、12カ月を超える期間のすべてのリースに係る資産および負債（原資産が少額である場合を除く。）。
 - b) 損益計算書では、付随する負債に関連する利息とは別途、リース契約に関係する資産の減価償却費。貸手に関しては、IFRS第16号はIAS第17号の下で規定された要件を基本的に保持している。そのため、貸手は引き続きオペレーティング・リースまたはファイナンス・リースとしてリースを分類し、認識しなければならない。この基準は、2019年1月1日以降に開始する報告期間から適用される。当グループは、将来におけるこの基準の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

- ＞ 2017年5月に公表された「IFRS第17号―保険契約」は、基本的に、会社が発行した保険契約および再保険契約ならびに会社が保有する再保険契約の認識、測定、表示および開示についての原則を定義している。IFRS第17号はIFRS第4号に置き代わるものであるが、IFRS第4号では保険契約の認識のための単一の方法を定めなかったため、潜在的に保険契約が同一企業内でも法域ごとに異なった方法で認識される可能性のある結果をもたらした。

この新基準の特徴は次のとおりである。

- － 保険契約の義務、リスクおよび損益に関する最新の情報の開示を求めている。
- － 保険会社によって提供される財務情報の透明性を高め、財務諸表利用者による保険業界に対する知識への信頼を高める。
- － すべての保険契約について、単一の評価モデルに基づく首尾一貫した会計処理方法を導入する。

この基準は、承認を条件として、2021年1月1日以降に開始する報告期間から発効する。当グループは、将来におけるこの新基準の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

- ＞ 2016年6月公表の「IFRS第2号：株式報酬の改訂」。改訂内容：

- － 現金決済型の株式報酬取引の公正価値を測定する際（すなわち付与日、各会計期間の末日、および決済日）には、市場条件（株式の目標価格など）や権利確定条件以外の条件を考慮し、勤続条件および市場条件以外の業績条件を考慮に入れず決定するものとするを明確化している。
- － 源泉徴収義務について純額決済する株式報酬取引は、取引全体を持分決済型の取引に分類することを明確化している（純額決済を行わない場合に同区分に分類される）。
- － 現金決済型取引から株式決済型取引への分類変更となる条件変更の会計上の取扱いに関する条項を定める。

この改訂は、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。

- ＞ 2016年9月に公表された「IFRS第4号の改訂：IFRS第9号金融商品」のIFRS第4号「保険契約」との適用」。改訂内容：

- － 保険を主な業務とする保険会社にIFRS第9号の適用を2021年まで延期することを認める（「一時免除」）
- － 保険会社が、将来に保険契約に関する新たな会計基準が公表されるまで、IFRS第9号の適用によって生じる、損益ではなくその他包括利益を通じて認識される項目の変動を認識することを認める。（「オーバーレイ・アプローチ」）

この改訂は、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、IFRS第9号適用の保険セクターに対する一時的免除のオプションを行使しないことに決定している。

- ＞ 2017年10月公表の「IFRS第9号の改訂：負の補償を伴う期限前償還要素」。この改定は、IFRS第9号の規定に狭い範囲の適用除外を導入するものであり、特定の金融資産について、期限前償還オプションを含む契約であることを唯一の理由として、元本及び元本残高に対する金利支払いのみを表す契約上のキャッシュ・フロー条件を満たさないとされた。具体的には、この改定は、以下の条件が満たされた場合には、負債性金融商品の期限前償還を発行体に対して認める（もしくは義務付ける）、または保有者が期限前に負債性金融商品を発行体に戻させることを認める（もしくは義務付ける）契約条項を伴う金融資産は、当該資産を保有している事業モデルの評価を条件に、償却原価またはその他の包括利益を通じた公正価値で測定できる旨を定めている。
- － 企業は、当該金融資産を契約上の額面に対して、割増または割引価額で取得または発行している。
 - － 期限前償還額が、実質的に契約上の元本と元本の経過利息の未払金額を表し、これには契約の早期解除に対する合理的な補償が含まれていると考え得る。
 - － 企業による当該金融資産の当初認識の際の、期限前償還機能の公正価値に重要性はない。
- 2017年にIASBは、金融負債の認識中止を伴わない金融負債の条件変更または交換の論点について議論した。この議論の結果として、「IFRS第9号―追加項目：金融負債の認識の中止が生じない金融負債の条件変更または交換」の結論の基礎にセクションが追加されることとなった。
- IASBは、金融負債の条件変更（または交換）が金融負債の認識の中止を伴わない場合の償却原価を調整することについてのIFRS第9号の下での要求事項は、条件変更が金融資産の認識中止を伴わない場合の金融資産の調整に対する要求事項と首尾一貫していると結論付けた。
- これらの改訂は、承認を条件として、2019年1月1日以降開始する報告期間から発効する。早期適用が許容される。
- ＞ 2017年10月に公表された「IAS第28号の改訂―関連会社および共同支配企業に対する長期持分」。この改定は、企業が持分法を適用していない関連会社およびジョイント・ベンチャーに対する長期持分に、「IFRS第9号―金融商品」の規定を適用することを明確化している。これらの改訂は、承認を条件として、2019年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、この改訂後の基準の適用が及ぼす将来の潜在的影響を評価中である。
- ＞ 2016年12月に公表された「IAS第40号の改訂：投資不動産の振替」。この改訂は、投資不動産へのまたは投資不動産からの振替、証拠に裏づけられた用途変更がある場合に限り認められることを明確化している。経営陣の意図の変更自体は、振替を裏付けるのに十分な証拠にならない。この改訂では用途の変更例を拡大し、完成した不動産の振替だけでなく、建設または開発中の不動産も含めている。この改訂は、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来これらの改訂を適用した場合に影響があるとは考えていない。
- ＞ 2016年12月に公表された「IFRIC第22号―外貨建取引と前渡・前受対価」：この解釈指針は、資産、費用または収益（またはその一部）の当初認識に用いる為替レートを決定する際して、企業が前払（前受）対価により非金融資産（負債）を認識することを明確化している。前払または前受が複数回の場合、企業は前払いまたは前受ごとに取引日を決定するものとする。これらの改訂は、承認を条件として、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、この改訂後の基準の適用が及ぼす将来の潜在的影響を評価中である。

- ＞ 2017年6月に公表された「IFRIC第23号－法人所得税務処理に関する不確実性」。この解釈指針は、法人所得税務処理に関する不確実性が存在する場合に、IAS第12号の認識および測定要件をどのように適用するかを明確化している。不確実性は、当期税額に関する場合も繰延税額に関する場合もあり得る。解釈指針では、税務当局は調査する権利を有している金額を調査し、こうした調査の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可能性が高い場合に、企業は不確実性のある税金負債または税金資産を認識すべきである旨を述べている。この解釈指針はまた、税務処理の容認可能性もしくは不確実性の影響についての企業の見積またはその両方についての企業の結論を変える可能性のある事実または状況が存在する場合には、企業が判断または見積を再評価することを求めている。これらの改訂は、承認を条件として、2019年1月1日以降開始する報告期間から発効する。当グループは、将来におけるこの規定の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。
- ＞ 2016年12月に公表された「IFRSの年次改善（2014－2016年サイクル）」では、以下の基準に限定される。
- － 「IFRS第1号－国際財務報告基準（IFRS）の初度適用」：この改訂は、IFRS第7号、IAS第19号、IFRS第10号への移行に関する「IFRSからの短期的な免除」を削除している。これらの移行に関する条項は、過去の会計期間についてのみ適用可能で、現在は適用されない。この改訂は、2018年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
 - － 「IAS第28号－関連会社および共同支配企業に対する投資」：この改訂は、ベンチャーキャピタル（またはミューチュアルファンド、ユニットトラスト、およびこれらに類する事業体（投資関連保険のファンドを含む））が関連会社またはジョイント・ベンチャーへの投資を損益を通じた公正価値で測定する選択肢があること、これらの事業体は当初認識時に各関連会社またはジョイント・ベンチャーごとに選択することを明確化している。投資企業ではない企業が、投資企業である関連会社またはジョイント・ベンチャーに対して持分を有し、その持分に持分法を適用する場合、投資企業に適用していた公正価値測定の継続を選択できることが明確化された。これらの改訂は、2018年1月1日以降開始する報告期間より遡及適用される。

新たな規定には、既存の基準の正式な改定と明確化が含まれているが、これらが当グループに重要な影響を及ぼすことは見込まれていない。

- ＞ 2017年12月公表された「IFRSの年次改善（2015-2017年サイクル）」。この文書には、既存の基準の正式な改定と明確化が含まれている。それぞれの改訂は、承認を条件として、2019年1月1日以降開始する報告期間より適用され、早期適用が許容される。より具体的には、以下の各基準が改訂された。
- － 「IFRS第3号－企業結合」：この改訂は、共同事業者が共同支配事業である事業の支配を獲得した際に、当該共同事業者は以前から保有していた当該共同支配事業における持分を取得日現在の公正価値で再測定する旨を明確化している。
 - － 「IFRS第11号－共同支配の取決め」：この改訂は、共同支配事業に参加しているが、当該事業の共同支配を有していない当事者が、IFRS第3号で定義される事業を構成する当該事業の共同支配を獲得した場合、当該当事者は従来から保有していた共同支配事業に対する持分を再測定することは求められない旨を明確化している。

- ― 「IAS第12号―法人所得税」：この改訂は、企業は配当金（IFRS第9号の定義による）支払の負債を認識した際に、配当可能利益を発生させた取引を企業がどこで当初認識したかに従って、損益、その他の包括利益または資本で当該配当金の法人所得税影響額を認識することを明確化している。
- ― 「IAS第23号―借入コスト」：この改訂は、企業が適格資産を取得する目的のために特別に行い、当該資産の意図した使用または販売の準備できた時点で残高となっている借入を、すべて一般借入に含めなければならない旨を明確化している。

当グループは、将来におけるこの規定の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

注記4 比較開示の修正再表示

連結財務諸表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、2016年度と2017年度の間で一貫しており、比較可能である。比較開示において修正再表示が必要な事項はなかった。

注記5 連結範囲の主な変更

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。

2016年

- ＞ 2015年12月31日時点で「売却目的保有」に分類されていたコンポスティリーヤ・アールイーを売却し、2016年3月初めに完了した。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も保有していた）で、約19百万ユーロの売却益が生じた。
- ＞ 米国で風力発電セクターを展開するドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクトの65%の持分を2016年5月1日付けで売却した。売却価格は72百万ユーロで、約2百万ユーロの売却益が生じ、残り35%の再測定による公正価値は4百万ユーロであった。
- ＞ ガスセクターの上流部門のイタリア資産（オンショアおよびオフショアの探鉱許可の21件の申請で構成される）を保有していたエネル・ロンガネージの売却が2016年7月13日に完了した。最大売却価格は30百万ユーロで、うち7百万ユーロはすぐに回収されたが、残り（複数トランシェ）の価格受領権はエミリア＝ロマーニャ州のロンガネージのガス田において2019年に予定されている生産開始など、数多くの条件次第である。資産の価値は見積実現可能価額に合わせて調整済みであることを踏まえ、損益を通じて資産売却損を認識していない。
- ＞ スロヴァク・パワー・ホールディング（「SPH」）の50%持分を2016年7月28日に売却（同社はスロベンスケ・エレクトラーネ（「SE」）の66%を保有）。具体的に言うと、エネル・プロデュツィオーネは2015年12月18日に締結したEPスロバキアとの契約を履行して、SPHの50%の持分をEnergetický a priemyslový holding（「EPH」）の子会社であるEPスロバキアに売却する取引を完了した。2つの段階の価格は計750百万ユーロ相当で（うち150百万ユーロはすぐさま現金で支払われた）、価格調整メカニズムの対象となる。これは独立専門家により算出され、SEの正味の財務状態、スロバキア市場のエネルギー価格の動向、契約で定められたベンチマークを基準に測定されたSEの運転効率、ならびにモホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の企業価値を含む数多くのパラメーターに基づき、第2段階終了時点で適用される。したがって、売却により受け取る金額は損益を通じて公正価値で測定される。SPHジョイント・ベンチャーの持分の回収可能額の判断には上述と同じパラメーターを用いた。

- ＞ 従来は持分法により計上していたディストリビュードラ・エレクトリカ・デル・プエルト・デ・ラ・クルズ（「DEC」）のコデンサ（すでDECの持分の49%を所有していた）との買収を通じて、2016年10月1日付けで、DECの支配権を取得。
- ＞ 米国の再生可能エネルギー・プロジェクトのデベロッパーであるEGPNAリニューアブル・エナジー・パートナーズ（「EGPNA REP」）のガバナンス契約の変更と持分1%の12百万ユーロでの売却を経て、2016年11月21日に支配権を喪失。同日より、同資産は持分法により計上している。取引に伴い、2百万ユーロの利益、およびEGPNAが引き続き保有する50%の公正価値95百万ユーロの再測定による収益を認識した。
- ＞ 2016年11月30日付けで、フランスの火力発電会社エネル・フランスの持分100%をほぼゼロの価格で売却し、4百万ユーロの損失が発生。
- ＞ エネルおよびCDPエクイティ（「CDPE」）による増資後の2016年12月20日にエネル・オープン・ファイバー（現オープン・ファイバー（OF））の支配権を喪失。その後、エネルおよびCDPEはOFの持分を同程度保有しているため、以降は持分法により計上している。
- ＞ 2016年12月28日に風力発電会社のシマロン・アンド・リンダールをジョイント・ベンチャー EGPNA REPに売却。これは、プロジェクトのパイプラインの開発をグローバルに加速させることを意図した資本集約度の比較的低い「建築、売却、運営」アプローチに基づく新たな産業成長戦略の起点となった。支配権の喪失により、37百万ユーロの利益が発生した。
- ＞ 2016年12月30日にベルギーの火力発電会社マルシネル・エネルギーの持分100%を約36.5百万ユーロで売却し、全額支払われた。2016年、マルシネルの純資産額を見積実現可能価額に合わせて調整し、約51百万ユーロの減損損失を認識した。売却価格はアーンアウト条項を盛り込んだ顧客価格調整を条件とする。

2017年

- ＞ 2017年1月10日、米国に本拠を置き、ソフトウェア・ソリューションおよびスマート電力貯蔵システムを専門とするデマンド・エナジー・ネットワークスの100%持分を取得。
- ＞ 2017年2月10日、再生可能エネルギー・セクターに従事するメキシコ企業であるマース・エネルヒアの100%持分を取得。
- ＞ 2017年2月14日および2017年5月4日、ブラジルのゴイアス州で配電事業に従事している企業であるエネル・ディストリビューセオ・ゴイアス（旧社名CELG-D）の持分をそれぞれ94.84%および5.04%（合計で99.88%）取得。詳細については、後述の注記5.1を参照。
- ＞ 2017年5月16日、蓄電セクターで従事している英国企業であるタインマス・エナジー・ストレージの100%持分を取得。
- ＞ 2017年6月4日、アッヴェッリーノ県で2つの風力発電所を所有するアメック・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%持分を取得。
- ＞ 2017年8月7日、EGPNAによる旧株主に対する申し出が受諾されたことを受けたエナノック・グループの持分100%の取得。詳細については、注記5.2を参照。
- ＞ 2017年10月25日、電動モビリティ管理システムに従事する米国企業であるイーモーター・ワークスの100%を取得。詳細については、注記5.3を参照。

- ＞ 2017年12月、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカによる株式現金化取引を用いた子会社EGPNA
ロッキー・ケニー・ウインドのクラスA証券の80%の売却。当該取引価格総額は233百万ドルで、4百万ユーロ
のキャピタル・ゲインが発生した。

同期間には、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。

- ＞ 2016年2月29日にイタリアの水力発電会社ハイドロ・ドロミティ・エネルの残りの持分を売却。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、最終売却額に基づき更新された契約上の価格計算式を適用した価格調整（22百万ユーロのマイナス）により、124百万ユーロの売却益が認識された。
- ＞ 2016年3月31日、エネル・グリーン・パワーの比例配分によらない分割が実行された。その後、分割の一環としてのエネル・エスピーエーによる増資に伴い、グループは同社の持分比率を68.29%から100%に増やし、結果的に非支配株主持分を減らした。詳細は注記5.2を参照されたい。
- ＞ 2016年5月3日、エネル・グリーン・パワーはイタリアの風力発電会社マイコール・ウインドの残りの持分40%を取得し、これにより単独株主になった。
- ＞ 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は、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）の持分60%をエンデサの完全子会社エンデサ・ジェネラシオンに売却した。エンデサ・ジェネラシオンはすでに同社の持分を40%保有していたため、単独株主になった。連結財務諸表上、グループにおけるEGPEの持分は、取引が実行された時点から88.04%から70.10%に減少した。
- ＞ 2016年12月1日に、エネルシス、エンデサ・チリ、およびチレクトラの分割に伴い設立されたエンデサ・アメリカスおよびチレクトラ・アメリカスをエネル・アメリカスに合併。株式の交換比率と、取引に関与する企業の一部株主による撤退権の行使が重なり、エネル・アメリカスが直接または間接的に保有する会社の持分比率は変化した。
- ＞ 2017年10月5日、エネル・ディストリブション・ペルーの7.7%を株式市場における取引を通じて80百万ドルで取得。

5.1 エネル・ディストリブイセオ・ゴイアス（旧社名CELG-D）の取得

2017年2月14日、エネル・ブラジルは、ブラジルのゴイアス州で2045年まで有効な営業免許に基づいて配電事業に従事している企業であるエネル・ディストリブイセオ・ゴイアス（旧社名CELG-D）の94.84%持分の取得を完了した。エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの残りの持分は現従業員および退職者に一定の手続きを用いて売り出され、この手続きの下でエネル・ブラジルはこれらの従業員および退職者が購入しなかった株式をすべて取得することを保証した。この手続きは2017年5月4日に完了し、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの5.04%を追加取得し、この結果保有持分合計は99.88%となった。価格はすべて現金で支払われた。当年度中に、当社は取得原価配分を完了し、取得した資産および負債の最終的な公正価値を算定した。

帳簿価額の主要な修正は、無形資産の認識（特に営業権に関する無形資産）および、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスのエネル・インベスティメントスへの逆取得の影響を考慮に入れた関連する税効果の認識によるものであった。同社の事業が基づいている営業免許の性質を考慮すると、同社が遂行する配電事業はIFRIC第12号の適用範囲に含まれる。

のれんの算定

百万ユーロ	
配分前の取得純資産(1)：	(278)
取得原価配分調整：	
無形資産	1,234
繰延税金負債	(161)
従業員給付	(40)
その他の調整	(64)
非支配持分	(1)
配分後の取得純資産	690
94.84%持分の購入価格	665
追加取得した5.04%持分の購入価格	25
取得原価	690
のれん	-

(1) エネルの持分99.88%に対応する純資産

したがって、取得日現在の勘定残高は以下のとおりとなった。

取得日現在のエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの勘定残高

百万ユーロ	2017年2月14日より 前の帳簿価額	取得原価 配分調整	2017年2月14日現在の 帳簿価額
有形固定資産	13	-	13
無形資産	572	1,234	1,806
その他の非流動資産	318	(34)	284
売掛金	238	-	238
棚卸資産	7	-	7
その他の流動資産	132	(64)	68
現金および現金同等物	9	-	9
借入金	(326)	81	(245)
従業員給付	(43)	(40)	(83)
繰延税金負債	-	(161)	(161)
その他の非流動負債	(161)	(17)	(178)
リスクおよび費用に対する引当金	(216)	(11)	(227)
買掛金	(446)	(4)	(450)
その他の流動負債	(375)	(15)	(390)
非支配持分	-	(1)	(1)
取得純資産	(278)	968	690

エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの2017年度の業績に対する貢献は、収益で1,359百万ユーロ、営業利益で37百万ユーロであった。エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスはブラジルCGUに属する。

5.2 エナノックの取得

2017年8月7日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（「EGPNA」）はエナノック・グループの100%持分の取得を完了した。この取引は2段階で行われ、第1段階目では、EGPNAは少なくともエナノックの過半数持分に対する株主への申し出を行い、1株当たり7.67ドルでエナノックの発行済株式の71.61%を現金取得した。この申し出の完了後に、EGPNAは他の株主から同一の1株当たりの価格で株式を取得し、エナノックの100%所有持分を取得して、買収を完了した。価格はすべて現金で支払われた。

エナノックについても、取得原価配分は当年度中に完了し、取得した資産および負債の最終的な公正価値が算定された。取得原価は212百万ユーロであり、取得純資産は、以下のように算定された。

のれんの算定

百万ユーロ	
配分前の取得純資産：	(29)
取得原価配分調整：	
無形資産	142
既存ののれん	(27)
繰延税金負債	(68)
その他の調整	(2)
配分後の取得純資産	16
取得原価	212
（うち現金支払）	212
のれん	196

のれんは、主にこの企業結合によって発生すると見込まれるシナジーに関連して認識された。

取得日現在のエナノック・グループの勘定残高

百万ユーロ	2017年8月7日より 前の帳簿価額	取得原価配分調整	2017年8月7日現在の 帳簿価額
有形固定資産	19	-	19
無形資産	26	142	168
のれん	27	169	196
その他の非流動資産	2	-	2
売掛金	65	-	65
現金および現金同等物	68	-	68
その他の流動資産	17		17
借入金	(90)		(90)
繰延税金負債	-	(68)	(68)
その他の非流動負債	(7)	-	(7)
買掛金	(67)	-	(67)
その他の流動負債	(89)	(2)	(91)
取得純資産	(29)	241	212

エナノックの2017年度の業績に対する貢献は、収益で146百万ユーロ、営業利益で8百万ユーロであった。エナノックは、北米－エネル・エックス CGUに属する。

5.3 イーモーター・ワークスの取得

2017年10月25日、エナノックはカリフォルニア州に本拠を置く、ジュースボックス（JuiceBox）と呼ばれる電気自動車用充電スタンドの大手サプライヤーであり、EV充電やその他の販売されたエネルギー蓄積設備のスマートマネジメントのためのモノのインターネット（IoT）プラットフォームであるJuiceNetのオーナーである、イーモーター・ワークスを取得した。

取得価格は130百万ユーロであり、このうち31百万ユーロは取得時に現金で支払われ、残りの99百万ユーロは当事者間での価格調整契約に基づいて見積られた。当年度の最後の数カ月で、当社は取得原価配分プロセスを完了し、取得した資産および負債の最終的な公正価値が算定された。取得原価を130百万ユーロとし、取得純資産は以下のように算定された。

のれんの算定

百万ユーロ	
配分前の取得純資産：	-
取得原価配分調整：	
無形資産	49
繰延税金負債	(12)
配分後の取得純資産	37
取得原価	130
（うち現金支払）	31
のれん	93

のれんは、主にこの企業結合によって発生すると見込まれるシナジーに関連して認識された。

取得日現在のイーモーター・ワークスの勘定残高

百万ユーロ	2017年10月25日より 前の帳簿価額	取得原価配分調整	2017年10月25日現在 の帳簿価額
無形資産	-	49	49
のれん	-	93	93
その他の非流動資産	1	-	1
棚卸資産	1	-	1
繰延税金負債	-	(12)	(12)
その他の非流動負債	(1)	-	(1)
買掛金	(1)	-	(1)
取得純資産	-	130	130

イーモーター・ワークスの2017年度の業績に対する貢献は、収益で2百万ユーロ、営業利益でマイナス1百万ユーロであった。イーモーター・ワークスは、北米－エネル・エックス CGUに属する。

5.4 その他の重要性のない取得

のれんの算定

百万ユーロ	デマンド・ エナジー・ ネットワークス	マース・ エネルヒア	タインマス・ エナジー・ ストレージ	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	アゾフスカヤ WPSおよび ウィンドライフ・ コラ・ヴェトロ
有形固定資産	-	-	2	46	-
無形資産	30	-	-	-	-
繰延税金資産	6	-	-	-	-
現金および現金同等物	2	-	-	10	2
売掛金	-	-	-	1	-
その他の流動資産	1	-	-	7	-
中期/長期借入金	-	-	-	(29)	-
繰延税金負債	(10)	-	-	-	-
買掛金	(2)	(3)	-	(1)	-
その他の流動負債	(2)	-	-	(19)	(2)
取得純資産	25	(3)	2	15	-
取得原価	38	8	5	10	2
(うち現金支払)	30	8	4	10	2
のれん/(負ののれん)	13	11	3	(5)	-

これらのすべての取得について、暫定的な取得原価配分は、当期中に完了している。

注記6 セグメント情報

ここで表示する事業分野別の業績および財政状態は、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。

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。

2017年および2016年のセグメント情報

2017年の業績⁽¹⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア 半島	南 アメリカ	ヨーロッパお よび北アフリカ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
外部収益	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
セグメント間収益	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
収益合計	38,781	19,994	13,154	2,411	1,187	96	(984)	74,639
費用合計	32,455	16,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
公正価値測定される商品契約 からの純利益／（損失）	537	13	26	-	2	-	-	578
減価償却費および償却費	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
減損損失	626	461	134	83	4	2	1	1,311
減損損失の戻入	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
営業利益	4,470	1,842	2,970	306	553	15	(364)	9,792
資本的支出	1,812	1,105	3,002	307⁽²⁾	1,802⁽³⁾	30	72	8,130

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間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) 「売却目的」に分類された44百万ユーロは含まれていない。

(3) 「売却目的」に分類された325百万ユーロは含まれていない。

2016年の業績⁽¹⁾

百万ユーロ	イタリア	イベリア 半島	南 アメリカ	ヨーロッパお よび北アフリカ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
外部収益	36,091	18,831	10,739	3,618	1,122	29	162	70,592
セグメント間収益	954	122	29	180	3	-	(1,288)	-
収益合計	37,045	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,126)	70,592
費用合計	30,161	15,522	7,221	3,030	291	15	(1,057)	55,183
公正価値測定される商品契約 からの純利益／（損失）	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
減価償却費および償却費	1,698	1,677	952	246	249	12	56	4,890
減損損失	650	359	442	248	19	7	1	1,726
減損損失の戻入	-	(240)	(1)	(18)	-	-	(2)	(261)
営業利益	4,270	1,766	2,163	286	565	(5)	(124)	8,921
資本的支出	1,894⁽²⁾	1,147	3,069	265⁽³⁾	1,832	304	41	8,552

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間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) 「売却目的」に分類された7百万ユーロは含まれていない。

(3) 「売却目的」に分類された283百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2017年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア 半島	南 アメリカ	ヨーロッパお よび北アフリ カ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
有形固定資産	25,935 ⁽¹⁾	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
無形資産	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
売掛金	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
その他	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
営業資産	40,399⁽¹⁾	43,482	32,307	4,314⁽²⁾	7,208⁽³⁾	903	(1,076)	127,537
買掛金	6,847	2,738	2,790	426	782	60	(837)	12,806
各種引当金	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
その他	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
営業負債	16,860	9,555	6,566	824⁽⁴⁾	1,065⁽⁵⁾	154	(554)	34,470

- (1) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(2) うち、141百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、1,675百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、74百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、145百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2016年12月31日現在

百万ユーロ	イタリア	イベリア 半島	南 アメリカ	ヨーロッパお よび北アフリ カ	北米および中 米	サハラ以南お よび アジア	その他、 消去および 調整	合計
有形固定資産	25,963	24,158	17,411	3,048	4,831	780	80	76,271
無形資産	1,314	15,653	11,045	743	633	113	(16)	29,485
売掛金	9,437	2,243	1,833	317	111	18	(453)	13,506
その他	3,373	1,461	515	179	41	2	(98)	5,473
営業資産	40,087⁽¹⁾	43,515	30,804	4,287	5,616⁽²⁾	913	(487)	124,735
買掛金	7,605	2,155	2,445	374	490	58	(439)	12,688
各種引当金	3,122	4,096	1,039	127	25	18	572	8,999
その他	7,126	3,042	1,980	305	210	54	209	12,926
営業負債	17,853	9,293	5,464	806	725	130	342	34,613

- (1) うち、4百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(2) うち、2百万ユーロが「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	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在
資産合計	155,641	155,596
持分法適用投資	1,598	1,558
非流動金融資産	4,002	3,892
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	260	301
流動金融資産	4,614	3,053
デリバティブ	3,011	5,554
現金および現金同等物	7,021	8,290
繰延税金資産	6,354	6,665
未収還付法人税等	577	879
「その他の流動資産」に含まれる長期未収税金	517	664
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	150	5
セグメント資産	127,537	124,735
負債合計	103,480	103,021
長期借入金	42,439	41,336
短期借入金	1,894	5,372
1年以内返済予定の長期借入金	7,000	4,384
短期金融負債	954	1,264
デリバティブ	5,258	5,854
繰延税金負債	8,348	8,768
未払法人税等	284	359
その他の未払税金	1,323	1,071
「売却目的」に分類された処分グループに含まれる金融負債および税金負債	1,510	-
セグメント負債	34,470	34,613

注記7 収益

7.a 販売およびサービスからの収益 - 72,664百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
電力販売収益	43,433	42,337	1,096	2.6%
電力輸送収益	9,973	9,587	386	4.0%
送電網事業者の手数料	900	557	343	61.6%
機関マーケット・オペレーターからの振替	1,635	1,462	173	11.8%
天然ガス販売収益	3,964	3,876	88	2.3%
天然ガス輸送収益	570	563	7	1.2%
燃料販売収益	8,340	7,028	1,312	18.7%
配電網およびガス配給網の接続料	800	814	(14)	-1.7%
環境関連証書販売収益	566	560	6	1.1%
その他販売およびサービス収益	2,483	1,820	663	36.4%
合計	72,664	68,604	4,060	5.9%

2017年の「電力販売収益」は43,433百万ユーロとなった（2016年は42,337百万ユーロ）。ここにはエンドユーザー向け電力販売収益31,418百万ユーロ（2016年は29,101百万ユーロ）、ホールセール電力販売収益8,820百万ユーロ、（2016年は11,009百万ユーロ）、および電力取引収益3,195百万ユーロ（2016年は2,227百万ユーロ）が含まれる。ホールセール電力販売減による影響を受ける部分はものの、エンドユーザー向け電力販売および電力取引による収益の増加しており、これは、主として平均販売価格が回復基調の中で取扱量が増加したこと、および為替レートの変動による。電力販売収益の全体としての変動には、連結会社の変動による悪影響も受けた。エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得に関連し収益の増加1,042百万ユーロはあったものの、スロベンスケ・エレクトラーネ（1,225百万ユーロ）、EGPNA REP（152百万ユーロ）、マルシネル・エネルギー（102百万ユーロ）およびエネル・フランス（97百万ユーロ）の連結除外による収益の減少がこれを上回った。

「電力輸送収益」は2017年に9,973百万ユーロとなり386百万ユーロ増加したが、この増加は主としてスペイン、南アメリカおよびイタリアに集中していた。スペインでは、電力輸送収益の増加は、観光・商業省が提案した省令で定められた輸送料率算定のための新しいパラメーターの使用に関連している。

南アメリカでは、電力輸送収益の増加は主として平均料金の上昇、輸送量の増加およびエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得によるものであった。

イタリアでは、電力輸送収益における増収は、自由市場での輸送量の増加によるものであった。しかし、この影響は配電料金の引き下げおよび均衡メカニズムにおける減少（2016年-2023年規制期間の送電、配電および検針料金の規制に関するARERA決議第654/2015号（改訂後））ならびにシステム料金に関連した収益の減少により、大部分が相殺された。

2017年の「機関マーケット・オペレーターからの振替」に関連した収益は前年比173百万ユーロ増の1,635百万ユーロであった。この増加は主として、スペインの会社に起因する200百万ユーロ増、および液体燃料の生産増およびこれに伴う、当グループが払戻を受ける権利を有するものに対し価格が上昇したことによる。この影響は、エネル・グリーン・パワーが再生可能エネルギーの生成に対して受け取る拠出金からの収益が、特定の地熱発電所および水力発電所に関連したインセンティブの終了により35百万ユーロ減少したことにより、部分的に相殺された。

2017年の「天然ガス販売収益」は3,964百万ユーロ（2016年は3,876百万ユーロ）となり、前年から88百万ユーロ増加した。この増加は、基本的にイベリア半島における、特に販売量の増加および2016年対比での平均単価の微増の結果としての収益の増加131百万ユーロによるものであるが、部分的にマルシネル・エネルギーの連結除外による収益の減少39百万ユーロにより相殺された。

「天然ガス輸送収益」は、主にイタリアの輸送量の増加により、7百万ユーロ（1.2%）増の570百万ユーロとなった。

燃料販売収益は8,340百万ユーロとなり、主として天然ガスの販売に関連して1,312百万ユーロ増加した。2017年の燃料販売収益には、天然ガスの販売8,291百万ユーロ（2016年は6,953百万ユーロ）とその他の燃料の販売49百万ユーロ（2016年は75百万ユーロ）が含まれている。

最後に、「環境関連証明書販売収益」は、CO₂排出枠販売の増加22百万ユーロおよび省エネルギー証明書販売の増加8百万ユーロがグリーン証書販売の24百万ユーロの減少により部分的に相殺され、全体では6百万ユーロの増収となった。

下表は、販売およびサービスからの収益の所在地別内訳である。

百万ユーロ	2017年	2016年
イタリア	27,935	27,516
その他欧州		
イベリア半島	19,032	17,953
フランス	1,333	1,001
スイス	135	367
ドイツ	2,244	1,880
オーストリア	290	10
スロベニア	39	29
スロバキア	54	660
ルーマニア	1,067	996
ギリシャ	58	60
ブルガリア	9	9
ベルギー	46	416
チェコ共和国	-	382
ハンガリー	472	335
ロシア	1,128	961
オランダ	4,063	3,554
英国	648	1,008
その他欧州諸国	82	144
米州		
アメリカ合衆国	693	367
カナダ	-	-
メキシコ	359	144
ブラジル	4,687	2,536
チリ	3,473	3,510
ペルー	1,167	1,215
コロンビア	2,103	2,028
アルゼンチン	1,364	1,051
その他南米諸国	14	156
その他		
アフリカ	79	28
アジア	90	288
合計	72,664	68,604

7.b その他の収益および収入 - 1,975百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
事業補助金	40	22	18	81.8%
環境関連証明書補助金	878	536	342	63.8%
資本助成金（電気およびガス事業）	21	19	2	10.5%
その他の払戻	361	241	120	49.8%
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	159	399	(240)	-60.2%
支配の変更に伴う公正価値に基づく再評価による差益	-	99	(99)	-
有形固定資産および無形資産の処分による差益	43	65	(22)	-33.8%
サービス継続によるボーナス	66	51	15	29.4%
その他の収益	407	556	(149)	-26.8%
合計	1,975	1,988	(13)	-0.7%

「環境関連証明書補助金」は、主として省エネルギー証明書に対する補助金の増加351百万ユーロが、グリーン証書の補助金の9百万ユーロの減少により部分的に相殺され、全体では前年比342百万ユーロの増収となった。

「その他の払戻」とは、顧客および供給業者からの払戻金計165百万ユーロ（2016年は184百万ユーロ）ならびに保険金の補償196百万ユーロ（2016年は57百万ユーロ）に関するものである。損害に対する補償からの収益の増加は、主として、当グループがチュカス風力発電所に関連して開始した仲裁について、コストリカ電力公社（ICE）から当グループが受けた100百万ユーロおよびエネル・アメリカス・グループが受けた41百万ユーロによる。

処分益は2017年に159百万ユーロとなり、2016年から240百万ユーロ減少したが、主にチリの会社であるエレクトロガスに対する持分投資の売却益143百万ユーロが含まれている。

2016年には、この総額は主に以下の取引に関連するものであった。

- ＞ ジーエヌエル・クインテロ（グループが持分の20%を保有していた関連会社）の売却益173百万ユーロ。
- ＞ ハイドロ・ドロミティ・エネルの売却益124百万ユーロ。
- ＞ エネル・グリーン・パワー・カンザスが子会社であるシマロンおよびリンダールの売却により認識した売却益35百万ユーロ。
- ＞ 2015年のポルトガルにおける資産売却に関連する価格調整の認識30百万ユーロ。

2017年には、「支配の変更に伴う公正価値に基づく再評価による差益」は発生しなかったが、前年度には総額で99百万ユーロの差益があった。

2016年のこうした差益には、EGPNA REPのガバナンスの変更とその結果としての支配の喪失を受けての、グループの資産および負債の現在価値に対する修正に関する95百万ユーロが含まれていた。

その他の収益は407百万ユーロとなり（2016年は556百万ユーロ）となり、前年から149百万ユーロ減少した。この減少は、主に以下に起因する。

- ＞ 主としてエネル・アメリカスに関連したリース料の減少94百万ユーロ。
- ＞ その他の利得および収益の減少50百万ユーロ。このうち、35百万ユーロはレノバブルズ・デ・グアテマラに関連している。
- ＞ 電力事業に関連するその他の収益の減少34百万ユーロ。このうち、23百万ユーロはエネル・アメリカス・グループに関連し、11百万ユーロはスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外に関連している。

注記8 営業費用

8.a 電力、ガスおよび燃料の購入－36,039百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
電力	20,011	18,514	1,497	8.1%
ガス	12,654	10,514	2,140	20.4%
核燃料	137	165	(28)	-17.0%
その他燃料	3,237	2,846	391	13.7%
合計	36,039	32,039	4,000	12.5%

2017年度の「電力」購入は20,011百万ユーロとなり、2016年度に対して1,497百万ユーロ（8.1%）増加した。これらの費用には、国内および国際市場での相対契約を手段とした購入7,494百万ユーロ（2016年度は6,801百万ユーロ）、電力取引所での相対取引を通じたエネルギー購入6,444百万ユーロ（2016年度は4,418百万ユーロ）、ならびに国内および国際市場で付随的サービスおよびバランス・サービスの範囲内で行われたその他の購入6,073百万ユーロ（2016年度は7,295百万ユーロ）が含まれている。

このことから、費用の増加は主として電力市場における購入の増加による（特に、イタリア、イベリア半島および南アメリカにおける増加で、南アメリカの増加は主として、2017年2月からのエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの連結による）。これらの影響は、主にイタリアにおける購入量の減少と価格の低下ならびにスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による影響に関連した、他の種類の購入の減少1,222百万ユーロによって部分的に相殺された。

「ガス」の購入は、主に第三者から購入したガスの価格の上昇により2,140百万ユーロ増加した。この増加は、価格と数量の両方の面で平均コストが増加したことに加えて、2016年には複数の供給契約についての価格見直しによるコスト削減影響による恩恵が2017年よりも大きかったことによる。

「その他の燃料」の購入は、2017年度には、主として価格上昇基調下で消費が増加したことから、391百万ユーロ増加して3,237百万ユーロとなった。

8.b サービスおよびその他原材料－17,982百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
送電および輸送	9,840	9,448	392	4.1%
保全および修理	1,128	1,169	(41)	-3.5%
電話および郵便	199	190	9	4.7%
通信サービス	127	113	14	12.4%
ITサービス	627	442	185	41.9%
リースおよび賃借料	525	541	(16)	-3.0%
その他サービス	3,656	3,782	(126)	-3.3%
その他原料	1,880	1,708	172	10.1%
合計	17,982	17,393	589	3.4%

2017年度のサービスおよびその他原材料の費用は、2016年に対して589百万ユーロ増加して17,982百万ユーロとなったが、これは主として、イタリアおよび南北アメリカにおいて集中的に増加した送電および輸送の費用の増加392百万ユーロ、主としてイタリアにおけるITサービス費用の増加185百万ユーロ、ならびに主としてエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの連結の結果としての、ブラジルで契約されたインフラストラクチャーおよび送電網工事のための資材および機器の購入の増加により生じた費用増105百万ユーロによる。

これらの影響は、特にスペインにおける発電に関連した送電網へのアクセス料金の減少219百万ユーロ、およびスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外による78百万ユーロ減により、部分的に相殺された。

8.c 人件費－4,504百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
賃金および給与	3,152	3,127	25	0.8%
社会保障料	895	901	(6)	-0.7%
繰延報酬給付	104	105	(1)	-1.0%
その他の退職後給付および長期給付	139	129	10	7.8%
早期退職奨励金	76	228	(152)	-66.7%
その他費用	138	147	(9)	-6.1%
合計	4,504	4,637	(133)	-2.9%

2017年の人件費は、133百万ユーロ減少して4,504百万ユーロとなった。

当グループの従業員は、早期退職奨励金による新規採用者数と退職者数の差分（2,111人減）、および、主に以下の2017年に行われた買収による連結会社の変動（2,931名増）の結果、820人増加した。

- > 1月の北米におけるデマンド・エネルギーの買収
- > 2月のブラジルにおけるエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの買収
- > 6月のイタリアにおけるのエネル・グリーン・パワー・サンニオの買収
- > 8月の北米におけるエナノックの買収
- > 10月の北米におけるイーモーター・ワークスの買収

＞ 11月のポルトガルにおけるエンデサ・コメルシアタイザサシオの連結

「賃金および給与」の増加は、主に2017年の平均従業員数の増加を反映している。

早期退職奨励金は2017年に76百万ユーロとなり、152百万ユーロ減少したが、これは主としてスペインの早期退職制度（「Plan de Salida」）の費用が減少（205百万ユーロ減）したこと起因する。新規に取得したエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスで組織効率を向上させるために類似したメカニズムを導入したが、この影響（45百万ユーロ）は、上記の減少の部分的な相殺にとどまった。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比較および2017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⁾
	2017年	2016年	増減	2017年12月31日 ⁽²⁾
シニア・マネージャー	1,308	1,329	(21)	1,281
ミドル・マネージャー	10,073	10,185	(111)	10,416
事務職	32,558	34,373	(1,815)	32,653
従業員	18,956	19,401	(446)	18,550
合計	62,895	65,288	(2,393)	62,900

(1) 共同支配事業である会社については、人数はエネルの持分比率にあわせている。

8.d 減価償却費、償却費および減損損失—5,861百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
有形固定資産	4,119	4,171	(52)	-1.2%
投資不動産	7	8	(1)	-12%
無形資産	805	711	94	13.2%
減損損失	1,311	1,726	(415)	-24.0%
減損損失の戻入	(381)	(261)	(120)	-46.0%
合計	5,861	6,355	(494)	-7.8%

2017年の減価償却費、償却費および減損損失は、494百万ユーロ減少した。これは主に、2017年に認識された減損損失が前年と比べて減少したことによるものである。2017年に、当グループは技術顧問の支援を受けて、技術的問題によって引き起こされた保守の期間と頻度につき過去のデータを分析し、太陽光および風力発電所の運転実績の評価、および当グループの発電所がさらされている環境および気候の条件を精査するための調査を完了した。この調査の結果、太陽光発電所および風力発電所の一部の構成部分の経済的技術的耐用年数を、過年度に行った見積から延長することが合理的とみなすための十分な証拠を得ることができた。

これに従い、2017年1月1日より、当グループは、上記調査結果に基づき、当グループが営業する一部の法域で存在する可能性があり、かつこれらの資産を経済的技術的耐用年数が終了するまで利用する権利に実質的に影響を及ぼすおそれのある法的制約を十分に考慮した上で、これらの構成部分の耐用年数を見直した。

具体的には、これらの見直しは、風力発電所のタービンおよび発電機ならびにその他の機構的および電氣的機械の耐用年数を30年に延長したことに加えて、太陽光発電所の機構的および電氣的機械の耐用年数を延長したことに関連している。ただし、太陽光発電所の機構的および電氣的機械の耐用年数は、すでに当グループが採用している耐用期間の範囲内にとどまった。

さらに、スペインおよびチリにおける水力発電所について社内で実施された特定の技術調査の結果、当グループは、稼働予定の決定が可能な水力発電所につき特定の構成部分の経済的技術的耐用年数が延長している状況であることを発見した。新たな耐用年数は、当グループがすでに使用している範囲内にとどまっているが、各カテゴリー内でのこれらの耐用年数の平均での延長により、ここでも当年度の減価償却費が減少する結果となった。

これらの減価償却率の変更が当財務諸表に与えた全体的な影響は、128百万ユーロの減価償却費の減少と見積もられる。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
減損損失:				
－有形固定資産	65	280	(215)	-76.8%
－投資不動産	10	6	4	66.7%
－無形資産	7	241	(234)	-97.1%
－のれん	-	31	(31)	-
－売掛金	1,204	973	231	23.7%
－売却目的資産	-	74	(74)	-
－その他の資産	25	121	(96)	-79.3%
減損損失の合計	1,311	1,726	(415)	-24.0%
減損損失の戻入:				
－有形固定資産	(53)	(2)	(51)	-
－投資不動産	-	-	-	-
－無形資産	(9)	(5)	(4)	-80.0%
－売掛金	(310)	(250)	(60)	-24.0%
－売却目的資産	-	-	-	-
－その他の資産	(9)	(4)	(5)	-
減損損失の戻入合計	(381)	(261)	(120)	-46.0%

「減損損失」は前年比415百万ユーロ減少した。

具体的には、2016年度にはチリのネルトゥメ川およびチョシュエンコ川の水資源の使用権の価値に対する調整（273百万ユーロで、このうちの33百万ユーロが有形固定資産に関するものであり、240百万ユーロが無形資産に関するものであった。）に加えて、エネル・グリーン・パワー・ルーマニア（130百万ユーロ）およびヌーボ・エネルギア（合計で92百万ユーロであり、このうち、66百万ユーロが有形固定資産に関するものであり、26百万ユーロがのれんに関するものであった。）のCGUに関する減損損失、ならびにその後2016年11月に売却された子会社であるマルシネルの資産に関する51百万ユーロの減損損失、アップストリームガス探査資産に関する55百万ユーロの減損損失、配電セグメントで事業を行うスペイン子会社が保有する土地に関する減損損失（22百万ユーロ）ならびに主に再生可能エネルギー会社に関連するその他の重要でない項目が含まれていた。

2017年の減損損失には、ドイツの投資先であるエルドヴェルメ・オーバーラント・ゲーエムベーハーの地熱発電資産に係る減損損失（42百万ユーロ）が含まれ、これは探査作業が不成功に終わったことを受けて認識された。売掛金およびその他の資産の減損は1,229百万ユーロとなり、戻入を含めた純額では2017年度に70百万ユーロ増加したが、これは特に経済状況の悪化の結果としてアルゼンチンおよびブラジルで増加したことによるものであり、またイタリアでもいくつかの取引業者のデフォルト・リスクにより増加したことによる。

8.e その他の営業費用 - 2,886百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
システム費用－排出枠	392	557	(165)	-29.6%
省エネルギー証明書費用	776	426	350	82.2%
グリーン証書購入費用	35	(19)	54	-
有形および無形資産の処分による差損	105	266	(161)	-60.5%
税金および関税	1,197	1,060	137	12.9%
その他	381	493	(112)	-22.7%
合計	2,886	2,783	103	3.7%

その他の営業費用の合計額は、103百万ユーロ増加し、2,886百万ユーロとなった。

この増加は主として以下の要因による。

- ＞ 特にイタリアおよびルーマニアにおける、環境規制遵守費用の増加239百万ユーロ。
- ＞ 主にスペインの地熱発電および、核廃棄物に課税する新法第5/2017号の導入を受けたカタロニアの原子力発電に対する税金に関連し、税金および関税が137百万ユーロ増加。これは、2016年度に当グループが、以前に施行されていた当該法律が違憲とみなされたことから撤廃された原子力発電税の影響によって拡大された。
- ＞ アルゼンチンにおいて、電力供給の定められた品質基準に到達できなかったことに対する罰金による費用（44百万ユーロ）、およびブラジルにおけるエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得に伴う連結範囲の変更による影響18百万ユーロによる増加。
- ＞ キャピタルロスの減少161百万ユーロ。これは特に、2016年度の南アメリカにおける、さまざまな開発プロジェクトについて、収益性および社会経済的な影響の分析を受けての水利権の放棄による減損損失を反映している。
- ＞ SAPE紛争に関して、仲裁裁決後に行われ、2016年に配分された紛争引当金の80百万ユーロの取崩し。
- ＞ 2014年、2015年および2016年の社会的補助（「bono social」）の資金負担のために支払った金額につきエンデサへの返金を命じた判決に関連した費用の減少の認識で、その影響額は222百万ユーロ。

8.f 資産計上された費用 - (1,847) 百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
人件費	(780)	(730)	(50)	6.8%
原料	(618)	(544)	(74)	-13.6%
その他	(449)	(395)	(54)	-13.7%
合計	(1,847)	(1,669)	(178)	-10.7%

資産計上された費用は、人件費780百万ユーロ、原料費618百万ユーロおよびサービス費用449百万ユーロから成る（2016年はそれぞれ730百万ユーロ、544百万ユーロおよび395百万ユーロ）。資産計上された費用は、主として再生可能エネルギーおよび配電セクターにおける主要な投資の開発および実施に関連するものである。

注記9 公正価値で測定される商品契約からの純収益／（費用）－578百万ユーロ

2017年度の商品リスク管理からの純収益は578百万ユーロ（2016年度は113百万ユーロの純費用）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収益246百万ユーロ（2016年度は610百万ユーロの純費用）。
- ＞ 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332百万ユーロ（2016年度は477百万ユーロ）。

デリバティブに関する詳細については、注記44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
収益：				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	284	14	270	-
－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	1,288	974	314	32.2%
収益合計	1,572	988	584	59.1%
費用：				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	(38)	(624)	586	-93.9%
－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	(956)	(497)	(459)	-92.4%
費用合計	(994)	(1,121)	127	-11.3%
公正価値で測定される商品契約からの純収益／（費用）	578	(133)	711	-

[前へ](#)
[次へ](#)

注記10 デリバティブから生じた純金融収益／（費用）－(1,155)百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
収益:				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	728	475	253	53.3%
－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	847	1,369	(522)	-38.1%
－公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	36	40	(4)	-10.0%
収益合計	1,611	1,884	(273)	-14.5%
費用:				
－キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	(2,171)	(1,141)	(1,030)	-90.3%
－損益を通じて公正価値で想定されるデリバティブに関する費用	(552)	(1,620)	1,068	-65.9%
－公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	(43)	(60)	17	-28.3%
費用合計	(2,766)	(2,821)	55	-1.9%
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	(1,155)	(937)	(218)	-23.3%

2017年度の金利および為替レートのデリバティブからの純費用は1,155百万ユーロ（2016年度は937百万ユーロ）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1,443百万ユーロ（2016年度は666百万ユーロ）。
- ＞ 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295百万ユーロ（2016年度は251百万ユーロの純費用）。
- ＞ 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する純費用7百万ユーロ（2016年度は20百万ユーロの純費用）。

デリバティブに関する詳細については、注記44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

注記11 その他の純金融収益／（費用）－(1,537)百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
金融資産（流動および非流動）からの受取利息：				
－非流動の証券および売掛金に対する実効金利での受取利息	52	45	7	15.6%
－流動金融資産に対する実効金利での受取利息	132	179	(47)	-26.3%
実効金利での受取利息の合計	184	224	(40)	-17.9%
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	1,852	1,776	76	4.3%
株式投資に関する収益	54	9	45	-
その他の収益	281	280	1	0.4%
金融収益合計	2,371	2,289	82	3.6%

「その他の金融収益」は、前年と比較して82百万ユーロ増加して2,371百万ユーロとなった。その要因は以下のとおりである。

- ＞ 76百万ユーロの為替差益の増加。とりわけ、為替レートの動向がユーロ以外の通貨建ての純金融負債に及ぼした影響が反映されたものである。
- ＞ 主にスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外に関連した、実効税率での受取利息の減少40百万ユーロ。
- ＞ 他の企業への株式投資に関する収益の増加45百万ユーロ。2017年度は54百万ユーロとなったが、これは主にインドネシア企業であるバヤン・リソーシズへの投資の売却益（52百万ユーロ）による。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
金融負債の支払利息（流動および非流動）：				
－銀行借入金の支払利息	357	405	(48)	-11.9%
－社債利息	1,987	2,135	(148)	-6.9%
－その他の借入金の支払利息	95	138	(43)	-31.2%
支払利息合計	2,439	2,678	(239)	-8.9%
為替差損	820	947	(127)	-13.4%
退職給付およびその他従業員給付の増加	72	79	(7)	-8.9%
その他の引当金の増加	190	286	(96)	-33.6%
株式投資に関する費用	-	-	-	-
その他の費用	387	349	38	10.9%
金融費用合計	3,908	4,339	(431)	-9.9%

「その他の金融費用」は、2016年度と比べて合計で431百万ユーロ減少し、3,908百万ユーロとなった。この増減は特に以下の要因によるものである。

- ＞ 主にエネル・エスピーエー（106百万ユーロ）およびエネルシス・アメリカス・グループ（54百万ユーロ）に起因する、社債利息の減少148百万ユーロ。これらの影響は、エネル・ファイナンス・インターナショナルの支払利息の増加（24百万ユーロ）で部分的に相殺された。
- ＞ 特に長期資金調達に関連する（53百万ユーロ）銀行借入金の支払利息の減少48百万ユーロ。
- ＞ 主に中期および長期のタックス・パートナーシップの債務の支払利息（33百万ユーロ）に関連した、その他の借入金の支払利息の減少43百万ユーロ。
- ＞ 為替差損の減少127百万ユーロ。
- ＞ その他の引当金の増減に伴う費用減96百万ユーロは、主に早期退職引当金に係る支払利息の減少58百万ユーロ（主にスペインでの減少47百万ユーロによる）、およびスロベンスケ・エレクトラーネの連結除外を受けての廃炉引当金に関する費用の減少48百万ユーロに関連している。
- ＞ 主に以下によるその他の金融費用の増加38百万ユーロ（2017年度の387百万ユーロに対して2016年度は349百万ユーロ）。
 - － エネル・ファイナンス・インターナショナルにより、当初の資金調達契約で認められていたメークホール・コールオプションに基づく社債の早期償還損の増加（109百万ユーロ）。
 - － 資産計上された利息の減少（75百万ユーロ）。
 - － エネル・ディストリビューセオ・ゴイアスの取得に関連したその他の金融費用の増加（55百万ユーロ）ならびに主としてエネル・ファイナンス・インターナショナル（22百万ユーロ）およびエネル・エスピーエー（18百万ユーロ）に起因するリボルビング信用枠に係る費用の増加（37百万ユーロ）。
 - － 主に、スロヴァク・パワー・ホールディング（EPH）の50%持分の売却の結果として生じた金融債権の公正価値調整による減損損失の減少255百万ユーロ。これは、2016年度にEPHとの契約に含まれる価格決定式の更新を受けて220百万ユーロを費用認識し、その後公正価値の上方調整34百万ユーロを計上した。

注記12 持分法による投資利益／（損失） - 111百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
関連会社の収入分	225	115	110	95.7%
関連会社の損失分	(114)	(269)	155	-57.6%
差引	111	(154)	265	-

持分法による投資利益は、前年度と比較して265百万ユーロ増加した。この増減は主に、スロヴァク・パワー・ホールディング（EPH）の50%持分の価値の調整（246百万ユーロ）によるものであり、この持分は2016年度にEPHとの契約に定義されている価格計算式の更新を受けて219百万ユーロの評価減が行われたのに対して、当年度は当期利益を考慮に入れて27百万ユーロ価値が増額された。

注記13 法人税等 - 1,882百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
当期法人税	1,926	1,695	231	13.6%
過年度の法人税等の調整	(59)	1	(60)	-
当期法人税合計	1,867	1,696	171	10.1%
繰延税金負債	(169)	(312)	143	-45.8%
繰延税金資産	184	609	(425)	-70%
合計	1,882	1,993	(111)	-5.6%

2017年度の法人税等は、1,882百万ユーロとなった（2016年度は1,993百万ユーロ）。

この2017年度の対前年での法人税等の減少111百万ユーロは、主として以下の要因による。

- ＞ イタリアにおいて法人税率が27.5%から24%に引き下げられたことに伴う当期法人税の減少。
- ＞ 米国において2017年12月の税制改正で法人税率が35%から21%に引き下げられたことに伴う、米国企業の繰延税金の修正（173百万ユーロ）。
- ＞ アルゼンチンにおける会社の収益見通しの改善による、同国での繰延税金資産の認識。

こうした法人税等の減少は、2017年度の税引前利益が前年に比べて増加したこと、理論税率と異なる税率が適用される取引（特に2016年度はスロヴァク・パワー・ホールディングの資産価値の調整に加えて、HDEおよびジーエヌエル・クインテロに係る利益、2017年度はエレクトロガスの売却益）の比重が変動したことによって、部分的に相殺された。

繰延税金負債の増減に関する詳細は、注記21を参照のこと。

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	2017年	2016年	
税引前利益	7,211	5,780	
理論上の税額	1,731	1,590	24.0% 27.5%
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	(6)	118	
年度中の一時差異に対する税率の変更の影響	-	44	
アルゼンチンにおける繰延税金資産の認識	(60)	-	
繰延税金に対する税率変更の影響	(182)	55	
イタリア地方法人税	231	208	
その他差異、イタリア外国子会社の税率差異の影響、およびその他の重要な項目	168	(22)	
合計	1,882	1,993	

注記14 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

いずれも、期中平均普通株式数である10,166,679,946株に基づいて計算され、希薄化後1株当たり利益は、発行済ストック・オプションの希薄化効果（両期間ともになし）について調整されたものである。

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
親会社の普通株主に帰属する継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	3,780	2,570	1,210	47.1%
親会社の普通株主に帰属する非継続事業からの当期純利益（百万ユーロ）	-	-	-	-
親会社の普通株主に帰属する当期純利益（百万ユーロ）	3,779	2,570	1,210	47.1%
普通株式数	10,166,679,946	9,975,849,408	190,830,538	1.9%
ストック・オプションの希薄化効果	-	-	-	-
1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.37	0.26	0.11	42.3%
継続事業からの1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	0.37	0.26	0.11	42.3%
非継続事業からの1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益（ユーロ）	-	-	-	-

注記15 有形固定資産 - 74,937百万ユーロ

2017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
取得原価	660	9,224	152,781	414	1,336	1,015	402	7,260	173,092
減価償却および減損の 累計額	-	5,098	89,790	335	1,066	285	253	-	96,827
2016年12月31日現在残 高	660	4,126	62,991	79	270	730	149	7,260	76,265
資本的支出	1	29	1,003	26	46	1	9	5,742	6,857
資産の使用開始	20	485	4,860	21	67	55	22	(5,530)	-
為替換算差額	(23)	(167)	(1,887)	(3)	(20)	(14)	(1)	(559)	(2,674)
連結会社の変動	-	(18)	(222)	-	9	-	-	3	(228)
処分	(3)	(11)	(38)	(2)	(6)	-	(1)	(45)	(106)
減価償却費	-	(148)	(3,782)	(27)	(79)	(46)	(31)	-	(4,113)
減損損失	(1)	(6)	(32)	(1)	-	-	-	(25)	(65)
減損損失の戻入	-	-	53	-	-	-	-	-	53
その他の増減額	(5)	(19)	28	58	12	17	-	67	158
売却目的資産との組替	-	(28)	(632)	-	-	-	-	(550)	(1,210)
増減額合計	(11)	117	(649)	72	29	13	(2)	(897)	(1,328)
取得原価	649	9,425	154,013	491	1,321	1,054	429	6,363	173,745
減価償却および減損の 累計額	-	5,182	91,671	340	1,022	311	282	-	98,808
2017年12月31日現在残 高	649	4,243	62,342	151	299	743	147	6,363	74,937

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8,702百万ユーロ（2016年12月31日現在は9,459百万ユーロ）が含まれており、主に、4,624百万ユーロ（2016年12月31日現在は5,280百万ユーロ）がイベリア半島および南アメリカの発電所に、計3,453百万ユーロ（2016年12月31日現在は3,630百万ユーロ）が南アメリカ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17を参照。

以下は、2017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る。これらの支出の合計額は、対2016年度比で411百万ユーロ減少し、7,226百万ユーロとなった。この減少は、特に風力および太陽光発電所に集中していた。

百万ユーロ	2017年	2016年
発電所：		
－火力	577	694
－水力	450	551
－地熱力	224	265
－原子力	127	115
－代替エネルギー	3,188	3,407
発電所合計	4,566	5,032
配電網設備	2,627	2,558
土地、建物、その他の資産および設備	33	47
合計	7,226	7,637

発電所に対する資本的支出は前年比466百万ユーロ減の4,566百万ユーロとなった。基本的に、2016年度におけるチリおよび南アフリカにおける代替エネルギー発電所の完成および操業開始に関し、投資の減少が反映されている。発電所に係る資本的支出は、風力発電所に関する1,956百万ユーロ、および太陽光発電所に関する1,226百万ユーロが主要なものであった。

配電網設備に係る資本的支出は前年対比69百万ユーロ増の2,627百万ユーロとなり、主に、サービス品質の向上およびイベリア半島における次世代メーターの設置、そしてブラジルにおける配電網に係る取組に関するものであった。

2017年度の連結会社の変動は、主に2017年12月のEGPNAロッキー・ケニー・ウインドの売却を受けての連結除外（305百万ユーロ）に関連するものであり、この影響は、エネル・グリーン・パワー・サンニオ（46百万ユーロ）、エナノック（19百万ユーロ）およびエネル・ディストリブイセオ・ゴイアス（13百万ユーロ）の取得による増加によって部分的に相殺された。

有形固定資産に対する減損損失は、65百万ユーロとなった。詳細な分析については、注記8.dを参照。

2017年12月31日現在、過去に減損損失が計上されたいくつかのCGU（エネル・ロシア、エネル・グリーン・パワー・ヘラスおよびエネル・プロデュツィオーネ）の資産について、減損損失の戻入のためのテストが実施された。

これらのCGUに関して特定された使用価値の堅固さを確認するために、主な価値決定要因（特に、加重平均資本コスト、長期成長率およびEBITDA）について、それぞれの前提がテストで用いられた値の5%まで変化すると仮定し、感応度分析が実行された。この変動の範囲内で、以下が明らかとなった。

＞ エネル・プロデュツィオーネCGUについては、主な価値決定要因について、基本的に損益分岐点水準に一致していた。

＞ エネル・ロシアCGUについては、税引前WACC15.34 %、成長率マイナス0.8%およびEBITDAマイナス7.6%に到達した際に、主な価値決定要因について損益分岐点を達成することが見込まれる。

IFRS第5号に基づく売却目的資産との組替には、エネル・グリーン・パワーが株式資本の80%持分につき売却契約を締結した、メキシコにおける稼働中の3発電所および建設中の5発電所（「キノ・プロジェクト」）の帳簿価額1,169百万ユーロ、ならびにエネル・グリーン・パワー・ヘラスが売却契約を締結したカフィレアス風力発電所に係る41百万ユーロが含まれている。

その他の増減額には、他の項目の中でも特に、資本的支出のための特定の借入コストの資産化の影響167百万ユーロ（2016年度は201百万ユーロ）が含まれる。詳細は下表のとおりである。

百万ユーロ	2017年	%率	2016年	%率	増減	
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー P.H. チュカス・エスピーエー	14	4.8%	21	5.2%	(7)	-33.3%
エネル・グリーン・パワー・ブラジル (BRL)	1	6.1%	7	6.1%	(6)	-85.7%
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	84	6.8%	49	9.5%	35	71.4%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ	10	1.3%	11	1.6%	(1)	-9.1%
エネル・グリーン・南アフリカ	12	4.6%	12	5.0%	-	-
エネル・グリーン・パワー・チリ	7	7.8%	17	5.9%	(10)	-58.8%
エネル・アメリカス・グループ	13	4.3%	29	4.1%	(16)	-55.2%
エネル・チリ・グループ	7	9.0%	28	18.1%	(21)	-75.0%
エンデサ・グループ	6	7.1%	4	9.0%	2	50.0%
エネル・プロデュツィオーネ	8	2.1%	8	2.6%	-	-
エネル・トレード	5	4.8%	13	4.8%	(8)	-61.5%
	-	-	2	0.4%	(2)	-
合計	167		201 ⁽¹⁾		(34)	-16.9%

(1) 当期におけるスロベンスケ・エレクトラーネが売却目的に組み替えられたことに伴う41百万ユーロは、この数値に含まれていない。

2017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551百万ユーロとなった。

注記16 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							2017年 12月31日付 の金融資産 のうち認識 された金額	2017年 12月31日付 の無形資産 のうち認識 された金額
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			
エネル・ディス トリブション・ リオ	ブラジル 政府	配電	ブラジル	1997-2026	9年	可	721	913
エネル・ディス トリブション・ セアラ	ブラジル 政府	配電	ブラジル	1998-2028	10年	可	348	771
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	28年	不可	7	-
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	28年	不可	34	-
エネル・ディス トリブイセオ・ ゴイアス	ブラジル 政府	配電	ブラジル	2015-2045	28年	不可	25	531
エネル・グリー ン・パワー・グ ヴォルタ・グラ ンジ	ブラジル 政府	発電	ブラジル	2017-2047	30年	不可	357	-
合計							1,492	2,215

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45「公正価値で測定された資産」を参照。

注記17 リース

当グループは、借手の立場でファイナンス・リース契約を締結している。これらの契約には、当グループがスペイン、ペルー、イタリアおよびギリシャで使用している資産が含まれる。スペイン国内の資産は、IFRIC第4号に基づく契約にリースが含まれているファイナンス・リースとして識別される。これは、複合サイクル発電設備を対象とした25年間のトーリング契約（残存期間は18年間）に関するものであり、当該契約に基づき、エンデサが発電能力を利用する権利を有する一方、トラーであるエレクトガスは9.62%の使用料と引き換えにガスを電力に変換することを約束している。

ペルー国内のリースは、ベンタニージャ複合サイクル発電設備の資金調達に関連する契約（期間は8年間、利息は年利でLibor+1.75%）のほか、サンタ・ロサ発電所の新たなオープン・サイクル・システム建設のための資金調達契約（期間は9年間、年利はLibor+1.75%）に関するものである。

その他のリース契約は、当グループがイタリアで使用している風力発電所に関するものである（2030-2031年に失効し、割引率は4.95%～5.5%である。）。

ファイナンス・リースとして保有する資産の帳簿価額は、下表に示すとおりである。

百万ユーロ				
	2017年	2016年	増減	
有形固定資産	743	730	13	1.8%
無形資産	-	-	-	-
合計	743	730	13	1.8%

将来の支払最低リース料総額の合計と現在価値との間の調整の満期別内訳を以下に示す。

百万ユーロ				
	将来の 支払最低リー ス料総額	将来の 支払最低リー ス料総額の 現在価値	将来の 支払最低リー ス料総額	将来の 支払最低リー ス料総額の 現在価値
	2017年12月31日		2016年12月31日	
期間				
1年以内	88	58	108	75
1年以上5年未満	326	210	338	217
5年超	573	426	625	453
合計	987	694	1,071	745
金融費用	(293)		(326)	
最低リース料総額の現在価値	694		745	

当グループは借手として、工業用途の特定の資産の使用に対するオペレーティング・リース契約も締結している。
 関連するリース料は、「サービスおよびその他原材料」の下で費用計上される。

オペレーティング・リースの費用の内訳は、支払最低リース料総額、条件付賃料およびサブリースの支払であり、
 下表に示すとおりである。

百万ユーロ	
	2017年
支払最低リース料総額	958
条件付賃料	-
サブリースの支払	-
合計	958

当該リース契約に基づいて当グループが支払うべき将来の支払最低リース料総額について、期間別内訳は下記のと
 おりである。

百万ユーロ	
	2017年
期間	
1年以内	163
1年超5年以内	539
5年超	256
合計	958

注記18 投資不動産 - 77百万ユーロ

2017年12月31日現在の投資不動産は77百万ユーロとなり、基本的に前年と同水準であった。

百万ユーロ	
	2017年
取得原価	167
減価償却および減損の累計額	43
2016年12月31日現在残高	124
資産の使用開始	-
為替換算差額	(1)
連結会社の変動	(39)
減価償却費	(7)
減損損失	(10)
その他の増減額	10
増減額合計	(47)
取得原価	121
減価償却および減損の累計額	44
2017年12月31日現在残高	77

当グループの投資不動産は、イタリア、スペインおよびチリにおける不動産で構成されており、投資不動産の実現可能性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。

当年度中の変動は、主としてスペイン企業であるヌエヴァ・マリーナの売却に起因する。

投資不動産の評価に関する詳細については、注記45「公正価値で測定された資産」および注記45.1「その他の資産の公正価値」の記載を参照。

注記19 無形資産 - 16,724百万ユーロ

2017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	開発中の 資産および 前渡金	合計
取得原価	19	3,213	13,910	3,946	1,632	711	23,431
償却および減損の累計額	19	2,586	1,647	1,991	1,259	-	7,502
2016年12月31日現在残高	-	627	12,263	1,955	373	711	15,929
投資	3	103	10	731	23	403	1,273
資産の使用開始	7	61	10	-	119	(197)	-
為替換算差額	(1)	(6)	(726)	(371)	(32)	(13)	(1,149)
連結会社の変動	-	(1)	1,234	572	220	-	2,025
処分	(9)	2	-	(6)	(8)	(1)	(22)
償却費	(4)	(193)	(200)	(235)	(187)	-	(819)
減損損失	(1)	(1)	-	-	-	(5)	(7)
減損損失の戻入	-	-	9	-	-	-	9
その他の増減額	14	(284)	(24)	(432)	333	(32)	(425)
売却目的資産との組替	-	-	(38)	-	-	(52)	(90)
増減額合計	9	(319)	275	259	468	103	795
取得原価	31	2,148	14,171	4,840	3,060	814	25,064
償却および減損の累計額	22	1,840	1,633	2,626	2,219	-	8,340
2017年12月31日現在残高	9	308	12,538	2,214	841	814	16,724

「産業的特許および知的財産権」は、主にソフトウェアおよび無期限のソフトウェア・ライセンスを購入するために発生した費用に関連している。最も重要なアプリケーションは、請求処理や顧客管理、インターネットポータルの開発および社内システムの管理に関連している。償却費は、資産の残存耐用年数（平均して3から5年の間）にわたって定額法で算定されている。

「事業権、ライセンス、商標および類似の権利」には、海外の電力供給会社およびガス販売会社が顧客獲得のために負担した費用が含まれる。償却費は、獲得した顧客との関係または事業権の平均期間にわたって定額法で算定される。

下表は、2017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	2017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	-	1,514	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	-	1,641	1,667
エネル・ディストリブシ オン・ペルー（旧エンブ 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	-	612	548
エネル・ディストリ ビューティ・ムンテナ	ルーマニア 経済省	配電	ルーマニア	2005-2054	36年	可	142	191

当該項目には、耐用年数を確定できない資産が9,445百万ユーロ含まれる（2016年12月31日現在は9,776百万ユーロ）。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1,514百万ユーロ、チリで1,641百万ユーロおよびペルーで612百万ユーロであり、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24を参照。

2017年の連結会社の変動は、主としてブラジルにおけるエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得による1,806百万ユーロならびに北米におけるエネル・エックス・グループ（エナノック168百万ユーロ、イーモーター・ワークス49百万ユーロおよびデマンド・エナジー・ネットワークス30百万ユーロ）に関連している。これらの影響は、EGPNA ロッキー・ケニー・ウインドの売却（28百万ユーロ）によって部分的に相殺された。

2017年の「減損損失」は7百万ユーロとなった。詳細については、注記8.dを参照。

IFRS第5号に基づく「売却目的資産との組替」には、ギリシャのカフィレアス風力発電所に関連した無形資産52百万ユーロおよび「キノ・プロジェクト」のメキシコの発電所38百万ユーロが含まれている。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記20 のれん - 13,746百万ユーロ

のれんは13,746百万ユーロとなり、前年度末から190百万ユーロ増加した。

百万ユーロ	2016年12月31日			連結範 囲の変 動	為替換 算差額	減損 損失	CGUの 組替	売却目 的資産 との組 替	その他 の増減 額	2017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 ⁽¹⁾	11,156	(2,392)	8,764	-	-	-	-	-	-	11,156	(2,392)	8,764
南アメリカ ⁽²⁾	3,645	-	3,645	10	(45)	-	(3,615)	-	5	-	-	-
チリ	-	-	-	-	-	-	1,209	-	-	1,209	-	1,209
アルゼンチン	-	-	-	-	-	-	276	-	-	276	-	276
ペルー	-	-	-	-	-	-	561	-	-	561	-	561
コロンビア	-	-	-	-	-	-	530	-	-	530	-	530
ブラジル	-	-	-	-	-	-	945	-	-	945	-	945
中米	-	-	-	-	-	-	94	(38)	-	56	-	56
エネル・グリーン・パ ワー・ノース・アメリ カ	132	(11)	121	-	(15)	-	-	-	(11)	106	(11)	95
北米－エネル・エッ クス	-	-	-	302	(10)	-	-	-	8	292	-	292
イタリア市場 ⁽³⁾	579	-	579	-	-	-	-	-	-	579	-	579
エネル・グリーン・ パワー	23	-	23	-	-	-	-	-	-	23	-	23
ルーマニア ⁽⁴⁾	437	(13)	424	-	(11)	-	-	-	-	426	(13)	413
タインマス・エナ ジー	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3	-	3
合計	15,972	(2,416)	13,556	315	(81)	-	-	(38)	(6)	16,162	(2,416)	13,746

(1) エンデサおよびエネル・グリーン・パワー・エスパーニャを含む。

(2) 南アメリカおよびエネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカを含む。

(3) エネル・エネルギアを含む。

(4) エネル・ディストリビューティ・ムンテニア、エネル・エネルギア・ムンテニアおよびエネル・グリーン・パワー・ルーマニアを含む。

[前へ](#)

[次へ](#)

連結会社の変動は、主として北米におけるエネル・エックス事業（エナノック196百万ユーロ、イーモーター・ワークス93百万ユーロおよびデマンド・エナジー・ネットワークス13百万ユーロ）に関連するものである。

IFRS第5号に基づく売却目的資産との組替は38百万ユーロである。これは、当期において売却目的資産としての分類要件を満たすと判断された、メキシコの「キノ」風力発電所に配分された、中米CGUに関連するのれんである。基本的に、資金生成単位（CGU）の識別には、経営者の事業戦略および営業上の視点に沿った特定の事業の特性、エネルが営業している市場の営業上の規則および規制、会社組織、ならびに経営者によって監視される報告の単位である。

2017年度に、当社はCGUの再評価を実施し、その結果として、IAS第36号パラグラフ87の規定に基づいて、以前に割り当てられたのれんの再配分を行った。当グループの、特にイタリア国外で遂行する事業に関連して、組織再編成を考慮に入れるために、分析が必要となった。具体的には、様々な国での再生可能エネルギー・セクターとこれまでのセクターの統合および近年の当グループの組織再編成に加えて、以下の変化を加味することで、この再配分の基準を理解することができる。

- ＞ イタリアに関しては、以下の理由により法人別の分割を実施。i) 従前の独占企業（エネル・エスピーエー）につき、法律上および規制上の措置に対応するため数年にわたる企業分割を行ったこと、ii) 単一CGUとしての認識が認められないほどに当グループのイタリアにおける事業に重要性があること。
- ＞ イタリア国外については、以下の理由により国別分割を実施。i) 当グループの段階的な国際化のプロセスの一環としての、2005年以降の企業買収またはその他の企業結合を行ったこと、ii) 所与の地理的地域内で、カントリ・マネージャーの責任下および導入された組織モデルの中で、現在の国別モデルを考慮し、各種の事業間でのキャッシュ・フローにおける相互依存性を高めるよう努めていること。

したがって、前年度と比較して、

- ＞ スペインにおいては、エンデサCGUとEGPエスパーニャCGUが統合された。
- ＞ ルーマニアにおいては、ルーマニアCGUとEGPルーマニアCGUが統合された。
- ＞ 南アメリカでは、持株構造に基づいた従来のCGU、すなわち、「南アメリカ（旧エンデサ）」および「EGPラテン・アメリカ」が、地域別に再配分された。この再配分は、関連する公正価値に基づいて実施された。当グループはまた、のれんの再配分に先立って減損テストを実施したが、減損の証拠は発見されなかった。

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、2017年11月20日に親会社の取締役会が承認した5年間の事業計画（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CGUに特有の特性と事業サイクルによって異なる。かかる相違は通常、発電所の建設および稼働ならびにその他業務に要する平均時間の差に伴うもので、CGUを構成する特定の事業（伝統的な火力発電所、原子力発電所、再生可能エネルギー、配電等）の投資を特徴づけるものである。
- ＞ 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、（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名目成長率を用いて、ターミナルバリューが算定された。上記のように計算された使用価値は、財政状態計算書で認識された金額よりも大きいことが確認された。

CGUの使用価値の妥当性を検討するために、当該評価額に重大な影響を持つ主な決定要因、特に加重平均資本コスト、長期的成長率およびマージンに対する感応度分析が行われ、その結果、当該評価額は十分な裏付けがなされた。

[前へ](#) [次へ](#)

以下の表は、会社が属する資金生成単位（CGU）ごとに、主要なのれんの価額の構成を、適用された割引率および予想キャッシュ・フローが割り引かれた期間とともに報告している。

百万ユーロ	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 リュウ ⁽³⁾	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 リュウ ⁽³⁾
	2017年 12月31日					2016年 12月31日				
イベリア半島 ⁽⁴⁾	8,764	1.65%	6.87%	5年	一定成長／19年	8,607	1.40%	7.78%	5年	一定成長
エネル・グリーン・パワー・ エスパーニャ	-	-	-	-	-	157	1.60%	7.99%	5年	13年
エンデサー南アメリカ ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	3,285	2.71%	8.83%	5年	一定成長
チリ	1,209	2.94%	7.43%	5年	一定成長／23年	-	-	-	-	-
アルゼンチン	276	8.58%	18.67%	5年	一定成長／29年	-	-	-	-	-
ペルー	561	3.38%	6.90%	5年	一定成長／27年	-	-	-	-	-
コロンビア	530	2.92%	9.31%	5年	一定成長金／29年	-	-	-	-	-
ブラジル	945	3.99%	10.01%	5年	一定成長／26年	-	-	-	-	-
中米	56	1.42%	8.24%	5年	26年	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ ラテン・アメリカ ⁽⁶⁾	-	-	-	-	-	360	3.27%	8.72%	5年	21年
北米	95	2.31%	6.44%	5年	25年	121	2.20%	6.03%	5年	21年
北米－エネル・エックス	292	2.31%	10.35%	5年	15年	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア ⁽⁷⁾	-	-	-	-	-	579	0.23%	12.16%	5年	15年
イタリア市場	579	0.73%	10.83%	5年	15年	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー	23	1.89%	7.28%	5年	一定成長／22年	23	1.50%	8.49%	5年	一定成長／16年
ルーマニア ⁽⁸⁾	413	2.40%	6.66%	5年	一定成長／19年	424	2.00%	7.24%	5年	一定成長
タイムマス・エナジー	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- (1) 明示的予測期間後のキャッシュ・フローの英雄成長率。
(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) ターミナルバリュウは、一定成長するかなしとして表に記載された期間にわたる右肩上がりの利回り曲線による基づいて見積もられた。
(4) エンデサおよびエネル・グリーン・パワー・エスパーニャを含む。
(5) チリ、アルゼンチン、ペルー、コロンビアおよびブラジルの各CGUに配分されたのれん。
(6) チリ、アルゼンチン、ペルー、コロンビア、ブラジルおよび中米の各CGUに配分されたのれん。
(7) イタリア市場CGUに配分されたのれん。
(8) エネル・ディストリビューティ・ムンテニア、エネル・エネルギア・ムンテニアおよびエネル・グリーン・パワー・ルーマニアを含む。

[前へ](#) [次へ](#)

2017年12月31日現在、のれんが配分されたCGUの減損テストでは、減損の証拠は発見されなかったが、2016年度には、ヌーボ・エネルギアCGUで26百万ユーロの減損損失、およびエネル・グリーン・パワー・ブルガリアCGUで5百万ユーロの減損損失が発見された。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記21 繰延税金資産および負債 - 6,354百万ユーロおよび8,348百万ユーロ

一時差異の種類別分類につき、該当する規定の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は、以下のとおりである。また下の表は、許容される範囲で、繰延税金負債と相殺できる繰延税金資産の金額も示している。

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	その他の 増減額	為替換算差 額	売却目的資 産への組替	
	2016年12月 31日								2017年12月 31日
繰延税金資産：									
－無形資産および有形固定 資産の評価の差異	1,796	(157)	-	-	-	-	(22)	-	1,617
－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	1,521	(56)	-	-	-	-	(26)	-	1,439
－税務上の繰越欠損金	81	95	-	-	-	-	(9)	-	167
－金融商品の測定	722	6	(36)	-	-	-	(2)	-	690
－従業員給付	637	1	(23)	-	-	-	(11)	-	604
－その他の項目	1,908	57	(2)	7	-	-	(35)	(98)	1,837
合計	6,665	(54)	(61)	7	-	(105)	(98)	6,354	
繰延税金負債：									
－非流動資産および金融資 産に係る差異	6,451	(212)	-	223	-	-	(335)	(76)	6,051
－金融商品の測定	385	(4)	(143)	-	-	-	(1)	-	237
－その他の項目	1,932	192	3	33	-	-	(58)	(42)	2,060
合計	8,768	(24)	(140)	256	-	(394)	(118)	8,348	
相殺不能な繰延税金資産									3,455
相殺不能な繰延税金負債									3,297
相殺考慮後の純繰延税金負 債									2,152

[前へ](#) [次へ](#)

繰延税金資産は、回収可能性について合理的な確実性が存在する場合に認識されるが、2017年12月31日現在のその合計額は、6,354百万ユーロであった（2016年12月31日現在は6,665百万ユーロ）。

繰延税金資産は、当年度中に主として、特にデリバティブ商品およびリスクに対する引当てに関して会計上認識しなかった損益項目に関連した税効果、当年度中の戻入れ、ならびにメキシコ子会社の売却目的資産への組替によって、311百万ユーロ減少した。

アルゼンチン子会社の収益見通しの改善に照らして、アルゼンチンにおける過年度の損失について繰延税金資産が増加したが、上記の減少を部分的に相殺するのにとどまった。

また、過去の税務上の欠損金1,185百万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、当該繰延税金資産の回収可能性が不確実だからである。

2017年12月31日現在の繰延税金負債は8,348百万ユーロであった（2016年12月31日現在では8,768百万ユーロ）。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、特に米国で税法改正の一環としての法人税率の35%から21%への引下げの影響（173百万ユーロ）に加えて、メキシコ子会社に関連した繰延税金負債の売却目的繰延税金資産への組替え（118百万ユーロ）ならびに為替換算差額の影響により、合計で420百万ユーロ減少した。

これらの減少は、新規に取得したエナノック、エネル・ディストリビューセオ・ゴイアス、イーモーター・ワークスおよびデマンド・エナジーの取得原価配分（合計251百万ユーロ）を受けて計上された繰延税金負債によって部分的に相殺された。

[前へ](#) [次へ](#)

注記22 持分法適用投資 - 1,598百万ユーロ

持分法を用いて計上された共同支配の取決め、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		保有割 合	損益へ の影響	連結範 囲の変 更	配当金	売却目 的資産 との組 替	その他 の増減 額		保有割 合
	2016年 12月31 日							2017年 12月31 日	
共同支配の取決め									
EGPNA リニューアブル・エナジー・パートナーズ	402	50.0%	64	3	-	-	(65)	404	50.0%
ロッキー・ケニー・ホールディング	-	-	-	39	-	-	-	39	20.0%
オーベン・ファイバー	355	50.0%	(13)	-	-	-	1	343	50.0%
スロヴァク・パワー・ホールディング	156	50.0%	27	-	-	-	7	190	50.0%
エネルF2iソラレ・イタリア (旧アルター)	164	50.0%	(1)	-	-	-	-	163	50.0%
テホ・エネルギア・プロドゥサオ・エ・ディストリブサオ・ デ・エネルギア・エレクトリカ	71	43.8%	10	-	(9)	-	1	73	43.8%
ラス・エネルゴソビト	71	49.5%	41	-	(70)	-	(6)	36	49.5%
エネルギー・エレクトリック・デ・タハダルト	31	32.0%	7	-	(6)	-	(2)	30	32.0%
ドリフト・サンド・ウィンド・プロジェクト	20	35.0%	10	8	-	-	(6)	32	50.0%
エレクトロガス	17	42.5%	-	(17)	-	-	-	-	-
トランスミソラ・エレクトリカ・デ・キリョータ	12	50.0%	1	-	-	-	(1)	12	50.0%
セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン	9	51.0%	(6)	-	-	-	3	6	51.0%
パワークロップ	2	50.0%	(4)	-	-	-	14	12	50.0%
エネル・グリーン・パワー・バンガラ	-	-	(2)	-	-	-	15	13	50.0%
関連会社									
エリカ2	45	30.0%	-	-	-	-	4	49	30.0%
セシ	42	42.7%	5	-	(1)	-	-	46	42.7%
テクナトム	34	45.0%	(4)	-	-	-	(1)	29	45.0%
スミニストラドラ・エレクトリカ・デ・カディズ	17	33.5%	1	-	(5)	-	-	13	33.5%
コンパーニャ・エオリカ・ティエラス・アトラス	13	35.6%	1	-	(2)	-	-	12	35.6%
その他	97		(26)	(2)	(10)	(6)	43	96	
合計	1,558		111	31	(103)	(6)	7	1,598	

[前へ](#)

[次へ](#)

損益への影響には、エネル・グループが保有する持分に比例した会社が認識した損益含まれる。

連結範囲の変更は、主に以下を反映している。

- ＞ EGPNA ロッキー・ケニーの80%持分を売却して連結除外となった後の、残りの20%持分。
- ＞ チリ企業であるエレクトロガスの42.5%持分の売却。

また、ラス・エネルゴソビトおよびパワークロップに対する投資への持分法の適用は、それぞれ27百万ユーロおよび9百万ユーロの、内在するのれんを含むものであることにも留意すべきである。

持分法を適用して測定される持分投資について、減損の証拠は発見されなかった。

[前へ](#) [次へ](#)

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、当グループの共同支配の取決めおよび関連会社毎につき、財務情報の概要を示している。

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	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
共同支配の取決め														
セントラレス・ハイドロ エレクトリカス・デ・ア イセン	11	22	-	1	11	23	-	-	-	5	-	5	11	18
オーペン・ファイバー	699	769	-	240	699	1,009	-	-	-	299	-	299	699	710
エネルF2iソラレ・イタ リア (旧アルター)	77	279	163	70	240	349	-	139	-	4	-	143	240	206
ラス・エネルゴソビト	4	6	138	213	142	219	-	-	127	129	127	129	15	90
テホ・エネルギア・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	250	277	149	134	399	411	129	163	102	84	231	247	168	164
エネルジー・エレクト リック・デ・タハダルト	93	111	27	32	120	143	10	9	16	36	26	45	94	98
パワーグループ	37	40	89	41	126	81	-	1	111	61	111	62	15	19
関連会社														
テクナトム	74	77	59	58	133	135	25	31	43	26	68	57	65	78
スミニストラドラ・エレ クトリカ・デ・カディズ コンパーニャ・エオリ カ・ティエラス・アトラ ス	71	74	24	18	95	92	23	23	34	17	57	40	38	52
	29	35	6	2	35	37	2	1	1	2	3	3	32	34

[前へ](#)

[次へ](#)

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	
	2017年12月	2016年12月	2017年12月	2016年12月	2017年12月	2016年12月
	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在	31日現在
共同支配の取決め						
セントラレス・ハイドロエレクトリカ ス・デ・アイセン	-	-	(11)	(6)	(11)	(6)
オーペン・ファイバー	-	15	(11)	(11)	(11)	(9)
エネルF2iソラレ・イタリア（旧アル ター）	7	26	7	5	7	5
ラス・エネルゴソビト	2,515	1,991	106	86	85	69
テホ・エネルギア・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	267	207	34	31	23	22
エネルジー・エレクトリック・デ・タ ハダルト	56	56	30	28	21	19
パワークロップ	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)
関連会社：						
テクナトム	57	88	(9)	1	(9)	1
スミニストラドラ・エレクトリカ・ デ・カディズ	5	15	3	8	3	8
コンパーニャ・エオリカ・ティエラ ス・アトラス	11	8	2	(2)	1	(1)

注記23 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2017年	2016年	2017年	2016年
	12月31日現在	12月31日現在	12月31日現在	12月31日現在
デリバティブ金融資産	702	1,609	2,309	3,945
デリバティブ金融負債	2,998	2,532	2,260	3,322

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44を参照。

注記24 その他の非流動金融資産 - 4,002百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
	12月31日現在	12月31日現在		
公正価値で測定された他社への株式投資	6	149	(143)	-96.0%
他社への株式投資	52	47	5	10.6%
純金融負債に含まれる債権および有価証券 （注記24.1を参照）	2,444	2,621	(177)	-6.8%
サービス委譲契約	1,476	1,022	454	44.4%
長期前払金融費用	24	53	(29)	-54.7%
合計	4,002	3,892	110	2.8%

非流動金融資産合計は、2017年度に前年比110百万ユーロ増加した。この増加に、特に注記24.1で説明されている、純金融負債に含まれる債権の増加、および主としてエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの連結に関連するサービス委譲契約の増加が反映されている。

他社への株式投資には、市場価値を信頼性をもって測定できない投資を含む。したがって、これらの投資を売却する予定がない場合は、取得原価で測定され、減損に関する調整が行われる。

公正価値および取得原価で測定された他社への株式投資の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	保有割合		保有割合		増減
	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在		
バヤン・リソーシズ	-	10.0%	139	10.0%	(139)
エシュロン	1	7.1%	1	7.1%	-
ガルシ	17	17.6%	17	17.6%	-
その他	40		39		1
合計	58		196		(138)

前年比での増減は、炭鉱産業に関連する事業を行っており、インドネシア市場に上場しているインドネシアの会社であるバヤン・リソーシズ株式の売却を基本的に反映している。

サービス委譲契約は、委譲契約に関連する公共サービス社会基盤の建設および／または改修について免許を付与する当局に支払った金額に関連するものであり、IFRIC第12号に基づき認識されている。

24.1 純金融負債に含まれるその他の非流動金融資産

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	増減	
満期保有目的有価証券	-	-	-	-
ファンドまたはポートフォリオ運用商品を対象とし損益を通じて公正価値で測定される金融投資	-	-	-	-
売却可能有価証券	382	440	(58)	-13.2%
スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権	3	15	(12)	-80.0%
その他の金融債権	2,059	2,166	(107)	-4.9%
合計	2,444	2,621	(177)	-6.8%

満期保有目的有価証券、売却可能有価証券およびファンドまたはポートフォリオ運用商品への金融投資は、オランダの保険会社とその手元流動性の一部を投資する目的で保有する金融商品である。

その他の金融債権は2017年度に前年比107百万ユーロ減少した。この増減は主に以下の要因を反映している。

- ＞ 「新規参入」発電所に係るCO₂排出枠に係る債権の78百万ユーロの減少
- ＞ 電気機械メーターの早期交換に関連して発生した費用の補償についてエネルギー・環境サービス基金（旧電力平衡基金）との関係で有する、2017年12月31日現在の残高が296百万ユーロ（2016年12月31日現在では340百万ユーロ）の債権のうち、44百万ユーロの短期への組替
- ＞ 電力労働者年金基金の終了に伴って発生した費用について、イタリア電力・ガス・水道規制局の決定第157/2012号により定められた払戻金に係る債権に関連する、2017年12月31日現在合計225百万ユーロ（2016年12月31日現在では280百万ユーロ）の債権のうち、55百万ユーロの短期への組替

これらの減少は、以下の増加によって部分的に相殺された。

- ＞ ジョイント・ベンチャーによる新風力発電所の開発のための資金調達に関連する、EGPNA REPウィンド・ホールディングスに対する金融債権の24百万ユーロの増加
- ＞ スロヴァク・パワー・ホールディングの50%持分の売却により生じた債権に関連する34百万ユーロの増加。この債権は公正価値で測定されている。当該公正価値は、EPHとの契約に含まれる価格設定式に基づいて決定されており、多数のパラメーター（スロベンスケ・エレクトラーネの正味財政状態の展開、スロバキア市場でのエネルギー価格の推移、契約で定められたベンチマークに基づくスロベンスケ・エレクトラーネの運転効率性の水準、ならびに、モホフツェ原子力発電所の3号機および4号機の企業価値を含む。）を考慮している。

注記25 その他の非流動資産 - 1,064百万ユーロ

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016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 売掛金	200	106	94	88.7%
その他の債権	864	600	264	44.0%
合計	1,064	706	358	50.7%

機関マーケット・オペレーターに対する売掛金は、2017年12月31日現在で200百万ユーロとなり、主として、収益で記述したように、スペイン市場で特定の平衡のための支払の受取りを認識したことにより増加した。

2017年12月31日現在のその他の債権は、主に、261百万ユーロの未収税金（2016年12月31日現在は301百万ユーロ）、189百万ユーロの保証金（2016年12月31日現在は157百万ユーロ）、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61百万ユーロ（2016年12月31日現在は51百万ユーロ）であった。

当年度中の増減はエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの連結を反映しており、特に、ブラジル電力の民営化プロセスより前の業務から係争が発生した場合の、ブラジル企業に補償するためにゴイアス州が創設したエネル・ディストリブイセオ・ゴイアス拠出基金（Fundo de Aporte a Enel Distribuição Goiás（FUNAC））からの同社の債権（266百万ユーロ）を反映している。

注記26 棚卸資産 - 2,722百万ユーロ

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	増減	
原材料、消耗品および貯蔵品：				
－燃料	1,215	1,119	96	8.6%
－原料、工具およびその他の棚卸資産	1,136	812	324	39.9%
合計	2,351	1,931	420	21.8%
環境関連証明書：				
－CO2排出枠	287	412	(125)	-30.3%
－グリーン証書	14	7	7	-
－ホワイト証書	1	-	1	-
合計	302	419	(117)	-27.9%
売却可能建物	62	65	(3)	-4.6%
還付残高	7	149	(142)	-95.3%
合計	2,722	2,564	158	6.2%

原材料、消耗品および貯蔵品は、2017年12月31日現在で2,351百万ユーロ（2016年は1,931百万ユーロ）であり、発電会社および取引活動の需要を賄うための燃料在庫、ならびに発電所および配電網の操業、保守および建設に必要な原料および工具から構成されている。

当年度の棚卸資産の全体としての増加（158百万ユーロ）は、主に、オープン・メーター計画の実行における第2世代メーターの購入、ならびに保守および運転に使用される低電圧／中電圧の資材の購入によるものであった。

一方、CO₂排出権は減少した。

還付残高の減少は、そのほぼすべてが2016年度のエネル・トレードがテイク・オア・ペイ方式で購入したガスに関連しており、2017年度中にこの残高は全額が使用済となった。

売却可能建物は、当グループの不動産ポートフォリオから残存しているユニットに関係しており、主に民間の建物である。

注記27 売掛金 - 14,529百万ユーロ

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	増減	
顧客：				
－電力の販売および輸送	11,123	10,488	635	6.1%
－天然ガスの配給および販売	2,029	1,645	384	23.3%
－その他の活動	1,234	1,258	(24)	-1.9%
顧客債権の合計	14,386	13,391	995	7.4%
関連会社および共同支配の取決めへの売上債権	143	115	28	24.3%
合計	14,529	13,506	1,023	7.6%

顧客への売掛金は貸倒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、当年度の期首残高が2,028百万ユーロ、期末は2,402百万ユーロであった。具体的には、当期中の増加は主に、イタリアにおいてトレーダーおよび顧客に対する売掛金が増加したこと、ならびに、南アメリカにおいて、販売および輸送量の増加、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの連結および特にアルゼンチンにおいて料金引き上げにより売掛金が増加したことによる。

売掛金に関する詳細については、注記41の「金融商品」を参照。

注記28 その他の流動金融資産 - 4,614百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
	12月31日現在	12月31日現在		
純負債に含まれる流動金融資産	4,458	2,924	1,534	52.5%
その他	156	129	27	20.9%
合計	4,614	3,053	1,561	51.1%

28.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 - 4,458百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減	
	12月31日現在	12月31日現在		
長期金融債権1年以内回収分	1,094	767	327	42.6%
ファクタリング未収金	42	128	(86)	-67.2%
FVTPLで測定された有価証券	-	1	(1)	-
満期保有目的有価証券	-	-	-	-
売却可能有価証券	69	35	34	97.1%
金融債権および現金担保	2,664	1,082	1,582	-
その他	589	911	(322)	-35.3%
合計	4,458	2,924	1,534	52.5%

純金融負債に含まれるその他の流動金融資産は、合計4,458百万ユーロであった（2016年12月31日現在は2,924百万ユーロ）。この増減は、主にエネル・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が、金利および為替レートに関連した店頭デリバティブ契約について、契約先に支払った現金担保の増加に従って認識した金融債権の増加に関連している。

長期金融債権1年以内回収分は327百万ユーロ増加したが、これは主として、スペインの電力システムに関連して料金の不足を補填する金融債権が269百万ユーロ増加したことによる。具体的には、2017年度末において、半島外収支における欠損の増加304百万ユーロ（2016年度は296百万ユーロの債権ポジション）が、半島内収支における欠損の減少35百万ユーロにより部分的に相殺されるにとどまった。

この増加は、スペインにおける料金の不足が電力システム事業者によって各種の定期的な（毎月）清算を通じて回収される方法の相違を反映している。

残りの項目である「その他」では、2016年におけるシマロン・ベンド・アンド・リンダールの売却に関連した課税対象の利益についてEGPNAが認識した金融債権が回収された結果、322百万ユーロ減少した。

注記29 その他の流動資産 - 2,695百万ユーロ

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016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売掛金	853	1,025	(172)	-16.8%
仕入先への前渡金	217	188	29	15.4%
従業員に対する債権	20	37	(17)	-45.9%
その他に対する債権	872	913	(41)	-4.5%
各種の未収税金	517	664	(147)	-22.1%
未収収益および前払費用	150	146	4	2.7%
工事契約による収益	66	71	(5)	-7.0%
合計	2,695	3,044	(349)	-11.5%

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575百万ユーロの債権（2016年12月31日現在は862百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する260百万ユーロの債権（2016年12月31日現在は147百万ユーロ）が含まれている。当年度におけるイタリアの規制市場で電力販売に従事している会社で計上されたこの項目の減少は、主として2016年のホワイト証書に関する債権の回収、およびエネルギー購入の平衡の査定から発生した債権の回収によるものである。

機関マーケット・オペレーターに対する債権は、非流動に分類した債権部分200百万ユーロ（2016年は106百万ユーロ）を含めると、2017年12月31日現在合計1,053百万ユーロ（2016年12月31日現在は1,131百万ユーロ）であった一方、債務は5,029百万ユーロ（2016年12月31日現在は4,966百万ユーロ）であった。

各種の未収税金の減少147百万ユーロは、未収還付付加価値税が特にイタリアにおいてイタリア税法で導入された分割払いメカニズムの結果として減少したことによる。

注記30 現金および現金同等物 - 7,021百万ユーロ

下表に詳細が記載された現金および現金同等物は、主に実行される取引を担保するために差し入れられた保証金に関する80百万ユーロを除き、いかなる制限もなされていない。

百万ユーロ	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	増減	
銀行および郵便預金	6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
手許現金および現金同等物	343	298	45	15.1%
その他の流動投資	192	215	(23)	-10.7%
合計	7,021	8,290	(1,269)	-15.3%

注記31 売却目的に分類された資産および処分グループ - 1,970百万ユーロおよび1,729百万ユーロ

2017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						
	2016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	減損損失	その他の 増減額	2017年 12月31日現在
有形固定資産	6	1,210	2	-	283	1,501
無形資産	-	90	-	-	(3)	87
のれん	-	38	-	-	-	38
繰延税金資産	-	98	-	-	11	109
持分法適用投資	-	6	-	-	-	6
非流動金融資産	5	-	-	-	(5)	-
その他の非流動資産	-	3	-	-	(1)	2
現金および現金同等物な らびに流動資産	-	232	-	-	(5)	227
合計	11	1,677	2	-	280	1,970

2017年度の負債の増減は以下のとおりである。

百万ユーロ					
	2016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	2017年 12月31日現在
長期借入金	-	416	-	-	416
退職後給付およびその他従業員給 付	-	-	-	-	-
リスクおよび費用に対する引当金 - 非流動部分	-	-	-	-	-
繰延税金負債	-	118	-	(5)	113
非流動金融負債	-	-	-	-	-
その他の非流動負債	-	58	-	-	58
短期借入金	-	980	-	-	980
その他の短期金融負債	-	1	-	1	2
リスクおよび費用に対する引当金 - 流動部分	-	-	-	-	-
買掛金およびその他の流動負債	-	316	-	(156)	160
合計	-	1,889	-	(160)	1,729

2017年12月31日現在の売却目的で保有する資産および負債はそれぞれ1,970百万ユーロおよび1,729百万ユーロであり、以下に関連している。

- エネル・グリーン・パワーが株式資本の80%を売却する契約を締結したことに関連し、稼働中の3発電所および建設中の5発電所を所有するメキシコのプロジェクト会社8社（「キノ・プロジェクト」）。具体的には、IFRS第5号の適用範囲となる資産は、この8プロジェクトに関連した資産（正味運転資本を含む）およびこれらの発電所建設のために当グループが調達した借入金である。
- エネル・グリーン・パワー・ヘラスが、その100%につき取引条件および管理を支配するカフィレアス風力発電所に関連するプロジェクトにつき合弁契約（JVA）をパートナーと締結した際の、カフィレアス風力発電所に伴うプロジェクト会社。

注記32 株主持分 - 52,161百万ユーロ

32.1 親会社株主帰属持分 - 34,795百万ユーロ

資本金 - 10,167百万ユーロ

2017年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は、2016年12月31日現在承認されたストック・オプションがなかったこと（したがって、行使されたオプションもなかったこと）を考慮すると、各額面1.00ユーロの全額引受および払込済み普通株式10,166,679,946株により表示される10,166,679,946ユーロとなった。

2017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は、イタリア経済財務省（23.585%を保有。）、およびブラックロック社（2017年8月15日現在、子会社を介して資産運用目的で5.615%を保有。）のみである。

その他の剰余金 - 3,348百万ユーロ

資本剰余金 - 7,489百万ユーロ

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。

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純利益の一部により構成されている。

その他の剰余金 - 2,262百万ユーロ

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価格調整の残余部分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*）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。

ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金 - (2,614)百万ユーロ

当年度における減少1,609百万ユーロは、子会社が使用する外貨に対する機能通貨の正味での上昇による。

キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金 - (1,588)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456百万ユーロである。

売却可能金融商品評価差額金 - (23)百万ユーロ

これには、金融資産の公正価値測定による正味未実現収益を含む。

当年度における評価益の減少129百万ユーロは、主としてバヤン・リソーシズの10%持分の売却に起因する。

これらの商品を保有している国の税務規則に照らし、この評価差額金に対する税効果累積額はない。

持分法適用株式投資による剰余金 - (5)百万ユーロ

この剰余金は、持分法適用会社の資本で直接認識される包括利益の持分を表す。税効果累積額は17百万ユーロである。

純確定給付制度債務/(資産)の再測定による剰余金 - (646)百万ユーロ

この剰余金は過年度に発生したものであり、税効果控除後の数理計算上の差異の全額が含まれている。この変動は、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。税効果累積額は94百万ユーロである。

支配の喪失を伴わない資本持分の処分による剰余金 - (2,398)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
- > エネルシスの増資の結果認識された少数持分の売却
- > 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・パートナーズの少数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・パートナーズの、支配の喪失を伴わない第三者への少数持分の売却

非支配持分の取引による剰余金 - (1,163)百万ユーロ

この剰余金は、すでに支配権を有する南アメリカの会社（エネル・ディストリブション・リオ、アンプラ・インヴェスチメントス・エ・セルヴィソス、エレクトリカ・カボ・ブランコ、エネル・ディストリブション・セアラ、ジェネランデス・ペルー、エネルシス、エンデサ・ラティノアメリカおよびエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの追加株式の購入によって過年度に発生）において、第三者から追加持分を購入した際の購入価格が、取得した持分の価値を超過した金額を表す。

当年度の変動7百万ユーロは、エネル・ディストリブション・ペルーの非支配持分の購入からの利益に関連している。

利益剰余金および繰越欠損金 - 21,280百万ユーロ

この剰余金は、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												
2016年12月31日現在							増減		2017年12月31日現在			
	合計	うち 親会社株 主帰属分	うち 非支配持 分	純利益／ (純損 失) 当期 株主資本 計上分	損益計算 書への組 替分	税効果	合計	うち 親会社 株主帰属 分	うち 非支配持 分	合計	うち 親会社 株主帰属 分	うち 非支配持 分
ユーロ以外の通貨の財務諸表の 換算から生じた剰余金	(2,903)	(988)	(1,915)	(2,519)	-	-	(2,519)	(1,609)	(910)	(5,422)	(2,597)	(2,825)
キャッシュ・フロー・ヘッジ金 融商品の測定による剰余金	(1,731)	(1,438)	(293)	(1,417)	1,278	67	(72)	(140)	68	(1,803)	(1,578)	(225)
売却可能金融商品評価差額金	105	106	(1)	(14)	(118)	3	(129)	(129)	-	(24)	(23)	(1)
持分法適用投資の関連会社の OCIの持分	(62)	(61)	(1)	4	8	(2)	10	7	3	(52)	(54)	2
純従業員給付負債／（資産）の 再測定	(927)	(724)	(203)	99	-	(25)	74	60	14	(854)	(664)	(189)
資本において認識された利益／ (損失) 合計	(5,518)	(3,105)	(2,413)	(3,847)	1,168	43	(2,636)	(1,811)	(825)	(8,154)	(4,916)	(3,238)

[前へ](#)

[次へ](#)

32.2 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)
2016年の純支払配当金		
2015年の配当金	1,627	0.16
2016年の中間配当金 ⁽¹⁾	-	-
特別配当金	-	-
2016年の支払配当金合計	1,627	0.16
2017年の純支払配当金		
2016年の配当金	1,830	0.18
2017年の中間配当金 ⁽²⁾	-	-
特別配当金	-	-
2017年の支払配当金合計	1,830	0.18

(1) 2016年11月10日の取締役会で承認され2017年1月25日以降支払われた（1株当たり0.09ユーロで合計915百万ユーロの中間配当金）。

(2) 2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた（1株当たり0.11ユーロで合計1,068百万ユーロの中間配当金）。

2017年11月8日に開催された取締役会で、1株当たり0.105ユーロ、総額1,068百万ユーロの中間配当が承認された。
 この中間配当金は、源泉税控除前のものであり、2018年1月24日付で支払われた。

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。2017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。2017年および2016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			
	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在	増減
非流動財政状態	42,439	41,336	1,103
正味流動財政状態	(2,585)	(1,162)	(1,423)
非流動金融債権および長期有価証券	(2,444)	(2,621)	177
純金融負債	37,410	37,553	(143)
親会社株主帰属持分	34,795	34,803	(8)
非支配持分	17,366	17,772	(406)
株主持分	52,161	52,575	(414)
デット・エクイティ・レシオ	0.72	0.71	-

表中の個別項目の内訳は、注記39を参照のこと。

32.3 非支配持分 - 17,366百万ユーロ

次の表は、非支配持分の構成を事業部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	
	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在
イタリア	4	4	-	-
イベリア半島	6,954	6,957	396	352
南アメリカ	8,934	9,307	1,020	662
ヨーロッパおよび北アフリカ	1,002	1,017	67	99
北米および中米	387	409	60	104
サハラ以南およびアジア	85	78	7	1
合計	17,366	17,772	1,550	1,217

非支配持分の減少は、主に為替レートの影響ならびに南アメリカおよびエンデサからの配当金によるものであるが、当期純利益の認識により、部分的に相殺された。

注記33 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在	2017年 12月31日現在	2016年 12月31日現在
長期借入金	42,439	41,336	7,000	4,384
短期借入金	-	-	1,894	5,372
合計	42,439	41,336	8,894	9,756

借入金の性質の詳細については、注記41の「金融商品」を参照。

注記34 従業員給付 - 2,407百万ユーロ

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について報告している。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在先立つ、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）カタルーニャの旧グループ会社（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計上している。
- ＞ 「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2017年12月31日および2016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	2017年					2016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										
1月1日現在の数理計算上の債務	2,440	847	231	284	3,802	2,126	729	197	285	3,337
勤務費用	17	5	5	47	74	14	4	5	50	73
利息費用	118	16	11	7	152	108	19	11	7	145
人口統計上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	2	-	(2)	(1)	(1)	2	-	(2)	1	1
財務上の仮定の変動による数理計算上の(利得)／損失	54	30	3	2	89	221	97	19	10	347
実績の調整	(35)	(138)	15	(5)	(163)	9	22	(4)	(14)	13
過去勤務費用	5	-	-	-	5	1	-	1	1	3
清算による(利得)／損失	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
為替換算差額	(124)	(1)	(12)	(6)	(143)	126	1	14	6	147
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
給付支払額	(226)	(22)	(12)	(79)	(339)	(194)	(28)	(14)	(62)	(298)
その他の変動額	161	2	14	5	182	24	3	4	1	32
売却目的負債	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務(A)	2,413	739	253	254	3,659	2,440	847	231	284	3,802
年金資産の増減										
1月1日現在の年金資産の公正価値	1,272	-	-	-	1,272	1,110	-	-	-	1,110
受取利息	83	-	-	-	83	75	-	-	-	75
受取利息の金額を除いた年金資産の期待運用収益	53	-	-	-	53	40	-	-	-	40
為替換算差額	(94)	-	-	-	(94)	104	-	-	-	104
雇用主拠出	142	22	12	23	199	136	28	14	22	200
従業員拠出	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
給付支払額	(226)	(22)	(12)	(23)	(283)	(194)	(28)	(14)	(22)	(258)
他の支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
連結範囲の変更	86	-	-	-	86	-	-	-	-	-
12月31日現在の年金資産の公正価値(B)	1,317	-	-	-	1,317	1,272	-	-	-	1,272
アセット・シーリングの影響										
1月1日現在のアセット・シーリング	54	-	-	-	54	57	-	-	-	57
受取利息	4	-	-	-	4	5	-	-	-	5
アセット・シーリングの変更	16	-	-	-	16	(20)	-	-	-	(20)
為替換算差額	(9)	-	-	-	(9)	13	-	-	-	13
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日現在のアセット・シーリング(C)	65	-	-	-	65	55	-	-	-	55
財政状態計算書の純負債(A-B+C)	1,161	739	253	254	2,407	1,223	847	231	284	2,585

百万ユーロ	2017年	2016年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用および過去勤務費用	40	34
純利息費用	73	78
清算による（利益）／損失	-	2
他の長期給付の数理計算上の（利益）／損失	39	42
その他の変動額	(4)	(4)
合計	148	152

百万ユーロ	2017年	2016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運用収益	(53)	(40)
確定給付制度の数理計算上の（利益）／損失	(71)	365
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	16	(20)
その他の変動額	9	(9)
合計	(99)	296

損益を通じて認識される費用の変動は4百万ユーロであった。したがって、損益への影響は、基本的に2016年度と同水準であった。

期末時点で財政状態計算書に認識される負債は、2017年12月31日現在1,317百万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	2017年	2016年
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	4%	2%
確定利付証券	37%	35%
投資不動産	5%	5%
その他	-	1%
非上場証券		
保険会社が保有する資産	-	-
その他	54%	57%
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	南 アメリカ	その他	イタリア	イベリア 半島	南 アメリカ	その他
	2017年				2016年			
割引率	0.20%- 1.50%	0.65%- 1.67%	5.00%- 9.93%	1.50%- 7.18%	0.30%- 1.40%	0.64%- 1.75%	4.70%- 12.31%	1.40%- 8.36%
インフレ率	1.50%	2.00%	3.00%- 4.25%	1.50%- 4.22%	1.40%	2.00%	3.00%- 6.00%	1.40%- 4.84%
昇給率	1.50%- 3.50%	2.00%	3.00%- 7.38%	3.00%- 4.22%	1.40%- 3.40%	2.00%	3.00%- 9.19%	2.90%- 4.84%
医療費増加率	2.50%	3.20%	3.00%- 8.00%	-	2.40%	3.20%	3.50%- 9.19%	-
年金資産の期待 運用収益率	-	1.65%	9.72%- 9.78%	-	-	1.74%	12.20%- 12.31%	-

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
	2017年12月31日				2016年12月31日			
割引率の0.5%の下落	155	60	15	4	159	75	12	4
割引率の0.5%の上昇	(121)	(55)	(18)	(10)	(136)	(69)	(15)	(10)
インフレ率の0.5%の 上昇	(20)	(63)	(14)	(9)	30	74	2	2
インフレ率の0.5%の 下落	47	61	12	1	(20)	(67)	(18)	(10)
報酬の0.5%の上昇	32	(1)	-	1	8	-	-	1
現在支払中の年金の 0.5%の上昇	35	(1)	-	(3)	12	-	-	(3)
医療費の1%の上昇	-	-	28	-	-	-	20	-
現役および退職した 従業員の平均余命1年 の増加	54	25	147	(3)	50	12	5	(3)

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、34百万ユーロである。

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	2017年12月31日	2016年12月31日
1年以内	197	204
1～2年	184	186
2～5年	591	589
5年超	1,030	1,058

注記35 リスクおよび費用に対する引当金 - 6,031百万ユーロ

百万ユーロ	2017年12月31日		2016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	538	-	567	-
－廃棄、撤去および用地の原状回復	814	64	754	35
－訴訟	861	70	698	36
－環境関連証明書費用	-	29	-	7
－税金および関税	300	23	290	56
－その他	778	637	770	859
合計	3,291	823	3,079	993
早期退職奨励引当金	1,530	387	1,902	440
合計	4,821	1,210	4,981	1,433

[前へ](#)

[次へ](#)

百万ユーロ		発生	戻入	目的使用	割引率 調整	連結範囲 の変更	為替換算 差額	その他	
	2016年 12月31日								2017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	567	-	-	-	7	-	-	(36)	538
－廃棄、撤去および用地の原状回復	789	32	(16)	(41)	12	(11)	(16)	129	878
－訴訟	734	138	(139)	(92)	40	168	(79)	161	931
－環境関連証明書費用	7	29	(4)	(3)	-	-	-	-	29
－税金および関税	346	60	(28)	(59)	9	2	(4)	(3)	323
－その他	1,629	374	(274)	(193)	109	58	(57)	(231)	1,415
合計	4,072	633	(461)	(388)	177	217	(156)	20	4,114
早期退職奨励引当金	2,342	48	(40)	(422)	5	-	-	(16)	1,917
合計	6,414	681	(501)	(810)	182	217	(156)	4	6,031

[前へ](#)

[次へ](#)

原子炉の廃炉のための引当金

2017年12月31日現在、この引当金は、国王令第1349/03号および法律第24/05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について、エンデ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デ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へ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。

非原子力プラントの廃止および用地の原状回復引当金

「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南アメリカの会社に関連したものである。

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。これらの見積りは、内部と外部の弁護士の見解を基にしている。訴訟に係る残高は、主にサービスの質に関する紛争のほか、スペイン（201百万ユーロ）、イタリア（199百万ユーロ）および南アメリカ（520百万ユーロ）のグループ会社の従業員、最終ユーザーまたは仕入先との間の紛争に関連している。

前年度末対比での増加は197百万ユーロであり、これは主にエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得に伴う連結範囲の変更および従業員との紛争に対する引当てを反映しているが、部分的には、主としてイベリア半島およびイタリアにおける戻入れおよび目的使用により相殺された。

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・エネルギアおよびエネル・プロデュツィオーネに関連している。

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表している。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。

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。

当年度中の減少214百万ユーロは、主として、ティルソ第1およびティルソ第2発電所に関連するサルデーニャ州との係争に関する引当金の戻入、天然ガス供給についての不利な契約についてエネル・トレードが認識した引当金の戻入、スペインにおける発電機の自家消費に関連する規制当局との係争に関連して認識されたリスク引当金の戻入による。

早期退職奨励引当金

「早期退職奨励引当金」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425百万ユーロは、特に、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（ASV：*Acuerdo de Salida Voluntaria*）の2015年における拡大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。

注記36 その他の非流動負債 - 2003百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
未払営業費用および繰延収益	929	973	(44)	-4.5%
その他の項目	1,074	883	191	21.6%
合計	2,003	1,856	147	7.9%

2017年12月31日現在のこの項目は、基本的には電力およびガスの接続に関する収益ならびに特定の資産に関して受領した補助金が計上されている。「その他の項目」の増加は、主にアルゼンチンおよびブラジルにおける多数の規制に関する負債の増加（合計で113百万ユーロ）、ならびに早期退職奨励引当金のうち法律第92/2012号の第4条の規定を施行する際に退職した従業員に支払われる金額からの組替（支払われた金額を控除すると87百万ユーロ）に関するものであった。

注記37 買掛金 - 12,671百万ユーロ

12,671百万ユーロ（2016年は12,688百万ユーロ）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、11,965百万ユーロ（2016年は12,230百万ユーロ）であり、支払期限が12カ月以上の買掛金は、706百万ユーロ（2016年は458百万ユーロ）である。

注記38 その他の流動金融負債 - 954百万ユーロ

百万ユーロ				
	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
繰延金融負債	857	842	15	1.8%
その他の項目	97	422	(325)	-77.0%
合計	954	1,264	(310)	-24.5%

その他の流動金融負債の減少は、主に、スペインの電力システムで料金の不足額の資金手当てに使用される方法の変更の結果としての金融負債の減少（296百万ユーロ）を反映している。詳細については、注記28.1を参照のこと。

「繰延金融負債」は、社債の未払費用に関連する項目である。

注記39 正味財政状態、非流動金融債権および有価証券 - 37,410百万ユーロ

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、長期金融債権および有価証券を示すものである。

百万ユーロ		注記	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
長期借入金	41		42,439	41,336	1,103	2.7%
短期借入金	41		1,894	5,372	(3,478)	-64.7%
その他の流動金融債務 ⁽¹⁾			-	296	(296)	-
1年以内返済予定の長期借入金	41		7,000	4,384	2,616	59.7%
負債に含まれる非流動金融資産	24		(2,444)	(2,621)	177	6.8%
負債に含まれる流動金融資産	28		(4,458)	(2,924)	(1,534)	52.5%
現金および現金同等物	30		(7,021)	(8,290)	1,269	15.3%
合計			37,410	37,553	(143)	-0.4%

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含む。

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、2017年12月31日と2016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		2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
手許現金および現金同等物		343	298	45	15.1%
銀行および郵便預金		6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
その他の流動投資		192	215	(23)	-10.7%
有価証券		69	36	33	91.7%
手元流動性		7,090	8,326	(1,236)	-14.8%
短期の金融債権		3,253	1,993	1,260	63.2%
ファクタリング債権		42	128	(86)	-67.2%
長期金融債権1年以内回収分		1,094	767	327	42.6%
短期金融債権		4,389	2,888	1,501	52.0%
短期銀行借入金		(249)	(909)	660	-72.6%
コマーシャル・ペーパー		(889)	(3,059)	2,170	-70.9%
長期銀行債務の1年以内返済分		(1,346)	(749)	(597)	-79.7%
発行済社債（短期部分）		(5,429)	(3,446)	(1,983)	-57.5%
その他の借入金（短期部分）		(225)	(189)	(36)	-19.0%
その他の短期金融債務 (1)		(756)	(1,700)	944	-55.5%
短期金融債務計		(8,894)	(10,052)	1,158	11.5%
正味短期財政状態		2,585	1,162	1,423	-
銀行および金融機関に対する債務		(8,310)	(7,446)	(864)	-11.6%
社債		(32,285)	(32,401)	116	0.4%
その他の借入金		(1,844)	(1,489)	(355)	-23.8%
長期財政状態		(42,439)	(41,336)	(1,103)	-2.7%
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態		(39,854)	(40,174)	320	0.8%
長期金融債権および有価証券		2,444	2,621	(177)	-6.8%
純金融負債		(37,410)	(37,553)	143	0.4%

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含む。

注記40 その他の流動負債 - 12,462百万ユーロ

百万ユーロ	2017年12月31日	2016年12月31日	増減	
顧客に対する債務	1,824	1,785	39	2.2%
機関マーケット・オペレーターに対する債務	4,765	4,617	148	3.2%
従業員に対する債務	422	436	(14)	-3.2%
その他の未払税金	1,323	1,071	252	23.5%
社会保険機構への未払金	218	215	3	1.4%
条件付対価	56	85	(29)	-34.1%
少数株主に提供されたプット・オプション債務	1	403	(402)	-
流動未払費用および繰延収益	302	325	(23)	-7.1%
株式投資の取得に係る債務	-	-	-	-
工事契約の債務	364	358	6	1.7%
未払配当金	1,541	1,410	131	9.3%
その他	1,646	1,436	210	14.6%
合計	12,462	12,141	321	2.6%

「顧客に対する債務」には、電力およびガス供給契約の一部としてイタリア国内の顧客から受け取った金額に関連する保証金984百万ユーロ（2016年12月31日現在は1,038百万ユーロ）が含まれる。契約成立後は、使用に一切の制限がない電力販売に対する保証金は、流動負債として分類している。なぜなら、当社側では12ヵ月を超えてその返済を延期する無条件の権利を有していないためである。

「機関マーケット・オペレーターに対する債務」には、電力購入への平衡メカニズム適用から発生した債務であって、イタリア市場に関する3,042百万ユーロ（2016年12月31日現在では3,069百万ユーロ）、スペイン市場に関する1,399百万ユーロ（2016年12月31日現在では1,285百万ユーロ）および南アメリカ市場に関する324百万ユーロ（2016年12月31日現在では263百万ユーロ）が含まれる。

「条件付対価」は、主としてエネル・グリーン・パワー・ブラジルが所有する多くの投資対象に関連し、これらの公正価値は、当事者間の契約同意の条件に基づいて決定される。

「少数株主に提供されたプット・オプション債務」の項目は、エネル・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギア・ムンテニアの13.6%のプット・オプションに関連する負債に起因する401百万ユーロが2017年度中に支払われたことから、2017年12月31日現在でほとんどゼロまで減少した。

注記41 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。

41.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IAS第39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	注記	非流動		流動	
		2017年12月31日	2016年12月31日	2017年12月31日	2016年12月31日
貸付金および債権	41.1.1	2,062	2,181	25,939	24,684
売却可能金融資産	41.1.2	1,916	1,658	85	35
満期保有目的金融資産	41.1.3	-	-	-	-
損益を通じて公正価値で測定された金融資産					
当初認識の際に指定された金融資産（公正価額オプション）	41.1.4	-	-	-	-
FVTPLのデリバティブ金融資産	41.1.4	17	21	1,982	3,027
損益を通じて公正価値で測定された金融資産の合計					
		17	21	1,982	3,028
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	41.1.5	23	36	-	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	41.1.5	662	1,552	327	917
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					
		685	1,588	327	918
合計		4,680	5,448	28,333	28,665

公正価値測定の詳しい情報は、注記45「公正価値で測定された資産」を参照。

41.1.1 貸付金および債権

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産別に分類した、貸付金および債権を示す。

百万ユーロ	注記	非流動		注記	流動	
		2017年12月31日	2016年12月31日		2017年12月31日	2016年12月31日
現金および現金同等物		-	-	30	7,021	8,290
売掛金	27	-	-	27	14,529	13,506
長期金融債権1年以内回収分		-	-	28.1	1,094	767
ファクタリング未収金		-	-	28.1	42	128
現金担保		-	-	28.1	2,664	1,082
その他の金融債権	24.1	2,062	2,181	28.1	589	911
合計		2,062	2,181		25,939	24,684

2017年12月31日の顧客に対する売掛金は、14,529百万ユーロ（2016年12月31日現在は13,506百万ユーロ）となった。この金額は、期末時点に認識している貸倒引当金2,402百万ユーロを控除した後の金額で認識されており、貸倒引当金の期首残高は2,028百万ユーロであった。

以下の表は、売掛金の貸倒引当金を示す。

百万ユーロ	2017年12月31日	2016年12月31日
売掛金		
総価値	16,931	15,534
貸倒引当金	(2,402)	(2,028)
純価値	14,529	13,506

以下の表は、当年度の貸倒引当金の増減を示したものである。

百万ユーロ	
2016年1月1日の期首残高	2,085
当期増加	873
目的使用取崩	(548)
未使用金額の戻入	(151)
その他の増減額	(231)
2016年12月31日の期末残高	2,028
2017年1月1日の期首残高	2,028
当期増加	1,204
目的使用取崩	(601)
未使用金額の戻入	(310)
その他の増減額	81
2017年12月31日の期末残高	2,402

注記42の「リスク管理」は、支払期日を過ぎたが減損していない売掛金の経過期間調査に関する追加情報を提供している。

41.1.2 売却可能金融資産

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産に分類された、売却可能金融資産を示す。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2017年12月31日	2016年12月31日	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
他社への株式投資	24	58	196	24	-	-
売却可能有価証券	24.1	382	440	28.1	69	35
サービス委譲契約	24	1,476	1,022		16	-
合計		1,916	1,658		85	35

売却可能金融資産の増減

百万ユーロ	非流動	流動
2017年1月1日の期首残高	1,658	35
増加	-	-
減少	(1)	-
OCIを介した公正価値の変動	-	-
組替	215	13
その他の変動額	44	37
2017年12月31日の期末残高	1,916	85

41.1.3 満期保有目的金融資産

満期保有目的金融資産はなかった。

41.1.4 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、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	2017年12月31日	2016年12月31日	注記	2017年12月31日	2016年12月31日
FVTPLのデリバティブ	41.5	-	21	41.4	-	3,027
トレーディング目的有価証券		-		24.1	-	1
ファンドへの金融投資	41.1.4	-	-		-	-
当初認識の際に指定された金融資産の合計 (公正価値オプション)		-	-		-	-
合計		-	21		-	3,028

41.1.5 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44の「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

41.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IAS第39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	注記	非流動		流動	
		2017年12月31日	2016年12月31日	2017年12月31日	2016年12月31日
償却原価で測定された金融負債	41.2.1	42,439	41,336	21,565	22,444
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	41.4	21	22	1,980	3,016
損益を通じて公正価値で測定された金融負債の合計		21	22	1,980	3,016
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	41.4	7	15	6	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	41.4	2,970	2,495	274	305
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		2,977	2,510	280	306
合計		45,437	43,968	23,825	25,766

公正価値測定の詳しい情報は、注記46「公正価値で測定された負債」を参照。

41.2.1 償却原価で測定された金融負債

以下の表は、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	注記	非流動		注記	流動	
		2017年 12月31日	2016年 12月31日		2017年 12月31日	2016年 12月31日
長期借入金	41,3	42,439	41,336	41,3	7,000	4,384
短期借入金		-	-	41,3	1,894	5,372
買掛金	37	-	-	37	12,671	12,688
合計		42,439	41,336		21,565	22,444

41.3 借入金

41.3.1 長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - 49,439百万ユーロ

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負債の帳簿価額と公正価値を示す。上場負債性金融商品の公正価値が公表価格による一方、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、エネル・エスピーエー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。

[前へ](#) [次へ](#)

この表は、借入金および金利のタイプによって分類した、2017年12月31日現在の長期借入金の内訳および返済スケジュールを示す。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限12ヵ月超	公正価値	帳簿価額の変動
2017年12月31日						2016年12月31日					
社債：											
－上場、固定金利	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	26,426	25,770	1,583	24,187	30,332	(495)
－上場、変動金利	2,942	2,926	684	2,242	3,201	3,338	3,320	376	2,944	3,673	(394)
－非上場、固定金利	8,532	8,458	-	8,458	9,257	5,660	5,619	1,422	4,197	6,240	2,839
－非上場、変動金利	1,055	1,055	66	989	1,051	1,138	1,138	65	1,073	1,132	(83)
社債合計	38,391	37,714	5,429	32,285	43,070	36,562	35,847	3,446	32,401	41,377	1,867
銀行借入金											
－固定金利	1,545	1,533	293	1,240	4,155	1,283	1,278	152	1,126	1,372	255
－変動金利	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	6,951	6,902	597	6,305	7,187	1,214
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	8	7	-	7	7	15	15	-	15	15	(8)
銀行借入金の合計	9,699	9,656	1,346	8,310	12,607	8,249	8,195	749	7,446	8,574	1,461
ノンバンク借入金											
－固定金利	1,884	1,865	198	1,667	2,149	1,549	1,548	159	1,389	1,565	317
－変動金利	223	204	27	177	231	130	130	30	100	138	74
ノンバンク借入金の合計	2,107	2,069	225	1,844	2,380	1,679	1,678	189	1,489	1,703	391
固定金利借入金の合計	37,823	37,131	5,170	31,961	45,122	34,918	34,215	3,316	30,899	39,509	2,916
変動金利借入金の合計	12,374	12,308	1,830	10,478	12,935	11,572	11,505	1,068	10,437	12,145	803
合計	50,197	49,439	7,000	42,439	58,057	46,490	45,720	4,384	41,336	51,654	3,719

[前へ](#)

[次へ](#)

社債の残高は、親会社のポートフォリオで保有する非上場の変動利付社債の「従業員のための特別シリーズ債券 1994年-2019年」に関する860百万ユーロ控除後の金額で表示されている。

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
	2017年12月31日		2016年12月31日		2017年12月31日	
ユーロ	25,925	26,449	25,546	26,127	3.4%	3.8%
米国ドル	13,521	13,658	9,879	9,978	4.9%	5.0%
英ポンド	4,786	4,835	4,955	5,011	6.1%	6.2%
コロンビア・ペソ	1,618	1,618	1,872	1,872	8.3%	8.3%
ブラジル・レアル	1,201	1,230	1,088	1,098	9.5%	9.6%
スイス・フラン	687	688	539	540	2.4%	2.4%
チリ・ペソ／UF	465	475	490	501	7.1%	7.2%
ペルー・ソル	385	385	437	437	6.3%	6.3%
ロシア・ルーブル	245	245	295	295	10.6%	10.6%
日本円	233	233	255	255	2.4%	2.5%
その他通貨	373	381	364	376		
ユーロ以外の通貨合計	23,514	23,748	20,174	20,363		
合計	49,439	50,197	45,720	46,490		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は3,340百万ユーロ増加した。この変動は、主として、エネル・ファイナンス・インターナショナルによる米ドル建て新規借入れに起因する。

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額 2016年 12月31日	返済	自社社債 の変動	連結範囲 の変更	証券交換	新規資金 調達	為替換算 差額	売却目的 資産（負 債）との 組替	額面価額 2017年 12月31日
社債	36,562	(4,878)	(19)	-	-	8,992	(1,850)	(416)	38,391
借入金	9,928	(1,357)	-	230	-	3,292	(287)	-	11,806
金融債務合計	46,490	(6,235)	(19)	230	-	12,284	(2,137)	(416)	50,197

2016年12月31日現在と比較して、2017年12月31日現在の長期借入金の額面価額は3,707百万ユーロ増加したが、これは12,284百万ユーロの新規借入と連結の範囲の変更による230百万ユーロの増加が、返済6,235百万ユーロ、為替換算差額2,137百万ユーロに加えて、メキシコのプロジェクト会社（「キノ・プロジェクト」）に関連する借入金の「売却目的資産／負債」との組替によって部分的に相殺された結果である。連結範囲の変更は、主として2017年2月のブラジルの配電会社であるエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの取得による借入金の増加が、2017年11月の米国のケニー・リバーおよびロッキー・リッジの風力発電所の売却に伴う借入金の減少によって部分的に相殺されたことを反映している。

2017年中の主な返済は、社債が4,878百万ユーロ、および借入金が合計で1,357百万ユーロであった。

より具体的には、2017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2017年6月満期の固定金利債（909百万ユーロ）
- > エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2017年7月満期の固定金利債（637百万ユーロ）
- > エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した2017年9月満期の米ドル建固定金利債（1,254百万ユーロ相当額）
- > 南アメリカの多数のグループ会社が発行した2017年満期の社債（479百万ユーロ相当額）

加えて、2017年8月にエネル・ファイナンス・インターナショナルは、2019年10月満期で発行した米ドル建社債を買い戻した。この取引は、エネル・グループの負債の構造を最適化するための戦略の一環として行われた。

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。

- > イー・ディストリブツィオーネおよびエネル・プロデュツィオーネの助成金付きローンの返済に係る224百万ユーロ
- > エンデサの銀行借入金に関連する123百万ユーロ。うち13百万ユーロは助成金付きローンであった。
- > エネル・グリーン・パワー・エスピーエーの銀行借入金に関連する131百万ユーロ。うち40百万ユーロは助成金付きローンであった。
- > エネル・ロシアの銀行借入金に関連する57百万ユーロ相当額。うち12百万ユーロは助成金付きローンであった。
- > エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカの借入りに係る107百万ユーロ相当額
- > 南アメリカのグループ会社の借入りに係る467百万ユーロ相当額

2017年に実行された主な新規借入れは、8,992百万ユーロの社債および3,292百万ユーロの借入れであった。

下表は、2017年に実行された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	2017年 1月16日	1,250	ユーロ	1.14%	固定金利	2024年 9月16日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 3月3日	192	スイスフラン	0.55%	固定金利	2024年 9月3日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 5月25日	1,668	米ドル	2.88%	固定金利	2022年 5月25日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 5月25日	1,668	米ドル	3.62%	固定金利	2027年 5月25日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 5月25日	834	米ドル	4.75%	固定金利	2047年 5月25日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 10月6日	1,042	米ドル	2.75%	固定金利	2023年 4月6日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 10月6日	1,042	米ドル	3.50%	固定金利	2028年 4月6日
エネル・ファイナンス・ インターナショナル	2017年 10月6日	417	米ドル	4.75%	固定金利	2047年 5月25日
エネル・ディストリブシ オン・リオ	2017年 12月15日	149	ブラジル・ レアル	CDI + 1.14%	変動金利	2020年 12月15日
エネル・ディストリブシ オン・セアラ	2017年 12月15日	87	ブラジル・ レアル	CDI + 0.80%	変動金利	2022年 12月15日
社債合計		8,349				
銀行借入金						
エネル・エスピーエー	2017年 4月27日	150	ユーロ	3カ月物 EURIBOR + 37.5bp	変動金利	2020年 4月27日
エネル・エスピーエー	2017年 6月15日	450	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 33.5bp	変動金利	2020年 7月15日
エネル・エスピーエー	2017年 7月10日	200	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 20bp	変動金利	2021年 6月26日
エネル・エスピーエー	2017年 7月10日	189	米ドル	3カ月物 LIBOR + 71.8bp	変動金利	2021年 7月12日
エンデサ	2017年 1月18日	150	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 38bp	変動金利	2029年 1月18日
エンデサ	2017年 2月20日	150	ユーロ	6カ月物 EURIBOR + 39bp	変動金利	2029年 2月20日
ヴォルタ・グランジ	2017年 11月9日	211	米ドル	3.19%	固定金利	2019年 11月8日
銀行借入金の合計		1,500				

2017年度中に、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は、銀行団と2022年12月満期の100億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティについて合意した。このファシリティは、2015年に再交渉された5年満期の94.4億ユーロのクレジット・ファシリティに代わるものであるが、2017年12月31日現在、この信用枠は未使用であった。

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(ii)エンデサ・キャピタル・エスエーおよびインターナショナル・エンデサ・ビーヴィの、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。

2017年に、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、エネルの保証付きの社債を米国市場で発行した。この主要な制限条項は、ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの下で実行された社債発行の制限条項と同一である。

エネルのハイブリッド社債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ることを定める、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。

制限条項が、債務を負う者の重要な会社または子会社に関しても拘束力を有する場合がある。

検討されたすべての金融借入れが、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、エネル・アメリカス・エスエーおよびその他の南アメリカの子会社（特にエネル・ジェネレーション・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。

[前へ](#) [次へ](#)

下表は、為替リスクの軽減のためになされた長期債務総額に対するヘッジの影響である。

長期金融債務に対する通貨別のヘッジの影響

百万ユーロ	2017年12月31日						2016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	25,925	26,449	52.7%	15,144	41,593	82.9%	25,546	26,127	56.2%	12,220	38,347	82.5%
米国ドル	13,521	13,658	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%	9,879	9,978	21.5%	(6,889)	3,089	6.6%
英ポンド	4,786	4,835	9.6%	(4,835)	-	-	4,955	5,011	10.8%	(5,011)	-	-
コロンビア・ペソ	1,618	1,618	3.2%	29	1,647	3.3%	1,872	1,872	4.0%	-	1,872	4.0%
ブラジル・リアル	1,201	1,230	2.5%	977	2,207	4.4%	1,088	1,098	2.4%	276	1,374	3.0%
スイス・フラン	687	688	1.4%	(688)	-	-	539	540	1.2%	(540)	-	-
チリ・ペソ/UF	465	475	0.9%	-	475	0.9%	490	501	1.1%	-	501	1.1%
ペルー・ソル	385	385	0.8%	-	385	0.8%	437	437	0.9%	-	437	0.9%
ロシア・ルーブル	245	245	0.5%	100	345	0.7%	295	295	0.6%	112	407	0.9%
日本円	233	233	0.5%	(233)	-	-	255	255	0.5%	(255)	-	-
その他通貨	373	381	0.7%	83	464	0.9%	364	376	0.8%	87	463	1.0%
ユーロ以外の通貨合計	23,514	23,748	47.3%	(15,144)	8,604	17.1%	20,174	20,363	43.8%	(12,220)	8,143	17.5%
合計	49,439	50,197	100.0%	-	50,197	100.0%	45,720	46,490	100.0%	-	46,490	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）可能性がある主なリスク要因となっている。

百万ユーロ	2017年				2016年			
	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%	ヘッジ前	%	ヘッジ後	%
変動金利	14,268	27.4%	11,358	21.8%	17,240	33.1%	14,667	28.1%
固定金利	37,823	72.6%	40,733	78.2%	34,918	66.9%	37,491	71.9%
合計	52,091		52,091		52,158		52,158	

2017年12月31日現在、金融負債の27.4%が変動金利であった（2016年12月31日現在は33.1%）。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、純金融負債の21.8%（2016年12月31日現在は28.1%）が金利リスクにさらされていた計算である。ヘッジ会計の要件は満たさないが管理目的でヘッジとして扱われる金利デリバティブを含めた場合、78%の純金融負債がヘッジされていた（2016年12月31日現在は72%をヘッジ）。

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。

41.3.2 短期借入金 - 1,894百万ユーロ

2017年12月31日現在、短期借入金は、2016年12月31日と比較して3,478百万ユーロ減少し、1,894百万ユーロとなった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日	2016年12月31日	増減
短期銀行借入金	249	909	(660)
コマーシャル・ペーパー	889	3,059	(2,170)
デリバティブの現金担保およびその他の資金調達	449	1,286	(837)
その他の短期借入金(1)	307	118	189
短期借入金	1,894	5,372	(3,478)

(1) その他の短期金融負債に含まれる流動金融債務を含まない。

短期銀行借入金は、249百万ユーロであった。

2017年12月末現在のコマーシャル・ペーパーによる債務は、エネル・エスピーエーの保証の下でエネル・ファイナンス・インターナショナルが2005年11月に開始して2010年4月に更新された6,000百万ユーロのプログラム、インターナショナル・エンデサ・ビーヴィの3,000百万ユーロのプログラム、ならびにエネル・アメリカスおよびエネル・ジェネレーション・チリの400百万ドル（334百万ユーロ相当）のプログラムの下での発行済残高である。

2017年12月31日現在、これらのプログラムの下での発行は889百万であり、これはインターナショナル・エンデサ・ビーヴィのものであった。2,170百万ユーロもの大幅な減少は、当年度中の発行の減少の結果としてのエネル・ファイナンス・インターナショナルの残高の縮小、およびメキシコのプロジェクト会社（「キノ・プロジェクト」）に関連する借入金の「売却目的資産/負債」への組替に関連している。

41.4 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44「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

41.5 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	2017年		2016年	
	純利益／ (純損失)	うち：減損／ 減損の戻入	純利益／ (純損失)	うち：減損／ 減損の戻入
公正価値で測定された売却可能金融資産	81	-	59	-
償却原価で測定された売却可能金融資産	1	-	7	-
満期保有目的金融資産	-	-	(1)	-
貸付金および債権	(701)	(870)	(595)	(764)
FVTPLの金融資産				
トレーディング目的金融資産	-	-	1	-
当初認識の際に指定された金融資産（公正価額オプション）	-	-	(1)	-
FVTPLの金融資産の合計	-	-	-	-
償却原価で測定された金融負債	(1,054)	-	(1,873)	-
FVTPLの金融負債				
トレーディング目的金融負債	1	-	-	-
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	1	-	-	-

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10「デリバティブから生じた純金融収益／（費用）」を参照。

注記42 リスク管理

金融リスク管理のガバナンスおよび目的

エネル・グループ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、商品リスクなどの市場リスクや、信用リスク、流動性リスクにさらされている。

「主要なリスクと不確実性」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、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。

市場リスク

市場リスクは、主として金利リスク、為替リスク、および商品価格リスクから構成される。エネルの市場リスクに対するエクスポージャーの原因は、前年度から変わっていない。

金利リスクは、主に金融商品の利用により発生する。当グループが負う主な金融負債には、社債、銀行借入金、その他の借入金、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（受取保証、現金担保）、工事契約の負債、および買掛金が含まれる。当グループが有する主な金融資産には、金融債権、ファクタリング債権、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差し入れた現金保証金（差入保証、現金担保）、現金（および現金同等物）、工事契約の債権、ならびに売掛金が含まれる。

これらの金融商品の主目的は、当グループの業務を支援することである。詳細については、注記40の「金融商品」を参照すること。

為替リスクは、燃料および電力、産業投資、投資先からの配当金、商業取引および金融商品の利用における取引から発生する。当グループの連結財務諸表はまた、換算リスクにもさらされている。

当グループの市場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（連結財務諸表におけ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。

商品価格の変動リスクは、これらの価格のボラティリティおよび商品間の既存の構造的相関関係によって発生し、これによって、燃料およびエネルギーの取引に関するマージンが不確実になる。物価動向は、グループの産業、金融、および商業戦略と方針を発展させるため、監視および分析される。

このような変動による影響を抑え、マージンを安定させるため、グループの方針とリスクガバナンスの取決めにによって確立された業務上の限度額に従って、エネルは先行ソーシング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を用いたリスクヘッジのための計画や技術を開発し、立案する。

市場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）。2017年度中に、これらの閾値の超過は検知されなかった。

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）。

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、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み合わせ（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、2017年12月31日および2016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	
	2017年	2016年
変動金利から固定金利スワップ	11,166	11,526
固定金利から変動金利スワップ	884	853
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	165	165
金利オプション	50	50
合計	12,265	12,594

金利デリバティブの詳細については、注記44「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	2017年				
	ベース ポイント	損益に対する税引前影響		資本に対する税引前影響	
		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	24	(24)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	8	(8)	-	-
ヘッジ商品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	-	-	107	(107)
公正価値ヘッジ	25	(3)	3	-	-

為替リスク

為替リスクは、主として、機能通貨以外の外貨建て取引に伴う財務諸表項目の予想外の変動として生じる。当グループの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。

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、機能通貨以外の外貨建ての長期金融負債を、機能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、2017年12月31日と2016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	
	2017年	2016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)	19,004	14,973
商品の為替リスクをヘッジする為替予約	3,526	2,887
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	6,319	6,036
コマーシャル・ペーパーをヘッジする通貨スワップ	-	-
借入金をヘッジする為替予約	-	-
その他の為替予約	300	1,014
合計	29,149	24,910

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19,004百万ユーロのCCIRS（2016年12月31日現在は14,973百万ユーロ）
- ＞ 天然ガスの購入と販売、燃料の購入、およびユーロ以外の通貨の予想キャッシュ・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9,845百万ユーロの為替予約（2016年12月31日現在は8,923百万ユーロ）
- ＞ その他の為替予約には、再生可能エネルギー、インフラ、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、機能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費用、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。

2017年12月31日現在、グループの長期借入金の47%（2016年12月31日現在は44%）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、2017年12月31日現在で、17%となった（2016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、為替レートの変動による税引前利益は以下ようになる。

百万ユーロ	2017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
ユーロ以外の通貨建ての長期借入金の総計のヘッジ後の金融費用の変動	10%	-	-	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	10%	544	(663)	-	-
ヘッジ商品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%	-	-	(2,413)	2,946
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-

商品リスク

商品価格の変動リスクは、主として電力および燃料の変動価格による購入および販売（例えば、指標連動二者間契約、直物市場での取引、等）に伴い生じる。

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。

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トिंग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）。

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、CO₂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、2017年12月31日と2016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	
	2017年	2016年
予約および先物契約	24,824	28,197
スワップ	4,584	6,195
オプション	422	308
組込デリバティブ	-	-
合計	29,830	34,700

詳細については、注記44「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+10%と-10%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、電力およびCO₂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、主として石炭および電力、そしてそれよりも程度は少ないものの、CO₂の価格変動によるものである。

百万ユーロ	商品価格	2017年			
		税引前の損益に対する影響		資本に対する税引前影響	
		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	10%	23	(18)	-	-
ヘッジ商品と指定された商品のデリバティブの公正価値の変動	10%	-	-	67	(65)

信用リスク

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、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、または売掛金に限っては、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/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、ネットティングの取決め）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。

顧客信用リスクの集中

売掛金は、多くの地域および国における、地理別、業種別または規模別（法人、一般家庭および政府顧客）に広く分散された顧客層や取引先とのグループの事業活動によって発生する。エネルは、子会社を通じて60百万以上の顧客または取引先を抱え、これらと全般的に細かい信用エクスポージャーを有する。

支払期日が経過したが、減損していない金融資産

百万ユーロ	2017年	2016年
減損売掛金	2,402	2,028
支払期日経過前で減損していない売掛金	10,425	10,006
支払期日経過後で減損していない売掛金	4,105	3,499
－3ヵ月未満	1,779	1,349
－3～6ヵ月	444	288
－6～12ヵ月	349	334
－12～24ヵ月	343	500
－2年超	1,190	1,028
合計	16,932	15,533

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、業績および財政状態にも好影響を及ぼす。

当グループは、以下のとおり未使用の信用枠を有する。

百万ユーロ	2017年12月31日		2016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	245	13,761	176	14,214
コミットしない融資枠	360	1	448	19
コマーシャル・ペーパー	7,464	-	6,320	-
合計	8,069	13,762	6,944	14,233

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ヵ月～1年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ以降
社債：							
－上場、固定金利	2,506	2,173	2,098	2,173	1,320	2,254	12,751
－上場、変動金利	500	184	229	115	168	306	1,274
－非上場、固定金利	-	-	-	-	-	1,291	7,167
－非上場、変動金利	-	66	229	177	111	97	525
社債合計	3,006	2,423	2,556	2,465	1,599	3,948	21,717
銀行借入金							
－固定金利	73	220	398	340	133	53	316
－変動金利	93	960	797	1,374	1,067	545	3,280
－リボルビング・クレジット・ファシリティ利用	-	-	-	7	-	-	-
銀行借入金の合計	166	1,180	1,195	1,721	1,200	598	3,596
ノンバンク借入金							
－固定金利	53	145	164	176	173	174	980
－変動金利	7	20	30	30	40	16	61
ノンバンク借入金の合計	60	165	194	206	213	190	1,041
合計	3,232	3,768	3,945	4,392	3,012	4,736	26,354

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、IAS 39に基づいて、自己使用の例外の適用を受ける。

下表は、2017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。

商品購入に係るコミットメント	2017年12月31日	2015-2019年	2020-2024年	2025-2029年	それ以降
－電力	79,163	19,475	14,596	14,163	30,929
－燃料	42,302	24,671	10,764	5,222	1,645
合計	121,465	44,146	25,360	19,385	32,574

注記43 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、2017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44 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、欧州中央銀行（ECB）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。

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	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	827	848	23	36	-	20	-	1
合計	827	848	23	36	-	20	-	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	780	379	5	3	127	17	1	-
－為替	3,644	8,057	594	1,531	1,130	3,561	45	464
－商品	367	99	63	18	1,975	1,869	281	453
合計	4,791	8,535	662	1,552	3,232	5,447	327	917
トレーディング・デリバティブ								
－金利	394	50	3	3	-	-	-	-
－為替	134	120	5	7	4,442	3,246	80	70
－商品	177	69	9	11	12,909	15,539	1,902	2,957
合計	705	239	17	21	17,351	18,785	1,982	3,027
デリバティブ金融資産の合計	6,323	9,622	702	1,609	20,583	24,252	2,309	3,945

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	
	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年	2017年	2016年
	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日	12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－金利	-	-	-	-	-	-	-	-
－為替	63	106	7	15	35	7	6	1
－商品	-	-	-	-	-	4	-	-
合計	63	106	7	15	35	11	6	1
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
－金利	9,899	11,042	556	695	50	31	1	1
－為替	15,756	5,686	2,375	1,764	2,096	457	114	88
－商品	368	352	39	36	1,114	1,096	159	216
合計	26,023	17,080	2,970	2,495	3,260	1,584	274	305
トレーディング・デリバティブ								
－金利	88	88	9	13	100	119	65	73
－為替	326	37	10	5	1,474	3,633	38	62
－商品	18	64	2	4	12,902	15,608	1,877	2,881
合計	432	189	21	22	14,476	19,360	1,980	3,016
デリバティブ金融負債の合計	26,518	17,375	2,998	2,532	17,771	20,955	2,260	3,322

44.1 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、IAS第39号のすべての要件を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスクおよび株式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点と継続中において定期的に、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判断するため、ヘッジ有効性について事前テストおよび事後テストの手法を使った分析を行う。

当グループは、さらされているリスクの性質に従い、以下のようなヘッジ関係についてはヘッジ手段として指定する。

- ＞ 以下のそれぞれについてキャッシュ・フローをヘッジするデリバティブ：i) 長期の変動金利債務に伴うキャッシュ・フローの変化、ii) 勘定通貨または金融負債を保有する会社が事業を営む機能通貨以外の通貨建て長期債務に伴う為替レートの変化、iii) 外貨建ての燃料および非エネルギー商品の価格の変化、iv) 変動価格で販売される電力の予想価格の変化、v) 石炭および石油の商品相場の変化、vi) 資本財の価格の変動、vii) 営業費用の変動、ならびにviii) 電力の販売からの収益の変動。
- ＞ 特定のリスクに起因する資産、負債の公正価値や企業のコミットメントの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関わる公正価値ヘッジ・デリバティブ

＞ 海外子会社への持ち分に対する純投資（NIFO）をヘッジするデリバティブ。これは海外子会社投資に伴う為替レートの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関連している。
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42「リスク管理」を参照。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、ある資産、負債に伴う特定のリスク、または、利益や損失を生じさせ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、ヘッジ対象が損益に影響する期間の損益として組替えられる。

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ものの、ヘッジ対象がいまだに期限切れになっていない、またはキャンセルされていないといった場合には、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累計損益は即座に利益または損失とされる。

グループは現在、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。

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、負債の公正価値や企業のコミットメントの変化に対する不利益から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化については、ヘッジリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変化と同時に純損益に認識される。

ヘッジが有効ではない、もしくは、ヘッジ会計の要件をすでに満たしていない場合、満期までの期間にわたり、実効金利を用いた償却原価法により帳簿価額の修正を行う。。

グループは現在、利回り曲線における一般的な動向に伴う機会をとらえるためにこうしたヘッジ関連商品を使用することは最小限にしか行っていない。

44.1.1 ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク

下表は、2017年12月31日および2016年12月31日現在の取引残高に関し、金利リスクに対応するヘッジ手段の取引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		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	2017年12月31日		2016年12月31日	
金利スワップ	固定金利の借入	22	812	35	853
金利スワップ	変動金利の借入	(550)	10,799	(691)	11,484
金利スワップ	変動金利の金融債権	-	72		
合計		(528)	11,683	(656)	12,337

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2017年12月31日および2016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	公正価値 ベースの資産		公正価値 ベースの負債	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ				
ー金利スワップ	827	868	23	37
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ				
ー金利スワップ	907	396	6	3
金利デリバティブ合計	1,734	1,264	29	40

2017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11,683百万ユーロとなり、対応する負の公正価値は528百万ユーロとなった。

想定元本は654百万ユーロ減少した。具体的には、合計1,089百万ユーロの価額の金利スワップが満了した一方、新たなデリバティブは666百万ユーロとなった。この金額には、分割満期金利スワップの想定元本の減少も反映されている。

公正価値の128百万ユーロの改善は主に、本年度中のイールドカーブの長期セグメントでの上昇を反映したものである。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、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					
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022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	6	1	3	2	1	-	-
負の公正価値	(557)	(93)	(113)	(109)	(88)	(61)	(131)

下表は、当該期間に、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ剰余金が資本に与えた、税効果控除前の影響を示したものである。

百万ユーロ	
2016年1月1日の期首残高	(442)
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(361)
損益で認識される公正価値の変動	35
2016年12月31日の期末残高	(768)
2017年1月1日の期首残高	(768)
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	99
損益で認識される公正価値の変動	52
2017年12月31日の期末残高	(617)

為替リスク

下表は、2017年12月31日および2016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
		2017年12月31日		2016年12月31日	
ヘッジ手段：	ヘッジ対象資産：				
－クロス・カレンシー金利スワップ (CCIRS)	－固定金利の借入	(1,720)	17,616	148	13,988
－クロス・カレンシー金利スワップ (CCIRS)	－変動金利の借入	(4)	977	(16)	650
－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	(29)	321	(69)	335
－為替予約	－外貨建て商品先物購入	(130)	3,076	120	2,091
－為替予約	－外貨建て将来キャッシュ・フロー	30	552	1	38
－為替予約	－投資財の購入他	(9)	183	(57)	772
合計		(1,863)	22,725	127	17,874

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負債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17,616百万ユーロで、公正価値はマイナス1,720百万ユーロだった。
- ＞ ユーロ以外の外貨建て変動金利負債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1,298百万ユーロで、公正価値はマイナス33百万ユーロだった。
- ＞ 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3,628百万ユーロで、公正価値はマイナス100百万ユーロだった。
- ＞ 再生可能エネルギー、インフラ、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、機能通貨以外の通貨の予想キャッシュ・フロー、クラウド・サービスの提供に関する営業費用、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店頭デリバティブ取引に関する為替予約の想定元本は183百万ユーロで、公正価値はマイナス9百万ユーロだった。

下表は、2017年12月31日および2016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	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
－為替予約	-	-	-	-	4	7	-	(1)
－クロス・カレンシー 金利スワップ	-	-	-	-	93	106	(13)	(15)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・ デリバティブ								
－為替予約	747	2,521	32	141	3,060	373	(142)	(76)
－クロス・カレンシー 金利スワップ	4,028	9,097	607	1,854	14,793	5,770	(2,347)	(1,776)
為替デリバティブ合計	4,775	11,618	639	1,995	17,950	6,256	(2,502)	(1,868)

2017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18,914百万ユーロ（2016年12月31日では14,973百万ユーロ）となり、3,941百万ユーロ増加した。クロス・カレンシー金利スワップでは、合計で1,513百万ユーロが満期となり、1,660百万ユーロが満期前に解約された。新たに締結されたデリバティブは7,896百万ユーロとなり、このうち、2,501百万ユーロおよび4,169百万ユーロは、それぞれ2017年5月および10月の米ドル建ての社債発行に関連している。想定元本の金額はまた、他の主要通貨に対するユーロ相場の変動も反映しており、その影響が想定元本を782百万ユーロ減少させた。

2017年12月31日の時点での為替予約の想定元本は3,807百万ユーロ（2016年12月31日では2,894百万ユーロ）となり、913百万ユーロ増加した。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。

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				
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ以降
為替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	638	81	138	66	53	44	493
負の公正価値	(2,488)	(52)	(174)	71	38	(46)	268

下表は、当該期間に、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ剰余金が、資本に与えた影響を示すものであり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	
2016年1月1日の期首残高	(614)
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(508)
損益で認識される公正価値の変動	(230)
2016年12月31日の期末残高	(1,341)
2017年1月1日の期首残高	(1,341)
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	(211)
損益で認識される公正価値の変動	(88)
2017年12月31日の期末残高	(1,640)

商品リスク

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	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	4	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	-	-	-	-	-	4	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・ デリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	458	21	39	5	238	4	(22)	-
－先渡し/先物	116	87	11	10	545	590	(102)	(66)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
電力のデリバティブ合計	574	108	50	15	783	594	(124)	(66)
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	525	380	84	247	18	1	(1)	-
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
石炭のデリバティブ合計	525	380	84	247	18	1	(1)	-
ガスおよび石油のデリバティブ:								
－スワップ	45	161	12	44	-	13	-	(2)
－先渡し/先物	1,036	1,259	130	149	681	744	(73)	(180)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
ガスおよび石油のデリバティブ 合計	1,081	1,420	142	193	681	757	(73)	(182)
CO₂のデリバティブ:								
－スワップ	-	-	-	-	-	-	-	-
－先渡し/先物	162	60	68	16	-	96	-	(4)
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
CO₂のデリバティブ合計	162	60	68	16	-	96	-	(4)
商品関連デリバティブ合計	2,342	1,968	344	471	1,482	1,452	(198)	(252)

表は、商品価格リスクをヘッジするデリバティブに関し、2017年12月31日および2016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・ヘッジの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142百万ユーロ、発電会社が要求した石炭購入価格84百万ユーロのヘッジ、ならびにこれらよりも少額ではあるが、CO₂（68百万ユーロ）および電力（50百万ユーロ）に関連している。最初のカテゴリーは主として、現物受け渡しを伴う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（オールインワン・ヘッジ）に関わるものである。

商品に対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの負の公正価値は、電力に係る124百万ユーロ、ガスおよび石油商品に係るデリバティブ73百万ユーロ、そしてわずかではあるが、石炭に係るデリバティブ（1百万ユーロ）が関連している。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

下表は、商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジの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				
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022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	344	280	28	15	-	-	21
負の公正価値	(198)	(159)	(39)	-	-	-	-

下表は、当該期間に、商品リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ剰余金が資本に与えた影響を示すものであり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	
2016年1月1日の期首残高	(622)
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動	137
損益で認識される公正価値の変動	830
損益で認識される公正価値の変動 - 非有効部分	-
2016年12月31日の期末残高	345
2017年1月1日の期首残高	345
資本（その他の包括利益）で認識される公正価値の変動化	409
損益で認識される公正価値の変動	(513)
2017年12月31日の期末残高	241

44.2 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、2017年12月31日および2016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	
	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016年 12月31日	2017年 12月31日	2016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	394	50	3	3	138	157	(68)	(79)
－金利オプション	-	-	-	-	50	50	(6)	(7)
為替のデリバティブ:								
－為替予約	4,576	3,366	85	77	1,759	3,670	(46)	(67)
－通貨金利スワップ	-	-	-	-	90	-	(2)	-
商品関連のデリバティブ								
電力のデリバティブ:								
－スワップ	776	1,105	125	163	608	1,169	(107)	(172)
－先渡し/先物	3,439	5,820	457	1,005	3,500	5,705	(522)	(1,033)
－オプション	7	16	9	14	16	23	(5)	(9)
電力のデリバティブ合計	4,222	6,941	591	1,182	4,124	6,897	(634)	(1,214)
石炭のデリバティブ:								
－スワップ	369	1,077	86	387	294	1,069	(57)	(409)
－先渡し/先物	29	103	1	15	4	93	-	(2)
－オプション	-	-	-	-	-	1	-	(1)
石炭のデリバティブ合計	398	1,180	87	402	298	1,163	(57)	(412)
ガスおよび石油のデリバティブ:								
－スワップ	534	616	125	205	629	572	(123)	(109)
－先渡し/先物	7,653	6,591	823	941	7,483	6,648	(732)	(853)
－オプション	181	125	254	177	216	143	(293)	(245)
ガスおよび石油のデリバティブ 合計	8,368	7,332	1,202	1,323	8,328	7,363	(1,148)	(1,207)
CO₂のデリバティブ:								
－スワップ	-	-	-	-	-	6	-	(3)
－先渡し/先物	97	155	30	61	79	243	(34)	(49)
－オプション	1	-	1	-	1	-	(1)	-
CO₂のデリバティブ合計	98	155	31	61	80	249	(35)	(52)
その他のデリバティブ:								
－スワップ	-	-	-	-	90	-	(5)	-
－先渡し/先物	-	-	-	-	-	-	-	-
－オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
その他のデリバティブ合計	-	-	-	-	90	-	(5)	-
組込デリバティブ	-	-	-	-	-	-	-	-
デリバティブ合計	18,056	19,024	1,999	3,048	14,957	19,549	(2,001)	(3,038)

2017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582百万ユーロであった。負の公正価値は71百万ユーロとなり、主にイールドカーブの長期セグメントにおける上昇が原因で前年から12百万ユーロ改善した。

2017年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は6,425百万ユーロだった。想定元本の減少と関連する正味公正価値27百万ユーロの増加は、通常の事業活動と為替レートの動向を反映している。

2017年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は26,006百万ユーロだった。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1,202百万ユーロと電力デリバティブ591百万ユーロの市場価値を主として反映している。

商品に対するトレーディング・デリバティブの負債の公正価値は、ガスと石油のヘッジ1,148百万ユーロと電力デリバティブ634百万ユーロに主として関連している。

これらの数値は、ヘッジ目的で設定されたにもかかわらずヘッジ会計の要件を満たしていないものも含んでいる。

「その他」の категория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）。

注記45 公正価値で測定された資産

当グループは、認識または測定基準として、国際会計基準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、測定日時点で、市場参加者間の秩序ある取引において、資産を売却するために受け取るであろう価格、または負債の移転をするために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「会計方針と測定基準」を参照されたい。

以下の表は、財務諸表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
公正価値で測定された他社への株式投資	24	6	4	-	2	-	-	-	-
サービス委譲契約	24	1,476	-	1,476	-	16	-	16	-
トレーディング目的有価証券	24.1	382	382	-	-	69	69	-	-
公正価値で測定された貸付金および債権	24および 28	49	-	15	34	41	41	-	-
公正価値で測定されたその他の流動投資	30	-	-	-	-	203	101	102	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ									
－金利	44	5	-	5	-	1	-	1	-
－為替	44	594	-	594	-	45	-	45	-
－商品	44	63	41	22	-	281	216	65	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利	44	23	-	23	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
－金利	44	3	-	3	-	-	-	-	-
－為替	44	5	-	5	-	80	-	80	-
－商品	44	9	3	6	-	1,902	902	1,000	-
公正価値で測定された棚卸資産	26	-	-	-	-	45	1	44	-
条件付対価	25	23	-	23	-	-	-	-	-
公正価値で測定されたその他の資産	25	5	-	5	-	-	-	-	-
売却目的資産	31	4	-	-	4	-	-	-	-

「他社への株式投資」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」は、主としてエネル・ディストリブション・リオ、エネル・ディストリブション・セアラおよびエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスによるブラジルでの配電事業に関連しており、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。

「貸付金および債権」は2017年12月31日現在のスロヴァク・パワー・ホールディングスの売却189百万ユーロによる債権を含んでいる（レベル3で認識）。公正価値は契約で指定された価格計算式を元に算定されている。

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・フローを割引き、ユーロ以外の通貨についてはECB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、エネル・グループは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。

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ての金額について、期末にECBが提示する為替レートにより換算する。

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、当グループ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、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。

45.1 その他の資産の公正価値

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	注記	非流動負債				流動資産			
		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
	24 および								
貸付金および債権	28	649	-	5	644	102	-	-	102
投資不動産	18	111	-	-	111	-	-	-	-
他社への株式投資	24	34	-	-	34	-	-	-	-
棚卸資産	26	62	-	-	62	-	-	-	-

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111百万ユーロおよび62百万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。

最も多額の項目は「貸付金および債権」であり、主として、イー・ディストリブツィオーネの電力労働者年金基金の解消に関する債権および電気機械式メーターの早期除却に関する費用の払戻しについての債権が計上されている。

注記46 公正価値で測定された負債

以下の表は、財務諸表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									
ー金利	44	556	-	556	-	1	-	1	-
ー為替	44	2,375	-	2,375	-	114	-	114	-
ー商品	44	39	12	27	-	159	21	138	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
ー金利	44	-	-	-	-	-	-	-	-
ー為替	44	7	-	7	-	6	-	6	-
ー商品	44	-	-	-	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
ー金利	44	9	-	9	-	65	-	65	-
ー為替	44	10	-	10	-	38	-	38	-
ー商品	44	2	1	1	-	1,877	774	1,098	5
	36								
条件付対価	および 40	9	-	9	-	23	-	23	-

条件付対価は、当グループが北米で保有する一連の株式投資と関連している。これらの公正価値は、契約条件に基づき決定された。

レベル3に分類されている商品関連のデリバティブの公正価値は、天候指数に関するヘッジ・デリバティブ（天候デリバティブ）の測定に関連している。これらの契約について、測定には基礎となる変数に係る過去の公式記録を使用する。例えば、デリバティブ契約の中で示されている測定位置におけるHDD（暖房度日）デリバティブは、同一位置で観測される同一の変数の過去の平均と合意された行使値の差異を計算することによって、公正価値で測定される。

46.1 その他の負債の公正価値

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	41.3.1	38,818	35,739	3,079	-
－変動金利	41.3.1	4,252	667	3,585	-
銀行借入金					
－固定金利	41.3.1	4,155	-	4,155	-
－変動金利	41.3.1	8,452	-	8,452	-
ノンバンク借入金					
－固定金利	41.3.1	2,149	-	2,149	-
－変動金利	41.3.1	231	-	231	-
合計		58,057	36,406	21,651	-

注記47 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。

[前へ](#)

[次へ](#)

下表は、関連当事者、関連会社との取引、および共同支配の取決めによる取引に関する、2017年12月31日および2016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	カーサ・ デポジ ティ・ エ・プレス ティティ・ グループ	ESO	その他	その他 主要な 管理担当 者	2017年 合計	関連会社 および 共同支配 の 取決め	2017年 総合計	財務諸表 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	1,767	2,668	443	89	-	4,968	156	5,124	72,664	7.1%
その他の収益および収入	-	-	2	-	3	-	5	17	22	1,975	1.1%
その他の金融収益	-	-	-	-	-	-	-	18	18	2,371	0.8%
電力、ガスおよび燃料の購入	3,345	2,458	1,636	-	4	-	7,443	318	7,761	36,039	21.5%
サービスおよびその他の原材料の費用	-	75	2,340	5	115	-	2,535	129	2,664	17,982	14.8%
その他の営業費用	4	524	3	-	-	-	531	-	531	2,886	18.4%
商品リスク管理による純利益/(損失)	-	-	32	-	-	-	32	(5)	27	578	4.7%
その他の金融費用	-	-	-	1	-	-	1	24	25	3,908	0.6%

百万ユーロ	シング ル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デポジ ティ・ エ・プレス ティティ・ グループ	ESO	その他	その他 主要な 管理担当 者	2017年 合計	関連会社 および 共同支配 の 取決め	2017年 総合計	財務諸表 上の合計	割合%
財政状態計算書											
売掛金	-	77	526	57	34	-	694	138	832	14,529	5.7%
その他の流動金融資産	-	-	-	-	-	-	-	3	3	4,614	0.1%
その他の流動資産	-	-	24	129	1	-	154	8	162	2,695	6.0%
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	11	11	2,309	0.5%
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	6	30	36	2,003	1.8%
長期借入金	-	-	893	-	-	-	893	-	893	42,439	2.1%
買掛金	682	110	543	977	11	-	2,323	42	2,365	12,671	18.7%
その他の流動負債	-	-	10	-	-	-	10	27	37	12,462	0.3%
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	-	9	9	2,260	0.4%
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7,000	1.3%
その他の情報											
保証提供	-	280	360	-	108	-	748	-	748		
保証受領	-	-	208	-	23	-	231	-	231		
コミットメント	-	-	46	-	6	-	52	-	52		

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デポジ ティ・ エ・プレス ティティ・ グループ	ESO	その他	その他 主要な 管理担当 者	2016年 合計	関連会社 および 共同支配 の 取決め	2016年 総合計	財務諸表 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	46	1,486	2,190	468	90	-	4,280	270	4,550	68,604	6.6%
その他の収益および収入	-	1	1	4	3	-	9	11	20	1,988	1.0%
その他の金融収益	-	-	17	-	-	-	17	4	21	2,289	0.9%
電力、ガスおよび燃料の購入	3,169	1,769	1,319	2	-	-	6,259	344	6,603	32,039	20.6%
サービスおよびその他の原材料の費用	-	75	2,259	4	139	-	2,477	100	2,577	17,393	14.8%
その他の営業費用	3	309	-	-	-	-	312	-	312	2,783	11.2%
商品リスク管理による純利益/(損失)	-	-	5	-	-	-	5	24	29	(133)	-21.8%
その他の金融費用	-	-	12	1	-	-	13	26	39	4,339	0.9%

百万ユーロ	シング ル・ バイヤー	EMO	カーサ・ デポジ ティ・ エ・プレス ティティ・ グループ	ESO	その他	その他 主要な 管理担当 者	2016年 12月31日 現在の合計	関連会社 および 共同支配 の 取決め	2016年 12月31日 現在の 総合計	財務諸表 上の合計	割合%
財政状態計算書											
売掛金	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13,506	7.1%
その他の流動金融資産	-	-	-	9	-	-	9	126	135	3,053	4.4%
その他の流動資産	-	-	15	92	1	-	108	1	109	3,044	3.6%
デリバティブ資産	-	-	-	-	-	-	-	18	18	3,945	0.5%
その他の非流動負債	-	-	-	-	6	-	6	17	23	1,856	1.2%
長期借入金	-	-	1,072	-	-	-	1,072	-	1,072	41,336	2.6%
買掛金	638	372	490	1,239	18	-	2,757	164	2,921	12,688	23.0%
その他の流動負債	-	-	3	-	21	-	24	4	28	12,141	0.2%
流動デリバティブ負債	-	-	-	-	-	-	-	11	11	3,322	0.3%
1年以内返済予定の長期借入金	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4,384	2.0%
その他の情報											
保証提供	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
保証受領	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
コミットメント	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

[前へ](#)

[次へ](#)

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。2017年には、CONSOB規定17221号（2010年3月12日制定、同年6月23日の規定17389号で修正）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48 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	2017年12月31日	2016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	8,171	8,123	48
仕入先に対するコミットメント：			
－電力購入	79,163	63,407	15,756
－燃料購入	42,302	47,305	(5,003)
－各種供給	3,119	1,309	1,810
－弁済金	3,334	1,846	1,488
－その他	2,912	3,751	(839)
合計	130,830	117,618	13,212
合計	139,001	125,741	13,260

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42の「商品購入に係るコミットメント」を参照。

注記49 偶発債務および資産

下表は、2017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、連結財務諸表上は認識されていない。

ポルト・トッレ火力発電所－大気汚染－エネルの取締役および従業員に対する刑事訴訟

アドリア裁判所は、2006年3月31日付判決で、エネルの元取締役と従業員に対し、ポルト・トッレ火力発電所の排気が原因となって発生した多数の大気汚染事案につき有罪判決を下した。判決では、複数の被害者（個人および公的機関）への損害賠償支払について、被告人および（民事責任当事者としての）エネルに連帯責任がある旨が認定された。主に民間の当事者（個人および環境団体）に対する損害賠償金額は、367,000ユーロとされた。公的機関（環境省、公園管理機関を含むベネト州とエミリア・ロマーニャ州の複数の公共団体）に支払われるべき損害賠償金額の算定は、今後の公判まで延期されたが、約2.5百万ユーロの「仮賠償」が直ちに課された。

アドリア裁判所の判決に対する控訴が行われ、ヴェネツィア控訴院は、2009年3月12日に下級裁判所の判決を一部破棄した。控訴院は、元取締役は罪を犯しておらず環境被害もなかった旨判示し、既に支払われた「仮賠償」を返還するよう命じた。検察官および民事原告は、控訴院の判決に対し破棄院に上告した。破棄院は、2011年1月11日の判決において上告を支持し、ヴェネツィア控訴院の判断を覆して、損害賠償金の支払および被告人間のその分割に関する判断のために、本件をヴェネツィア控訴院民事部に差し戻した。ベネト州の複数の公共団体に支払われる金額に関連して、エネルは2008年に締結された和解契約に基づき、既に支払を履行している。環境省とエミリア・ロマーニャ州の複数の公共団体および既に被害側として刑事事件に参加していた民間人らが、2011年7月に訴訟を申し立て、ヴェネツィア控訴院に、ポルト・トッレ火力発電所の排気による民事的被害への賠償支払のエネル・エスピーエーとエネル・プロデュツィオーネに対する命令を求めた。要求された環境的・経済的被害総額は約100百万ユーロに上ったが、エネルはこれに争う姿勢を見せた。2013年には、エネル、エネル・プロデュツィオーネとも責任を認めないまま、当グループの一般的な持続可能性方針に沿った社会連帯を表明することで、エミリア・ロマーニャ州の公共団体との間で合意に至った。環境省および民間当事者（環境団体およびエネルからの賠償金を受け取っていない複数の住民）との訴訟は依然として継続している。2014年7月10日、ヴェネツィア控訴院は被告側、つまり、エネルとエネル・プロデュツィオーネに対し賠償金312,500ユーロに加え、55,000ユーロを超える訴訟費用の支払いを命じた。環境省が求めた被害額の算定については、裁判の過程でそうした行為を排除する根拠が明らかになったとして認められなかった。一方、ヴェネツィア控訴院は、この判決とは別に被害に関する一般的説論を発表し、裁判費用を支払うよう命じた。エネルは、2014年7月10日のヴェネツィア控訴院の判決に対して2015年2月に破棄院に上告し、現在は審理の日程の決定を待っている。

2011年8月に、ロヴィーゴ県検察局は、申し立てられたポルト・トッレ発電所からの排気による被害を防止するための予防措置を故意に怠った罪に関する審理のために、エネルおよびエネル・プロデュツィオーネの多数の現取締役、元取締役、現役員、元役員、および従業員の再拘留を請求した。その結果、検察官は故意に災害を引き起こしたとして訴追した。2012年、ロヴィーゴ県の公判前整理担当裁判官は県検察局の請求を認め、双方の違法行為で起訴された者全員を公判に付すことを命じた。環境省、保健省、その他の当事者（主にエミリア・ロマーニャ州とベネト州の地方自治体）、および域内の公園管理局が被害者として本件に加わり、エネルもしくはエネル・プロデュツィオーネを責任者として名指ししないものの、上記の個人による不特定の金額の損害賠償金の支払いを求めた。2013年中には、上述の合意が一部成立し、公共団体の大半は訴訟を取り下げた。

2014年3月31日の審問において、法廷は第1審判決を下し、故意に予防的安全策を怠った罪で起訴された者全員に、無罪判決を言い渡し、また、元エネル・エスピーエー最高経営責任者（CEO）2名を除き、故意に災害を招いた罪で起訴された者についても、無罪判決を言い渡した。元CEOは、その後、別の民事訴訟で不特定の金額の損害賠償金の支払命令を受け、合計410,000ユーロの仮賠償金、および残りの民事訴訟当事者の裁判費用の支払いが定められた。

控訴を受けて、ヴェネツィア控訴院における訴訟手続きは、2017年1月18日に終了し、「犯罪行為は行われなかった」との理由で被告人全員に無罪判決が言い渡された。検察側は元CEO3名の無罪判決に対して、破棄院に上告したが、この上告は2018年1月10日に破棄院によって受理不可として却下された。

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壤汚染に関して、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、ブリンディシ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社員／管理職）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、法令の既定により懲役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る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。有罪判決を受けた従業員とエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、民事分としてこの判決に対して上訴した。訴権が時効とされた従業員も上訴した。

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での手続きは、他の被告人が招請した最終証人の証言の審問のために、2018年4月19日まで延期された。

ブリンディジ・スド火力発電所－発電所の差押え

この件の詳細については、事業報告書の「2017年の重要な事象」および注記50「後発事象」における記述を参照のこと。

2003年9月28日の停電に関する法廷外の係争および訴訟

2003年9月28日に発生した停電を受けて、エネル・ディストリブツィオーネ（現イー・ディストリブツィオーネ）を相手取り、損害に対する自動賠償またはその他の賠償の請求が多数提出された。これらの請求は、主にカラブリア地方、カンパニア地方、およびバジリカータ地方の治安判事に寄せられた計120,000件近くにのぼる多大な訴訟に発展した。該当する賠償金費用の一部は、既存の保険契約で回収できた。第1審判決の大半は原告に有利なものであったが、控訴審ではほぼすべての判決がエネル・ディストリブツィオーネに有利な内容となった。破棄院も一貫してエネル・ディストリブツィオーネに有利な判決を下している。2017年12月31日現在、未決の訴訟の数は約8,100件である。それに加えて、控訴審と破棄院の双方がエネル側に有利な判決を下した点が考慮されて、新規の損害賠償請求の発生にも歯止めがかかった。2012年から、複数の回復に向けた行動が開始し、第1審判決に従ってエネルが行った賠償の払戻しが行われ、これは現在も続いている。

2008年5月、エネルは、不利な判決の和解で支払われた賠償金額の払戻しを受ける権利を明確にするため、保険会社（カッターリカ）に召喚状を送達した。本件では多数の再保険会社も訴訟に加わり、エネルの保険金請求に異議を唱えている。ローマ裁判所は2013年10月21日付の判決で、エネルの申立てを支持して保険の対象とするのは有効という判断を示し、カッターリカひいては再保険会社に対して、利用者およびその弁護士に支払った金額もしくは支払う予定の金額、ならびに保険契約で定められている上限内の弁護士費用に関して、エネルに損害が生じないように取り計らうことを命じた。

この結果、カッターリカはローマ控訴院に対し、2013年10月21日の判決について異議を申し立てている。2018年2月23日の公判において、判事は最終弁論の期日を言い渡し、この案件の審理を開始した。

2013年10月21日の判決に基づき、2014年10月、エネルはカッターリカを相手取りローマ裁判所に訴訟を起こし、カッターリカからエネルへの支払い額算定および支払を求めた。2016年10月3日の公判では、裁判所は、控訴審が終了するまで、訴訟手続きを中止するよう求めた被告側の申立てを却下し、本件の審問を2017年7月4日まで延期とした。裁判所は、2017年7月12日の決定で、主張書面にに基づき、2019年11月25日の判決まで休廷することを決定した。

エネル・エネルギアおよびセルヴィツィオ・エレクトリコ・ナショナーレに対する反トラスト訴訟

2017年5月11日に通知された措置番号26581により、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・エレクトリコ・ナショナーレ・エスピーエー（SEN）に対して、支配的地位を濫用したとして手続を開始し、同日にこれらの会社、エネル・イタリア・エスアールエルおよびカタニアのプント・エネルの特定の事業所で書類を押収するための検査を実施した。

この手続きは、競争当局が受け取った、特に2016年下半期以降にイタリア・エネルギー・ホールセラーおよびトレーダー協会（AIGET）およびグリーン・ネットワーク・エスピーエー（GN）が作成した報告書、ならびに個人消費者からの報告に基づいて開始された。

競争当局が措置の中で行った申立てによると、エネル・グループは電力の規制市場の配電および販売の総合企業として、（国内および非国内顧客の低電圧小売市場の競争への完全な開放に向けての重要な移行段階の最中にある市場において）、自由市場で事業を営むグループ会社、すなわちエネル・エネルギアの利益のために、総合企業ではない競合他社を妨げることができる一連の複製不能な商業戦略を使用して、排他的戦略を実施したとされている。この手続きに関与しているエネルとその他のグループ会社は、争点となっている行為を認めていないが、競争当局が当該手続を開始した措置の中で表明した反競争懸念事項に対処する確約を提出した。

競争当局は2017年11月8日に採択した措置で、提出された確約を却下し、争点となっている行為の実績を究明することに関心がある旨を主張した。この結果、手続きは通常の予備的な調査を継続することとなり、この中で関与している会社は、当局が申し立てた異議に関連して、主張書面の提出と見解の表明を行う可能性がある。

この手続きの完結までの期限は、2018年6月30日である。

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・アンビエントを通じ、エネルとエネルパワーのアルバニア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。アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、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。

欧州人権裁判所はエネルパワーとエネルから、正当な裁判を受ける権利の侵害とアルバニア共和国の法律に対する違反について訴えを受けたが、これを棄却した。この判決は全く手続き的なものであり、訴訟の実質に影響するものではなかった。

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は、2015年6月16日の決定によって完了した。エネルパワー・エスピーエーとエネル・エスピーエーは、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・エスエイチピーケー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・エスピーエーが被告適格を有しないか、そうでないとしてもエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエ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・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエ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。次回公判は、2018年11月14日に予定されている。

2016年11月5日、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーは、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による訴訟手続きが行われている。

フランス

2012年2月、アルバニア・ビーイージー・アンビエントはパリの大審裁判所に、エネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーを相手取り、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。

大審裁判所での審理の開始を受けて、ビーイージー・アンビエント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、大審裁判所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、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、大審裁判所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、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この裁定に対して異議を申し立て、その手続きは予備段階にある。

ニューヨーク州

2014年3月、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、ニューヨークでエネル・エスピーエーとエネルパワー・エスピーエーに対し、アルバニアでの判決をニューヨーク州でも適用するよう求める訴えを行った。

2014年4月22日、エネルとエネルパワーの申し立てに対し、裁判所は同社らの資産約600百万ドル（約487百万ユーロ）の凍結を命じる従来の判決を、審問なしに退けた。2015年4月27日、エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーは、ニューヨーク州裁判所から連邦裁判所への事件の送致を求めた。2016年3月10日の判決で、連邦裁判所は本件をニューヨーク州裁判所へ送致した。エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーは、ニューヨーク州裁判所が管轄権を有しない旨の申立てを却下した判決に対して控訴した。2018年2月8日の全員一致による判決で、ニューヨーク州控訴裁判所はエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーの申し立てを支持し、ニューヨーク州裁判所にアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーが提出した執行要求に対する管轄権があるとした主張を退けた。

オランダ

2014年6月2日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントは、ハーグ裁判所から仮差し止めに基づいた命令の獲得に成功した。これによって、オランダ国内の複数の機関が保有する資産最大440百万ユーロが凍結され、エネルの当該国の子会社2社の持分に対して抵当権が設定された。エネルとエネルパワーはこれに対抗し、2014年7月1日、オランダ裁判所はエネルとエネルパワーの求めを認め、暫定的に訴訟費用を25百万ユーロと算定、エネルとエネルパワーが25百万ユーロの銀行保証を発行することを条件に仮差し止めを解除するよう命じた。エネルとエネルパワーは、この決定に対する抗告を行った。

2016年2月9日、ハーグ控訴裁判所がこの抗告を支持し、エネルによる440百万ユーロの保証状の差入れおよびアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーによる約50百万ユーロ（資産の差押および銀行保証状の差入れによるエネルとエネルパワーの損失の見積額）による反対保証の差入れを条件として、この仮差止めの解除を命じた。エネルの保証は、2016年3月30日に発行された。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は、反対保証を発行しなかった。

2016年4月4日、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、2016年2月9日の判決に対してオランダ破棄院に控訴した。オランダ破棄院は2017年6月23日の判決においてアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの控訴を却下し、仮差し止めの取消しの最終決定を行った。

2014年7月末の時点で、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の要求を却下。2016年7月14日、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、2016年6月29日のアムステルダム裁判所の決定に基づき、複数の事業体に対する440百万ユーロの事前差押え、およびオランダ国内のエネル・エスピーエーが経営権を持つ3つの会社の株式差押えを求めて控訴した。エネルもこれに控訴し、アムステルダム裁判所は2016年8月26日の判決で、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エネルとエネルパワーに対して2016年10月21日までに7百万ユーロの銀行保証を提出しない場合は、2014年と2016年に出された予防措置を無効にするとした。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は、同保証を提出しなかったため、オランダにおけるエネルとエネルパワーの資産差押えは取り消され、2016年10月21日以降無効となった。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は2016年8月26日の判決に対して控訴したが、両当事者間の合意に基づき、予防措置に関する訴訟でのオランダ破棄院の裁定が下されるまでこの手続きは停止された（オランダ破棄院の裁定は2017年6月23日に言い渡された）。2016年8月26日の判決に対する控訴審は、当事者のうちの片方からの具体的な要求がないため、引き続き停止されている。この停止は、オランダにおける資産差押えが2016年10月以降無効になった事実には、影響を与えていない。

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。この控訴により完全な再審議が行われる。控訴院は、争議全体の再審議を行う。これにより、エネルとエネルパワーは、全体的な答弁を提出することができる。2016年9月27日、アルバニア・ビーイージー・アンビエントも、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1月29日、控訴審における口頭弁論が行われ、これを受けて控訴院はエネルとエネルパワーにパリの大審裁判所がフランスにおけるアルバニアの判決の執行認可を却下した裁定を証拠として提出することを認めた。アムステルダム控訴院の判決は2018年7月17日に予定されている。

アイルランド

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また、アイルランドでもティラナ裁判所の判決をアイルランドでも執行可能とするよう訴えを起こした。高等裁判所は、2016年3月8日、アイルランドが管轄権を有しない旨を認定し、エネルとエネルパワーの抗弁を支持する決定を発行した。2017年3月31日、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、アイルランドが管轄権を有しないとした2016年3月8日の決定に対して簡易手続きによる控訴を行った。エネルとエネルパワーは、2017年4月7日にこの控訴に対する答弁を行った。

2018年2月26日の判決において、アイルランドの裁判所はアルバニア・ビーイージー・アンビエント・エスエイチピーケーの控訴を退けた。

ルクセンブルク

ルクセンブルクでも、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、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。

2001年政令第231号違反

2017年7月14日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、法人の管理責任に関する2001年政令第231号の違反容疑でアンコーナ裁判所に提起された告発通知を受け取った。この訴訟は、会社のある代理人が会社の利益のために、保護地域における自然の生息地を破壊した容疑について開始された。この件は、同一の代理人と他の2社の被告が同一の罪に関与する別々の訴訟と統合されている。裁判所は、証人尋問の日を設定した。

シーアイイーエヌ訴訟ーブラジル

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。2014年3月、裁判所は、当事者間で係争中の他の争議の存在を考慮し、裁判を一時停止するというシーアイイーエヌの申立を認めた。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27百万ユーロ）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121百万ユーロ）および不特定の被害への支払いを求めた。フルナスも、シーアイイーエヌの不履行の主張に伴って相互接続線の所有権（本件では70%）を取得しようとしている。シーアイイーエヌの抗弁は先の事案と似通った内容である。2014年8月、フルナスの抗弁書は棄却された。フルナスは、先の決定を不服として上訴し、一方シーアイイーエヌも控訴し、現在は手続きが進行中である。

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、ブラジルの配電会社であるエネル・ディストリブシオン・リオ（旧アンプラ）に対して、1987年から2002年に間の同社の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、一部エネル・ディストリブシオン・リオ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、その裁定はエネル・ディストリブシオン・リオにとって有利なものであった。

1999年に提起され、1994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、第一審の裁判所はエネル・ディストリブシオン・リオに対して約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。エネル・ディストリブシオン・リオ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、現在も係争中である。

2006年に提訴され、1987年から2002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18,000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22百万ユーロ）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エネル・ディストリブシオン・リオに命じる判決を下した。2015年7月8日、エネル・ディストリブシオン・リオ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、当事者は判決を待っている状態である。

残りの4件の訴訟については、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445百万レアル（約124百万ユーロ）と推定される。

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・グループ傘下のエネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー（旧コエルチェ）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共同組合のグリッド使用について契約を結んだ。契約ではエネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー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、複数の組合がエネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー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・V・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203百万レアル（約56百万ユーロ）だった。エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーには、裁判所および控訴院から有利な判決が出されたが、コペルバはさらなる控訴（*Embargo de Aclaracion*）を行った。しかし、これは2016年1月11日に棄却され、コペルバは2016年2月3日に上級裁判所に非常上告を行った。同手続は現在も進行中である。

エネル・ディストリブイセオ・ゴイアス・エージェームーブラジル

1993年、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）、ゴイアス州およびパンカ・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（VAT）の一部を移転することを通じた、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアス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、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは23の地方自治体と和解した。2007年から2008年の間、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは、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113件が未決）。上記の合意を無効とした判決はあるが、エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスは、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。この訴訟の総額は、約10億レアル（約277百万ユーロ）に相当する。

エネル・ディストリブイセオ・ゴイアスの民営化プロセスの一環として、税金軽減メカニズムが導入され、これによってエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスがICMS（VAT）負債をエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスによる送電網の開発および保守における投資に関連する税額控除で相殺することが可能になったことに留意することは重要である。この税額控除の額は、上記訴訟で言及されたものを含め、2015年1月27日までにエネル・ディストリブイセオ・ゴイアスで発生した負債の額に限定されている。

エル・キンボーコロンビア

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。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。2015年2月、裁判所は、多数の特別な要件が充足されるまでの間の、埋立作業の予防的中止を命じた。

この予防的中止はその後、埋立ての進行を許容するように修正され、2015年6月30日に埋立てが開始された。しかし、エムゲサは、同社がキンボ集水域からバイオマスおよび森林廃棄物を取り除いたことをANLA（国の環境当局）が証明するまで発電活動を禁止する旨の、予防手段の修正の通知を、2015年7月17日に受領した。

エネルギー省は、エネルギー緊急事態が宣言されたことから、決定を待つ間に発電を開始する権限をエムゲサに付与する政令を発行した。2015年12月16日、憲法裁判所はこの大統領令が違憲であると決定し、エムゲサは同日から発電を停止した。

2015年12月24日、鉱業・エネルギー省およびAUNAP（農業・漁業の当局）は、予防的手段として発電の権限を付与することを刑事裁判所に求める共同申立てを提出した。2016年1月8日、裁判所は同省およびAUNAPが求めた予防的手段を認め、エル・キンボにおける暫定的かつ即時の発電再開を承認した。裁判所が認めた予防的手段は、ウイラ県の裁判所が事件の実体すなわち地元の行政裁判所が当初発行した予防的手段の取消しまたは支持に関する決定を発行するまで効力を有する。ウイラ県の裁判所は、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。2016年4月11日のウイラ県行政裁判所の決定で、予防的差止めの一時的撤回は2016年10月16日まで維持され、その後2017年2月からさらに6カ月引き延ばされた。2017年8月の予防的差止めの一時停止の期限の経過後に、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。この訴訟は、裁判所が2017年11月27日に提出され、担当当局にも通知された当事者間の和解案を評価中であるため、現在停止されている。2018年1月24日、ウイラ県の裁判所はこの和解合意を却下したが、当事者はこの決定を不服として控訴している。

第一類電圧水準に関連する訴訟ーコロンビア

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ー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。

エムゲサおよびコデンサの仲裁手続きーコロンビア

2017年12月4日、エネル・アメリカス・エスエーはエムゲサおよびコデンサの約51.5%を所有しているグルポ・エネルギア・ボゴタ（「GEB」）から、2016年のエムゲサおよびコデンサの純利益の分配に関する当事者間の係争を解決するための、ボゴタ仲裁委員会での仲裁手続きの開始の通知を受けた。GEBは、利益の100%を分配することを怠ったことにより、「枠組投資合意」（株主間契約の一種）に違反した旨を申し立てていた。

GEBは、コデンサについて63,619,000,000コロンビア・ペソ（約18百万ユーロ）、エムゲサについて82,820,000,000コロンビア・ペソ（約23百万ユーロ）の請求を提出した。

SAPE（旧エレクトリカ）の仲裁手続きールーマニア

2016年4月20日、SAPEはパリの国際商業会議所に、エネル・エスピーエーおよびエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィに関して、イー・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギア・ムンテニアからの配当の不履行についての契約違反を申し立てたさらなる仲裁申立書を提出した。2016年9月、SAPEは先の仲裁要求を変更し、エネル・エネルギア・ムンテニアならびにイー・ディストリビューティ・ムンテニアを訴え、金銭的な要求を約56百万ユーロに修正した。2017年5月22日、SAPEは再び請求額を修正し、その金額を110百万ユーロに金利を上乗せした額とした。両当事者は、主張書面を交わした。

ガブチコボの係争案件ースロバキア

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）をめぐる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、管理協定（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性、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6月30日、仲裁裁判所は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および国有財産基金（現在は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提訴し、現在も係争中である。VVによってSEを相手取って提起された訴訟に関して、2017年9月27日にブラチ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。さらに地方レベルでは、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。2018年2月2日に訴訟の主張書面の交換が行われ、SEは2010年、2013年および2014年について当該提訴に対する反訴を行った。最後に、ブラティスラバ裁判所における別の訴訟において、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。2017年12月4日に公判が開かれ、判事は当事者間の今後の主張書面の交換についての期限を設定した。

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。BOT契約は、チュカスによる発電所の建設と20年間の操業、およびその後のICEへの譲渡を定めている。

BOT契約に基づき、同発電所は2014年9月26日に操業開始を予定していた。洪水、地滑り、同様の事故など複数の理由により、プロジェクトに費用超過と遅延が発生し、結果的に電力供給義務の履行に遅れが生じた。こうした動向を踏まえ、2012年と2013年に、チュカスはICEに対して、上昇した費用を回収し、同発電所の操業の開始を延期するため、行政的請願書を提出した。ICEは、この請願を2015年に却下し、実際に操業開始の遅れを理由に約9百万ドル（約7百万ユーロ）におよぶ2件の罰金を課した。チュカスの予防的控訴を受けて、罰金の支払いは保留とされた。この発電所は2016年12月に操業を開始した。

さらに、ICEが行政的請願を却下したため、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、ならびに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はこの仲裁裁定を不服として国内の裁判所に提訴したが、この訴訟は予備的段階にある。

また、2015年10月3日には、同水力発電所の一部建設を請け負っていたFCCコンストラクション・アメリカ・エスエーとFCCコンストラクション・エスエー（FCC）に、複数の契約義務違反（作業完了の期限超過など）があったとして、チュカスは、契約違反を理由に契約を解除する旨を当事者に通知し、これに対する保証の発行を強く求めた。しかし、保証は、FCCが2015年10月27日にパリの国際仲裁裁判所において開始した予防的手続きが未解決の間は支払われていない。2017年3月10日の申立てで、FCCは契約が理由なく解除された旨の裁定を求め、約27百万ドル（約22百万ユーロ）の損害賠償を請求した。チュカスは、2017年5月に提出された主張書面で原告の請求の棄却を求めたことに加えて、契約不履行を理由とした契約解除の確認を得るための反対請求の申立てを提出し、少なくとも38百万ドル（約30百万ユーロ）の損害賠償を請求した。審問は2018年2月に行われ、最終訴答手続きが進行中である。

ブラジル国内の税務訴訟

源泉税－エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエー

1998年、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエーは、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーの買収のため、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、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエー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、この資金調達が生じた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、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエーは残存しているFRN債券とこれに伴う権利および義務の移転に関わるスピノフを実施した。

2012年11月6日、税務上訴委員会（最高レベルの行政裁判所）はエネル・ディストリブシオン・リオ・エスエー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、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエーは、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。争議に関わる金額は2017年12月31日現在、約312百万ユーロである。

ICMS－エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエーおよびエネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー
リオデジャネイロ州とセアラ州は、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスエー（1996年～1999年および2007年～2014年）、エネル・ディストリブシオン・セアラ（2003年、2004年、2006年～2011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2017年12月31日時点で合計約69百万ユーロである。

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、のれんの減損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再分類され、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、企業法を専門とする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。

2014年12月2日、企業側はこれについて控訴し、会計処理は適切だったと主張した。

2016年7月、争議は第一審において税務当局有利の判決が下された。この決定に対して、エンデサ・ブラジルは所管の第二審に控訴する。

争議に係る全体の金額は2017年12月31日時点で約69百万ユーロである。

スペイン国内の税務訴訟

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。この手続き中、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すべての裏付資料を提供する予定である。

2017年12月31日現在、この手続きが関与する金額の総額は約88百万ユーロである。この金額について、徴収措置の停止を得るために、銀行保証を差し入れている。

注記50 後発事象

欧州におけるグリーンボンド1,250百万ユーロの新規発行

2018年1月9日、エネル・ファイナンス・インターナショナルは欧州市場における2回目のグリーンボンドの募集を完了した。この発行は機関投資家向けであり、エネルによる保証が付されている。

発行額は合計1,250百万ユーロとなり、2026年9月16日の満期時に一括返済するとともに、1.125%の固定金利クーポン支払いは、2018年9月から毎年9月に年1回後払いで支払われる。発行価格は99.184%に設定され、満期までの実効利回りは1.225%である。

この取引では、約30億ユーロに上る応募があり、社会的責任投資家（SRI）による大規模な参加により、エネル・グループが引き続き投資家基盤を多様化させることを可能にしている。35,000,000,000ユーロのユーロ中期債プログラムのもとで実施された今回の起債による純手取り金は、国際資本市場協会（ICMA）が発行した「グリーンボンド原則」に従って特定された、または今後に特定される適格なエネル・グループのグリーン・プロジェクトの全部もしくは一部の資金、またはこうした資金の借り換えに使われる。

エネルに対するECPIサステナビリティ指数の指名

2018年1月23日、エネルは、環境的、社会的、ガバナンス的（ESG）パフォーマンスに基づいて企業を評価するECPIサステナビリティ指数シリーズに10度目の指名を受けた。エネルが指数に含まれることは、エネルの明確な長期戦略的な見識、健全な業務管理実務ならびに社会的および環境上のニーズへの取組みにおける積極的な実績が認知されたことを表している。エネルのスペイン子会社であるエンデサも、ECPI指数に含まれている。

エネルは、以下4つのECPI指数に含まれた。

- ＞ 再生可能な資源によるエネルギーの生産または売買に積極的なESG格付け上位40社を選ぶ、ECPIグローバル再生可能エネルギー株価指数

- ＞ 気候変動がもたらす困難な課題が提示する機会をとらえるために最も好位置につけている企業へのエクスポージャーを投資家に提供する、グローバル気候変動株価指数
- ＞ ECPIのESG基準を満たすユーロ圏市場で最も時価総額の大きい320社から成る、ECPIユーロESG株価指数
- ＞ ECPIのESG基準を満たす先進国市場企業を代表する広範なベンチマークとなる、ECPIワールド株価指数

ECPI指数シリーズは、ESG関連活動に関する企業のリスクとパフォーマンスを分析するため、およびサステナビリティに基づくアセット・マネジャーのパフォーマンスを評価するための基本的なツールを提供する。指数の構成企業を選定するために使用される社会的責任の基準により、投資家によるサステナビリティの問題に対する関心の表明およびそれらを全社的議題に格上げさせることを可能にする。

PwCとの覚書

2018年1月25日、エネル・エックスとPwCは、法人向け電動モビリティの、テスト・プログラムおよび実験的プロジェクトを伴った開発についての覚書を交わした。この覚書の期間は約3年で、調査および分析の予備的段階と、その後の現場における試行プロジェクトの実施が規定されている。

この目的は、輸送セクターの特にビジネスセクターにおけるサステナビリティの開発を促進し、電動モビリティが提供する、大気汚染の削減および保有車両管理コストの削減における潜在性を有効に使用することである。テストは、PwCの保有車両を用いて実施され、電動自動車は個人によってのみ、かつ都市部でのみ利用が可能であるという観念を覆すことを目的としている。PwCはまた、企業の保有車両管理における革新的なソリューションの開発のために、エネル・エックスに電動モビリティおよび保有車両管理の分野における専門知識を提供する。実際に、企業保有の自動車の約半数で1日当たりの走行距離が100キロメートル未満で、市販されている電動自動車の平均走行距離を大きく下回っていることから、電動自動車はたやすく企業向け市場の一部となり得る。したがって、エネルとPwCの間の覚書によって、両者はそれぞれのノウハウを共有し、電動自動車の文化をイタリアにおけるPwCネットワーク内の企業の社有車に広めることが可能となる。

ネバダにおける電力供給契約

2018年1月25日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（「EGPNA」）は、ウィン・ラスベガスとの間で、世界的に有名なラスベガス・ストリップに所在する同ホテルが、EGPNAのスティルウォーターに所在する新設の27MWウィン・ソーラー・ファシリティで発電されたエネルギーを購入する電力購入契約（PPA）を締結した。現在ネバダ州で建設中のこの新しい太陽光発電プロジェクトは、2018年の上期中には発電を開始すると見込まれている。

この新たな160エーカーの太陽光発電施設の建設に対する投資は、約40百万ドルであり。エネルの現在の戦略計画でうたわれている投資に沿っている。この太陽光発電所で発電され、このPPAに基づいてラスベガスのホテルに販売される電力量は、年間43,900MWh超になると見込まれる。

2017年度ヤンキーボンド・アワード

2018年1月31日、エネルは全世界の資本市場情報の大手プロバイダーであるインターナショナル・ファイナンス・レビュー（IFR）によって、2017年5月に発行したイタリア企業が発行した米ドル建て債券としては過去最大となる、3つのトランシェで構成される50億米ドルの債券について、2017年度ヤンキーボンド・アワードを授与された。

IFRは、エネルとしては2013年以降で初めての米ドル債への進出であるこの起債の優れた執行と値付けを称えた。この取引は、4年以上にわたって実施された協調的なマーケティング・アプローチを経て実施されたものであり、この期間中、エネルは定期的に米国の投資家に最新情報を提供し、エネルの事業の基本的な強みを知らせてきた。

パルクス・エオリコス・ヘスティンベールの取得契約

2018年2月2日、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ（「EGPE」）は、ガリシア州およびカタロニア州に発電容量合計が約132MWの5カ所の風力発電所を所有する会社であるパルクス・エオリコス・ヘスティンベールの100%を、スペイン企業であるエラワン・エナジーおよびヘネラ・アバンテから総額178百万ユーロで取得する契約を締結した。

2018年上半期に予定され、この種の取引には通常の契約条項に基づく取引の完了後には、EGPEのスペインにおける設備容量は1,806MWを超え、その内訳は1,749MWの風力発電（スペイン全体の風力発電の設備容量の約8%）、43MWの小型水力発電および14MWのその他の再生可能資源からの発電である。

カナダにおけるパートナーシップ契約

2018年2月7日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（「EGPNA」）は、アルバータ・インベストメント・マネジメント・コーポレーションとの間でパートナーシップ契約を締結し、この契約に基づき、当グループはいずれもカナダのアルバータ州に建設予定の115MWのリバービュー風力発電所および30.6MWのキャッスル・ロック・リッジ風力発電所フェーズ2の49%の株式を売却する。取引完了時に支払われる合計価格は、2019年末に予定されている風力発電所の商業操業時に決定される。この取引完了後に、EGPNAはこれらのプロジェクトの過半数である51%の所有持分を維持しつつ、両風力発電所の管理、運転および保守を行う。

リバービュー・ウィンドおよびEGPNAの既存の76.2MWのキャッスル・ロック・リッジ風力発電所の拡張であるキャッスル・ロック・リッジ・フェーズ2は、いずれもアルバータ州のピンチャー・クリークに所在している。これらの2つの風力発電所の建設に対する投資全体は約170百万米ドルであり、これらの発電所は2019年末には操業を開始する予定である。これらの2つの施設は運転可能となった後には、年間約555GWhの発電が見込まれ、現在103MW強のカナダにおける当グループの容量は倍増以上となる。

これらの2つの風力発電所は、2017年12月に行われたアルバータ州の再生可能電力プログラムの下での最初の入札で、エネルが落札した20年間の再生可能エネルギー支援契約に基づき、アルバータ電力システム・オペレーター（「AESO」）に電力および再生可能エネルギー証書を供給する。

日本における需要反応サービスの供給契約

2018年2月8日、エネル・エックスは、子会社である米国の需要反応サービス会社であるエナノックを通じて、日本の公益事業企業グループによって導入された系統安定化予備力の入札の完了を受けて、日本において165MWの需要反応リソースの供給を落札した。

この落札はエネルを日本で最大の独立系需要反応アグリゲーターであることを確認するものであり、この結果、2018年7月にこの新プログラムが開始された際には、当グループは日本市場における仮想発電所を3倍近くまで拡大し、現在の60MWから17%の市場占有率に相当する約165MWに達する。

「2018年コーポレート・ガバナンス」賞

2018年2月12日、英国の大手専門誌であるエシカル・ボードルームは、「公益事業」産業セクターにおける2018年欧州コーポレート・ガバナンス賞にエネルを選出した。同誌は世界のガバナンスの問題を取り上げ、分析しているが、エネルのサステナビリティ基準およびコーポレートガバナンスのベストプラクティスを称えた。エネルは、世界中の大手上場会社の経営トップおよび主要機関投資家のサステナビリティ・アナリストを含む同誌の読者からこの賞の受賞候補に推薦された。エネルは今年のエシカル・ボードルームのコーポレート・ガバナンス賞の版に掲載された唯一のイタリア企業であった。

イタリアの観光業界におけるサステナブル・モビリティに関する覚書

2018年2月15日、エネルと文化財省は、観光セクターにおけるサステナブル・モビリティへの電気の使用の促進と開発のための覚書を結んだ。

この覚書は、電動モビリティの利益に対する市民の認識を向上させるための戦略的手段である。また、この覚書により、その後の観光施設での充電インフラストラクチャーの設置および主要な観光都市におけるプロジェクトの開始についての事業者団体との商業契約のための制度の枠組みを創り出すことが可能となる。

エネルは、革新的な商品およびサービスの開発に専念しているグループ会社であるエネル・エックスを通じて、事業者団体および観光業界団体と協調して、状況に応じた商業ソリューションを使用して、観光客向け宿泊施設への充電ステーションの設置、ならびにイタリア半島の他の地域に拡大するための複製可能なソリューションの調査および設計に取り組むことになる。

エネルはまた、電動モビリティ・システムを大都市圏および主要な観光都市において、業界の他の事業者とのパートナーシップの取決めを含め、実験する予定である。

フォルタレザーブラジル

ブラジルのフォルタレザ発電所（セントラル・ジェラドーラ・テルメレトリカ・フォルタレザ「CGTF」）へのガスの供給業者であるペトロリユ・ブラジレイロ・エスエー社（「ペトロプラス」）は、現在の市場の状況を考慮して経済的財務的不均衡を主張し、それを理由に両者間の契約を解除する意図を発表した。この契約は2003年に、ブラジル政府が火力発電を増加させ、同国における供給の安全性を高めるために確立した「火力発電優先プログラム」の一環として締結された。このプログラムはブラジル国家が、財務・鉱山・エネルギー省が決定した規制価格でのガスの供給を保証することを規定している。

CGTFは、ブラジルにおける電気の安全を保証するために、ペトロブラスに対する法的措置を開始し、2017年末に裁判所から、契約の解除を停止する予防的差止めを得て、当該契約は依然として有効である旨が宣言された。2018年1月末、CGTFは上記の係争に関するペトロブラスからの仲裁の申立ての通知を受け、この手続きは予備的段階にある。

その後2018年2月27日、裁判所は通常裁判所でCFTGの申立てによって取られた措置の抹消を決定し、その結果、ガスの供給を認めていた予防的差止めを取り消した。

CGTFはガスの供給を回復するために、この最近の決定に不服申立てを行い、裁判所がペトロブラスの契約を履行する義務を確認することを確信している。

アメリカ合衆国における新風力発電所の建設

300MWのダイヤモンド・ヴィスタ風力発電プロジェクトは、その電力をグローバルな製造会社であるコーラー・カンパニーを含む3つの大口顧客に販売する。

エネルは、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・アメリカを通じて、ダイヤモンド・ヴィスタ風力発電所の建設を開始している。同発電所の設備容量は約300MWの予定で、カンサス州のマリオン郡およびディキンソン郡に所在する。ダイヤモンド・ヴィスタ完成後には、運転風力発電容量は約1,400MWとなり、米国で最大の風力発電事業者としてのエネルの地位はさらに固められる。

ダイヤモンド・ヴィスタの建設で計画されている投資は約400百万ドルであり、エネル・グループの現在の戦略計画でうたわれている投資の一部である。このプロジェクトのための資金は、エネル・グループの自己資金で賄われている。このプロジェクトは2018年末までに操業を開始することが見込まれており、全面稼働された場合には年間約1,300GWhの発電が可能となる。

イー・ディストリブツィオーネが、スマート・グリッドの構築に関する経済開発省の入札で落札

イー・ディストリブツィオーネは、2014—2020年「企業および競争力」に係る全国オペレーショナル・プログラム（NOP）に経済開発省が80百万ユーロを配分している、低開発地域における配電用スマート・グリッド構築のための電力インフラストラクチャーの国による入札の募集に応じて落札した。

この入札では、再生可能資源からの電力の配電によって満たされる電力需要の割合を直接的に引き上げるために、配電インフラストラクチャーまたはスマート・グリッドの建設、アップグレード、効率改善および強化を要求している。このゴールに到達するために、イー・ディストリブツィオーネはこの取組みの資金を賄うために現在経済開発省が割り当てているすべての資源が与えられ、21のプロジェクトに総額80百万ユーロが認められている（コストの100%に対して助成金）。この内訳は、バジリカータ州において7百万ユーロ相当の2プロジェクト、カンパニア州において29百万ユーロ相当の7プロジェクト、シチリア州において44百万ユーロ相当の12プロジェクトである。

ブリンディジ発電所の差押え

2018年3月16日に発行された措置で、レッツェ検事局は2017年12月18日に発行された措置を追認し、その結果としてターラント財務警察による523.3百万ユーロの予防的差押えの執行を命じた。

財務警察はこの措置を2018年3月19日に伝達し、*Fondo Unico di Giustizia*（単一司法基金）が認めた銀行での当座預金口座の証明/開設の期限として2018年3月21日を指定した。

当社は、この命令に従っている。

[前へ](#)

[次へ](#)

B. エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の個別財務諸表

損益計算書

		2017年				2016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									
サービスからの収益	4.a	119,973,169	15,277,383,340	117,964,169	15,021,557,280	196,643,777	25,040,618,563	196,280,057	24,994,302,458
その他の収益および収入	4.b	12,536,313	1,596,374,097	11,816,934	1,504,768,376	9,861,498	1,255,763,155	9,069,283	1,154,882,497
小計		132,509,482	16,873,757,438			206,505,275	26,296,381,719		
営業費用									
消耗品の購入	5.a	527,618	67,186,876	397,627	50,633,822	584,840	74,473,526		
サービス、リースおよび賃借料	5.b	164,647,974	20,966,273,009	83,362,136	10,615,334,398	151,952,810	19,349,670,825	77,696,819	9,893,912,931
人件費	5.c	173,833,672	22,135,979,792			166,399,594	21,189,324,300		
減価償却費、償却費および減損損失	5.d	15,386,821	1,959,357,786			448,085,594	57,059,219,540		
その他の営業費用	5.e	19,640,692	2,501,045,719	1,042,212	132,715,276	16,599,951	2,113,837,760	108,251	13,784,682
小計		374,036,777	47,629,843,183			783,622,789	99,786,525,951		
営業利益		(241,527,295)	(30,756,085,745)			(577,117,514)	(73,490,144,233)		
株式投資からの収益	6	3,032,755,082	386,191,032,142	3,032,046,630	386,100,817,864	2,882,499,648	367,057,505,176	2,876,316,848	366,270,187,424
デリバティブから生じた金融収益	7	2,682,999,217	341,653,120,293	1,639,718,234	208,801,719,918	2,786,671,950	354,854,806,113	1,239,467,879	157,833,839,712
その他の金融収益	8	409,494,784	52,145,065,795	157,113,888	20,006,882,498	556,019,345	70,803,503,392	146,646,523	18,673,968,239
デリバティブから生じた金融費用	7	2,901,726,027	369,505,792,278	835,546,371	106,398,474,883	3,126,763,778	398,162,099,491	466,545,748	59,409,935,550
その他の金融費用	8	872,053,419	111,047,282,375	71,712,486	9,131,867,967	979,163,840	124,686,723,386	54,073,673	6,885,741,520
小計		2,351,469,637	299,436,143,576			2,119,263,325	269,866,991,806		
税引前利益		2,109,942,342	268,680,057,830			1,542,145,811	196,376,847,573		
法人税等	9	(160,045,845)	(20,380,237,902)			(177,792,922)	(22,640,150,687)		
当期純利益		2,269,988,187	289,060,295,733			1,719,938,733	219,016,998,260		

包括利益計算書

注記	2017年		2016年	
	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益	2,269,988,187	289,060,295,733	1,719,938,733	219,016,998,260
損益にリサイクル可能なその他の包括利益（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	38,191,311	4,863,281,543	(98,254,561)	(12,511,735,798)
損益にリサイクル可能な資本に直接認識された損益	38,191,311	4,863,281,543	(98,254,561)	(12,511,735,798)
損益にリサイクル不可能なその他の包括利益（税引後）				
従業員給付負債の再測定	(5,419,377)	(690,103,467)	(11,273,042)	(1,435,509,168)
損益にリサイクル不可能な資本に直接認識された利益/（損失）	(5,419,377)	(690,103,467)	(11,273,042)	(1,435,509,168)
資本に直接認識された損益	22	32,771,934	(109,527,603)	(13,947,244,966)
当期包括利益（損失）合計	2,302,760,121	293,233,473,808	1,610,411,130	205,069,753,294

財政状態計算書

資産		2017年12月31日現在				2016年12月31日現在			
		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	
非流動資産									
有形固定資産	10	10,130,911	1,290,070,207			8,859,467	1,128,164,528		
無形資産	11	31,499,091	4,011,094,248			18,440,490	2,348,211,997		
繰延税金資産	12	298,564,422	38,019,193,497			370,298,399	47,153,798,129		
株式投資	13	42,811,272,440	5,451,587,432,510			42,793,374,282	5,449,308,281,070		
デリバティブ	14	1,455,620,268	185,358,684,927	911,987,785	116,132,524,542	2,469,135,121	314,419,666,308	953,412,489	121,407,546,349
その他の非流動金融資産	15	16,520,527	2,103,723,908			52,883,343	6,734,164,898	26,612,507	3,388,836,641
その他の非流動資産	16	147,703,070	18,808,508,934	138,750,969	17,668,548,392	186,999,080	23,812,462,847	153,765,974	19,580,559,129
合計		44,771,310,729	5,701,178,708,231			45,899,990,182	5,844,904,749,776		
流動資産									
売掛金	17	236,901,820	30,167,077,759	228,047,369	29,039,551,968	255,046,164	32,477,578,524	247,815,639	31,556,843,470
未収還付法人税等	18	265,116,255	33,759,903,912			212,324,448	27,037,395,208		
デリバティブ	14	111,187,134	14,158,569,644	98,089,135	12,490,670,451	480,063,926	61,131,340,337	18,842,181	2,399,363,329
その他の流動金融資産	19	4,350,254,731	553,961,437,446	2,185,263,224	278,271,418,944	4,220,574,127	537,447,909,332	3,047,741,908	388,099,454,565
その他の流動資産	20	451,717,926	57,521,760,697	435,163,901	55,413,771,153	298,790,729	38,048,011,431	260,724,520	33,200,660,377
現金および現金同等物	21	2,489,231,277	316,978,710,813			3,037,878,236	386,843,414,572		
合計		7,904,409,143	1,006,547,460,270			8,504,677,630	1,082,985,649,404		
資産合計		52,675,719,872	6,707,726,168,500			54,404,667,812	6,927,890,399,180		

負債および株主持分	2017年12月31日現在					2016年12月31日現在				
	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	
株主持分										
資本金		10,166,679,946	1,294,625,024,324			10,166,679,946	1,294,625,024,324			
その他の剰余金		11,442,355,799	1,457,069,587,445			11,409,583,162	1,452,896,319,849			
利益剰余金（繰越欠損金）		4,424,283,417	563,388,250,321			4,534,347,074	577,403,756,403			
当期純利益 ⁽¹⁾		1,202,486,793	153,124,668,221			804,937,538	102,500,746,089			
株主持分合計	22	27,235,805,955	3,468,207,530,310			26,915,547,720	3,427,425,846,665			
非流動負債										
長期借入金	23	10,780,028,411	1,372,728,817,857	1,200,000,000	152,808,000,000	13,664,164,147	1,739,994,662,479	1,200,000,000	152,808,000,000	
従業員給付	24	273,380,648	34,812,291,716			285,581,064	36,365,892,690			
リスクおよび費用に対する引当金	25	43,060,382	5,483,309,044			67,712,242	8,622,476,896			
繰延税金負債	12	168,341,991	21,436,669,134			246,395,098	31,375,951,779			
デリバティブ	14	2,270,128,975	289,078,223,677	28,238,268	3,595,861,047	3,082,463,484	392,520,900,053	746,835,995	95,102,095,603	
その他の非流動負債	26	11,486,594	1,462,702,880	9,283,268	1,182,131,347	35,665,460	4,541,639,676	33,077,332	4,212,067,457	
小計		13,546,427,001	1,725,002,014,307			17,381,981,495	2,213,421,523,573			
流動負債										
短期借入金	23	5,397,181,835	687,277,134,869	4,896,380,309	623,505,068,548	6,184,078,839	787,480,599,358	4,267,908,087	543,475,415,799	
1年以内返済予定の長期借入金	23	3,653,698,811	465,262,006,593			973,290,366	123,938,795,206			
買掛金	27	136,749,208	17,413,644,147	73,724,909	9,388,129,912	149,913,241	19,089,952,109	68,088,313	8,670,365,777	
デリバティブ	14	175,573,958	22,357,587,812	13,057,571	1,662,751,091	555,974,838	70,797,835,871	464,162,608	59,106,466,503	
その他の短期金融負債	28	465,099,793	59,225,807,641	28,593,746	3,641,127,616	549,580,628	69,983,597,170	81,565,385	10,386,536,126	
その他の流動負債	30	2,065,183,311	262,980,442,823	428,216,349	54,529,069,882	1,694,300,685	215,752,249,228	543,742,274	69,240,141,171	
小計		11,893,486,916	1,514,516,623,883			10,107,138,597	1,287,043,028,942			
負債合計		25,439,913,917	3,239,518,638,191			27,489,120,092	3,500,464,552,515			
負債および株主持分合計		52,675,719,872	6,707,726,168,500			54,404,667,812	6,927,890,399,180			

(1) 2017年度に関しては、当期純利益2,270百万ユーロ（2016年度は1,720百万ユーロ）は、中間配当1,068百万ユーロ（2016年度は915百万ユーロ）を差し引いて計上されている。

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	法定準備金	法第292/1993に 基づいた準備 金	その他の諸 準備金	純従業員給付 負債/(資産) の再測定によ る剰余金	金融商品評価 差額金	利益剰余金/ (繰越欠損 金)	当期純利益	株主持分合計
2016年1月1日 現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(15,930,702)	(277,999,841)	5,303,025,796	1,010,654,499	24,879,544,140
その他の変動 額	-	-	-	-	881	-	-	-	-	881
2015年純利益 の配分:										
ー配当金支払 い	-	-	-	-	-	-	-	(813,334,396)	(813,334,396)	(1,626,668,792)
ー法定準備金	-	-	152,664,429	-	-	-	-	-	(152,664,429)	-
ー利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	44,655,674	(44,655,674)	-
資本増加	763,322,151	2,203,939,405	-	-	-	-	-	-	-	2,967,261,556
2016年度の中 (1) 間配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(915,001,195)	(915,001,195)
当期包括利 益:										
ー資本に直接 認識された損 益	-	-	-	-	-	(11,273,042)	(98,254,561)	-	-	(109,527,603)
ー当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	1,719,938,733	1,719,938,733
2016年12月31 日現在	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,500	68,244,757	(27,203,744)	(376,254,402)	4,534,347,074	804,937,538	26,915,547,720
2017年1月1日 現在	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,500	68,244,757	(27,203,744)	(376,254,402)	4,534,347,074	804,937,538	26,915,547,720
その他の変動 額	-	-	-	-	703	-	-	-	-	703
2016年純利益 の配分:										
ー配当金支払 い	-	-	-	-	-	-	-	(203,333,599)	(711,667,596)	(915,001,195)
ー法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ー利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	93,269,942	(93,269,942)	-
資本増加	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017年度の中 (2) 間配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,067,501,394)	(1,067,501,394)
当期包括利 益:										
ー資本に直接 認識された損 益	-	-	-	-	-	(5,419,377)	38,191,311	-	-	32,771,934
ー当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	2,269,988,187	2,269,988,187
2017年12月31 日現在の合計	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,500	68,245,460	(32,623,121)	(338,063,091)	4,424,283,417	1,202,486,793	27,235,805,955

(1) 2016年11月10日に取締役会に承認され、2017年1月25日から支払われた。

(2) 2017年11月8日に取締役会に承認され、2018年1月24日から支払われた。

資本金および剰余金(注記22)											
円	資本金	資本剰余金	法定準備金	法第292/1993に 基づいた準備金	その他の諸準 備金	純従業員給付 負債/(資産) の再測定によ る剰余金	金融商品評価差 額金	利益剰余金/(繰 越欠損金)	当期純利益	株主持分合計	
2016年 1月1日 現在	1,197,423,581,615	673,893,041,630	239,484,716,323	282,114,702,630	8,690,175,170	(2,028,615,593)	(35,400,499,753)	675,287,304,863	128,696,743,903	3,168,161,150,788	
その他の 変動 額	-	-	-	-	112,187	-	-	-	-	112,187	
2015年 純利益 の 配 分:											
一配当 金支払 い	-	-	-	-	-	-	-	(103,570,001,987)	(103,570,001,987)	(207,140,003,973)	
一法定 準備金	-	-	19,440,288,389	-	-	-	-	-	(19,440,288,389)	-	
一利益 剰余金	-	-	-	-	-	-	-	5,686,453,527	(5,686,453,527)	-	
資本増 加	97,201,442,708	280,649,643,833	-	-	-	-	-	-	-	377,851,086,541	
2016年 度の中 間配当 (1) 金	-	-	-	-	-	-	-	-	(116,516,252,171)	(116,516,252,171)	
当期包 括 利 益:											
一資本 に直接 認識さ れた損 益	-	-	-	-	-	(1,435,509,168)	(12,511,735,798)	-	-	(13,947,244,966)	
一当期 純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	219,016,998,260	219,016,998,260	
2016年 12月31 日現在	1,294,625,024,324	954,542,685,462	258,925,004,712	282,114,702,630	8,690,287,356	(3,464,124,761)	(47,912,235,551)	577,403,756,403	102,500,746,089	3,427,425,846,665	
2017年 1月1日 現在	1,294,625,024,324	954,542,685,462	258,925,004,712	282,114,702,630	8,690,287,356	(3,464,124,761)	(47,912,235,551)	577,403,756,403	102,500,746,089	3,427,425,846,665	
その他の 変動 額	-	-	-	-	89,520	-	-	-	-	89,520	
2016年 純利益 の 配 分:											
一配当 金支払 い	-	-	-	-	-	-	-	(25,892,500,497)	(90,623,751,675)	(116,516,252,171)	
一法定 準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
一利益 剰余金	-	-	-	-	-	-	-	11,876,994,414	(11,876,994,414)	-	
資本増 加	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2017年 度の中 間配当 (2) 金	-	-	-	-	-	-	-	-	(135,935,627,512)	(135,935,627,512)	
当期包 括 利 益:											
一資本 に直接 認識さ れた損 益	-	-	-	-	-	(690,103,467)	4,863,281,543	-	-	4,173,178,076	
一当期 純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	289,060,295,733	289,060,295,733	
2017年 12月31 日現在 の合計	1,294,625,024,324	954,542,685,462	258,925,004,712	282,114,702,630	8,690,376,876	(4,154,228,228)	(43,048,954,008)	563,388,250,321	153,124,668,221	3,468,207,530,310	

- (1) 2016年11月10日に取締役会に承認され、2017年1月25日から支払われた。
- (2) 2017年11月8日に取締役会に承認され、2018年1月24日から支払われた。

キャッシュ・フロー計算書

2017年					2016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	
税引前利益	2,109,942,342	268,680,057,830			1,542,145,811	196,376,847,573			
調整額:									
無形固定資産の減価償却費、および減損失	5.d	15,386,821	1,959,357,786		16,085,594	2,048,339,540			
外貨建資産の為替換算調整額		(231,638,389)	(29,496,832,455)		(353,311,142)	(44,990,640,822)			
引当金の繰入額		37,912,889	4,827,827,285		23,768,717	3,026,708,423			
子会社、およびその他の会社から受取金	6	(3,032,755,082)	(386,191,032,142)	(3,032,046,630)	(386,100,817,864)	(2,882,499,648)	(367,057,505,176)	(2,876,316,848)	(366,270,187,424)
純金融収益/費用		905,461,585	115,301,478,234	(889,403,744)	(113,256,672,761)	1,122,415,365	142,928,372,579	(865,494,981)	(110,212,130,881)
処分およびその他の非经常性による(利益)/損失		-	-			432,000,000	55,010,880,000		
正味の考慮の活動によるキャッシュ・フロー		(195,689,834)	(24,919,143,462)			(99,395,303)	(12,656,997,884)		
引当金の増加/(減少)		(74,765,165)	(9,520,596,111)			(15,363,660)	(1,956,408,464)		
売掛金の増加/減少	17	18,144,344	2,310,500,765	19,768,270	2,517,291,502	28,356,606	3,610,930,208	29,925,376	3,810,697,380
その他の金融および非金融資産の増加/減少		886,354,164	112,868,339,244	(1,526,661,213)	(194,405,038,863)	1,404,233,678	178,815,116,557	(522,698,024)	(66,560,366,376)
買掛金の増加/(減少)	27	(13,164,033)	(1,676,307,962)	5,636,596	717,764,135	(14,106,282)	(1,796,293,950)	8,843,510	1,126,132,563

受取利息およびその他の融受取額		1,134,440,570	144,459,662,184	325,498,532	41,448,983,065	1,047,226,510	133,353,823,783	541,234,816	68,920,841,469
支払利息およびその他の融費用支払額		(1,823,403,773)	(232,192,236,454)	(716,621,016)	(91,254,520,177)	(1,806,973,424)	(230,099,995,812)	(365,049,730)	(46,485,432,618)
子会社、関連会社およびその他の関係会社からの配当金	6	2,976,903,441	379,078,884,177	2,976,194,989	378,988,669,899	2,882,499,648	367,057,505,176	2,876,316,848	366,270,187,424
法人等（連結納税制度）の支払（連税）額		(443,549,585)	(56,481,604,154)			(915,300,136)	(116,554,319,318)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)		2,465,270,129	313,927,498,227			2,511,177,637	319,773,360,296		
有形固定資産および無形資産への投資額	10-11	(29,716,867)	(3,784,145,844)	(29,716,867)	(3,784,145,844)	(22,087,927)	(2,812,676,624)	(22,158,868)	(2,821,710,251)
株式投資の購入	13	(17,898,158)	(2,279,151,440)	(17,898,158)	(2,279,151,440)	(386,599,202)	(49,229,542,383)	(386,599,202)	(49,229,542,383)
株式投資の売却	13	-	-			-	-		
投資/活動によるキャッシュ・フロー(b)		(47,615,025)	(6,063,297,284)			(408,687,129)	(52,042,219,007)		
金融負債（新借入額）	23	989,235,387	125,969,234,181			50,000,000	6,367,000,000		
純金融負債（返済）	23	(992,598,185)	(126,397,452,878)			(3,847,804,205)	(489,979,387,465)		
長期金融債務/（債権）の純額		(2,854,462,654)	(363,487,274,360)	(26,612,508)	(3,388,836,769)	1,803,737,509	229,687,934,396	44,836,206	5,709,442,472
短期金融債務/（債権）の純額		1,721,306,401	219,191,157,103	1,511,596,115	192,486,649,284	(1,358,393,143)	(172,977,782,830)	1,409,771,529	179,520,306,503
支払当金	22	(1,829,783,012)	(233,004,568,748)			(1,626,668,107)	(207,139,916,745)		
資本および剰余金の増加	22	-	-			(10,847,528)	(1,381,324,216)		
財務活動によるキャッシュ・フロー(c)		(2,966,302,063)	(377,728,904,702)			(4,989,975,474)	(635,423,476,859)		

現金および現金同等物の増加/（減少） (a+b+c)					
		(548,646,959)	(69,864,703,759)	(2,887,484,966)	(367,692,335,570)
現金および現金同等物期首残高					
21	3,037,878,236	386,843,414,572	5,925,363,202	754,535,750,143	
現金および現金同等物期末残高					
21	2,489,231,277	316,978,710,813	3,037,878,236	386,843,414,572	

[前へ](#)

[次へ](#)

個別財務諸表の注記

注記1 財務諸表の形式と内容

エネル・エスピーエーは、電力およびガス事業を営む株式会社（*società per azioni*）で、イタリアのローマ、ヴィアレジーナ、マルゲリータ137に登記上の事務所を構える。

持株会社としての業務の一環で、エネル・エスピーエーは当グループおよびその子会社のための戦略的な目標を設定し、グループ内の活動を調整している。エネル・エスピーエーが、その管理および調整機能の一部として他のグループ会社に関して行う活動（当社の組織構造に関連するものを含む。）は、以下のとおり要約することができる。

＞ **持株会社機能**（グループのレベルでのガバナンス・プロセスの調整に付随する活動）：

- －管理事務、財務および統制
- －人事および組織
- －コミュニケーション
- －法務および全社的業務
- －革新および持続可能性
- －欧州に関連する業務
- －監査

＞ **グローバル事業分野機能**（当グループが事業を行っているすべての地理的地域での事業の調整および開発に関する責任）：

- －国際インフラストラクチャーおよびネットワーク
- －グローバル火力発電所
- －グローバル再生可能エネルギー
- －グローバル・トレーディング
- －グローバル・エネル・エックス

＞ **グローバル・サービス機能**（すべての情報技術および購買業務に関するグローバル・レベルでの責任）：

- －グローバル購買
- －グローバルICT

グループ内で、エネル・エスピーエーは、主に通常業務によるキャッシュ・フローと幅広い資金源の利用により、所要流動性を満たすと同時に、余剰流動性を適切に管理している。

エネル・エスピーエーは親会社として、2017年12月31日に終了した事業年度における連結財務諸表を作成しており、これは、金融仲介に関する包括法（1998年2月24日付の政令第58号）の154条の3第1項に準拠して作成された本年次報告書の不可欠な要素となっている。

2018年3月22日の取締役会において、2017年12月31日時点の当該財務諸表を公表することが承認された。

なお、これらの財務諸表はアーンスト・アンド・ヤング・エスピーエーによる法定監査を受けている。

表示基準

2017年12月31日に終了した事業年度における個別財務諸表は、規則1606/2002号により欧州連合によって公認され、同年末時点で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）、ならびに国際財務報告基準解釈指針委員会（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ている。これら基準や解釈はすべて以下、「EU版IFRS」という。

財務諸表は、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。

財務諸表は、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／固定基準」で分類され、売却目的保有の処分グループに属する売却目的資産および関連負債が存在する場合、個別に計上されている。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財政状態計算書日後1年以内に現金化、売却または消費する意向の資産であり、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。

損益計算書は費用の性質に基づいて分類され、継続事業の純損益および非継続事業の純損益は別途計上されている。

キャッシュ・フロー計算書に関しては間接法が用いられている。非継続事業の営業、投資、金融活動に係るキャッシュ・フローが生じた場合には別途計上されている。

損益計算書、財政状態計算書およびキャッシュ・フロー計算書では、関連当事者取引を開示している。なお関連当事者の定義については、連結財務諸表の「会計方針および測定基準」の節に記載している。連結財務諸表の個別項目の測定方針で規定されているとおり、EU版IFRSに準拠して公正価値で測定される項目を除き、財務諸表は継続企業を前提として、原価法により作成されている。

財務諸表は、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。

財務諸表では、前年度との比較情報が表示されている。

注記2 会計方針および測定基準

会計方針および測定基準は、適用される場合には、連結財務諸表の作成にあたって採用されたものと同じ内容であり、より詳細な情報については、（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に関する項目を除き）これを参照することを推奨する。

子会社とは、エネル・エスピーエーの支配下にあるすべての事業体である。当社が投資先を支配するのは、投資先への関与により生じる変動リターンに対するエクスポージャーまたは権利を有し、かつ、投資先に対するパワーを通じて当該リターンに影響を及ぼす能力を有している場合である。パワーとは、実際の権利が存在することにより、投資先となる事業体の重要な活動に関して指図する実際の能力を有することと定義される。

関連会社は、エネル・エスピーエーが重大な影響力を有する企業で構成される。重大な影響力とは、投資対象の財務方針および営業方針の決定を左右するパワーであるが、これら事業体そのものに対する支配または共同支配を行う権限ではない。

ジョイント・ベンチャーとは、エネル・エスピーエーが共同支配を行使し、同ベンチャー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、取り決めにに関する支配権の共有を意味し、重要な活動に関する決定において、共同支配権を持つすべての当事者の全会一致の同意が必要とされ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、取得原価で測定される。取得原価は、減損損失の発生に応じて調整される。減損損失認識の原因が消滅した際には、減損損失に係る調整額は戻入処理される。ただし、戻入れた結果の値が取得原価を上回ることはいできない。

当社が被る損失額が投資の帳簿価額を超過している場合、ならびに当社が被投資会社の法的債務または推定債務を履行する義務がある場合、あるいは被投資会社の損失を補填すべき場合には、損失額のうち帳簿価額を超過する分が、リスクおよび費用に対する引当金として負債認識される。

共同支配下にある事業体への投資を、経済的実体を伴うことなく処分する場合には、受取対価と帳簿価額の差額が株主持分で認識される。

株式投資による配当金は、配当金を受け取る株主の権利が確立した時点で損益として認識される。

第三者への未払配当金および未払期中配当金は、それぞれ株主総会および取締役会の承認日に、株主持分の変動として認識される。

見積りおよび経営者の判断の使用

個別財務諸表の作成において採用された見積りおよび経営者の判断の使用は、該当する場合、以下に説明する株式投資の測定を除き、連結財務諸表の作成において採用された見積りおよび経営者の判断と同一であり、財務諸表利用者は、連結財務諸表の作成において採用された見積りおよび経営者の判断を参照されたい。

株式投資の回収可能性

当社は、グループ内法人の管理のための戦略と首尾一貫し、各株式投資について、最低限1年に1度は減損の証拠の存在を評価している。かかる証拠が発見された場合、関連する資産に対して減損テストが実施される。各株式投資の回収可能価額を算定するためのプロセスと手続きは仮定に基づいており、こうした仮定は複雑である可能性があり、またその性格により経営者が、特に減損の証拠の特定、当グループの事業計画の対象期間を超えた将来の利益性の予想、終価の見積りの基礎となる正常化されたキャッシュ・フローの決定、ならびに予想将来キャッシュ・フローに適用される長期成長率および割引率の決定に関連して、判断を使用することが求められる。

注記3 近年公表された会計基準

近年公表された会計基準に関する情報は、連結財務諸表の注記の該当する節を参照のこと。

新基準である「IFRS第9号―金融商品」および「IFRS第15号―顧客との契約から生じる収益」の適用に関連して、2016年に開始されたこれらの適用の影響を識別するためのプロジェクトは、2017年に完了した。

適用初年度における、「分類および測定」ならびに「減損」についてのIFRS第9号適用の影響は、2018年1月1日現在で株主持分で認識されるが、「ヘッジ会計」の規定の適用は非遡及的である。ただし、為替のベースス・スプレッドをヘッジ関係から分離する選択肢は例外であり、当グループはこれについては遡及的に適用することを選択した。

実施された分析に基づくと、2018年1月1日よりのIFRS第9号の適用は、関連する税効果控除後で、主として予想損失モデルの採用に伴い、株主持分に重要性のない減少をもたらす。

IFRS第15号の適用に関しては、新しい規定によって影響を受けるような重要性のある状況は現れていない。

損益計算書に関する情報

収益

注記4.a サービスからの収益 - 120百万ユーロ

サービスからの収益の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
サービス			
グループ会社	118	197	(79)
グループ外会社	2	-	2
サービスからの収益合計	120	197	(77)

サービスからの収益120百万ユーロには、当社の管理・調整機能の枠内で子会社に提供したサービス、ならびに子会社に関連して発生した様々な性格の費用の請求についての118百万ユーロが含まれている。

全体としての減少77百万ユーロは、主として、経営指導料および技術指導料の減少によるものであり、これらは2015年度および2016年度に関連する調整分の精算、ならびに当年度中に親会社が採用した新しい報酬モデルの適用による。

「サービスからの収益」の地域別の内訳は、次のとおりである。

- ＞ イタリア国内が75百万ユーロ（2016年度は129百万ユーロ）
- ＞ 欧州連合市場内が25百万ユーロ（2016年度は46百万ユーロ）
- ＞ 欧州連合市場外が7百万ユーロ（2016年度は13百万ユーロ）
- ＞ その他諸国が13百万ユーロ（2016年度は9百万ユーロ）

注記4.b その他の収益および利益 - 13百万ユーロ

2017年度のその他の収益および利益は13百万ユーロとなったが、当年度および前年度とも、主に出向社員に関連するものであり3百万ユーロ増加した（2016年度は10百万ユーロ）。

営業費用**注記5.a 消耗品の購入 - 1百万ユーロ**

消耗品の購入は1百万ユーロとなり、前年と比較して変動はなかった

注記5.b サービス、リースおよび賃借料 - 165百万ユーロ

サービス、リースおよび賃借料に係る費用は以下のとおりである。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
サービス	149	135	14
リースおよび賃借料	16	17	(1)
サービス費用、リースおよび賃借料合計	165	152	13

サービスの費用合計149百万ユーロには、第三者から提供されたサービスに係る費用79百万ユーロ（2016年度は73百万ユーロ）、および、グループ会社から提供されたサービスに係る費用70百万ユーロ（2016年度は62百万ユーロ）が含まれている。具体的には、第三者から提供されたサービスに係る費用の増加6百万ユーロは、主として戦略、管理および組織に関するコンサルティングについて発生した費用の増加、ならびに広告、マーケティングおよび報道資料に関する費用の増加によるが、2017年度における過年度項目の認識によって一部相殺された。

グループ会社から提供されたサービスに係る費用は、主として子会社であるエネル・イタリア・エスアールエルによって提供されたITサービス、人事サービスおよび施設管理サービスに係る費用の増加（4百万ユーロ）により、8百万ユーロ増加した。

リースおよび賃借料に係る費用は、主として子会社のエネル・イタリア・エスアールエルからのリース借入れ資産の費用に関連し、前年度から1百万ユーロ減少した。

注記5.c 人件費 - 174百万ユーロ

人件費の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ	注記	2017年	2016年	増減
賃金および給与		108	108	-
社会保険費		34	35	(1)
退職給付	24	9	7	2
その他の長期給付金	24	20	14	6
その他費用およびその他のインセンティブ制度	25	3	2	1
人件費合計		174	166	8

人件費は174百万ユーロとなり、2016年に比べ8百万ユーロ増加したが、これは主として、長期インセンティブ制度の費用の増加（5百万ユーロ）および確定給付制度に係る退職後給付費用の増加（2百万ユーロ）によるものである。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比および2017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	
	2017年	2016年	増減	2017年12月31日
シニア・マネージャー	239	240	(1)	248
ミドル・マネージャー	565	539	26	623
事務職	367	356	11	375
合計	1,171	1,135	36	1,246

5.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 15百万ユーロ

百万ユーロ			
	2017年	2016年	増減
減価償却費	4	4	-
償却費	11	12	(1)
減損損失	-	474	(474)
減損損失の戻入	-	42	(42)
減価償却費、償却費および減損損失合計	15	448	(433)

減価償却費、償却費および減損損失は15百万ユーロ（2016年度は448百万ユーロ）となり、前年比433百万ユーロ減少した。2017年度の合計は、減価償却費（4百万ユーロ）および償却費（11百万ユーロ）のみに関連しており、これらは基本的に前年度と比較して変動はなかった。

2016年度には、減価償却費および償却費に加えて、合計額にはエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに対する投資の減損損失（474百万ユーロ）およびエネル・トレード・エスピーエーに対する投資の減損の戻入（42百万ユーロ）が含まれており、これらは投資に対して実施された減損テストに基づいて認識されていた。

注記5.e その他の営業費用 - 20百万ユーロ

その他の営業費用は合計で20百万ユーロとなり、主として交際費の増加により、前年比3百万ユーロ増加した。

この結果、営業損失は242百万ユーロとなり、前年度から335百万ユーロ改善した。

注記6 株式投資からの収益 - 3,033百万ユーロ

株式投資からの収益は2017年に3,033百万ユーロとなったが、これは子会社および関連会社によって承認された配当金および臨時配当金3,032百万ユーロおよびその他の株式保有による1百万ユーロである。対前年度での増加151百万ユーロは、南アメリカにおける当グループの事業に関連した組織再編を受けて、子会社であるエネル・アメリカスおよびエネル・チリによって承認された臨時配当の影響等による。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
子会社および関連会社からの配当金	3,032	2,876	156
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	-	304	(304)
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,448	1,610	(162)
エネル・ファクター・エスピーエー	3	3	-
エネル・イタリア・エスアールエル	23	-	23
エネル・エネルギア・エスピーエー	679	358	321
セルヴィツィオ・エレットトリコ・ナショナルレ・エスピーエー	80	-	80
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	50	50	-
エネル・イベリア・エスアールエル	677	550	127
エネル・ソール・エスアールエル	15	-	15
エネル・アメリカス・エスエー	25	-	25
エネル・チリ・エスエー	31	-	31
セシ・エスピーエー	1	1	-
その他の会社からの配当金	1	6	(5)
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	-	6	(6)
エンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	1	-	1
株式投資からの収益合計	3,033	2,882	151

注記7 デリバティブから生じた純金融収益／（費用） - (219)百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
デリバティブから生じた収益			
－グループ会社のための取引：	2,533	2,515	18
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブから生じた収益	2,533	2,515	18
－エネル・エスピーエーの取引：	150	272	(122)
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	32	32	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	108	158	(50)
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブから生じた収益	10	82	(72)
デリバティブから生じた総収入	2,683	2,787	(104)
デリバティブの費用			
－グループ会社のための取引：	2,523	2,520	3
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する費用	2,523	2,520	3
－エネル・エスピーエーの取引：	379	607	(228)
公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	30	27	3
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	341	497	(156)
損益を通じて公正価値評価されるデリバティブに関する費用	8	83	(75)
デリバティブの費用合計	2,902	3,127	(225)
デリバティブから生じた金融収益／（金融費用）の合計	(219)	(340)	121

デリバティブから生じた純費用は219百万ユーロで（2016年度は340百万ユーロの純費用）、これは基本的にエネル・エスピーエーによるデリバティブ取引から生じた純費用である。

前年度からの改善121百万ユーロは、主としてキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する純費用の減少（106百万ユーロ）によるものであり、これはすべてエネル・エスピーエーのための金利および為替デリバティブによるものである。

デリバティブに関するより詳細な情報については、注記31「金融商品」および注記33「デリバティブとヘッジ会計」の節を参照のこと。

注記8 その他の純金融収益／（費用） - (462)百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
その他の金融収益			
受取利息			
長期金融資産にかかる受取利息	2	4	(2)
短期金融資産にかかる受取利息	30	42	(12)
合計	32	46	(14)
正の為替差損益	238	398	(160)
公正価値ヘッジの利益 - ヘッジ調整後	13	8	5
その他	127	104	23
その他の金融収益合計	410	556	(146)
その他の金融費用			
支払利息			
銀行借入の支払利息	55	32	23
社債の利息	735	840	(105)
その他の借入の支払利息	70	54	16
合計	860	926	(66)
負の為替差損益	5	44	(39)
確定給付制度およびその他の長期従業員給付に係る利息費用	4	6	(2)
その他	3	3	-
その他の金融費用合計	872	979	(107)
その他の純金融収益（費用）合計	(462)	(423)	(39)

その他の純金融費用は462百万ユーロとなったが、これは主に借入金に係る利息費用860百万ユーロを反映したもので、これは為替差益238百万ユーロ、短期および長期金融資産に係る利息収益合計32百万ユーロ、ならびにグループ会社のために与えられた保証にかかるその他の金融収益124百万ユーロにより一部相殺された。2016年度と比較してのその他の純金融費用の増加39百万ユーロは、主として外貨建てヘッジ付き借入金に係る為替差益が、ユーロのドルおよび英ポンドに対する動向の影響を受けて160百万ユーロ減少したことによる。この影響は、社債の利息の減少105百万ユーロにより、一部相殺された。

注記9 法人税等 - (160)百万ユーロ

百万ユーロ	2017年	2016年	増減
当期法人税	(162)	(184)	22
繰延税金収益	4	6	(2)
繰延税金費用	(2)	-	(2)
法人税等合計	(160)	(178)	18

2017年度の法人税等については、160百万ユーロの貸方ポジションであった。これは主に、子会社から受け取った配当金の95%が益金不算入となったこと、および、法人税法（統合税法第96条）に従ってエネル・エスピーエーの利息費用がグループにおいて損金算入されたことから、税引前当期純利益と比較して法人税上の課税所得が減少したことによる。

対前年度（178百万ユーロの貸方ポジション）18百万ユーロの差異は、見積課税所得の増加に起因する。

以下の表は、理論上の税率と実効税率との調整表である。

百万ユーロ	2017年	%率	2016年	%率
税引前利益	2,110		1,542	
理論上の法人税等	506	24.0%	424	27.5%
税金減算額：				
－株式投資に係る配当金（回収済）	(678)	-32.1%	(753)	-48.8%
－株式投資に係る配当金（未回収）	(13)	-0.6%	-	-
－引当金の取崩し	(16)	-0.8%	(13)	-0.8%
－その他	-	-	(7)	-0.5%
税金増加額：				
－当期評価損（戻入）	-	-	119	7.7%
－引当金の繰入	12	0.6%	7	0.5%
－過年度費用	2	0.1%	3	0.2%
－その他	23	1.1%	25	1.6%
当期法人税等合計	(164)	-7.8%	(195)	-12.6%
地方税	-	-	-	-
過年度法人税見積りとの差額	-	-	11	0.7%
外国保有の配当金に係る最終的な源泉徴収	2	0.1%	-	-
繰延税額合計	2	0.1%	6	0.4%
－うち税率変更の影響	-		1	
－うち当期変動額	4		5	
－うち過年度見積差異	(2)		-	
法人税等合計	(160)	-7.6%	(178)	-11.5%

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10 有形固定資産 - 10百万ユーロ

2016年度および2017年度の有形固定資産の変動は、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	建物付属 設備	合計
取得原価	1	3	3	5	19	35	66
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(31)	(59)
2015年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	4	7
資本的支出	-	-	-	-	1	5	6
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
変動額合計	-	-	-	-	-	2	2
取得原価	1	3	3	5	20	40	72
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)	(63)
2016年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	6	9
資本的支出	-	-	-	-	4	1	5
減価償却費	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
変動額合計	-	-	-	-	3	(2)	1
取得原価	1	3	3	5	24	41	77
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	(67)
2017年12月31日現在残高	1	1	-	-	4	4	10

「有形固定資産」は、前年比1百万ユーロ増加し合計10百万ユーロとなった。これは基本的には、当年度中の資本的支出（5百万ユーロ）が当年度中の減価償却費（4百万ユーロ）を上回った差額に帰し得る。その他の資産に関連する資本的支出は、ハードウェア・システムであり、建物付属設備はエネル・エスピーエー本社の建物の修繕および建直しである。

注記11 無形資産 - 31百万ユーロ

無形資産はすべて耐用年数が確定しており、その内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	工業特許 および知的財産権	開発中のその他の 無形資産	合計
2015年12月31日現在残高	14	-	14
資本的支出	9	7	16
資産の使用開始	-	-	-
償却費	(12)	-	(12)
変動額合計	(3)	7	4
2016年12月31日現在残高	11	7	18
資本的支出	24	-	24
資産の使用開始	7	(7)	-
償却費	(11)	-	(11)
変動額合計	20	(7)	13
2017年12月31日現在残高	31	-	31

工業特許および知的財産権は2017年12月31日現在31百万ユーロであり、主にソフトウェアの購入および関連するアップグレードの維持管理で発生した費用に関連している。償却費は、各項目の残存耐用年数（平均3年）にわたって定額法で計算される。

工業特許および知的財産権は前年度末から20百万ユーロ増加したが、これは当年度の投資24百万ユーロおよび稼働を開始した資産7百万ユーロが、当年度償却費11百万ユーロによって一部相殺されたことによる。具体的には、投資は、既存のシステムおよび新システムの開発に伴うソフトウェアのアップグレードに関連した情報技術プロジェクトに関連している。稼働を開始した資産は、主として、グローバル事業分野ならびに管理、財務・統制およびグローバル購買機能を支援するためにプロセスとシステムを調和させ、統合することを目的に全世界レベルで着手されているエヴォリューション・フォー・エナジー（E4E）プロジェクトに加えて、既存システムに伴うソフトウェアのアップグレードに関連するその他のプロジェクトに関連している。

開発中のその他の無形資産の2017年12月31日現在の残高はゼロであった。

注記12 繰延税金資産および負債 - 299百万ユーロおよび168百万ユーロ

一時差異の種類別の繰延税金資産および繰延税金負債の変動は、以下のとおりである。

百万ユーロ	2016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)	その他の 増減額	2017年 12月31日
繰延税金資産					
一時差異の性質：					
－リスクおよび費用に対する引当金と減損損失	6	(1)	-	-	5
－デリバティブ	299	-	(69)	-	230
－増資費用	2	-	-	-	2
－その他の項目	63	(3)	2	-	62
繰延税金資産合計	370	(4)	(67)	-	299
繰延税金負債					
一時差異の性質：					
－金融商品の測定	239	-	(76)	-	163
－その他の項目	7	(2)	-	-	5
繰延税金負債合計	246	(2)	(76)	-	168
相殺考慮後繰延税金資産（法人税）	169				162
相殺考慮後繰延税金負債（地方税）	(45)				(31)

繰延税金資産は合計299百万ユーロ（2016年12月31日現在は370百万ユーロ）となり、前年度に比べ71百万ユーロ減少したが、これは主としてキャッシュ・フロー・ヘッジ取引の公正価値測定に関連する繰延税金資産に起因する。繰延税金負債は前年比78百万ユーロ減少して168百万ユーロ（2016年12月31日現在、246百万ユーロ）となったが、これは主としてキャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の公正価値測定に関する繰延税金に起因する。繰延税金資産および繰延税金負債の金額は、法人税率24%を適用して算定された。州事業税は、（当社によって遂行される事業を考慮した）5.57%の税率で繰延税金負債のみに適用されている。繰延税金資産の金額は州事業税を適用せずに算定された。今後、減算一時差異を戻し入れるに十分な州事業税課税所得を稼得する見込みがないためである。

[前へ](#) [次へ](#)

注記13 株式投資 - 42,811百万ユーロ

次の表は、保有する子会社、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投資一覧、投資ごとの期中変動、ならびに対応する期首および期末の価値を示したものである。

百万ユーロ	その他の変動-IFRIC第11号 (評価減)/再評価およびIFRS第2号に準拠					取得/ 設立/ (処分) / 提出(+/-)/ (清算) / 合併(+/-)/ (返済) (分離)(+/-) 合併(+/-)				その他の変動-IFRIC第11号 (評価減)/再評価およびIFRS第2号に準拠				
	取得原価	価	簿価額	%持分比	率	取得原価	純変動	取得原価	価	簿価額	%持分比	率		
	2016年12月31日					2017年12月31日				2017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	4,892	(986)	4	3,910	100,0	-	-	3	3	4,895	(986)	4	3,913	100,0
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	86	(84)	1	3	100,0	-	-	(3)	(3)	83	(84)	1	-	-
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	4,054	-	2	4,056	100,0	-	-	-	-	4,054	-	2	4,056	100,0
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	110	-	-	110	100,0	-	-	-	-	110	-	-	110	100,0
エネル・トレード・エスピーエー	1,401	(208)	1	1,194	100,0	-	-	-	-	1,401	(208)	1	1,194	100,0
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	6,538	-	2	6,540	100,0	-	-	-	-	6,538	-	2	6,540	100,0
エネル・エックス・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	5	-	5	5	-	-	5	100,0
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	8,498	(4,473)	-	4,025	100,0	-	-	-	-	8,498	(4,473)	-	4,025	100,0
エネルパワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100,0	-	-	-	-	189	(159)	-	30	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	-	-	-	-	-	-	1	-	1	1	-	-	1	100,0
エネル・エネルジア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100,0	-	-	-	-	1,321	(8)	-	1,313	100,0
エネル・イペリア・エスアールエル	18,300	-	-	18,300	100,0	-	(4,587)	-	(4,587)	13,713	-	-	13,713	100,0
エネル・サウスアメリカ・エスアールエル	-	-	-	-	-	-	4,587	(4,587)	-	-	-	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	18	100,0	-	-	-	-	18	-	-	18	100,0
エネル・ソール・エスアールエル	5	-	-	5	100,0	-	(5)	-	(5)	-	-	-	-	-
エネル・イタリア・エスアールエル	525	(41)	3	487	100,0	-	-	-	-	525	(41)	3	487	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・エム・アット・ビー・エスアールエル	-	-	-	-	-	12	-	-	12	12	-	-	12	100,0
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	2,397	-	-	2,397	100,0	-	-	-	-	2,397	-	-	2,397	100,0
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	-	-	-	-	-	5	-	-	5	5	-	-	5	100,0
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	2,822	2,822	2,822	-	-	2,822	51,8
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	-	1,760	1,760	1,760	1,760	-	-	1,760	60,6
子会社合計	48,404	(6,013)	13	42,404		17	1	(5)	13	48,417	(6,013)	13	42,417	
B) ジョイント・ベンチャー														
オーベン・ファイバー・エスピーエー	365	-	-	365	50,0	-	-	-	-	365	-	-	365	50,0
ジョイント・ベンチャー合計	365	-	-	365		-	-	-	-	365	-	-	365	
C) 関連会社														
セシ・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) その他の会社														
エンブレサ・プロビエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	-	-	5	11,1
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコミュニケーション・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,1
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エスエー	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
エルコガス・エスエー	5	(5)	-	-	4,3	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー (清算中)	1	-	-	1	10,0	-	-	-	-	1	-	-	1	10,0
アイドロシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
その他の会社合計	6	(5)	-	1		-	-	5	5	11	(5)	-	6	
株式投資合計	48,798	(6,018)	13	42,793		17	1	-	18	48,816	(6,018)	13	42,811	

[前へ](#)[次へ](#)

下表は2017年の株式投資の変動を表している。

百万ユーロ	
増加	
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーのエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの合併	3
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドの全株式の取得	5
エネル・イーズ・エスアールエル（エネル・エックス・エスアールエルに社名変更）の設立およびその後のエネル・エスピーエーのエネル・ソール・エスアールエルに対する株式投資の譲渡	5
エネル・イペロアメリカ・エスアールエル（エネル・イベリア・エスアールエルに社名変更）の部分的クロスボーダー、欧州内会社分割を手段としたエネル・サウスアメリカ・エスアールエルの設立	4,587
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーの直接投資先であるエネル・アメリカス・エスエーへの合併	2,822
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーの直接投資先であるエネル・チリ・エスエーへの合併	1,760
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーの直接投資先であるエンブレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーへの合併	5
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーの直接投資先であるレッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコムニカシオネス・エスエーへの合併	-
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーの直接投資先であるコンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エスエーへの合併	-
エネル・エム・アット・ピーの全株式のイー・ディストリブツィオーネからの取得	12
エネル・グローバル・サマル・ジェネレーション・エスアールエルの設立	1
増加合計	9,200
減少	
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーのエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの合併	(3)
エネル・エスピーエー保有のエネル・ソール・エスアールエル株式投資のエネル・エックス・エスアールエルへの譲渡	(5)
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルの設立のための、エネル・イペロアメリカ・エスアールエル（エネル・イベリア・エスアールエルに社名変更）の部分的クロスボーダー、欧州内会社分割	(4,587)
エネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーへの合併	(4,587)
減少合計	(9,182)
純変動	18

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投資額は、2017年に以下の要因により18百万ユーロ増加した。

- ＞ 2017年5月の5百万ユーロ（予想される複数項目の価格調整を含む）での、タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドの全株式の、エネルギー・プロジェクトの開発および運営を専門とする欧州企業であるエレメント・パワーからの取得。タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッドは、英国のニューカッスルにおいて電池電力貯蔵（BESS）の単独プロジェクトを保有している。このプロジェクトは建設が可能な状態になっていて、エネルのグローバル火力発電部門によって遂行される予定であり、25MW（12.5MWh）の容量のリチウム・イオン電池を使用し、2018年の初めに完成する予定である。

- ＞ 2017年6月5日の、全株式に対するエネル・エスピーエーによる50,000ユーロの払い込みによるエネル・イー
ズ・エスアールエル（その後エネル・エックス・エスアールエルに社名変更）の設立。エネルギー業界の変化
を活用するために設立されたこの会社は、エネルの世界中の顧客のニーズの理解および充足に努め、消費者の
ニーズ、デジタルおよび非商品ソリューションに焦点を当てた革新的な商品を開発するために、新技術におけ
る機会を探る。同社は、特に、電動モビリティ、ピークルツーグリッド・プロジェクト、再充電インフラスト
ラクチャー、エネルギー効率管理、電池およびエネルギー最適化のプラットフォーム、公共照明および分散型
発電システムに焦点を当てている。この目的のために、2017年11月1日、親会社であるエネル・エスピーエー
はエネル・ソール・エスアールエルに対する投資の全額を譲渡することによって、総額5百万ユーロの現物出
資による資本金および資本剰余金の増加（うち、資本金1百万ユーロおよび資本剰余金4百万ユーロ）を引き受
けた。
- ＞ 2017年11月16日の12百万ユーロの支払いによるイー・ディストリブツィオーネ・エスピーエーからのエネ
ル・エム・アット・ピー・エスアールエル全株式の取得
- ＞ 2017年11月20日の、全株式の引受けおよび払い込み1百万ユーロによるエネル・グローバル・サーマル・ジェ
ネレーション・エスアールエルの設立

2017年のその他の取引は、エネル・エスピーエーが保有する株式投資の全体としての価額の変動をもたらさなかつた。特記事項は以下のとおりである。

- ＞ 2017年1月1日付のエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーのエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーへの合併
- ＞ 2017年6月8日の、エネル・イペロアメリカ・エスアールエル（後にエネル・イベリア・エスアールエルに社名変更）の部分的クロスボーダー、欧州内会社分割の結果として設立され、エネル・エスピーエーが100%を所有するローマ（ヴィアレレジナ、マルゲリータ137）に拠点を置くイタリア企業であるエネル・サウスアメリカ・エスアールエルの設立
- ＞ 会計上および税務上は、エネル・サウスアメリカ・エスアールエルがローマの会社登記所に登記された日である2017年6月8日に遡って効力を発する、2017年11月のエネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーへの合併。株式を交換することなく実施され、したがって存続会社の資本金の増加を伴わないこの合併の後、エネル・エスピーエーは統制系統を短縮した結果として、チリ企業であり南アメリカにおける当事業の大部分を表すエネル・アメリカス・エスエーおよびエネル・チリ・エスエーに対する直接的な支配からの恩恵を受けることが可能となる。この合併はまた、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・エスエーおよびレッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコムニカシオネス・エスエーの両社に対する11.11%の直接投資、ならびにコンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エスエーに対する0.0001%の直接投資を保有する結果ももたらした。

イタリア子会社に対するエネル・エスピーエーの投資の株式は、モンテ・デイ・パスチ・ディ・シエナが保管している。

下表は、2017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会社の資本金および株主持分を報告している。

	本社所在地	通貨	資本金	株主持分 (百万 ユーロ)	前年度 (損)/益 (百万 ユーロ)	%持分比 率	帳簿価額 (百万 ユーロ)
A) 子会社							
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	1,800,000,000	3,971	229	100.0	3,913
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	2,600,000,000	4,454	1,332	100.0	4,056
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	ローマ	ユーロ	10,000,000	210	101	100.0	110
エネル・トレード・エスピーエー	ローマ	ユーロ	90,885,000	527	(19)	100.0	1,194
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	ローマ	ユーロ	272,000,000	6,601	58	100.0	6,540
エネル・エックス・エスアールエル	ローマ	ユーロ	1,050,000	(8)	(13)	100.0	5
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	アムステルダム	ユーロ	1,593,050,000	3,282	140	100.0	4,025
エネルパワー・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	2,000,000	30	-	100.0	30
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	ユーロ	1,000,000	1	-	100.0	1
エネル・エネルジア・エスピーエー	ローマ	ユーロ	302,039	1,872	793	100.0	1,313
エネル・イベリア・エスアールエル	マドリッド	ユーロ	336,142,500	16,448	1,130	100.0	13,713
エネル・ファクター・エスピーエー	ローマ	ユーロ	12,500,000	52	3	100.0	18
エネル・イタリア・エスアールエル	ローマ	ユーロ	50,000,000	400	16	100.0	487
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	ローマ	ユーロ	1,000,000	21	1	100.0	16
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	ローマ	ユーロ	100,000	2	2	100.0	12
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	アムステルダム	ユーロ	1,478,810,371	1,863	(96)	100.0	2,397
タイムマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	ロンドン	英ポンド	2	2	-	100.0	5
エネル・アメリカス・エスエー	サンチアゴ	米国ドル	6,763,204,424	5,813	1,072	51.8	2,822
エネル・チリ・エスエー	サンチアゴ	チリ・ペソ	2,229,108,974,538	1,856	378	60.6	1,760
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	699	(11)	50.0	365
C) 関連会社							
セシ・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	8,550,000	111	7	42.7	23
D) その他の会社							
エンブレサ・プロビエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	パナマ	米国ドル	58,500,000	105	5	11.1	5
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコムニカシオネス・エスエー	パナマ	米国ドル	2,700,000	1	-	11.1	-
コンパニア・デ・トランスミシオン・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	14,012,000	(25)	(8)	-	-
エルコガス・エスエー	プエルトリャノ	ユーロ	809,690	(109)	3	4.3	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー (清算中) ⁽¹⁾	ミラノ	ユーロ	4,264,000	12	1	10.0	1
アイドロシリア・エスピーエー ⁽¹⁾	ミラノ	ユーロ	22,520,000	47	1	1.0	-

(1) 資本金、株主持分、および純利益の値は、2016年12月31日現在の財務諸表の値を指している。

エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ、エネル・トレード・エスピーエー、エネル・エックス・エスアールエル、エネル・イタリア・エスアールエル、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィおよびエネル・エム・アット・ピー・エスアールエルへの株式投資の帳簿価額は、個々には2017年12月31日現在のそれぞれの株主持分価額を上回っているが、回収可能と考えられる。こうした状況は、帳簿価額と株主持分の一時的なミスマッチであり、当該投資の減損損失を示しているとは考えていない。より具体的には、以下のとおりである。

- ＞ エネル・イタリア・エスアールエルについては、純数理計算上の損失の認識およびそれに伴うこれらの会社の株主持分への影響を含むIAS第19号「従業員給付」の遡及的適用が2013年になされたことが要因だった。かかる損失は性質上金銭的なものではないため、子会社にとっては現金支出がないまま、将来年度において回収されることになる。
- ＞ エネル・トレード・エスピーエー、エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ、エネル・エム・アット・ピー・エスアールエルおよびエネル・エックス・エスアールエルについては、株式投資の帳簿価額がそれぞれの株式持分を上回る差異は、投資価値を予想将来キャッシュ・フローに基づいて算定する減損テスト実施のトリガーイベントを表す。この評価に使用される仮定およびモデルは、比較可能な範囲において、連結財務諸表における減損テストに使用された仮定およびモデルと首尾一貫している。このテストで、当該子会社の財務諸表の株主持分には反映されていない、より多くの株主投資の価値が発見され、それにより、株式投資の価額は十分に回収可能であることが確認された。
- ＞ エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィについては、株主持分のいくつかの項目の公正価値の不利な推移に起因している。

これらの株式保有は関連する減損テストが完了していることに留意されたい。

2017年12月31日現在のその他の企業への株式投資は、すべて非上場企業に関するもので、信頼性を持って公正価値を算定できなかったため、取得原価で測定された。

エルコガスへの投資は2014年度に全額が償却されており、エネルが4.3%所有する同社は2015年1月1日から清算手続き中である。2014年に供与した6百万ユーロの利益参加融資についても、累積損失を考慮して評価減とした。

百万ユーロ

	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在
取得原価で測定された非上場企業への株式投資	6	1
エンブレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエー	5	-
レッド・セントロアメリカーナ・デ・テレコムニカシオネス・エスエー	-	-
コンパニア・デ・トランスミシオン・デル・メルコスル・エスエー	-	-
エルコガス・エスエー	-	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー（清算中）	1	1
アイドロシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ - 1456百万ユーロ、111百万ユーロ、2,270百万ユーロ、176百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在
デリバティブ金融資産	1,456	2,469	111	480
デリバティブ金融負債	2,270	3,082	176	556

デリバティブ金融資産および負債の性質、認識および分類の詳細については、注記31「金融商品」および注記33「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 - 16百万ユーロ

合計額の内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ	注記	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
前払金融費用		10	21	(11)
負債に含まれるその他の非流動金融資産	15.1	6	32	(26)
合計		16	53	(37)

前払金融費用は、2010年4月10日に開設され、2013年および2015年に再交渉された既存のクレジット・ファシリティの取消を受けて、2017年12月18日にエネル・エスピーエー、エネル・ファイナンス・インターナショナルおよびメディオバンクの間で開設された新しい100億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティに係る取引費用である。前年度と比較しての11百万ユーロの変動は、先立って取り消されたクレジット・ファシリティに係る残存費用と新しいクレジット・ファシリティの取引費用との差異である。新しい期間5年のクレジット・ファシリティを締結したことにより、全般的な費用の削減がもたらされた。

15.1 負債に含まれるその他の非流動金融資産 - 6百万ユーロ

百万ユーロ	注記	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
金融債権				
子会社に対する債権	31.1.1	-	27	(27)
その他の金融債権		6	5	1
合計		6	32	(26)

2017年12月31日現在の負債に含まれるその他の非流動金融資産は6百万ユーロとなったが、これは従業員に対する貸付金のみに関連するものであった。

前年度からの26百万ユーロの減少は、子会社に対する未収金の減少によるものであり、これにはエネル・イタリア・エスアールエルが他の子会社から該当する部分の金融負債を引き継いだことによる債権のみが含まれていた。

2017年度に、この債権は流動金融資産に組み替えられた。

注記16 その他の非流動資産 - 148百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
未収税金	9	34	(25)
補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権	139	154	(15)
合計	148	188	(40)

未収税金は税額控除に関するもので、エネル・エスピーエーにより提出された2003年度の個別分および2004年から2011年の個別分と連結分の過払い還付請求に関するものである。還付請求理由は、法人税上の課税所得計算時に、地方税が一部控除されなかったためである。前年度からの25百万ユーロの減少は、主に2011年に関連した未収金の、歳入局からの元利合わせての還付によるものであった。

139百万ユーロの補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権とは、補足的な年金制度のグループ会社負担分の引受に関する債権である。その契約条件では、関連するグループ会社が親会社の確定給付債務の消滅による費用を弁済すると定められており、それらは従業員給付で認識される。

現在の仮定を用いて行われた数理計算上の予測に基づき、補足的な年金制度の債務引受に関する子会社への債権のうち、期限までに5年超の分は、76百万ユーロ（2016年12月31日現在は90百万ユーロ）となった。

注記17 売掛金 - 237百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
売掛金：			
－子会社に対する債権	208	229	(21)
－グループ外顧客に対する債権	29	26	3
合計	237	255	(18)

合計237百万ユーロの売掛金は子会社（208百万ユーロ）およびグループ外顧客（29百万ユーロ）に対する債権から構成されている。

子会社に対する売掛金は、主に、グループ会社に代わってエネル・エスピーエーが実施した管理・調整サービスおよびその他の活動に関するものである。2016年12月31日との比較において、21百万ユーロの減少はこうしたサービスに関連した収益の推移を反映している。

グループ外顧客に対する債権は、様々な性格のサービスに関連しており、2016年12月31日とほぼ同水準の29百万ユーロであった。

子会社に対する売掛金の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	増減
子会社			
エネル・イベリア・エスアールエル	1	2	(1)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	13	16	(3)
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	33	34	(1)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	3	16	(13)
エネル・アメリカス・エスエー	3	4	(1)
エンデサ・エスエー	4	-	4
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	1	4	(3)
エネル・トレード・エスピーエー	1	4	(3)
エネル・エネルギア・エスピーエー	1	10	(9)
エネル・イタリア・エスアールエル	18	9	9
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-
エネル・エックス・エスアールエル	2	-	2
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	16	17	(1)
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	27	36	(9)
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	10	20	(10)
エンデサ・エナルギア・エスエー	4	5	(1)
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	4	-
エネル・ブラジル・エスエー	25	13	12
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	5	1
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	6	5	1
ウニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	3	5	(2)
その他	26	19	7
合計	208	229	(21)

売掛金の地域別内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ

	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
イタリア	77	96	(19)
欧州連合	97	103	(6)
欧州連合以外の欧州	17	6	11
その他	46	50	(4)
合計	237	255	(18)

注記18 未収還付法人税等 - 265百万ユーロ

2017年12月31日現在の未収還付法人税等は計265百万ユーロで、基本的には、当社の当期見積税額に関する法人税還付（165百万ユーロ）および2016年度の連結法人所得税申告に関する未収入金（98百万ユーロ）に関するものである。

注記19 その他の流動金融資産 - 4,350百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ				
	注記	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	4,085	3,912	173
その他種々の流動金融資産		265	309	(44)
合計		4,350	4,221	129

19.1 負債に含まれるその他の流動金融資産 - 4,085百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
グループ会社に対する金融債権：				
－短期金融債権（関係会社間流動勘定）	31.1.1	1,984	2,849	(865)
－借入金の引受けに係る債権のうち1年以内返済予定分	31.1.1	27	45	(18)
その他に対する金融債権：				
－長期金融債権のうち1年以内返済予定分		1	1	-
－その他の金融債権		(1)	5	(6)
－店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金	31.1.1	2,074	1,012	1,062
合計		4,085	3,912	173

負債に含まれるその他の流動金融資産は、2017年12月31日時点で4,085百万ユーロであったが、これは、グループ会社に対する金融債権（2,011百万ユーロ）およびその他に対する金融債権（2,074百万ユーロ）である。

グループ会社に対する金融債権は、2016年12月31日と比較して883百万ユーロ減少した。その要因は、関係会社間流動勘定でのグループ会社に対する短期の金融債権の減少（865百万ユーロ）である。

その他に対する金融債権は1,056百万ユーロ増加した。主に、金利デリバティブと為替デリバティブの店頭取引相手に支払った現金担保の増加によるものである。

注記20 その他の流動資産 - 452百万ユーロ

2017年12月31日現在、この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
未収税金	10	34	(24)
グループ会社に対するその他の債権	435	261	174
その他に対する債権	7	4	3
合計	452	299	153

2016年12月31日と比較して、その他の流動資産は全体で153百万ユーロ増加した。

未収税金は10百万ユーロとなったが、主として過年度の法人税等に関連した債権（8百万ユーロ）が含まれる。前年度からの24百万ユーロの減少は、主として当グループが2016年12月31日現在で認識した未収還付付加価値税（27百万ユーロ）に起因するものであった（2017年12月31日現在は90百万ユーロの債務残高）。

グループ会社に対するその他の債権は、基本的にグループ付加価値税制度への参加に関連した付加価値税債権（348百万ユーロ）、連結納税制度対象のグループ会社に関連した法人税債権（33百万ユーロ）、ならびに2017年に子会社のエネル・アメリカス・エスエーおよびエネル・チリ・エスエーによって2017年に承認された未収中間配当金（それぞれ、24百万ユーロおよび28百万ユーロ）に関連している。これらの中間配当金は2018年1月に入金された。2016年12月31日と比較しての174百万ユーロの増加は、主としてグループ付加価値税制度への参加に関連した付加価値税債権の増加（295百万ユーロ）、前述の未収中間配当金の増加（合計52百万ユーロ）およびイタリア法人税の連結納税に関連したグループ内債権の減少（175百万ユーロ）による。

その他に対する債権は、2017年12月31日現在で7百万ユーロとなり、基本的に2016年度の金額（4百万ユーロ）と同水準であった。

注記21現金および現金同等物 - 2,489百万ユーロ

下表に詳細が記載された現金および現金同等物は、主に実行される取引を担保するために差し入れられた保証金に関する4百万ユーロを除き、いかなる債務によっても制限されていない。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
銀行および郵便預金	2,489	3,038	(549)
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	2,489	3,038	(549)

現金および現金同等物は2,489百万ユーロとなり、2016年12月31日と比較して549百万ユーロ減少した。この要因は、多数の社債の償還および買戻し、新規の長期銀行借入、2017年5月4日のエネル・エスピーエーの株主によって承認された2016年度配当金の支払、ならびに親会社が遂行する資金集中管理機能に関連する通常業務の影響である。

負債および株主持分

注記22 株主持分 - 27,236百万ユーロ

株主持分は27,236百万ユーロとなり、2016年12月31日より320百万ユーロ増加した。増加は、当期純利益（2,303百万ユーロ）、2017年5月4日に株主によって承認された1株当たり0.09ユーロの2016年度配当金の分配（合計915百万ユーロ）、および2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた2017年度中間配当金（1株当たり0.105ユーロで合計1,068百万ユーロ）に起因する。

資本金 - 10,167百万ユーロ

2017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ユーロの全額引受および払込済み普通株式10,166,679,946株により表示される10,166,679,946ユーロとなった。したがって、エネル・エスピーエーの資本金は、2016年12月31日現在の10,166,679,946ユーロから変動していない。

2017年12月31日現在、株主名簿に基づき、1998年2月24日付の政令第58号第120条に準拠したCONSOBの当社に対する指示、およびその他入手可能なすべての情報を考慮すると、当社資本金の3%を超える株式を保有する株主は、イタリア経済財務省（23.585%を保有。）、およびブラックロック社（2017年8月15日現在、子会社を介して資産運用目的で5.615%を保有。）のみである。

その他の剰余金 - 11,443百万ユーロ

資本剰余金 - 7,496百万ユーロ

2017年12月31日現在の資本剰余金は、前年度末から変動していない。

法定準備金 - 2,034百万ユーロ

法定準備金は資本金の20%に相当しており、前年度末から変動していない。

法第292/1993に基づいた準備金 - 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時に実行された価値調整の残余部分を示す。

この準備金を分配する場合には、統一法人税法第47条に定義されている資本準備金の課税措置が適用される。

その他の諸準備金 - 68百万ユーロ

その他の剰余金には、資本助成金に係る準備金に関連する19百万ユーロが含まれている。これは、（大統領令第917/1986号第55条に準拠して）新規取組みに関する関連法適用時にイタリア政府機関および欧州連合（EU）機関から受け取った助成金の50%を示すもので、税金繰延べの便益（税効果）を利用するため、資本で認識される。またこれには、ストック・オプション準備金に関する29百万ユーロ、およびその他の剰余金に関する20百万ユーロも含まれている。

金融商品評価差額金 - (338百万) ユーロ

2017年12月31日現在、この項目は全額が、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの評価差額金マイナス338百万ユーロ（66百万ユーロの正の税効果考慮後）で構成されている。

正味従業員給付制度負債/（資産）の再測定による剰余金 - (32百万) ユーロ

2017年12月31日現在、従業員給付制度に係る剰余金は32百万ユーロ（8百万ユーロの正の税効果考慮後）である。

「IAS第19号―従業員給付」の改訂版に基づきコリドー・アプローチが容認されなくなったため、この剰余金には資本に直接認識された数理計算上の損益が含まれている。

以下の表は、2016年および2017年の金融商品評価差額金と確定給付制度負債／資産の測定による剰余金の変動の内訳を示している。

百万ユーロ		利益／ （損失） 当期株主 資本 計上分	損益 計算書へ の組替分 総額	税効果	利益／ （損失） 当期株主 資本 計上分	損益 計算書へ の組替分 総額	税効果	
	2016年 1月1日 現在				2016年 12月31日 現在			2017年 12月31日 現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ金融商品の測定による剰余金	(277)	(479)	339	41	(376)	(201)	232	7 (338)
正味従業員給付負債/（資産）の再測定による剰余金	(16)	(15)	-	4	(27)	(7)	-	2 (32)
資本に直接認識された利益／（損失）	(293)	(494)	339	45	(403)	(208)	232	9 (370)

利益剰余金/（繰越欠損金） - 4,424百万ユーロ

2017年、本項目は110百万ユーロ減少しているが、これは、利益剰余金の203百万ユーロを株主への配当金の分配に使用すること、および2016年の当期純利益の一部、93百万ユーロを「利益剰余金」に計上することを定めた2017年5月4日の株主総会の決議に帰し得る。

当期純利益 - 1,202百万ユーロ

2017年の当期純利益は、1株当たり0.105ユーロ（合計1,068百万ユーロ）の2017年度中間配当金控除後で1,202百万ユーロとなった。

次の表は、株主持分の分配可能額を示したものである。

百万ユーロ	2017年12月31日	使途	分配可能額
資本金	10,167		
資本剰余金			
－資本剰余金	7,496	ABC	7,496
利益剰余金			
－法定準備金	2,034	B	
－法第292/1993に基づいた準備金	2,215	ABC	2,215
－金融商品評価差額金	(338)		
－資本助成金に係る準備金	19	ABC	19
－ストック・オプション準備金	29	ABC	29 ⁽¹⁾⁽²⁾
－従業員給付制度負債の再測定による剰余金	(32)		
－その他	20	ABC	20
利益剰余金/（繰越欠損金）	4,424	ABC	4,424
合計	26,034		14,203
うち分配可能額			14,200

A: 資本増加目的

B: 損失補填目的

C: 株主への分配目的

(1) 失効オプションを示す。

(2) 親会社の子会社従業員に付与したものの権利が失効したオプションに関する3百万ユーロは、分配不能。

未償却の創業費、拡張費、研究開発費がなく、イタリア民法第2423条第4項からの逸脱もないため、イタリア民法第2426条第1(5)項によると、剰余金の分配に制限はない。

過去3年間に、「利益剰余金/（繰越欠損金）」として表示されている配当可能剰余金のうち1,862百万ユーロが、株主配当金の分配に使用されたことに注意する必要がある。

エネルの資本管理目標では、株主価値の創出、株主利益の保護、事業の継続の保証、ならびに費用対効果の良い外部財源へのアクセスを確保し、グループ事業の成長を十分に支えるに足る資本構成の維持に重点を置いている。

22.1 配当金

下表は、2016年度と2017年度における当社の支払配当金を表している。

	分配額 (百万ユーロ)	1株当たり純配当金 (ユーロ)
2016年度支払配当金		
2015年の配当金	1,627	0.16
2016年度の間配当金 ⁽¹⁾	-	-
特別配当金	-	-
2016年度支払配当金合計	1,627	0.16
2017年度支払配当金		
2016年の配当金	1,830	0.18
2017年度の間配当金 ⁽²⁾	-	-
特別配当金	-	-
2017年度支払配当金合計	1,830	0.18

(1) 2016年11月10日の取締役会で承認され2017年1月25日以降支払われた（1株0.09ユーロで合計915百万ユーロの2016年度中間配当金）。

(2) 2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた（1株0.105ユーロで合計1,068百万ユーロの2017年度中間配当金）。

1株0.237ユーロ、合計2,410百万ユーロの2017年度配当金（うち1株0.105ユーロ、合計1,068百万ユーロは、2018年1月24日以降中間配当金として支払済。）は、2018年5月24日に1回の招集で開催される株主総会で提案される予定である。本財務諸表は、2017年11月8日の取締役会で承認され2018年1月24日以降支払われた2017年度中間配当金に係る株主に対する負債を除き、この2017年度株主配当金分配の影響を反映していない。

22.2 資本管理

当社の資本管理の目的は、事業継続のための予防手段、出資者のための価値の創造、そしてグループの発展の支持から成る。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。

そのために、当社は資本構造を管理し、経済環境の変化に合わせてその構造を調整している。2017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。

したがって、当社は資本に対する負債の比率を継続的に監視している。2017年および2016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	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
非流動財政状態	(10,780)	(13,664)	2,884
正味短期財政状態	(2,477)	(207)	(2,270)
非流動金融債権および長期有価証券	6	32	(26)
純金融負債	(13,251)	(13,839)	588
株主持分	27,236	26,916	320
デット・エクイティ・レシオ	(0.49)	(0.51)	0.02

注記23 借入金 - 10,780百万ユーロ、3,654百万ユーロ、5,397百万ユーロ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在
長期借入金	10,780	13,664	3,654	973
短期借入金	-	-	5,397	6,184

借入金の性質、認識および分類の詳細については、注記31「金融商品」を参照。

注記24 従業員給付 - 273百万ユーロ

当社はその従業員に、退職手当、追加月分の支払、解雇通知に代わる補償、勤続年数達成に応じたロイヤルティ賞与、補足的年金制度、補足的ヘルスケアプラン、フォーペン年金拠出の追加的補償、控除金額を超過するフォーペン年金拠出、および職員のインセンティブ制度を含む、様々な給付を提供している。

この項目には、従業員が法律、契約または従業員のインセンティブ制度の他の形式に基づき従業員に参加資格のある確定給付制度およびその他の退職給付をカバーするために行われる未払金が含まれている。

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される。

次の表は、確定給付債務の期中変動、ならびに2017年12月31日および2016年12月31日現在の確定給付債務と認識された負債との調整を示したものである。

百万ユーロ	2017年				
	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変動					
1月1日現在の数理計算上の債務	222	-	40	24	286
勤務費用	-	-	2	20	22
利息費用	3	-	1	-	4
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	-	-	-	-	-
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	(1)	-	-	-	(1)
実績の調整	2	-	6	-	8
他の支払	(25)	-	(2)	(14)	(41)
その他の変動額	(1)	-	(2)	(2)	(5)
12月31日現在の数理計算上の債務	200	-	45	28	273

百万ユーロ	2016年				
	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変動					
1月1日現在の数理計算上の債務	230	-	37	24	291
勤務費用	-	-	1	14	15
利息費用	5	-	1	-	6
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	1	-	(1)	-	-
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	10	-	3	-	13
実績の調整	1	-	1	-	2
他の支払	(26)	-	(3)	(15)	(44)
その他の変動額	1	-	1	1	3
12月31日現在の数理計算上の債務	222	-	40	24	286

百万ユーロ	2017年	2016年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	22	15
利息費用	4	6
決済による（利益）/損失	-	-
合計	26	21

百万ユーロ		
	2017年	2016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	7	15
その他の変動額	-	-
合計	7	15

2017年の従業員給付の当期勤務費用は22百万ユーロで、人件費に計上されている（2016年は15百万ユーロ）。一方で負債の増加による利息費用は4百万ユーロとなった（2016年は6百万ユーロ）。

従業員給付で発生する負債の計算に用いられる主な保険数理上の仮定は前年度と同様で、以下のとおりである。

	2017年	2016年
割引率	0.20%-1.50%	0.30%-1.40%
昇給率	1.50%-3.50%	1.40%-3.40%
医療費増加率	2.50%	2.40%

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上の仮定が期末現在で合理的に可能な範囲で変動した場合のヘルスケア制度の債務の影響を表している。

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	(3)	3	3	-	-	7	-

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 - 43百万ユーロ

リスクおよび費用に対する引当金は、訴訟およびその他係争より生じる可能性が高い潜在的な負債に対するものである。ただし、当社に有利と見込まれる判決の影響、および合理的な確実性をもって費用を測定できない判決の影響は、考慮していない。

引当金の残高を算定するにあたり、当期に裁判所の判決およびその他係争の和解により生じると考えられる費用、ならびに譲渡された事業部門とは無関係の過年度に発生した引当金の見積更新の双方を考慮した。

次の表は、リスクおよび費用に対する引当金の変動を示したものである。

百万ユーロ	損益計算書に計上		目的使用	合計
	繰入	戻入		
	2016年 12月31日 現在			2017年 12月31日 現在
				うち短期
訴訟、リスク、およびその他の費用に対する引当金				
－訴訟	12	1	(2)	11
－その他	28	6	-	11
合計	40	7	(2)	22
早期退職奨励引当金	28	-	-	21
合計	68	7	(2)	43

訴訟引当金の減少1百万ユーロは、多数の係争の和解を受けた損益計算書での戻入が、未決の訴訟に関する新規引当により部分的に相殺されたことを反映している。

この引当金は、イタリア国内の紛争を対象としており、基本的に労働訴訟（8百万ユーロ）および入札契約に関する訴訟（2百万ユーロ）に関連している。

その他の引当金の減少17百万ユーロは、当期中の目的使用と引当金繰入の正味影響であり、その他のリスクに関連している。

早期退職奨励引当金の減少7百万ユーロは、主として2017年におけるフォルネロ法第4条に基づく自主的退職に係る支払に加えて、エネル・エスピーエーからグループ内の他社への人員の移動により、この引当金の関連する部分がグループ内で振り替えられたことに起因する。

注記26 その他の非流動負債 - 12百万ユーロ

その他の非流動負債は12百万ユーロであった（2016年12月31日現在では36百万ユーロ）。これは、基本的に、エネル・エスピーエーによる2004年から2011年までの間の追加の法人税等の支払額還付申請（連結主体としての立場で提出）を受けて当初発生したグループ会社に対する債務に関するものである。還付請求理由は、法人税上の課税所得計算時に、地方税が一部控除されなかったためである。この子会社に関する負債は、固定未収税金の認識と対応している（注記16）。減少した24百万ユーロは主に、2017年に歳入庁から受けた2011年の債権の還付を連結対象会社を支払ったことに起因する。2017年12月31日時点の負債金額は、残存債権に発生した金利を更新したものを反映している。

注記27 買掛金 - 137百万ユーロ

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
買掛金:			
－外部に対するもの	66	83	(17)
－グループ会社に対するもの	71	67	4
合計	137	150	(13)

買掛金は主に、2017年に提供されたサービスおよびその他の活動の引当金に係る買掛金であり、その内訳は外部に対する買掛金66百万ユーロ（2016年12月31日現在では83百万ユーロ）およびグループ会社に対する買掛金71百万ユーロ（2016年12月31日現在では67百万ユーロ）である。

2017年12月31日現在の子会社に対する買掛金の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
子会社			
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1	1	-
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1	-	1
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	-	1	(1)
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	-	1	(1)
エネル・トレード・エスピーエー	1	1	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	1	-	1
エネル・イタリア・エスアールエル	35	41	(6)
エネル・イベリア・エスアールエル	21	10	11
エネル・ファクター・エスピーエー	2	1	1
エンデサ・エスエー	3	2	1
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	-	3	(3)
その他	6	6	-
合計	71	67	4

地域別の買掛金の内訳は、下記のとおりである。

百万ユーロ	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在	増減
仕入先：			
イタリア	99	119	(20)
欧州連合	31	20	11
欧州連合以外の欧州	4	7	(3)
その他	3	4	(1)
合計	137	150	(13)

注記28 その他の短期金融負債 - 465百万ユーロ

その他の短期金融負債は主に年度末における債務残高に係る未払利息によるものである。

百万ユーロ		2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
繰延金融負債	注記 31.2.1	450	501	(51)
その他の項目	31.2.1	15	49	(34)
合計		465	550	(85)

繰延金融負債は金融負債に関して発生した利息費用によって構成されている一方、その他の項目には、基本的に、グループ会社に対する債務のうち2017年12月31日現在発生しているが決済は翌年に予定するものが含まれており、商品価格のヘッジ・デリバティブに関連する金融費用および関係会社間流動勘定に関連する支払利息の両方によって構成されている。

注記29 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 13,251百万ユーロ

次の表は、財政状態計算書上の項目毎における正味財政状態、長期金融債権および有価証券を示している。

百万ユーロ				
	注記	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
長期借入金	23	10,780	13,664	(2,884)
短期借入金	23	5,397	6,184	(787)
1年以内返済予定の長期借入金	23	3,654	973	2,681
負債に含まれる非流動金融資産	15.1	6	32	(26)
負債に含まれる流動金融資産	19.1	4,085	3,912	173
現金および現金同等物	21	2,489	3,038	(549)
合計		13,251	13,839	(588)

下表は、2006年7月28日のCONSOB指示書に準拠して、2017年12月31日時点の正味財政状態を示し、事業報告書に計上されている純金融負債と調整されている。

百万ユーロ					
	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在		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	2,489		3,038		(549)
手元流動性	2,489		3,038		(549)
短期金融債権	4,085	2,011	3,912	2,894	173
短期銀行借入金	(245)		(809)		564
長期銀行債務の1年以内返済分	(3,654)		(973)		(2,681)
その他の短期金融債務	(5,152)	(4,896)	(5,375)	(4,268)	223
短期金融債務	(9,051)		(7,157)		(1,894)
正味短期財政状態	(2,477)		(207)		(2,270)
長期銀行借入金	(1,039)		(50)		(989)
社債	(8,541)		(12,414)		3,873
その他の長期借入金	(1,200)		(1,200)		-
長期借入金	(10,780)		(13,664)		2,884
非流動財政状態	(10,780)		(13,664)		2,884
CONSOB指示書に準拠した正味財政状態	(13,257)		(13,871)		614
長期金融債権	6	-	32	27	(26)
純金融負債	(13,251)		(13,839)		588

注記30 その他の流動負債 -2,065百万ユーロ

「その他の流動負債」は、主に、税務当局および連結法人税納税制度と連結付加価値税制度適用対象のグループ会社に対する債務、ならびにエネル・エスピーエーの取締役会によって2017年11月8日に承認され2018年1月24日以降に支払われた2017年度中間配当金に係る株主に対する負債（2017年度は1,068百万ユーロ、2016年度は915百万ユーロ）に関するものである。

百万ユーロ	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在	増減
未払税金	502	184	318
グループ会社に対する債務	428	544	(116)
従業員およびレクリエーション／支援機関 に対する債務	27	30	(3)
社会保険機構への未払金	12	12	-
担保差入および払戻に係る顧客に対する債 務	2	1	1
その他	1,094	923	171
合計	2,065	1,694	371

未払税金は502百万ユーロとなり、連結法人所得税（405百万ユーロ）および2017年第4四半期のグループ付加価値税（90百万ユーロ）の税務当局への債務額が主である。前年度からの増加318百万ユーロは、主として連結法人所得税の増加（228百万ユーロ）およびグループ付加価値税（90百万ユーロ）によるものであった。

グループ会社に対する債務は428百万ユーロとなった。これは主に、連結納税制度の下での法人所得税に関連する債務175百万ユーロ（2016年12月31日現在は457百万ユーロ）およびグループ付加価値税に関連する債務252百万ユーロ（2016年12月31日現在は86百万ユーロ）によって構成されている。116百万ユーロの減少は、上記の負債ポジションの展開の反映である。

「その他」の項目1,094百万ユーロには、2018年1月24日以降支払われた中間配当金（2017年は1株当たり0.105ユーロ、2016年は1株当たり0.09ユーロ）に係る株主に対する負債1,068百万ユーロ（2016年12月31日現在は915百万ユーロ）を含む。

[前へ](#) [次へ](#)

注記31 金融商品

31.1 カテゴリー別金融資産

次の表はIAS第39号で提示されている金融資産の各カテゴリーの帳簿価額で、流動および非流動金融資産に分けられており、ヘッジ手段としてのデリバティブと損益を通して公正価値で測定されるデリバティブとに分けて表示されている。

百万ユーロ	注記	非流動		流動	
		2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在
貸付金および債権	31.1.1	16	53	7,076	7,514
売却可能金融資産	31.1.2	6	1	-	-
損益を通じて公正価値で測定される金融資産					
FVTPLのデリバティブ金融資産	33	940	1,691	111	480
合計		940	1,691	111	480
ヘッジ手段として指定される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	33	501	751	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ	33	15	27	-	-
合計		516	778	-	-
合計		1,478	2,523	7,187	7,994

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の詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

31.1.1 貸付金および債権

以下の表は、流動金融資産と非流動金融資産別に分類した、貸付金および債権を示す。

百万ユーロ		非流動			流動	
	注記	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	注記	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
現金および現金同等物		-	-	21	2,489	3,038
売掛金		-	-	17	237	255
グループ会社に対する金融債権						
金融負債の負担分の引受に係る債権	15.1	-	27		-	-
関係会社間流動勘定の債権		-	-	19.1	1,984	2,849
借入金の引受けに係る債権のうち1年以内返済予定分	19.1	-	-		27	45
その他の金融債権		-	-		174	154
合計		-	27		2,185	3,048
その他に対する金融債権						
長期金融債権のうち1年以内返済予定分		-	-		1	1
店頭デリバティブ証拠金契約に関する担保金		-	-	19.1	2,074	1,012
その他の金融債権		16	26		90	160
合計		16	26		2,165	1,173
合計		16	53		7,076	7,514

2016年度と比較した主な変動は以下の項目に関連している。

- ＞ 「現金および現金同等物」の549百万ユーロの減少。基本的に、多数の社債の償還および買戻し、2016年度の配当金の支払、ならびにエネル・エスピーエーが果たす通常の集中的資金管理機能に帰し得る。
- ＞ 「グループ会社に対する金融債権」の合計863百万ユーロの減少。大半が、グループ会社との間で有する関係会社間流動勘定の債権の減少（865百万ユーロ）を反映したものである。
- ＞ 「その他に対する金融債権」の合計982百万ユーロの増加。主に、金利および為替レートに関する店頭デリバティブ取引のカウンターパーティーに支払った現金担保の増加（1,062百万ユーロ）の結果である。

31.1.2 売却可能金融資産

売却可能金融資産は6百万ユーロ（2016年12月31日現在は1百万ユーロ）となり、これはエネル・エスピーエーが保有しているエミッテンティ・ティトリ・エスピーエーへの株式投資（1百万ユーロ）およびエネル・サウスアメリカ・エスアールエルのエネル・エスピーエーへの合併を受けて2017年に取得したエンプレサ・プロピエタリア・デ・ラ・レッド・エスエーへの株式投資（5百万ユーロ）である。これらの投資はいずれも、「他の会社への株式投資」に分類され、取得原価で計上されている。

31.2 カテゴリー別金融負債

次の表はIAS第39号で提示されている金融負債の各カテゴリーの帳簿価額で、流動および非流動金融負債に分けられており、ヘッジ手段としてのデリバティブと損益を通して公正価値で測定されるデリバティブとに分けて表示されている。

百万ユーロ	注記	非流動		流動	
		2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
償却原価で測定した金融負債	31.2.1	10,780	13,664	9,653	7,857
損益を通じて公正価値で測定される金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	33	943	1,703	176	556
合計		943	1,703	176	556
ヘッジ手段として指定される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	33	1,327	1,379	-	-
合計		1,327	1,379	-	-
合計		13,050	16,746	9,829	8,413

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の詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

公正価値測定についての詳細は、注記34「公正価値の測定」を参照すること。

31.2.1 償却原価で測定した金融負債

以下の表は、償却原価による金融負債を示し、流動および非流動金融負債に分類している。

百万ユーロ	注記	非流動		注記	流動	
		2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在		2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
長期借入金	23	10,780	13,664		3,654	973
短期借入金		-	-	23	5,397	6,184
買掛金		-	-	27	137	150
その他の短期金融負債		-	-	28	465	550
合計		10,780	13,664		9,653	7,857

借入金

長期借入金（1年以内返済該当分を含む） - 14,434百万ユーロ

長期借入金は、ユーロおよびその他の通貨建ての社債、銀行借入金ならびにグループ会社からのローンであり、2017年12月31日現在、14,434百万ユーロである。そのうち1年以内に返済期限の到来する分が3,654百万ユーロである。

次の表は2017年12月31日現在の長期借入金の額面価額、帳簿価額、公正価値を表示しており、1年以内に返済期限の到来する分を含み、借入金と金利の種類別に分けられている。上場負債性商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場の負債性商品の公正価値は、金融商品の各区分に適した評価技法、および当グループの信用スプレッドを含む期末時点の市場データを使用して算定されている。

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値
2017年12月31日現在					
社債：					
－固定金利	10,447	10,390	3,088	7,302	11,880
－変動金利	1,805	1,805	566	1,239	1,767
合計	12,252	12,195	3,654	8,541	13,647
銀行借入金					
－固定金利	-	-	-	-	-
－変動金利	1,039	1,039	-	1,039	1,043
合計	1,039	1,039	-	1,039	1,043
グループ会社からのローン：					
－固定金利	1,200	1,200	-	1,200	1,540
－変動金利	-	-	-	-	-
合計	1,200	1,200	-	1,200	1,540
固定金利借入金の合計	11,647	11,590	3,088	8,502	13,420
変動金利借入金の合計	2,844	2,844	566	2,278	2,810
合計	14,491	14,434	3,654	10,780	16,230

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	流動部分	支払期限 12ヵ月超	公正価値	帳簿価額 増減
2016年12月31日現在						
社債：						
－固定金利	11,584	11,502	908	10,594	13,117	(1,112)
－変動金利	1,888	1,885	65	1,820	1,858	(80)
合計	13,472	13,387	973	12,414	14,975	(1,192)
銀行借入金						
－固定金利	-	-	-	-	-	-
－変動金利	50	50	-	50	50	989
合計	50	50	-	50	50	989
グループ会社からのローン：						
－固定金利	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-
－変動金利	-	-	-	-	-	-
合計	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-
固定金利借入金の合計	12,784	12,702	908	11,794	14,692	(1,112)
変動金利借入金の合計	1,938	1,935	65	1,870	1,908	909
合計	14,722	14,637	973	13,664	16,600	(203)

社債の残高は、エネル・エスピーエーのポートフォリオで保有する非上場の変動利付社債の「従業員のための特別シリーズ債券1994年-2019年」に関する860百万ユーロ控除後の金額で報告されている。

借入金の満期分析の詳細については、注記32「リスク管理」を、公正価値測定のインプットの詳細については、注記34「公正価値の測定」を参照。

次の表は通貨および金利毎の長期借入金を示している。

通貨および金利毎の長期借入金

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
	2016年 12月31日現在	2017年 12月31日現在	2017年12月31日現在		
ユーロ	11,113	10,939	10,961	4.6%	4.8%
米国ドル	1,168	1,218	1,232	7.7%	8.1%
英ポンド	2,356	2,277	2,298	6.5%	6.7%
ユーロ以外の通貨合計	3,524	3,495	3,530		
合計	14,637	14,434	14,491		

以下の表は長期借入金の額面価額の変動を示している。

百万ユーロ	額面価額 2016年 12月31日 現在	返済	新規 借入金	その他	為替換算 差額	額面価額 2017年 12月31日 現在
社債	13,472	(974)	-	(19)	(227)	12,252
銀行借入金	50	-	999	-	(10)	1,039
グループ会社からのローン	1,200	-	-	-	-	1,200
合計	14,722	(974)	999	(19)	(237)	14,491

2016年12月31日に比べ、長期借入金の額面価額は以下を反映して231百万ユーロ減少した。

- > 2007年に発行した社債1,500百万ユーロで、2016年に部分的に償還した残りの部分909百万ユーロの償還
- > INAおよびANIA社債の4トランシェ総額65百万ユーロの償還
- > 非上場の自社変動利付社債「従業員のための特別シリーズ債券1994年-2019年」19百万ユーロの買戻し
- > 為替差益237百万ユーロの認識。
- > 長期銀行借入金の新規借入999百万ユーロ

以下の表に、2017年に新規に借り入れた銀行借入金の属性を報告する。

新規借入金

ローンの種類	相手方	発行日	貸出金額 (百万 ユーロ)	通貨	金利 (%)	金利の 種類	期日
銀行借入金	ユービーアイ・ バンカ・ エスピーエー	2017年4 月27日	150	ユーロ	3カ月物 ユーロ + 37.5bp	変動金利	2020年 4月27日
銀行借入金	ユニクレジット・ エスピーエー	2017年6 月15日	450	ユーロ	6カ月物 ユーロ + 33.5bp	変動金利	2020年 7月15日
銀行借入金	ユニクレジット・ エスピーエー	2017年7 月10日	200	ユーロ	6カ月物 ユーロ + 20bp	変動金利	2021年 6月26日
銀行借入金	バンク・オブ・ アメリカ	2017年7 月10日	199	米ドル	3カ月物 LIBOR + 71.8bp	変動金利	2021年 7月12日
合計			999				

2017年に、以下の借入を新規に行った。

- > ユービーアイ・バンカ・エスピーエーからの期間3年の借入150百万ユーロ
- > 前年に締結したユニクレジット・エスピーエーからの信用枠の返済期限2020年での追加利用450百万ユーロ
(2016年12月31日現在のこの信用枠の利用残高は50百万ユーロ)
- > ユニクレジット・エスピーエーからの返済期限2021年での新規借入200百万ユーロ
- > バンク・オブ・アメリカからの米ドル建て借入で、返済期限2021年、借入実行時の為替レートで199百万ユーロ相当(227百万ドル)

エネル・エスピーエーの主な長期借入金には、国際的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。こうした借入れは主に、グローバル／ユーロ・ミディウム・ターム・ノート・プログラムの枠組みで実行される債券の発行、非転換型劣後ハイブリッド債券の発行、ならびに、エネル・エスピーエーとエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィが2017年12月18日に銀行団との間で締結した最大10十億ユーロのリボルビング・ファシリティ契約、そしてユニクレジット・エスピーエーから受けた融資である。

このエネル・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（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・エスピーエーによる保証の、当グループの適格グリーン・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）の、グローバル／ユーロ・ミディウム・ターム・ノート・プログラムにおけ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。

- ＞ 担保提供制限条項。当該の債券に対しても同一の制限条項が均等にまたは残高比例按分により及ぼされる場合でない限り、発行体および保証人が特定の金銭借入れ担保するためにそれぞれの資産もしくは収入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（法定の要件に基づく場合を除いて）できないことを定めている。
- ＞ パリ・パス条項。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ている。
- ＞ クロス・デフォルト条項。発行体、保証人または重要な子会社の（一定の閾値の水準を超える）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し得ることを定めている。

エネル・エスピーエーのハイブリッド債券を対象とする主な制限条項の要約は以下の通りである。

- ＞ 劣後条項。各ハイブリッド債券が、発行体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、かつ、資本性金融商品より高い優先順位となることを定めている。
- ＞ 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。

リボルビング・ファシリティ契約およびエネル・エスピーエーとユニクレジット・エスピーエー間の融資契約に関する主な制限条項は大いに類似しており、以下の通り要約できる。

- ＞ 担保提供制限条項。ある金融負債の担保とするために、債務者および場合によってはその重要な子会社が、（明示的に許可された担保権等を除いて）すべてまたは一部の自社資産に特定の金融負債を担保するための抵当権、先取特権、またはその他の担保権を設定することができないことを定めている。
- ＞ 処分条項。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当該資産もしくは事業の重要部分を処分することができないことを定めている。

- ＞ 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。
- ＞ 支配変更条項。(i) イタリア国家を除く1人以上の者がエネルの支配を獲得した場合、または(ii) エネルもしくはその子会社のいずれかがグループ資産の大部分をグループ外の者に譲渡し、それによってグループの金融的信用度が大きく低下した場合に発動される。どちらかの状況が発生した場合には、(a) 借入条件の再交渉、または(b) 債務者による借入金の強制繰上返済に至る可能性がある。
- ＞ クロス・デフォルト条項。借入人または重要な子会社の（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し得ることを定めている。

2017年に、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィはエネル・エスピーエーの保証付きの複数の社債を米国市場で発行した。この主要な制限条項は、ユーロ・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの下で発行される社債の制限条項と同一である。

検討されたすべての金融借入れが、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。

上記の制限条項のいずれも、現在まで発動されたことがない。

最後に、エネル・エスピーエーからの一部分割によるエネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）の非按分型単独新設分割に伴い、最終日である2016年3月31日以降、EGPの貸借対照表の一部項目および法的関係はエネル・エスピーエーに譲渡された。法的関係には、ローン取引において引き受けたコミットメントに関してEGPがその子会社のために行った、保証提供を含む。それら保証および関連するローン契約には、制限条項および「債務不履行事由」、を含むが、国際商習慣ではよくあるとおり、そのいくつかについては、保証人であるエネル・エスピーエーが負うものである。

ヘッジ後の負債構造

以下の表は長期負債構造における為替リスクヘッジの効果を示している（向こう1年以内に満期を迎える部分を含む）。

	2017年12月31日現在						2016年12月31日現在					
	初期の負債構造			ヘッジされた負債	ヘッジ後の負債構造		初期の負債構造			ヘッジされた負債	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	10,939	10,961	75.6%	3,530	14,491		11,113	11,153	75.8%	3,569	14,722	
米国ドル	1,218	1,232	8.5%	(1,232)	-		1,168	1,186	8.0%	(1,186)	-	
英ポンド	2,277	2,298	15.9%	(2,298)	-		2,356	2,383	16.2%	(2,383)	-	
合計	14,434	14,491	100.0%	-	14,491		14,637	14,722	100.0%	-	14,722	

以下の表は報告日において未決済の長期負債の総額についての金利リスクヘッジの効果を示している。

長期負債総額	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在	
	ヘッジ前	ヘッジ後	ヘッジ前	ヘッジ後
%				
変動金利	19.6%	24.2%	13.2%	17.7%
固定金利	80.4%	75.8%	86.8%	82.3%
合計	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

短期借入金 - 5,397百万ユーロ

下表は2017年12月31日における性質別の短期借入金を表している。

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
グループ外契約相手からの借入金			
銀行借入金	120	808	(688)
短期銀行借入金（普通当座勘定）	125	1	124
店頭デリバティブにおけるクレジット・サポート・ アネックスの受取現金担保	256	1,107	(851)
合計	501	1,916	(1,415)
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（関係会社間当座勘定）	4,896	4,268	628
合計	4,896	4,268	628
合計	5,397	6,184	(787)

短期借入金は5,397百万ユーロ（2016年は6,184百万ユーロ）となり、前年度と比べて787百万ユーロ減少した。その主な原因は以下のとおりである。

- > 受け取った短期ローンについての銀行に対する負債の688百万ユーロの減少。
- > 金利および為替レートに係る店頭デリバティブの取引相手から受け取った現金担保金の851百万ユーロの減少。
- > 「グループ会社からの短期借入金」における628百万ユーロの増加。子会社に対して負う関係会社間流動勘定の負債ポジションの悪化に帰し得る。

現在価値への割引の影響は重大ではないため、現在の借入金の公正価値は帳簿価額と一致していることを明示しなければならない。

31.2.2 損益を通じて公正価値で測定される金融負債

損益を通して公正価値で測定される金融負債は、非流動金融負債（943百万ユーロ）と流動金融負債（176百万ユーロ）に分けられ、デリバティブ金融負債のみを参照している。

31.2.3 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
	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	2017年12月31日 現在
売却可能金融資産	1	6	
貸付金および債権	2	-	1
償却原価で測定した金融負債	(546)	(510)	

デリバティブにおけ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）」を参照すること。

注記32 リスク管理

32.1 金融リスク管理の目的と方針

当社は、業務を遂行していく上で、様々な財務リスクにさらされている。特に、市場リスク（金利リスクおよび為替リスクを含む。）、信用リスク、流動性リスクなどである。

エネルが採用している金融リスクのガバナンス上の取決めは、トップ・マネジメントで構成され、関与する会社の最高経営責任者が委員長を務め、リスク管理、監視および統制プロセスの役割と責任を定め、事業に責任を負う部門とリスクの監視および管理に責任を負う部門の組織分離の原則の順守を確実にする、リスク管理の方針の設定および監督、ならびにグループ、個別の地域、国およびグローバル事業部門レベルでの特定の方針の定義および適用について責任を負う特定の社内委員会を定めている。

金融リスク・ガバナンス・システムはまた、各リスクについてのグループ、個別の地域、国およびグローバル事業部門レベルでの業務上の制限を規定しており、これらの制限はリスク管理部門によって定期的に監視されている。当グループにとって、この制限の規定は目的を達成するための意思決定ツールの構成要素となっている。

32.2 市場リスク

市場リスクは、市場価格の変動に起因して金融および非金融資産または負債の価値ならびに付随するキャッシュ・フローが変動し得るリスクである。

当業界の持株会社としての業務の一環で、エネル・エスピーエーは様々な市場リスク、特に金利および為替レートの変動リスクにさらされている。

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。

当社が負う主な金融負債には、社債、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、および買掛金が含まれる。こうした金融商品の主な目的は、当社の事業運営のための資金調達である。

当グループが所有する主な金融資産には、未収入金、デリバティブ、デリバティブ取引の現金担保、現金および短期預け金、ならびに営業債権などが挙げられる。

詳細については、注記31「金融商品」を参照すること。

金利リスクおよび為替リスクの発生源は昨年と変わっていない。

親会社として、エネル・エスピーエーは一部の財務管理機能を集約的に担っており、金利および為替レートに関連する金融デリバティブ取引に関して、金融市場で取引を行っている。エネル・エスピーエーは、この活動の一環として、市場においてグループ会社の仲介をなし、ポジションを構築する。係るポジションは重要となりうるが、エネル・エスピーエー自身の市場リスク・エクスポージャーを示すものではない。

2017年には、決済義務の発動（EMIR－欧州市場インフラ規則－欧州議会規則第648/2012号）に関連して規制機関により定められた閾値水準の逸脱は発見されなかった。

2017年12月31日現在で未決済の金融デリバティブの取引規模は、証券クラスごとの想定元本の明細とともに、以下に報告されている。

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）。

本報告書に記載するデリバティブの想定元本は、当事者間の交換額を示すものではないため、当社の信用リスク・エクスポージャーの測定値ではない。

金利リスク

金利リスクとは、市場の金利の変化によって金融商品の公正価値または、その将来キャッシュ・フローが変動するリスクのことである。

当社にとって金利リスクとは、変動金利金融負債に係る支払利息の変動によるフローの変化、新債券・債務証券の取引諸条件の変化、または公正価値で評価される金融資産・負債の価値（通常、これらは固定利率である）に不利となる変化を意味する。

金利リスクは、金利変動に晒されている債券金額を減らすこと、資金費用の変動を低く抑えること、といった2つを目標にして管理されている。

この目標は、金融負債のポートフォリオの契約タイプ別、満期別、金利別の戦略的多様化を図ること、および特定エクスポージャーについては、店頭デリバティブ（主に、金利スワップ）を用いて、リスクプロファイルの修正を行うことで達成される。

発行済契約の想定元本は以下の通りである。

百万ユーロ	想定元本	
	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	20,599	22,377
合計	20,599	22,377

当該取引の公正価値および／またはキャッシュ・フローの変動が原金融負債ポジションの公正価値および／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、当該取引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。

金利スワップでは通常、変動金利のフローと固定金利のフローの定期交換が規定されており、両金利ともに想定元本に基づいて計算される。

本年度末現在でオープンであった金利スワップの想定元本は、20,599百万ユーロであり（2016年12月31日現在、22,377百万ユーロ）、そのうちの1,329百万ユーロ（2016年12月31日から基本的に変動なし）は当社の負債持分のヘッジに関するものであり、9,635百万ユーロ（2016年12月31日では、10,524百万ユーロ）は、グループ会社が負う同額の負債に関して市場で仲介したヘッジに関するものである。

金利デリバティブの詳細については、注記33「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。

2017年12月31日現在、長期金融負債の19.6%は、変動金利（2016年12月31日現在、13.2%）であった。IAS第39号によって効果的であるとされている金利リスクのヘッジに留意すると、2017年12月31日現在、長期金融負債総額の75.8%がヘッジされていた（2016年12月31日現在では、82.3%）。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。

金利リスク感応度分析

当社は、金融商品のポートフォリオにおける金利変動の影響を見積もることでそのエクスポージャーの感応度を分析している。

具体的には、感応度分析は市場シナリオの資本（キャッシュ・フロー・ヘッジについて）、損益（公正価値ヘッジ、ヘッジ会計の適用に該当しないデリバティブ、およびデリバティブによってヘッジされていない長期負債について）に与える潜在的な影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日の利回り曲線における並列増加および減少によって示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

他の全ての変数が一定であるとする、当社の税引前利益は以下のように影響を受けるであろう。

百万ユーロ	2017年12月31日現在				
	税引前の損益に対する影響			資本に対する 税引前影響	
	ベースス ポイント	増加	減少	増加	減少
外貨建長期変動金利借入金の総計の金融費用の変動	25	9	(9)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	25	6	(6)	-	-
ヘッジ商品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	-	-	11	(11)
公正価値のヘッジ	25	(2)	2	-	-

百万ユーロ	2016年12月31日現在			
	税引前の損益に対する影響		資本に対する 税引前影響	
	増加	減少	増加	減少
外貨建長期変動金利借入金の総計の金融費用の変動	7	(7)	-	-
非ヘッジ商品と分類されたデリバティブの公正価値の変動	7	(7)	-	-
ヘッジ商品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	-	-	13	(13)
公正価値のヘッジ	(5)	5	-	-

為替リスク

為替リスクは、為替レートの変動により金融商品の公正価値または将来のキャッシュ・フローが変動するリスクである。

エネル・エスピーエーにとっての主要な為替レートリスクの発生源は、ユーロ以外の通貨建ての金銭金融商品（主に外国通貨建ての社債）を保有していることにある。

為替リスクへのエクスポージャーは、前年からの変動はない。

詳細については、注記31「金融商品」を参照すること。

為替レートの変化へのエクスポージャーを最小限にするために、当社は通常、為替予約、金利スワップなどの多様な店頭デリバティブを使用している。当該契約の期間は対象となるエクスポージャーの満期を超過していない。

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（ストライクレート）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）、または行使為替レートと満期における為替レートの差額の支払（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、固定金利または変動金利の外貨建長期負債を変動金利または固定金利の同等のユーロ建負債に変換するために使われる。これらのデリバティブ商品は、想定元本が異なる通貨建であることに加えて、キャッシュ・フローを定期的に交換し、最後に元本を交換する点において、金利スワップとは異なる。

次の表は、2017年12月31日と2016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	
	2017年12月31日現在	2016年12月31日現在
為替デリバティブ		
為替予約：	5,410	5,399
－商品取引の為替リスクのヘッジ	3,664	4,507
－将来キャッシュ・フローのヘッジ	1,190	196
－その他の為替予約	556	696
クロス・カレンシー金利スワップ	15,527	22,668
合計	20,937	28,067

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- ＞ 想定元本合計3,664百万ユーロの為替予約（2016年12月31日現在、4,507百万ユーロ）。うち1,832百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品購入に伴う為替リスクをヘッジするためのものであり、市場取引を対応させたもの。
- ＞ ユーロ以外の外貨建てのその他の予想キャッシュ・フローに伴う為替リスクをヘッジするための、想定元本1,190百万ユーロの為替予約（2016年12月31日時点では196百万ユーロ）。うち595百万ユーロは市場取引。
- ＞ 投資費用の為替レートリスクをヘッジするための、想定元本556百万ユーロの為替予約（2016年12月31日現在、696百万ユーロ）。うち278百万ユーロは市場取引。
- ＞ エネル・エスピーエーまたはその他のグループ会社のユーロ以外の通貨建て負債の為替リスクをヘッジするための想定元本15,527百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ（2016年12月31日現在、22,668百万ユーロ）。

詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照。

当グループの負債の分析によると、中長期の負債の総額のうち、24.4%（2016年12月31日現在、24.2%）がユーロ以外の通貨建てである。

為替ヘッジ、および当社の勘定通貨または機能通貨である外国通貨建ての債務の比率を考慮した場合、負債はクロス・カレンシー金利スワップによって十分にヘッジされている。

為替リスク感応度分析

当社は、為替レートの変動が金融商品ポートフォリオにもたらす影響を見積もることにより、そのエクスポージャーの感応度を分析している。

具体的には、感応度分析は市場シナリオの資本（キャッシュ・フロー・ヘッジについて）、損益（公正価値ヘッジ、ヘッジ会計の適用に該当しないデリバティブ、およびデリバティブによってヘッジされていない長期負債について）に与える潜在的な影響を測定する。

これらのシナリオは、報告日に見られた価値と比較した、すべての外国通貨に対するユーロの上昇/下落により示される。

前年と比較すると、感応度分析で使用される方法と条件に変動はない。

他の変数は一定と仮定して、税引前の利益は以下に示す通り影響を受ける。

百万ユーロ	2017年12月31日現在					2016年12月31日現在			
	為替 レート	税引前の損益に 対する影響		資本に対する 税引前影響		税引前の損益に 対する影響		資本に対する 税引前影響	
		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 外貨建長期 変動金利借 入金の総計 の金融費用 の変動	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
非ヘッジ商 品と分類さ れたデリバ ティブの公 正価値の変 動	10%	5	(6)	-	-	-	-	-	-
ヘッジ商品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%	-	-	(431)	526	-	-	(462)	564
公正価値の ヘッジ	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 信用リスク

信用リスクは、債権者のポジションに悪影響を及ぼすおそれのあるような、金融取引におけるカウンターパーティーの信用度の悪化の可能性によって表される。当社は、デリバティブ取引（通常は、金融商品や商品が原資産）、銀行や金融機関への預金、外国為替取引およびその他の金融商品を含む金融財務活動から生じる信用リスクに晒されている。

信用リスクに対するエクスポージャーの発生源は昨年と比較し、変化はない。

当社の信用リスク管理は、高い信用力を有しており、かつ、市場の評価および社内での評価の両方によって支払能力があると考えられる、イタリアのおよび国際的な代表的金融機関の中からカウンターパーティーを選択すること、ならびに、当該カウンターパーティーの間でエクスポージャーを分散させることに基づいている。当グループのリスク管理に関するガバナンス規則に定められた方針および手順に基づいて、リスクの監視に責任を負う部門が定期的に信用エクスポージャーおよび付随する信用リスクを監視しており、講じることが可能な軽減措置の速やかな特定を確保することもその目的となっている。

エネルは、この全般的枠組み内で、エネルが現金担保の交換を要求する証拠金契約を、取引先である代表的金融機関との間で締結しており、それによって、カウンターパーティー・リスクが大幅に軽減されている。

2017年12月31日現在、減損に係る引当金を差し引いた金融資産の帳簿価額および、現金担保を控除した後の正の公正価値のデリバティブで表される信用リスクに対するエクスポージャーは、8,392百万ユーロ（2016年12月31日現在では、9,388百万ユーロ）であった。この合計のうち、3,403百万ユーロはグループ会社に対する債権、2,489百万ユーロは現金および現金同等物であった。

百万ユーロ	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在		増減
	うちグループ会社		うちグループ会社		
非流動金融債権	-	-	27	27	(27)
その他の非流動金融資産	5	-	5	-	-
売掛金	237	208	255	229	(18)
短期金融債権	2,011	2,011	2,894	2,894	(883)
その他の流動金融資産	2,339	174	1,327	154	1,012
金融デリバティブ	1,311	1,010	1,842	973	(531)
現金および現金同等物	2,489	-	3,038	-	(549)
合計	8,392	3,403	9,388	4,277	(996)

32.4 流動性リスク

流動性リスクとは、当社が、現金または金融資産の引渡しによる金融負債に関連する義務を履行するにあたり、困難な状態に陥るリスクのことである。

流動性リスク管理方針の目的は以下の通りである。

- ＞ 当グループのために、流動性の適切なレベルを確保し、関連する機会コストを最小化する。
- ＞ 満期プロファイルおよび資金調達先に関して、調和の取れた負債構造を維持すること。

短期的には、現金、短期預金、利用可能コミットメントラインおよび流動性の高いポートフォリオといった、無条件で入手可能な資金源を適正な水準に維持することで流動性リスクを軽減する。

長期的には、バランスのとれた負債支払期限プロファイルの維持および資金調達源(手段、市場/通貨およびカウンターパーティーという意味での)の分散により、流動性リスクを軽減する。

2017年12月31日現在、エネル・エスピーエーの現金および現金同等物残高合計は、2,489百万ユーロ（2016年12月31日現在では、3,038百万ユーロ）であり、与信コミットメントライン残高は、5,800百万ユーロ（うち使用高ゼロ）であり、契約期限は一年以上先である（2016年12月31日現在では、6,170百万ユーロ）。

満期分析

下記の表は、当社の金融負債の、契約上の非割引支払額に基づく償還日プロファイルである。

百万ユーロ	満期				
	3か月未満	3か月以上、 1年未満	1年以上 2年未満	2年以上 5年未満	5年以上
社債：					
－固定金利	2,498	590	1,867	1,999	3,436
－変動金利	500	66	229	235	775
合計	2,998	656	2,096	2,234	4,211
銀行借入金					
－固定金利	-	-	-	-	-
－変動金利	-	-	-	1,039	-
合計	-	-	-	1,039	-
グループ会社からのローン					
－固定金利	-	-	-	-	1,200
－変動金利	-	-	-	-	-
合計	-	-	-	-	1,200
合計	2,998	656	2,096	3,273	5,411

32.5 金融資産と金融負債の相殺

以下の表は、金融資産と金融負債の相殺状況を示している。具体的には当社は、資産と負債の相殺を意図していないので、財務諸表上では、デリバティブに関する相殺はされていない。現行市場規則において想定されており、またデリバティブ取引を保証するために、エネル・エスピーエーは、主要金融機関と現金担保による証拠金契約を締結している。内訳は以下の表に記載されている。

百万ユーロ	2017年 12月31日 現在					
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				財政状態計算書上、 相殺されていない金額		
				(d)(i)、(d)(ii)	(d)(iii)	
	認識された 金融資産/ (負債)の総額	財政状態 計算書上 相殺された、 認識された 金融資産/ (負債)の総額	財政状態 計算書に 表示された 金融資産/ (負債)の純額	金融商品	うち、現金 担保で保証 された金融 資産/(負債)の 純額	金融資産/ (負債)の純額
金融資産						
デリバティブ金融資産:						
ー金利リスク	420	-	420		(46)	374
ー為替リスク	1,147	-	1,147	-	(552)	595
デリバティブ金融資産 の総額	1,567	-	1,567	-	(598)	969
金融資産合計	1,567	-	1,567	-	(598)	969
金融負債						
デリバティブ金融負債:						
ー金利リスク	(608)	-	(608)	-	608	-
ー為替リスク	(1,838)	-	(1,838)	-	1,808	(30)
デリバティブ金融負債 の合計	(2,446)	-	(2,446)	-	2,416	(30)
金融負債合計	(2,446)	-	(2,446)	-	2,416	(30)
純額金融資産/(負債) 合計	(879)	-	(879)	-	1,818	939

注記33 デリバティブとヘッジ会計

以下の表は、ヘッジの関連性およびヘッジリスクのタイプ別のデリバティブ金融資産および負債の想定元本および公正価値を示し、流動および非流動のデリバティブ金融資産および負債に分けている。

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、欧州中央銀行（ECB）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。

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		
	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	増減	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	増減
ヘッジのための デリバティブ										
キャッシュ・ フロー・ヘッジ:										
ー為替リスク	2,327	2,517	501	751	(250)	-	-	-	-	-
キャッシュ・ フロー・ヘッジ合計	2,327	2,517	501	751	(250)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ:										
ー金利リスク	800	800	15	27	(12)	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	800	800	15	27	(12)	-	-	-	-	-
FVTPLに関する デリバティブ:										
ー金利リスク	9,586	10,497	405	527	(122)	50	27	1	1	-
ー為替リスク	5,632	7,860	535	1,164	(629)	2,419	3,718	110	479	(369)
FVTPLでの デリバティブ合計	15,218	18,357	940	1,691	(751)	2,469	3,745	111	480	(369)
デリバティブ 金融資産の合計	18,345	21,674	1,456	2,469	(1,013)	2,469	3,745	111	480	(369)

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		
	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	増減	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	増減
ヘッジのための デリバティブ										
キャッシュ・ フロー・ヘッジ:										
ー金利リスク	390	390	135	154	(19)	-	-	-	-	-
ー為替リスク	2,501	2,394	1,192	1,225	(33)	-	-	-	-	-
キャッシュ ・フロー・ヘッジ合計	2,891	2,784	1,327	1,379	(52)	-	-	-	-	-
FVTPLに関する デリバティブ:										
ー金利リスク	9,624	10,535	408	530	(122)	150	127	66	74	(8)
ー為替リスク	5,632	7,860	535	1,173	(638)	2,425	3,718	110	482	(372)
FVTPLでの デリバティブ合計	15,256	18,395	943	1,703	(760)	2,575	3,845	176	556	(380)
デリバティブ 金融負債の合計	18,147	21,179	2,270	3,082	(812)	2,575	3,845	176	556	(380)

33.1 ヘッジ会計

デリバティブは、当初は契約取引日の公正価値で認識され、のちにその公正価値で再測定される。

その結果の損益を認識する方法は、その該当するデリバティブがヘッジ手段であるかどうかで異なってくるが、ヘッジ手段である場合には、ヘッジ対象となる取引の性格による。

ヘッジ会計は、IAS第39号のすべての基準を満たす場合、金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスクおよび株式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。

取引成立時に、当社はヘッジ手段とヘッジ対象の関係、および該当するリスク管理の目標と戦略を記す。それと同時に当社は、取引成立時および定期的に、ヘッジ手段がヘッジ対象の公正価値やキャッシュ・フロー変化を相殺するのに効果的かどうかを決定するために、予測的および遡及的テストを用いてヘッジの効果を分析している。

晒されているリスクの内容によっては、当社はデリバティブをヘッジ手段として、以下のヘッジ関係の中から一つ選択する。

- ＞ 以下のそれぞれのリスクについてキャッシュ・フローをヘッジするデリバティブ：i) 長期の変動金利債務に伴うキャッシュ・フローの変化、ii) 企業が負う金融負債の勘定の通貨または機能通貨以外の通貨建て長期債務に伴う為替レートの変化、ならびに、iii) 外貨建ての燃料、エネルギー以外の商品およびサービスの価格の変化。
- ＞ 特定のリスクに起因する資産、負債の公正価値や企業のコミットメントの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関わる公正価値ヘッジ・デリバティブ
- ＞ 海外子会社への持ち分に対する投資（NIFO）をヘッジするデリバティブ。これは海外子会社投資に伴う為替レートの変化に対するエクスポージャーのヘッジに関連している。

当社が晒されている金融商品から生じるリスクの性格およびその程度に関する詳細については、注記32「リスク管理」を参照すること。

キャッシュ・フロー・ヘッジ

キャッシュ・フロー・ヘッジは、資産、負債または損益に影響を与える可能性が高い取引に関する特定リスク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。

株主資本での累計損益は、ヘッジ対象が損益に影響した期間の損益として組替えられる。

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条件を満たさなくなった時で、ヘッジ対象がいまだに期限切れになっていない、またはキャンセルされていないといった場合には、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累計損益は即座に利益または損失に組み替えられる。

当社は現在、損益の不安定を最低限にするためにこれらのヘッジ関係を用いている。

公正価値のヘッジ

公正価値ヘッジは、純損益に影響する特定リスクに起因する資産、負債、または確定約定の公正価値の不利な変化に対するエクスポージャから当社を防御するために使用されている。

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化については、ヘッジリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変化と同時に純損益に認識される。

ヘッジが有効ではない、もしくは、ヘッジ会計の要件をすでに満たしていない場合、満期までの期間にわたって損益を償却するため、有効な手段が使用されているヘッジ対象の簿価修正が行われる。

当社は現在、イールドカーブの一般的拡張に係わる機会を掴むために、かかるヘッジ関係を使用している。

海外子会社の持分に対する投資（NIFO）のヘッジ

ユーロ以外の機能通貨によるNIFOのヘッジは、海外子会社への投資に関する為替レートの変化に対するヘッジである。このヘッジ手段は、投資と同一通貨建ての負債である。ヘッジ対象の為替換算差額とヘッジ手段は、投資の解消まで毎年、株主資本に累積され、解消された年に損益へ移転される。

現在当社は、在外営業活動体に対する純投資のヘッジは保有していない。

デリバティブの公正価値測定に関する詳細については、注記34「公正価値の測定」を参照すること。

ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

33.1.1 金利リスク

下表は、2017年12月31日および2016年12月31日の時点での残高のある、金利リスクに対するヘッジ手段の取引の想定元本と公正価値の、ヘッジ対象の種類ごとの内訳である。

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	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在	
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(135)	390	(154)	390
金利スワップ	固定金利の借り入れ	15	800	27	800
合計		(120)	1,190	(127)	1,190

事業年度末に未決済でありヘッジ手段として指定されている金利スワップは、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する。具体的には、公正価値ヘッジ・デリバティブは、2013年9月に発行されたハイブリッド証券の、金利の変動に連動する公正価値の変動の一部のヘッジに関するものであり、800百万ユーロがヘッジされている。一方、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブは、2001年以来発行されているある特定の変動利率社債のヘッジに関するものである。

下表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2017年12月31日および2016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 ベースの資産	
	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
キャッシュ・ フロー・ヘッジ・ デリバティブ	-	-	-	-	390	390	(135)	(154)
金利スワップ	-	-	-	-	390	390	(135)	(154)
公正価値ヘッジ・ デリバティブ	800	800	15	27	-	-	-	-
金利スワップ	800	800	15	27	-	-	-	-
金利デリバティブ 合計	800	800	15	27	390	390	(135)	(154)

2017年12月31日現在、金利スワップ想定元本は、1,190百万ユーロ（2016年12月31日現在、1,190百万ユーロ）であった。それに対応する負の公正価値は、120百万ユーロ（2016年12月31日現在、負の127百万ユーロ）であった。デリバティブの公正価値についての前年度比の追加は、主に、2017年のイールドカーブの長期セグメントの上昇に帰し得る。

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブによる将来期待キャッシュ・フローを示したものである。

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・ デリバティブ金利	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ 以降
正の公正価値	-	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(135)	(15)	(14)	(13)	(13)	(12)	(83)

以下の表は、当該期間に、金利リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが株主資本に与える、税効果控除前の影響である。

百万ユーロ	2017年	2016年
1月1日の期首残高	(110)	(87)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	-	-
損益に認識される公正価値の変化 - リサイクリング	12	(23)
損益で認識される公正価値の変化 - 有効でない部分	-	-
12月31日の期末残高	(98)	(110)

公正価値ヘッジ・デリバティブ

以下の表は、公正価値ヘッジ・デリバティブによる将来期待キャッシュ・フローを示したものである。

百万ユーロ	公正価値		予想キャッシュ・フローの分布					
	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ 以降	
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
正の公正価値	15	15	33	-	-	-	-	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 為替リスク

下表は、為替リスクに対応したヘッジ手段の2017年12月31日および2016年12月31日現在の未決済の取引残高について、その想定元本と公正価値をヘッジ対象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	2017年12月31日現在		2016年12月31日現在	
クロス・カレンシー 金利スワップ (CCIRS)	固定金利の借入れ	(679)	4,639	(474)	4,911
クロス・カレンシー 金利スワップ (CCIRS)	変動金利の借入れ	(12)	189	-	-
合計		(691)	4,828	(474)	4,911

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、2017年12月31日現在と2016年12月31日現在の為替リスクに対応するデリバティブの想定元本と公正価値をヘッジのタイプ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	
	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)
為替予約	-	-	-	-	-	-	-	-
オプション	-	-	-	-	-	-	-	-
クロス・カレンシー金利スワップ	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)
為替レートデリバティブ合計	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)

クロス・カレンシー金利スワップの2017年12月31日現在の想定元本は、4,828百万ユーロ（2016年12月31日現在では、4,911百万ユーロ）に上り、これに対応する負の公正価値は、691百万ユーロであった（2016年12月31日現在では、負の474百万ユーロ）。

デリバティブの想定元本および関連する公正価値の変動は、主にユーロの対英ポンドおよび米ドルに対する上昇、ならびに想定元本189百万ユーロの新規の為替レートヘッジを反映している。

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				
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ 為替：	2017年 12月31日	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	それ 以降
正の公正価値	501	83	85	48	47	46	461
負の公正価値	(1,192)	(69)	(243)	(50)	(85)	(37)	(684)

下表は、当該期間に、為替リスクに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが、株主資本に与えた影響であり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	2017年	2016年
1月1日の期首残高	(326)	(208)
株主資本で認識される公正価値の変化（その他の包括利益）	-	-
損益に認識される公正価値の変化 - リサイクリング	20	(118)
損益で認識される公正価値の変化 - 有効でない部分	-	-
12月31日の期末残高	(306)	(326)

33.2 損益を通じて公正価値評価されるデリバティブ

下表は、2017年12月31日および2016年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じた公正価値の測定）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	
	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在
FVTPLでの デリバティブ- 金利リスクに対応	9,635	10,524	405	527	9,774	10,663	(473)	(604)
金利スワップ	9,635	10,524	405	527	9,774	10,663	(473)	(604)
FVTPLでの デリバティブ- 為替レートリスクに 対応	8,052	11,577	645	1,644	8,057	11,577	(645)	(1,656)
為替予約	2,702	2,699	123	158	2,708	2,699	(122)	(158)
クロス・カレンシー 金利スワップ	5,350	8,878	522	1,486	5,349	8,878	(523)	(1,498)
FVTPLでの デリバティブ合計	17,687	22,101	1,050	2,171	17,831	22,240	(1,118)	(2,260)

2017年12月31日現在、金利リスクおよび為替レートリスクに対応する損益を通じたデリバティブの公正価値の想定元本は、35,518百万ユーロ（2016年12月31日現在では、44,341百万ユーロ）に達し、これに対応する負の公正価値は、68百万ユーロ（2016年12月31日現在では、負の89百万ユーロ）であった。

損益を通じたデリバティブの公正価値の想定元本は対前年比で減少したが、これは、為替取引の減少7,045百万ユーロおよび金利スワップの想定元本の1,778百万ユーロの減少を反映している。

事業年度末の金利スワップは、主にグループ会社の負債に係る市場や仲介を通じたヘッジであり、それらの会社の金額9,635百万ユーロと同額の想定元本である。全体としての想定元本は、前年度から1,778百万ユーロ減少した。具体的には、市場を通じた金利スワップの想定元本の減少889百万ユーロは、グリーンボンド発行に関する事前ヘッジ金利スワップの解約1,000百万ユーロ、満期が到来した金利スワップ27百万ユーロ、新規の金利スワップ344百万ユーロおよび分割満期金利スワップの想定元本の減少206百万ユーロに起因する。

2016年12月31日と比較した公正価値全体の変動（プラス9百万ユーロ）は、主に、年間イールドカーブの長期セグメントの上昇に関連したものである。

想定元本2,702百万ユーロ（2016年12月31日現在では、2,699百万ユーロ）の先渡し契約は主に、グループ会社の調達プロセスの範囲内でエネルギーコモディティの価格に係る為替リスクを軽減させるために締結した店頭デリバティブに関するものであり、市場での取引と一致させてある。これらのデリバティブは、エネルギー以外の商品ならびに再生可能エネルギー、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）の取得に関連する勘定通貨以外の通貨建ての予想キャッシュ・フロー、およびクラウド・サービスの提供に係る営業費用に関連したユーロ以外の通貨における予想キャッシュ・フローもヘッジしている。想定元本と公正価値の前年度からの変化は、通常の事業活動に関連するものである。

想定元本5,350百万ユーロ（2016年12月31日現在では、8,878百万ユーロ）のクロス・カレンシー金利スワップは、グループ会社のユーロ以外の通貨建て債の為替リスクのヘッジに関連しており、市場での取引と一致させてある。クロス・カレンシー金利スワップの想定元本の減少3,528百万ユーロは、主にエネル・ファイナンス・インターナショナルによる米ドル建てで発行した自社社債の買戻しに関連したクロス・カレンシー金利スワップの早期解約1,660百万ユーロ、およびクロス・カレンシー金利スワップの満期到来1,423百万ユーロによる。想定元本の金額には、ユーロの他の主要通貨に対する為替レートの動向も反映されている。

注記34 公正価値測定

当社は、国際会計基準によって必要とされているときは、IFRS第13号に従って公正価値を測定している。

公正価値とは、資産の売却によって受け取るであろう、または負債を移転するために支払うであろう価格をいう。最良の見積は市場価格である、すなわち活発な流動市場で公開されている現在の取引価格のことである。

資産・負債の公正価値は、以下に定義される、公正価値を測定するために使用される評価技法へのインプットの基準として3レベルからなる公正価値ヒエラルキーに分類される。

- ＞ レベル1：企業が測定日において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（調整されていない）公表価格；
- ＞ レベル2：直接（価格など）または間接（価格等から派生）を問わず、資産または負債に関する観察可能である、レベル1に含められる公表価格以外のインプット；
- ＞ レベル3：資産または負債に関する観察不能なインプット

この注記では、以下を評価するための関連情報が開示されている：

- ＞ 初期認識以後の財政状態計算書上で、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定されている資産負債については、かかる測定に使用される評価技法およびインプット；および
- ＞ 重要な観察不能なインプット（レベル3）を使用して継続的に公正価値の測定しているものについては、測定が、事業年度の損益や他の包括利益に与える影響

この目的上：

- ＞ 継続的な公正価値の測定は、各事業年度末の財政状態計算書においてIFRSが要求するまたは容認する方法である。
- ＞ 非継続的な公正価値の測定は、特別な状況下における財政状態計算書においてIFRSが要求するまたは容認する方法である。

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使用して決定される。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はECBが提示する為替レートを使って換算して決定する。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使って測定する。

新しい国際会計基準に沿って、エネル・グループは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。見積りインプットの基礎的前提に変化が生じた場合、かかる商品の公正価値に影響をおよぼすこともありうる。

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、欧州中央銀行が公表する為替レートによりユーロに換算される。

ここで報告するデリバティブの想定元本は、必ずしも当事者間で交換される金額を表示するものではなく、そのため、信用リスクに対する当グループのエクスポージャーの尺度ではない。

上場負債性商品の公正価値は、公式価格で表示されている。非上場商品については、公正価値は、金融商品の各カテゴリーの適切な評価技法、期末時点の市場データを使用して決定される。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。

34.1 財政状態計算書上、公正価値で測定される資産

下記の表は、財政状態計算書上、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定された資産のクラス別に、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		非流動資産				流動資産			
		2017年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2017年1 2月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3
	注記								
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	33	501	-	501	-	-	-	-	-
合計		501	-	501	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
－金利リスク	33	15	-	15	-	-	-	-	-
合計		15	-	15	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
－金利リスク	33	405	-	405	-	1	-	1	-
－為替リスク	33	535	-	535	-	110	-	110	-
合計		940	-	940	-	111	-	111	-
合計		1,456	-	1,456	-	111	-	111	-

34.2財政状態計算書上、公正価値で測定される負債

下記の表は、財政状態計算書上、継続的にまたは非継続的に公正価値で測定された負債のクラス別に、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		非流動負債				流動負債			
	注記	2017年 12月31日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2017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									
ー金利リスク	33	135	-	135	-	-	-	-	-
ー為替リスク	33	1,192	-	1,192	-	-	-	-	-
合計		1,327	-	1,327	-	-	-	-	-
損益を通じた公正価値:									
ー金利リスク	33	408	-	408	-	66	-	66	-
ー為替リスク	33	535	-	535	-	110	-	110	-
合計		943	-	943	-	176	-	176	-
合計		2,270	-	2,270	-	176	-	176	-

34.3 財政状態計算書上、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				
	注記	2017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	31.2.1	11,880	11,880	-	-
－変動金利	31.2.1	1,767	572	1,195	-
合計		13,647	12,452	1,195	-
銀行借入金					
－固定金利		-	-	-	-
－変動金利	31.2.1	1,043	-	1,043	-
合計		1,043	-	1,043	-
グループ会社からのローン：					
－固定金利	31.2.1	1,540	-	1,540	-
－変動金利		-	-	-	-
合計		1,540	-	1,540	-
合計		16,230	12,452	3,778	

[前へ](#) [次へ](#)

注記35 関連当事者

関連当事者は、国際会計基準の規定および適用可能なCONSOBの措置に基づいて特定されている。

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貫として行われ、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。

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。この規定は、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。2017年には、CONSOB規定17221号（2010年3月12日制定、同年6月23日の規定17389号で修正）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。

以下の表は、当社と関連当事者間の商業取引、財務取引、およびその他の取引の概要である。

商業取引およびその他の取引

2017年

百万ユーロ			営業費用		収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2017年 12月31日 現在	2017年 12月31日 現在	2017年		2017年	
子会社						
コデンサ・エスエー・イーエスピー	-	1	-	-	-	-
セントラル・ゲラドーラ・テルムエレクトリカ・フォルタレザ・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・アメリカス・エスエー	27	-	-	-	-	2
エネル・チリ・エスエー	30	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブション・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	-
エネル・ジェネラシオン・ピウラ・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・ブラジル・エスエー	25	-	-	-	-	12
エネル・エックス・エスアールエル	2	-	-	-	-	2
エンデサ・ディストリブション・エレクトリカ・エスエル	27	1	-	-	-	6
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	10	-	-	1	-	2
エンデサ・レッド・エスエー	1	-	-	-	-	1
エンデサ・エスエー	4	3	-	1	-	5
イー・ディストリビューティー・パナト・エスエー	4	-	-	-	-	1
イー・ディストリビューティー・ドブロジーア・エスエー	4	-	-	-	-	1
イー・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	7	-	-	-	-	2
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	124	164	-	2	-	34
エネル・ディストリブション・チリ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	204	-	-	-	-	2
エネル・エネルギア・ムンテニア・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・エネルギア・エスエー	1	-	-	-	-	-
エネル・イベリア・エスアールエル	1	22	-	11	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	10	1	-	1	-	8
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-	-	-	-
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	16	-	-	-	-	8
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	59	97	-	1	-	13
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	-	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスアールエル	30	86	-	66	-	15
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	158	-	-	-	-	1
エネル・ソール・エスアールエル	5	8	-	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1	100	-	-	-	1
エネル・ファクター・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エナルギア・エスエー	4	-	-	-	-	3
エネルギア・ヌエヴァ・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	1	-	-	-	-	-
ガス・イ・エレクトリシダット・ジェネラシオン・エスエーユー	3	-	-	-	-	1
オーベン・ファイバー・エスピーエー	1	-	-	-	-	-
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	-	-	-	-	-	1
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	-	-	-	-	-
タインマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	-	1	-	-	-	-
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	3	-	-	-	-	1
トレ・サン・エスアールエル	-	19	-	-	-	-
合計	800	508	-	83	-	127
その他の関連当事者：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	1	-	-
エネル・クオーレ・オンルス	-	-	-	-	-	1
エニ	-	1	-	-	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
フォンダチオーネ・セントロ・スタディ・エネル	1	-	-	-	-	2
モンテ・デイ・パスチ・ディ・シエナ	-	1	-	-	-	-
合計	2	3	-	1	-	3
合計	802	511	-	84	-	130

2016年

百万ユーロ	営業費用				収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2016年 12月31日 現在	2016年 12月31日 現在	2016年		2016年	
子会社						
セントラル・ゲラドーラ・テルムエレクトリカ・フォルタレザ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ジェネラシオン・ペルー・エスエーエー	5	-	-	-	-	3
エネル・ディストリブシオン・ペルー・エスエーエー	6	-	-	-	-	3
エネル・ジェネラシオン・ビウラ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ブラジル・エスエー	13	-	-	-	-	7
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	36	1	-	-	-	18
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	20	1	-	1	-	17
エネル・ラティノアメリカ・エスエー	-	1	-	1	-	-
エンデサ・エスエー	-	2	-	1	-	1
イー・ディストリビューティー・バナト・エスエー	3	-	-	-	-	2
イー・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー	2	-	-	-	-	1
イー・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	6	-	-	-	-	3
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	132	263	-	-	-	53
エネル・エネルギア・エスピーエー	120	37	-	-	-	16
エネル・イペリア・エスアールエル	2	10	-	10	-	1
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	16	15	-	-	-	20
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-	-	-	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	-	12	-	-	-	-
エネル・ロシア・ピージェーエスシー	17	3	-	1	-	5
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	67	186	-	-	-	24
エネル・ルーマニア・エスアールエル	5	-	-	-	-	1
エネル・イタリア・エスアールエル	61	55	-	64	-	10
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	51	20	-	-	-	4
エネル・ソール・エスアールエル	4	5	-	-	-	1
エネル・トレード・エスピーエー	57	2	-	-	-	3
エネル・ファクター・エスピーエー	1	2	-	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エンデサ・エナルギア・エスエー	5	-	-	-	-	1
エネル・アメリカス・エスエー	4	-	-	-	-	1
ガス・イ・エレクトリシダット・ジェネラシオン・エスエーユー	3	-	-	-	-	2
ラス・エネルゴソビト・エルエルシー	1	-	-	-	-	-
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	-	-	-	-	1
ウニオン・エレクトリカ・デ・カナリア・ジェネラシオン・エスエーユー	5	-	-	-	-	4
トレ・サン・エスアールエル	-	28	-	-	-	-
合計	662	645	-	78	-	204
その他の関連当事者：						
GSE	1	-	-	-	-	-
フォンダチオーネ・セントロ・スタディ・エネル	-	-	-	-	-	1
合計	1	-	-	-	-	1
合計	663	645	-	78	-	205

金融関係

2017年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2017年12月31日現在			2017年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・アメリカス・エスエー	-	-	-	-	-	25
エネル・チリ・エスエー	-	-	-	-	-	31
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,759	-	3,765	33	84	1,448
エネル・エックス・エスアールエル	6	-	-	-	-	-
エネル・エネルギー・エスピーエー	7	1,007	1,806	-	8	679
エネル・イベリア・エスアールエル	1	-	-	-	1	677
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	756	3,735	28,196	679	1,268	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	-	46	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	161	4	12,994	57	68	50
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	-	-	-	11	6	-
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・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	-	1	-	-	1	-
エネル・エム・アット・ピー・エスアールエル	3	-	1	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	192	523	2,141	30	75	-
エネル・イタリア・エスアールエル	35	16	123	1	12	23
セルヴィツィオ・エレットトリコ・ナショナル・エスピーエー	114	-	1,402	-	7	80
エネル・ソール・エスアールエル	1	60	277	-	1	15
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	5	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	105	761	1,578	97	265	-
エネル・トレード・ディ・オー・オー	-	-	1	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	-	-	3
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	16	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	8	-	18	-	-	-
エネルパワー・エスピーエー	-	37	1	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアールエル	23	-	87	-	1	-
オーベン・ファイバー・エスピーエー	-	-	300	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
タイムマス・エナジー・ストレージ・リミテッド	6	-	10	-	-	-
合計	3,195	6,166	52,752	908	1,797	3,031
その他の関連当事者：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	1
合計	3,195	6,166	52,752	908	1,797	3,032

2016年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	収益	配当金
	2016年12月31日現在			2016年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
イー・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,898	13	3,725	13	84	1,610
エネル・エネルジア・エスピーエー	6	791	1,733	-	6	358
エネル・イベリア・エスアールエル	1	1	54	-	1	550
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	733	4,407	23,131	178	1,068	-
エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティエーディーエー	3	3	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	-	-	-	96	18	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	-	53	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	588	18	10,596	3	33	50
エネル・グリーン・パワー・ペルー・エスエー	5	-	-	-	6	-
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	24	-	30	-	-	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	-	2	2	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	1	-	1	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	636	30	2,412	19	29	304
エネル・イタリア・エスアールエル	94	-	94	-	6	-
セルヴィツィオ・エレットリコ・ナショナル・エスピーエー	334	-	1,701	-	7	-
エネル・ソール・エスアールエル	1	70	231	-	1	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	7	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	28	1,369	1,579	208	124	-
エネル・トレード・ディ・オー・オー	-	-	1	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	91	-	-	2	3	3
エネル・イノベーション・ハブス・エスアールエル	-	16	1	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	14	-	7	-	-	-
エネルパワー・エスピーエー	-	37	1	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアールエル	20	-	86	-	-	-
オーベン・ファイバー・エスピーエー	-	-	123	-	-	-
エネル・エックス・イタリア・エスピーエー	-	2	-	-	-	-
トレ・サン・エスアールエル	28	-	-	2	-	-
合計	4,505	6,761	45,568	521	1,386	2,875
その他の関連当事者：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	1
合計	4,505	6,761	45,568	521	1,386	2,876

以下の表は、関連当事者取引が財政状態計算書、損益計算書、およびキャッシュ・フローに及ぼした影響を示したものである。

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%
	2017年12月31日現在			2016年12月31日現在		
資産						
デリバティブー非流動	1,456	912	62.6%	2,469	953	38.6%
その他の非流動金融資産	16	-	-	53	27	50.9%
その他の非流動資産	148	139	93.9%	188	154	81.9%
売掛金	237	228	96.2%	255	248	97.3%
デリバティブー流動	111	98	88.3%	480	19	4.0%
その他の流動金融資産	4,350	2,185	50.2%	4,221	3,048	72.2%
その他の流動資産	453	435	96.0%	299	261	87.3%
負債						
長期借入金	10,780	1,200	11.1%	13,664	1,200	8.8%
デリバティブー非流動	2,270	28	1.2%	3,082	747	24.2%
その他の非流動負債	12	9	75.0%	36	33	91.7%
短期借入金	5,397	4,896	90.7%	6,184	4,268	69.0%
買掛金	137	74	54.0%	150	68	45.3%
デリバティブー流動	176	13	7.4%	556	464	83.5%
その他の短期金融負債	465	29	6.2%	550	82	14.9%
その他の流動負債	2,065	428	20.7%	1,694	544	32.1%

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%
	2017年			2016年		
収益	133	130	97.7%	207	205	99.0%
サービス費用およびその他の営業費用	359	84	23.4%	335	78	23.3%
株式投資からの収益	3,033	3,032	100.0%	2,882	2,876	99.8%
デリバティブに関する金融収益	2,683	1,640	61.1%	2,787	1,239	44.5%
その他の金融収益	410	157	38.3%	556	147	26.4%
デリバティブに関する金融費用	2,902	836	28.8%	3,127	467	14.9%
その他の金融費用	872	72	8.3%	979	54	5.5%

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%
	2017年			2016年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	2,465	(2,838)	-115.1%	2,511	(1,173)	-46.7%
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー	(48)	(48)	100.0%	(409)	(409)	100.0%
財務活動によるキャッシュ・フロー	(2,966)	1,485	-50.1%	(4,989)	1,455	-29.2%

注記36 コミットメントおよび保証

百万ユーロ	2017年12月31日 現在	2016年12月31日 現在	増減
被保証者:			
－第三者	36	347	(311)
－子会社	52,752	45,568	7,184
合計	52,788	45,915	6,873

第三者に供与した保証は、基本的に親会社が構造的従業員削減計画（2012年法律第92号の第4条）の対象の従業員についてINPSに対して発行した保証、ならびに、エネル・サウス・アメリカのエネル・エスピーエーへの合併を受けて取得した、中米経済統合銀行（BCIE）に対して発行された銀行保証26百万ユーロに関連している。前年度からの減少は、エネル・イタリアに代わり新たな親会社による保証を伴う不動産資産（346百万ユーロ）の売却において発行した保証の消滅をもたらした契約による。

子会社の代わりに供与したその他の担保および保証は以下のとおり。

- ＞ 350億ユーロのグローバル・ミディアム・ターム・ノート・プログラムの一部を成す米ドル建、英ポンド建、ユーロ建、および円建の社債の保証として、エネル・ファイナンス・インターナショナルのために供与した27,216百万ユーロの保証。
- ＞ 主にグループ再編事業で買収した、エネル・グリーン・パワーが支配する様々な企業のために供与した6,584.92百万ユーロ。
- ＞ イー・ディストリブツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワーおよびエネル・ソールに対するローンに関して、欧州投資銀行（以下、「EIB」という。）に供与した3,040百万ユーロの保証。
- ＞ グループVAT 手続に参加に関連して、エネル・イタリア、エネル・イノベティブ・ハブス、エネル・トレード、エネル・プロデュツィオーネ、エネルパワー、セルヴィツィオ・エレクトリコ・ナショナーレ、ヌオーヴェ・エネルギア、エネル・エスアイ、エネル・グリーン・パワー、エネル・ソール、エネル・ハイドロ・ピアージュおよびエネル・エックス・イタリアのために、税務当局に付与した1,552ユーロの保証。
- ＞ ユーロ・コマーシャル・ペーパー・プログラムの保証として、エネル・ファイナンス・インターナショナルのために供与した980百万ユーロの保証。
- ＞ エネル・グリッド・エフィシェンシーIIの融資を受けたエネル・ディストリブツィオーネの代わりにカッサ・デポジティ・エ・プレステティティに供与した1,407百万ユーロの保証。
- ＞ 電力購買契約に基づく債務に関して、セルヴィツィオ・エレクトリコ・ナショナーレのためにエネル・エスピーエーがシングル・バイヤーに供与した1,150百万ユーロの保証。
- ＞ その従業員が構造的従業員削減計画（2012年法律第92号第4条）への参加を選択した様々なグループ会社のためにINPSに供与した713百万ユーロの保証。

- ＞ 送電サービス契約に関して、エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・トレード、エネル・プロデュツィオーネ、エネル・グリーン・パワー、エネル・エネルギーのためにテルナに供与した600百万ユーロの保証。
- ＞ ガス輸送容量に関して、エネル・トレードおよびエネル・エスアイのためにスナム・レーテ・ガスに供与した331百万ユーロの保証。
- ＞ エネル・トレードおよびエネル・プロデュツィオーネの代わりにエネルギー・マーケット・オペレーターを保証した諸銀行に対するカウンター保証として供与した330百万ユーロの保証。
- ＞ 電力購入に関してエネル・トレードのためにアールダブリュイー・サプライ・アンド・トレーディング・ゲーエムベーハーに供与した50百万ユーロの保証。
- ＞ 電力市場取引に関して、エネル・トレードのためにイー・オンに供与した50百万ユーロの保証。
- ＞ ガス供給に関して、エネル・トレードのためにウィングス・ゲーエムベーハー・アンド・カンパニー・ケージーに供与した32百万ユーロの保証。
- ＞ 賃借契約に基づく債務の履行に関して、エネル・イタリアのためにエクスチェルシア・ノーヴェに供与した33百万ユーロの保証。
- ＞ 親会社による財政支援業務の一部として子会社のために様々な受益者に供与した8,682百万ユーロの保証。

2016年12月31日と比較して、子会社のために発行したその他の保証の増加は、主として社債の発行を反映している。エネル・グループの財務戦略および満期を迎える連結借入金の借換戦略の一環として、エネルの取締役会は、2018年12月31日までに1回以上の社債発行を機関投資家に対して募集することを承認した。エネル・ファイナンス・インターナショナルは米国および国際市場において、複数のマルチランジェの社債発行をエネルの保証付きで実行し、機関投資家向けに確保した。

親会社としての立場で、エネル・エスピーエーは、基本的には債権譲渡を目的に、様々なグループ会社に対して念書も供与している。

注記37 偶発債務および資産

偶発債務および資産の情報については、連結財務諸表の注記49を参照。

注記38 後発事象

2018年1月1日、従来エネル・エネルエスピーエーの中で業務を遂行していたグローバル事業部門およびグローバル・サービス機能（以下「グローバル組織」という。）、すなわち、グローバル・インフラストラクチャーおよびネットワーク、グローバル火力発電およびグローバル購買は、イタリアの完全子会社であるエネル・エム・アット・ピー・エスアールエル、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・イタリア・エスアールエルに移管された。

グローバル組織の企業再編は、当グループに統一された組織構造および企業構造をもたらし、この下で各グローバル組織は最大限の効率を追求し、「グローバル・ハブ」モデルの枠組みの中でその事業活動により明確に焦点を当てることができる。言い換えると、組織内のユニットは以下が可能となる。

- ＞ 事業活動をエネル・エスピーエー以外の事業会社で遂行する。
- ＞ 技術的サービスを、統一された事業の観点から、グループ会社に対して全世界レベルで提供し、法的および会計上の明瞭性を確保すると同時に、有効性および効率性の目的を追求する。
- ＞ 国際市場における事業の成長機会を捉える。

これに関連して、エネル・エスピーエーは産業持株会社としての役割を維持し、その活動の焦点をグループ会社の経営および調整に当て、事業活動のための戦略的方針ガイダンスを提供し、子会社からの配当のみをその報酬として受け、スタッフ機能を通じて子会社のために法人向けサービスを提供する（「法人向けサービス」契約を通じて報酬を受ける）。

3月8日、子会社であるイー・ディストリブツィオーネ・エスピーエーは、関係会社間流動勘定における同社の金融債務の一部免除2,275百万ユーロを通じて資本増強され、同社はこれを利用可能な特定の資本準備金に計上した。

その他の後発事象に関する情報については、連結財務諸表の注記50を参照すること。

注記39 CONSOBの「発行者の規制」第149の12に基づく監査法人への報酬

次の表は、CONSOB「発行者の規制」第149の12の規定に基づき、2017年にエネル・エスピーエーおよびその2017年12月31日現在の子会社が、監査法人およびそのネットワークに属する他の監査法人に支払ったサービス報酬をまとめたものである。

サービスの種類	サービスを提供した監査法人	報酬額 (百万ユーロ)
エネル・エスピーエー		
監査	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	2.3
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
証明業務	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	0.7
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
その他サービス	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	-
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	-
合計		3.0
エネル・エスピーエーの子会社		
監査	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	2.8
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	11.6
証明業務	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	1.2
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	1.8
その他サービス	内訳	
	－イーワイ・エスピーエー	-
	－アーンスト・アンド・ヤング・グローバル・リミテッドのネットワークに属する法人	0.8
合計		18.2
合計		21.2

[前へ](#)

[次へ](#)

Consolidated Financial Statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro	Notes	2017	2016	
			of which with related parties	of which with related parties
Revenue				
Revenue from sales and services	7.a	72,664	8,124	68,604
Other revenue and income	7.b	1,975	22	1,988
	(Subtotal)	74,639		70,592
Costs				
Electricity, gas and fuel purchases	8.a	36,039	7,761	32,039
Services and other materials	8.b	17,982	2,664	17,393
Personnel	8.c	4,504		4,637
Depreciation, amortization and impairment losses	8.d	5,861		6,355
Other operating expenses	8.e	2,888	531	2,783
Capitalized costs	8.f	(1,847)		(1,869)
	(Subtotal)	65,425		61,538
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	9	578	27	(133)
Operating income		9,792		8,921
Financial income from derivatives	10	1,611		1,884
Other financial income	11	2,371	18	2,289
Financial expense from derivatives	10	2,766		2,821
Other financial expense	11	3,905	25	4,339
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	12	111		(154)
Income before taxes		7,211		5,780
Income taxes	13	1,882		1,993
Net income from continuing operations		5,329		3,787
Net income from discontinued operations		-		-
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		5,329		3,787
Attributable to shareholders of the Parent Company		3,779		2,570
Attributable to non-controlling interests		1,550		1,217
Basic earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.37		0.26
Diluted earnings/(loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.37		0.26
Basic earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.37		0.26
Diluted earnings/(loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)	14	0.37		0.26

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2017	2016
Net income for the year		5,329	3,787
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(72)	(34)
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method		10	(18)
Change in the fair value of financial assets available for sale		(129)	(24)
Change in translation reserve		(2,519)	1,952
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)			
Remeasurement of net employee benefit liabilities/(assets)		74	(239)
Total other comprehensive income/(loss) for the period	32	(2,636)	1,637
Total comprehensive income/(loss) for the period		2,693	5,424
Attributable to:			
- shareholders of the Parent Company		1,968	3,237
- non-controlling interests		725	2,187

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro		Notes		
ASSETS			at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
			of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets				
Property, plant and equipment	15		74,937	76,265
Investment property	18		77	124
Intangible assets	19		16,724	15,929
Goodwill	20		13,746	13,556
Deferred tax assets	21		6,354	6,665
Equity investments accounted for using the equity method	22		1,598	1,558
Derivatives	23		702	1,609
Other non-current financial assets	24		4,002	3,892
Other non-current assets	25		1,064	706
		[Total]	119,204	120,304
Current assets				
Inventories	26		2,722	2,564
Trade receivables	27		14,529	13,506
Income tax receivables			577	879
Derivatives	23		2,309	3,945
Other current financial assets	28		4,614	3,053
Other current assets	29		2,695	3,044
Cash and cash equivalents	30		7,021	8,290
		[Total]	34,467	35,281
Assets classified as held for sale	31		1,970	11
TOTAL ASSETS			155,641	155,596

Millions of euro		Notes			
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
			of which with related parties		of which with related parties
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company					
Share capital		10,167		10,167	
Other reserves		3,348		5,152	
Retained earnings (loss carried forward)		21,280		19,484	
	[Total]	34,795		34,803	
Non-controlling interests		17,366		17,772	
Total shareholders' equity	32	52,161		52,575	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	33	42,439	893	41,336	1,072
Employee benefits	34	2,407		2,585	
Provisions for risks and charges - non-current	35	4,821		4,981	
Deferred tax liabilities	21	8,348		8,768	
Derivatives	23	2,998		2,532	
Other non-current liabilities	36	2,003	36	1,856	23
	[Total]	63,016		62,058	
Current liabilities					
Short-term borrowings	33	1,894		5,372	
Current portion of long-term borrowings	33	7,000	89	4,384	89
Provisions for risks and charges - current	35	1,210		1,433	
Trade payables	37	12,671	2,366	12,688	2,921
Income tax payable		284		359	
Derivatives	23	2,260	9	3,322	11
Other current financial liabilities	38	954		1,264	
Other current liabilities	40	12,462	37	12,141	28
	[Total]	38,735		40,963	
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	31	1,729		-	
Total liabilities		103,480		103,021	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		155,641		155,596	

Share capital and reserves attributable to the shareholders of the Parent Company

[illegible]

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	2017	2016
		of which with related parties	of which with related parties
Income before taxes for the year		7,211	5,780
Adjustments for:			
Depreciation, amortization and impairment losses	8.d	5,851	6,355
Financial (income)/expense	10-11	2,692	2,987
Net income of equity investments accounting for using the equity method	12	(111)	154
Changes in net working capital:		(1,265)	662
- inventories	26	(112)	413
- trade receivables	27	(1,530)	(959)
- trade payables	37	65	1,149
- other assets/liabilities		312	59
Accruals to provisions		353	772
Utilization of provisions		(1,149)	(1,553)
Interest income and other financial income collected	10-11	2,898	1,544
Interest expense and other financial expense paid	10-11	(4,747)	(4,343)
(Income)/expense from measurement of commodities		59	(278)
Income taxes paid	13	(1,579)	(1,959)
(Gains)/Losses on disposals		(98)	(274)
Cash flows from operating activities (A)		10,125	9,847
Investments in property, plant and equipment	15	(7,226)	(7,927)
Investments in intangible assets	19	(1,273)	(915)
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	5	(900)	(382)
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	5	216	1,032
(Increase)/Decrease in other investing activities		(111)	105
Cash flows from investing/disinvesting activities (B)		(9,294)	(8,087)
Financial debt (new long-term borrowing)	33	12,284	2,339
Financial debt (repayments and other net changes)	33	(10,579)	(4,049)
Transactions in non-controlling interests	32	(478)	(257)
Dividends and interim dividends paid	32	(2,873)	(2,507)
Cash flows from financing activities (C)		(1,646)	(4,474)
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (D)		(390)	250
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (A+B+C+D)		(1,205)	(2,464)
Cash and cash equivalents at beginning of the year ⁽¹⁾		8,326	10,790
Cash and cash equivalents at the end of the year ⁽²⁾		7,121	8,326

(1) Of which "cash and cash equivalents equal to €8,290 million at January 1, 2017 (€10,639 million at January 1, 2016), short-term securities equal to €36 million at January 1, 2017 (€1 million at January 1, 2016) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €150 million at January 1, 2016.

(2) Of which "cash and cash equivalents equal to €7,021 million at December 31, 2017 (€8,290 million at December 31, 2016), short-term securities equal to €69 million at December 31, 2017 (€36 million at December 31, 2016) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €31 million at December 31, 2016.

Notes to the financial statements

1. Form and content of the 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. 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 South America.

The consolidated financial statements for the period ended December 31, 2017 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 scope of consolidation is attached.

The consolidated financial statements were approved for publication by the Board on March 22, 2018.

These financial statements have been audited by EY SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2017 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 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 consolidated income statement, the statement of consolidated comprehensive income, the consolidated balance sheet, the statement of changes in consolidated shareholders' equity and the consolidated statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities reported in the consolidated balance sheet 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 or in the 12 months following the balance-sheet date; current liabilities are liabilities that are expected to be settled during the normal operating cycle of the Group or within the 12 months following the close of the financial year.

The consolidated income statement is classified on the basis of the nature of costs, with separate reporting of net income (loss) from continuing operations and net income (loss) from discontinued operations attributable to shareholders of the Parent Company and to non-controlling interests.

The indirect method is used for the consolidated cash flow statement, 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 joint ventures or associates;
- > investing/disinvesting activities comprise investments in property, plant and equipment and intangible assets and disposals of such assets, including 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, dividends paid to non-controlling interests by the Parent Company or other consolidated companies 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 income statement, the balance sheet and the statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in the next section below.

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 Company Enel SpA. All figures are shown in millions of euro unless stated otherwise.

The consolidated financial statements provide comparative information in respect of the previous period.

2. Accounting policies and measurement criteria

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 value of revenue, costs, assets and liabilities and the related disclosures concerning the items involved as well as contingent assets and liabilities at the balance sheet 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 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 managers 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.

Use of estimates

Revenue recognition

Revenue from sales to customers is measured on an accrual basis and on the basis of the fair value of the consideration received or receivable.

Revenue from sales of electricity and gas to retail customers is recognized at the time the electricity or gas is supplied and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings or volumes notified by distributors and transporters (pertaining to the year), an estimate of the value of electricity and gas delivered during the period but not yet invoiced, which 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. The sales prices charged to end users are applied to the volumes so determined. Revenue between the date of the last meter reading and the end of the year is based on estimates of the daily consumption of individual customers calculated on the basis of their consumption record, adjusted to take account of weather conditions and other factors that may affect estimated consumption.

Pension plans 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 withdrawal rates as well as assumptions concerning future developments in discount rates, the rate of wage increases, the inflation rate and trends in the cost of medical care.

These estimates can differ significantly from actual developments owing to changes in economic and market conditions, increases or decreases in withdrawal rates and the lifespan of participants, as well as changes in the effective cost of medical care.

Such differences can have a substantial impact on the quantification of pension costs and other related expenses.

Recoverability of non-current assets

The carrying amount of non-current assets is reviewed periodically and wherever circumstances or events suggest that a review is necessary. Goodwill is reviewed at least annually. Such assessments of the recoverable amount of assets are carried out in accordance with the provisions of IAS 36, as described in greater detail in note 20 below. The analysis of each group of non-current assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the given circumstances.

In particular, the recoverable amount of non-current assets and goodwill is based on estimates and assumptions used in order to determine the amount of cash flow and the discount rates applied.

The expected cash flows are prepared on the basis of the most recently approved company plans and the information available at the time of the estimation. Accordingly, the assumptions used in estimating cash flows are based on management judgments with regard, in particular, to future developments in, for example:

- > expected developments in electricity and gas demand;
- > expected availability of renewable resources;
- > the generation mix of traditional generation plants, taking account of the expected prices and availability of commodities (gas, coal, fuel oil, etc.);
- > expected sales prices of electricity and gas;
- > macroeconomic variables such as inflation, exchange rates and discount rates.

The discount rate gross of taxes reflects current market assessments of the cost of money in relation to the period of investment and the specific risks of discounting.

Nevertheless, possible changes in the estimation of the factors on which the calculation of such values is performed could generate different recoverable values. The analysis of each group of non-current assets is unique and requires management to use estimates and assumptions considered prudent and reasonable in the specific circumstances.

Depreciable value 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 tender 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 transfer 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 economic and technical 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.

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 45. Changes in the assumptions made in estimating the input data could have an impact on the fair value recognized for those instruments.

Recovery of deferred tax assets

At December 31, 2017, the consolidated financial statements report deferred tax assets in respect of tax losses 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 profits sufficient to absorb such tax losses and to use the benefits of the other deferred tax assets.

Significant management judgement 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 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 the income statement in the year in which this circumstance arises.

Litigation

The Enel 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 loss can be made. Note 49 provides information on the most significant contingent liabilities of the Group.

Management judgments

Identification of cash generating units (CGUs)

In application of IAS 36 "Impairment of assets", the goodwill recognized in the consolidated financial statements of the Group as a result of business combinations has been allocated to individual or groups of CGUs that will benefit from the combination. A CGU is the smallest group of assets that generates largely independent cash inflows.

In identifying such CGUs, management took account of the specific nature of its assets and the business in which it is involved (geographical area, business area, regulatory framework, etc.), verifying that the cash flows of a given group of assets were closely independent and largely autonomous of those associated with other assets (or groups of assets).

The assets of each CGU were also identified on the basis of the manner in which management manages and monitors those assets within the business model adopted. For a more extensive discussion, please see notes 4 and 5 below and the discussion in the section on "Performance by business area" in the report on operations.

The CGUs identified by management to which the goodwill recognized in these consolidated financial statements has been allocated are indicated in the section on intangible assets, to which the reader is invited to refer.

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 impact the ability of groups of assets to generate independent cash flows.

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 shareholding, 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 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 Group holds less than a majority of voting rights, or similar rights, in the investee.

Following such analysis of the existence of control, which had already been done in previous years under the provisions of the then-applicable IAS 27, 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. That approach was maintained in the assessment carried out in application of IFRS 10 on the basis of the requirements discussed above, as detailed in the attachment

"Subsidiaries, associates and other significant equity investments of the Enel Group at December 31, 2017" to these financial statements.

The Group 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 when the decisions over the relevant activities require the unanimous consent of at least two parties of a joint arrangement.

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-Vandellòs 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.

Determination of the existence of significant influence over an associate

Associated companies 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.

Application of IFRIC 12 "Service concession arrangements" to concessions

IFRIC 12 "Service concession arrangements" applies to "public-to-private" service concession arrangements, which can be defined as contracts under which the grantor transfers to a concession holder the right to deliver public services that give access to the main public facilities for a specified period of time in return for managing the infrastructure used to deliver those public services.

More specifically, IFRIC 12 applies to public-to-private service concession arrangements if 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
- > controls – through ownership or otherwise – any significant residual interest in the infrastructure at the end of the term of the arrangement.

In assessing the applicability of these provisions for the Group, 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 in the South America Region that operate in Brazil (essentially Enel Distribución Rio and Enel Distribución Ceará SA).

Related parties

Related parties are mainly parties that have the same controlling entity 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 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

The Group controls an entity when it is exposed/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. Power is defined as when the investor has existing rights that give it the current ability to direct the relevant activities.

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, 2016 in accordance with the accounting policies adopted by the Parent Company.

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 and the other components of 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, income, 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 fair value of the consideration paid or received and the corresponding fraction of equity acquired or sold 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. 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 joint arrangements and associates

A joint venture is an entity 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.

An associate is an entity over which the Group has significant influence. Significant influence is the power to participate in the financial and operating policy decisions of the investee without having control or joint control over the investee.

The Group's investments in its joint ventures and associates 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. The OCI of such investees is presented as specific items of the Group's OCI.

Distributions received from joint venture and associates reduce the carrying amount of the investments.

Profits 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 such evidence, the Group calculates the amount of impairment as the difference between the recoverable amount of the associate or joint venture and its carrying amount.

In the case of the Slovak Power Holding BV joint venture, any impairment losses are assessed by determining the recoverable value using the price formula specified in the agreement to sell the 66% stake in Slovenské elektrárne by Enel Produzione to EP Slovakia, which is based on various parameters, including the evolution of the net financial position of SE, developments in energy prices in the Slovakian market, the operating efficiency of SE as measured on the basis of benchmarks defined in the contract and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. This value is

compared against the carrying amount of the investment, which is measured on the basis of the results of that formula at the closing date for the transaction of July 28, 2017.

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 Group's 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 parties that have joint control have 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 participating interest held.

Translation of foreign currency items

Transactions in currencies other than the functional currency are recognized in these financial statements at the exchange rate prevailing on the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in a foreign currency other than the functional currency are later adjusted using the balance sheet exchange rate. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency stated at cost are translated using the exchange rate prevailing on the date of initial recognition of the transaction. Non-monetary assets and liabilities in foreign currency stated at fair value are translated using the exchange rate prevailing on the date that value was determined. Any exchange rate differences are recognized through profit or loss.

Translation of financial statements denominated in a foreign currency

For the purposes of the consolidated financial statements, all profits/losses, assets and liabilities are stated in euro, which is the functional currency of the Parent Company, Enel SpA.

In order to prepare the consolidated financial statements, the financial statements of consolidated companies in functional currencies other than the presentation currency used in the consolidated financial statements are translated into euro by applying the relevant period-end exchange rate to the assets and liabilities, including goodwill and consolidation adjustments, and the average exchange rate for the period, which approximates the exchange rates prevailing at the date of the respective transactions, to the income statement items.

Any resulting exchange rate 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.

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 pertaining to the shareholders of the Parent Company was recognized as goodwill.

Any negative difference was recognized in profit or loss. The value of non-controlling interests was determined in proportion to the interest held by minority 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. Any positive difference between the price paid, measured at fair value as at the acquisition date, plus the value of any non-controlling interests, and the net value of the identifiable assets and liabilities of the acquiree measured at fair value is recognized as goodwill. Any negative difference is recognized in profit or loss.

The value of non-controlling interests is determined either in proportion to the interest held by minority 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 IAS 39, is recognized in profit or loss. If the contingent consideration is not within the scope of IAS 39, 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 international accounting standards, 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;

> 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 ongoing access to a supply of electricity is initially recognized at its fair value at the time of the transfer. 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 net 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 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:

Civil buildings	20-70 years
Buildings and civil works incorporated in plants	20-85 years
Hydroelectric power plants:	
- penstock	20-75 years
- mechanical and electrical machinery	24-40 years
- other fixed hydraulic works	25-100 years
Thermal power plants:	
- boilers and auxiliary components	19-46 years
- gas turbine components	10-40 years
- mechanical and electrical machinery	10-45 years
- other fixed hydraulic works	10-66 years
Nuclear power plants	60 years
Geothermal power plants:	
- cooling towers	10-20 years
- turbines and generators	20-30 years
- turbine parts in contact with fluid	10-25 years
- mechanical and electrical machinery	20-22 years
Wind power plants:	
- towers	20-25 years
- turbines and generators	20-25 years
- mechanical and electrical machinery	15-25 years
Solar power plants:	
- mechanical and electrical machinery	15-40 years
Public and artistic lighting:	
- public lighting installations	18-25 years
- artistic lighting installations	20-25 years
Transmission lines	20-50 years
Transformer stations	10-60 years
Distribution plant:	
- high-voltage lines	30-50 years
- primary transformer stations	10-60 years
- low- and medium-voltage lines	23-50 years
Meters:	
- electromechanical meters	2-27 years
- electricity balance measurement equipment	2-35 years
- electronic meters	10-20 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 undetermined useful life.

Assets recognized under property, plant and equipment are derecognized either at the time of their disposal 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, where present, and the net 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. For Italy, the concessions terminate between 2020 and 2040.

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 economic and technical life of the asset (where this exceeds the term of the concession), as discussed in the section above on the "Depreciable value 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 the period between 2017 and 2088.

Infrastructure used in the service concession arrangement

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 balance-sheet value 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 concessions 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 operates and maintains that infrastructure for the period of the concession.

The Group, as operator, does not recognize the infrastructure within the scope of IFRIC 12 as property, plant and equipment and it accounts for revenue and costs relating to construction/upgrade services as discussed in the section "Construction contracts". In particular, the Group measures the consideration received or receivable for the construction/upgrading of infrastructure at its fair value and, depending on the characteristics of the service concession arrangement, it recognizes:

- > a financial asset, if the operator 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) and 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 operator 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 (the right to charge users of the public service), borrowing costs are capitalized using the criteria specified in the section "Property, plant and equipment". During the operating phase of concession arrangements, the Group accounts for operating service payments in accordance with criteria specified in the section "Revenue".

Leases

The Group holds property, plant and equipment and intangible assets for its various activities under lease contracts. These contracts are analyzed on the basis of the circumstances and indicators set out in IAS 17 in order to determine whether they constitute operating leases or finance leases.

A finance lease is defined as a lease that transfers substantially all the risks and rewards incidental to ownership of the related asset to the lessee. All leases that do not meet the definition of a finance lease are classified as operating leases. On initial recognition assets held under finance leases are recognized as property, plant and equipment and the related liability is recognized under long-term borrowings. At inception date finance leases are recognized at the lower of the fair value of the leased asset and the present value of the minimum lease payments due, including the payment required to exercise any purchase option.

The assets are depreciated on the basis of their useful lives. If it is not reasonably certain that the Group will acquire the assets at the end of the lease, they are depreciated over the shorter of the lease term and the useful life of the assets. Payment made under operating lease are recognized as a cost on a straight-line basis over the lease term.

Although not formally designated as lease agreements, certain types of contract can be considered as such if the fulfilment of the arrangement is dependent on the use of a specific asset (or assets) and if the arrangement conveys a right to use such assets.

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 assets.

Impairment losses are determined on the basis of criteria discussed below.

The breakdown of the fair value of investment property is detailed in note 45 "Assets measured at fair value". Investment property is derecognized either at the time of its disposal or when no future economic benefit is expected from its 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, where present, and the net book value of the derecognized assets.

Intangible assets

Intangible assets are identifiable assets without physical substance controlled by the entity 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.

Internal development costs are recognized as an intangible asset when both the Group is reasonably assured of the technical feasibility of completing the intangible asset and that the asset will generate future economic benefits and it has intention and ability to complete the asset and use or sell it.

Research costs are recognized as expenses.

Intangible assets with a finite useful life are reported 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 definite 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 life is reviewed annually to determine whether the indefinite 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 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, where present, and the net book value of the derecognized assets.

The estimated useful life of the main intangible assets, distinguishing between internally generated and acquired assets, is as follows:

Development costs:	
- internally generated	3-5 years
- acquired	3-5 years
Industrial patents and intellectual property rights:	
- internally generated	5 years
- acquired	3-25 years
Concessions, licenses, trademarks and similar rights:	
- internally generated	-
- acquired	2-60 years
Other:	
- internally generated	2-5 years
- acquired	3-40 years

Goodwill

Goodwill arises on the acquisition of subsidiaries and represents the excess of the consideration transferred, as measured at fair value at the acquisition date, and the value of any non-controlling interests over the net fair value of the acquiree's identifiable assets and liabilities. After initial recognition, goodwill is not amortized, but is tested for recoverability at least annually using the criteria discussed in the section "Impairment of non-financial assets". For the purpose of impairment testing, goodwill is allocated, from the acquisition date, to each of the identified cash generating units.

Goodwill relating to equity investments in associates and joint ventures is included in their carrying amount.

Impairment of non-financial assets

At each reporting date, non-financial assets are reviewed to determine whether there is evidence of impairment. If such evidence exists, the recoverable amount of any involved asset is estimated. The recoverable amount is the higher of an asset's fair value less costs of disposal and its value in use.

In order to determine the recoverable amount of property, plant and equipment, investment property, intangible assets and goodwill, the Group generally adopts the value-in-use criterion.

The value in use is represented by the present value of the estimated future cash flows generated by the asset in question. Value in use is determined by discounting estimated future cash flows using a pre-tax discount rate that reflects the current market assessment of the time value of money and the specific risks of the asset.

The 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 five years. Consequently, cash flows related to subsequent periods are determined on the basis of a long-term growth rate that does not exceed the average long-term growth rate for the particular sector and country.

The recoverable amount of assets that do not generate independent cash flows is determined based on the cash-generating unit to which the asset belongs.

If the carrying amount of an asset or of a cash-generating unit to which it is allocated is higher than its recoverable amount, an impairment loss is recognized in profit or loss under "Depreciation, amortization and impairment losses". Impairment losses of cash generating units 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 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 net carrying amount that the asset would have had if the impairment loss had not been recognized and depreciation or amortization had been performed. The original value of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer obtain.

The recoverable amount of goodwill and intangible assets with an indefinite useful life and intangible assets not yet available for use is tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired.

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 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 (green certificates, energy efficiency certificates and CO₂ emissions allowances) that were not utilized for compliance in the reporting period. As regards CO₂ 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, CO₂ 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.

Construction contracts

When the outcome of a construction contract can be estimated reliably and it is probable that the contract will be profitable, contract revenue and contract costs are recognized by reference to the stage of completion of the contract activity at the end of the reporting period. Under this criteria, revenue, expenses and profit are attributed in proportion to the work completed.

When it is probable that total contract costs will exceed total contract revenue, the expected loss on the construction contract is recognized as an expense immediately, regardless of the stage of completion of the contract.

When the outcome of a construction contract cannot be estimated reliably, contract revenue is recognized only to the extent of contract costs incurred that are likely to be recoverable.

The stage of completion of the contract in progress is determined, using the cost-to-cost method, as a ratio between costs incurred for work performed to the reporting date and the estimated total contract costs. In addition to initial amount of revenue agreed in the contract, contract revenue includes any payments in respect of variations, claims and incentives, to the extent that it is probable that they will result in revenue and can be reliably measured.

The amount due from customers for contract work is presented as an asset; the amount due to customers for contract work is presented as a liability.

Financial instruments

A financial instrument is any contract that gives rise to a financial asset of one entity and a financial liability or equity instrument of another entity. Financial instruments are recognized and measured in accordance with IAS 32 and IAS 39. A financial asset or liability is recognized in the consolidated financial statements when, and only when, the Group becomes party to the contractual provisions of the instrument (the trade date).

Financial instruments are classified as follows under IAS 39:

- > financial assets and liabilities at fair value through profit or loss;
- > held-to-maturity financial assets;
- > loans and receivables;
- > available-for-sale financial assets,
- > financial liabilities measured at amortized cost.

Financial assets and liabilities at fair value through profit or loss

This category includes: securities, equity investments in entities other than subsidiaries, associates and joint ventures and investment funds held for trading or designated as at fair value through profit or loss at the time of initial recognition. Financial instruments at fair value through profit or loss are financial assets and liabilities:

- > classified as held for trading because acquired or incurred principally for the purpose of selling or repurchasing at short term;
- > designated as such upon initial recognition, under the option allowed by IAS 39 (the fair value option).

Such financial assets and liabilities are initially recognized at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognized through profit or loss.

Held-to-maturity financial assets

This category comprises non-derivative financial assets with fixed or determinable payments and fixed maturity, quoted on an active market and not representing equity investments, for which the Group has the positive intention and ability to hold until maturity. They are initially recognized at fair value, including any transaction costs, and subsequently measured at amortized cost using the effective interest method.

Loans and receivables

This category mainly includes trade receivables and other financial receivables. Loans and receivables are non-derivative financial assets with fixed or determinable payments, that are not quoted on an active market, other than those the Group intends to sell immediately or in the short-term (which are classified as held for trading) and those that the Group, on initial recognition, designates as either at fair value through profit or loss or available for sale. Such assets are initially recognized at fair value, adjusted for any transaction costs, and are subsequently measured at amortized cost using the effective interest method, without discounting unless material.

Available-for-sale financial assets

This category mainly includes listed debt securities not classified as held to maturity and equity investments in other entities (unless classified as "designated as at fair value through profit or loss"). Available-for-sale financial assets are non-derivative financial assets that are designated as available for sale or are not classified as loans and receivables, held-to-maturity financial assets or financial assets at fair value through profit or loss.

These financial instruments are measured at fair value with changes in fair value recognized in other comprehensive income.

At the time of sale, or when a financial asset available for sale becomes an investment in a subsidiary as a result of successive purchases, the cumulative gains and losses previously recognized in equity are reversed to the income statement.

When the fair value cannot be determined reliably, these assets are recognized at cost adjusted for any impairment losses.

Impairment of financial assets

At each reporting date, all financial assets classified as loans and receivables (including trade receivables), held to maturity or available for sale, are assessed in order to determine if there is objective evidence that an asset or a group of financial assets is impaired.

An impairment loss is recognized if and only if such evidence exists as a result of one or more events that occurred after initial recognition and that have an impact on the future cash flows of the asset and which can be estimated reliably.

Objective evidence of an impairment loss includes observable data about, for example:

- > significant financial difficulty of the issuer or obligor;
- > a breach of contract, such as a default or delinquency in interest or principal payments;
- > evidence that the borrower will enter bankruptcy or other form of financial reorganization;
- > a measurable decrease in estimated future cash flows.

Losses that are expected to arise as a result of future events are not recognized.

For financial assets classified as loans and receivables or held to maturity, once an impairment loss has been identified, its amount is measured as the difference between the carrying amount of the asset and the present value of expected future cash flows, discounted at the original effective interest rate. This amount is recognized in profit or loss.

The carrying amount of trade receivable is reduced through use of an allowance account.

If the amount of a past impairment loss decreases and the decrease can be related objectively to an event occurring after the impairment was recognized, the impairment is reversed through profit or loss.

Further factors are considered in case of impairment of available for sale equity investments, such as significant adverse changes in the technological, market, economic or legal environment.

A significant or prolonged decline in fair value constitutes objective evidence of impairment and, therefore, the fair value loss previously recognized in other comprehensive income is reclassified from equity to income.

The amount of the cumulative loss is the difference between the acquisition cost and the current fair value, less any impairment loss previously recognized in profit or loss. An impairment loss on an available for sale equity investment cannot be reversed.

If there is objective evidence of impairment for unquoted equity instruments measured at cost because fair value cannot be reliably measured, the amount of the impairment loss is measured as the difference between the carrying amount and the present value of estimated future cash flows, discounted at the current rate of interest for a similar financial asset.

Reversal of impairment are not permitted in these cases either.

The amount of the impairment loss on a debt instrument classified as available for sale, to be reclassified from equity, is the cumulative fair value loss recognized in other comprehensive income. Such impairment loss is reversed through profit or loss if the fair value of the debt instrument objectively increases as a result of an event that occurred after the impairment loss was recognized.

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, finance lease obligations 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.

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 an initial net investment that is smaller than would be required for a contract with a 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 whether their fair value is positive or negative and they are classified as "held for trading" and measured at fair value through profit or loss, except for those designated as effective hedging instruments.

For more details about hedge accounting, please see note 44 "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 non-current on the basis of their maturity date and the Group's intention to hold the financial instrument until 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.

Such contracts, which do not represent financial instruments to be measured at fair value, are analyzed in order to identify any embedded derivative, 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:

- > 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 through 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, do not fall within the scope of IAS 39 and are then recognized in accordance with the accounting treatment of such transactions (the "own use exemption").

Such contracts are recognized as derivatives and, as a consequence, 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.

A contract to buy or sell non-financial items is classified as a "normal purchase or sale" if it is entered into:

- > for the purpose of physical delivery;
- > in accordance with the Group's expected purchase, sale or usage requirements.

The Group analyses all contracts to buy or sell non-financial assets, with a specific focus on forward purchases and sales of electricity and energy commodities, in order to determine if they should be classified and treated in accordance with IAS 39 or if they have been entered into for "own use".

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 established by IAS 39 (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.

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
- > it has the intention of either settling on a net basis, or realizing the asset and settling the liability simultaneously.

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 balance sheet date (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 is recognized on an accruals basis over the vesting period of the related rights. These appraisals are performed by independent actuaries.

If the value of plan assets exceeds 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 income) 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.

Employees are also enrolled in defined contribution plans under which the Group 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 income statement 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 the employment relationship, both as a result of a decision by the Group or an employee's decision to accept voluntary redundancy in exchange for these benefits, are recognized at the earlier of the following dates:

- > when the Group can no longer withdraw its offer of benefits; and
- > when the Group 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 benefit. Otherwise, if the termination benefits due to employees are expected to be settled wholly before 12 months after the end of the annual 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 annual reporting period, the entity measures the liability in accordance with the requirements for other long-term employee benefits.

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 material, 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 of the expenditure required to extinguish a liability will be reimbursed by a third party, the reimbursement is recognized as a separate asset if such reimbursement is virtually certain.

Where the liability relates to plant decommissioning and/or site restoration, 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.

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 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 period in which the changes occur, with the exception of those in respect of 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 value of the related assets and are taken to the income statement through depreciation. Where they increase the value 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 in the income statement.

Decreases in estimates are recognized up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognized immediately in the income statement.

For more information on the estimation criteria adopted in determining liabilities for plant dismantling and site restoration, especially those associated with nuclear power plants or the storage of waste fuel and other radioactive materials, please see the section on the use of estimates.

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. Grants related to long-lived assets, 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 recognized on a deferred basis under other liabilities and are credited to profit or loss on a straight-line basis over the useful life of the asset.

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, which now only exist outside of Italy, 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 revenue and income, 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 are recognized under revenue from sales and services, with a corresponding decrease in inventories.

For the purposes of accounting for charges arising from regulatory requirements concerning green certificates, energy efficiency certificates and CO₂ 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 expenses, as they represent "system charges" consequent upon compliance with a regulatory requirement.

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 criteria 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 balance sheet.

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 IFRS/IAS applicable to the specific 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 included 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 non-current assets (or disposal group) as held for sale. In that 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 revaluations 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 of disposal 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 line of business or geographical area of operations;
- > is part of a single coordinated plan to dispose of a separate major line of business or geographical area of operations; 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 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 re-presented 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 income from continuing operations for all periods presented.

Revenue

Revenue 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. Revenue includes only the gross inflows of economic benefits received and receivable by the Group on its own account. Therefore, in an agency relationship, the amount collected on behalf of the principal are excluded from revenue.

Revenue is measured at the fair value of the consideration received or receivable, taking into account the amount of any trade discounts and volume rebates allowed by the Group.

When goods or services are exchanged or swapped for goods or services which are of a similar nature and value, the exchange is not regarded as a transaction which generates revenue.

In arrangements under which the Group will perform multiple revenue-generating activities (a multiple-element arrangement), the recognition criteria are applied to the separately identifiable components of the transaction in order to reflect the substance of the transaction or to two or more transactions together when they are linked in such a way that the commercial effect cannot be understood without reference to the series of transactions as a whole.

More specifically, the following criteria are used depending on the type of transaction:

- > revenue from the sale of goods is recognized when the significant risks and rewards of ownership of the goods are transferred to the buyer and their amount can be reliably determined;
- > revenue from the sale of electricity and gas is recognized when these commodities are supplied to the customer and regard 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 the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment and analogous foreign authorities during the applicable period;
- > revenue from the transport of electricity and gas is recognized when the services are rendered to distribution customers even if they have not yet been invoiced. That revenue is determined on the basis of the amounts that have actually transited along the distribution network, net of estimated losses. Where provided for in the specific local regulations, such revenue is adjusted to take account of the restrictions and mandatory rates established by the Regulatory Authority for Energy, Networks and the Environment in Italy or the equivalent national organizations in other countries. In particular, in setting restrictions and mandatory rates, each authority covers the costs incurred for investments in the network, the associated remuneration based on an appropriate rate of return on capital and the timing with which those amounts are incorporated in rates;
- > revenue from the rendering of services is recognized by reference to the stage of completion of services at the end of the reporting periods in which the services are rendered. The stage of completion of the transaction is determined based on an assessment of the service rendered as a percentage of the total services to be rendered or as costs incurred as a proportion of the estimated total costs of the transaction. When it is not possible to reliably determine the value of the revenue, it is recognized only to the extent of the expenses recognized that are recoverable;
- > revenue associated with construction contracts is recognized as specified in the section "Construction contracts";
- > revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity distribution network is recognized in full upon completion of connection activities if the service supplied is identified. If more than one separately identifiable service is identified, the fair value of the total consideration received or receivable is allocated to each service and the revenue related to the service performed in the period is recognized; in particular, if any ongoing services (electricity distribution services) are identified, the related revenue is generally determined by the terms of the agreement with the customer or, when such an agreement does not specify a period, over a period no longer than the useful life of the transferred asset;
- > revenue from rentals and operating leases is accrued on a straight-line basis in accordance with the substance of the relevant agreement.

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 exchange risks;
- > income and expense from fair value hedge derivatives on interest rate risk;
- > income and expense from cash flow hedge derivatives on interest rate and exchange risks.

Other financial income and expense

For all financial assets and liabilities measured at amortized cost and interest-bearing financial assets classified as available for sale, interest income and expense is recorded 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 Group and the amount can be reliably measured.
Other financial income and expense also includes changes in the fair value of financial instruments other than derivatives.

Income taxes

Current income taxes

Current income taxes for the period, which are recognized under "income tax payable" net of payments on account, or under "tax receivables" where there is a credit balance, are determined using an estimate of taxable income and in conformity with the applicable regulations.

In particular, such payables and receivables are determined using the tax rates and tax laws that are enacted or substantively enacted as at the end of the reporting period.

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 items

Deferred tax liabilities and assets are calculated on the temporary differences between the carrying amounts of assets and liabilities in the financial statements and their corresponding values 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 the deferred tax 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 arrangements, 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 unused tax credits and any unused tax losses, when recovery is probable, i.e. when an entity expects to have sufficient future taxable income to recover the asset.

The recoverability of deferred tax assets is reviewed at each period-end.

Unrecognized deferred tax assets are re-assessed at each reporting date and they are recognized to the extent that it has become probable that future taxable profits will allow the deferred tax asset to be recovered.

Deferred taxes 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 against current tax liabilities relate to income taxes levied by the same taxation authority that arise at the time of reversal if a legally enforceable right to set-off exists.

Dividends

Dividends are recognized when the unconditional right to receive payment is established.

Dividends and interim dividends payable to a Company'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.

3. Recently issued accounting standards

New accounting standards applied in 2017

The Group adopted the amendments to existing standards with effect as from January 1, 2017:

- > "Amendments to IAS 7: *Disclosure Initiative*", issued in January 2016. The amendments apply to liabilities and assets arising from financing activities, which are defined as liabilities and assets for which cash flows were, or will be, classified in the statement of cash flows as "cash flows from financing activities". The amendments require disclosure of changes in such liabilities/assets, distinguishing between cash flow changes and non-cash variations (i.e. variations arising from the effect of changes in foreign exchange rates and changes in fair values). The application of amendments did not entail substantial changes in the disclosures provided in these consolidated financial statements.
- > "Amendments to IAS 12 - *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*", issued in January 2016. The amendments clarify the recognition of deferred tax assets in respect of debt instruments measured at fair value. More specifically, the amendments clarify the requirements for recognizing deferred tax assets for unrealized losses in order to eliminate differences in accounting treatment. The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.
- > "Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle", issued in December 2016, limited to the amendments to "IFRS 12 - *Disclosure of interests in other entities*". The amendments clarify that the provisions governing disclosure under IFRS 12, with the exception of summarized financial information, also apply to interests in entities classified as held for sale. Prior to the amendments, it was not clear whether the provisions of IFRS 12 were applicable to such interests. The application of amendments did not have an impact on these consolidated financial statements.

Accounting standards taking effect at a future date

The following new standards, amendments and interpretations take effect after December 31, 2017:

- > "IFRS 9 - *Financial Instruments*", the final version was issued on July 24, 2014, replacing the existing "IAS 39 - *Financial instruments: recognition and measurement*" and supersedes all previous versions of the new standard. The standard will take effect as from January 1, 2018 and early application will be permitted.
 The final version of IFRS 9 incorporates the results of the three phases of the project to replace IAS 39 concerning classification and measurement, impairment and hedge accounting.
 As regards the classification of financial instruments, IFRS 9 provides for a single approach for all types of financial asset, including those containing embedded derivatives, under which financial assets are classified in their entirety, without the application of complex subdivision methods.
 In order to determine how financial assets should be classified and measured, consideration must be given to the business model used to manage its financial assets and the characteristics of the contractual cash flows. In this regard, a business model is the manner in which an entity manages its financial assets in order to generate cash flows, i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial assets or both.
 Financial assets are measured at amortized cost if they are held in a business model whose objective is to collect contractual cash flows and are measured at fair value through other comprehensive income (FVTOCI) if they are held with the objective of both collecting contractual cash flows and selling the assets. This category enables the recognition of interest calculated using the amortized cost method through profit or loss and the fair value of the financial asset through OCI.
 Financial assets at fair value through profit or loss (FVTPL) is now a residual category that comprises financial instruments that are not held under one of the two business models indicated above, including those held for trading and those managed on the basis of their fair value.
 As regards the classification and measurement of financial liabilities, IFRS 9 maintains the accounting treatment envisaged in IAS 39, making limited amendments, for which most of such liabilities are measured at amortized cost. It is still permitted to designate a financial liability as at fair value through profit or loss if certain requirements are met.

The standard introduces new provisions for financial liabilities designated as fair value through profit or loss, under which in certain circumstances the portion of changes in fair value due to own credit risk shall be recognized through OCI rather than profit or loss. This part of the standard may be applied early, without having to apply the entire standard.

Since during the financial crisis the impairment approach based on "incurred credit losses" had displayed clear limitations connected with the deferral of the recognition of credit losses until the occurrence of a trigger event, the standard proposes a new model that gives users of financial statements more information on "expected credit losses". In essence the model provides for:

- a) the application of a single framework for all financial assets;
- b) 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, with a view to reflecting changes in the credit risk of the financial instrument;
- c) 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;
- d) an improvement of disclosures on expected losses and credit risk.

IFRS 9 also introduces a new approach to hedge accounting, with the aim of aligning hedge accounting more closely with risk management, establishing a more principle-based approach.

The new hedge accounting approach will enable entities to reflect their risk management activities in the financial statements, extending the criteria for eligibility as hedged items to the risk components of non-financial elements, to net positions, to layer components and to aggregate exposures (i.e., a combination of a non-derivative exposure and a derivative). The most significant changes regarding hedging instruments compared with the hedge accounting approach used in IAS 39 involve the possibility of deferring the time value of an option, the forward element of forward contracts and currency basis spreads (i.e. "hedging costs") in OCI up until the time in which the hedged element impacts profit or loss. IFRS 9 also eliminates the requirement for testing effectiveness under which the results of the retrospective test needed to fall within a range of 80%-125%, allowing entities to rebalance the hedging relationship if risk management objectives have not changed.

Finally, IFRS 9 does not replace the provisions of IAS 39 concerning portfolio fair value hedge accounting for interest rate risk ("macro hedge accounting") as that phase of the IAS 39 replacement project has been separated and is still under discussion.

In 2017 a transition project involving the three areas of application of the new standard was completed. The individual project areas address the following aspects:

- a) "Classification and Measurement": an assessment was conducted of the procedures for classifying financial instruments under IAS 39 compared with the new policies provided for under IFRS 9 (i.e. SPPI test and business model);
- b) "Impairment": an analysis was conducted of impaired financial assets, with a focus on trade receivables, which represent the majority of the Group's credit exposure. More specifically, in application of the simplified approach envisaged by the standard, those receivables were sub-divided into specific clusters, taking due account of the applicable legislative and regulatory framework, and the impairment model based on expected losses developed by the Group for collective assessment was applied. An analytical approach was applied to trade receivables that management considers significant on an individual basis and for which more detailed information on the increase in credit risk is available within the simplified model;
- c) "Hedge Accounting": specific activities were performed to implement the new hedge accounting model, including effectiveness testing and rebalancing hedge relationships and analysis of the new strategies that can be applied under IFRS 9.

Upon first-time application, the effects of adoption of IFRS 9 for "Classification and Measurement" and "Impairment" will be recognized in Group equity at January 1, 2018, while for "Hedge accounting", the adoption of the new provisions is prospective, with the exception of the available option of separating currency basis spreads from the hedge relations, which the Group elected to apply retrospectively.

On the basis of available information, the adoption of IFRS 9 as from January 1, 2018, will produce an immaterial Decrease Group equity, net of the tax effect, mainly due to the adoption of the expected loss model.

- > "IFRS 15 - Revenue from contracts with customers", issued in May 2014, including "Amendments of IFRS 15: effective date of IFRS 15", issued in September 2015. The new standard will replace "IAS 11 - Construction contracts", "IAS 18 - Revenue", "IFRIC 13 - Customer loyalty programmes", "IFRIC 15 - Agreements for the construction of real estate", "IFRIC 18 - Transfers of assets from customers" and "SIC 31 - Revenue - Barter transactions involving advertising services" and will apply to all contracts with customers, with a number of exceptions (for example, lease and insurance contracts, financial instruments, etc.). The new standard establishes a general framework for the recognition and measurement of revenue based on the following fundamental principle: the recognition of revenue in a manner that faithfully depicts the transfer of goods and services to customers in an amount that reflects the consideration to which the entity expects to be entitled in exchange for those goods or services. The fundamental principle will be applied on the basis of five key phases (steps): the entity must identify the contract with the customer (step 1); it must identify the performance obligations in the contract, recognizing separable goods or services as separate obligations (step 2); the entity must then determine the transaction price, which is represented by the consideration that it expects to obtain (step 3); the entity must then allocate the transaction price to the individual obligations identified in the contract on the basis of the individual price of each separable good or service (step 4); revenue is recognized when (or if) each individual performance obligation is satisfied through the transfer of the good or service to the customer, i.e. when the customer obtains control of the good or service (step 5). IFRS 15 also provides for a series of notes that ensure complete disclosure concerning the nature, amount, timing and degree of uncertainty of the revenue and cash flows associated with contracts with customers. The standard will take effect retrospectively for periods beginning on or after January 1, 2018, with the option of recognizing the effect in equity at January 1, 2018.
- In 2017, a project begun in 2016 was completed to identify the possible impact of the standard on the Group's consolidated financial statements. More specifically, the most significant aspects for the consolidated financial statements that will be affected by the new provisions of IFRS 15 regard: (i) revenue in respect of certain grid connection contracts, which was previously recognized in profit or loss at the time of the connection, but under IFRS 15 will be deferred on the basis of the nature of the obligation arising from the contract with the customer; and ii) the capitalization of contract acquisition costs, limited to sales commission paid to agents.
- With regard to presentation, the application of IFRS 15 will also entail a limited number of reclassifications in the income statement.
- On the occasion of first-time application of the new standard, the Enel Group will elect to recognize the effect of the retrospective recalculation of values in equity at January 1, 2018, for circumstances existing at that date, without restating the figures for previous years presented for comparative purposes. In particular, on the basis of available information, considering the circumstances indicated previously, the adoption of the new IFRS 15 as from January 1, 2018 will decrease Group equity, net of the associated tax effect, by €3.7 billion.
- This decrease mainly reflects the redetermination of fees for contracts to connect customers to the grid, partly offset by an increase connected with the capitalization of contract acquisition costs net of the associated amortization.
- > "Clarification to IFRS 15 - Revenue from contracts with customers", issued in April 2016, introduces amendments of the standard in order to clarify a number practical expedients and topics addressed by the Joint Transition Resource Group established by the IASB and the FASB. The aim of these amendments is to clarify a number of provisions of IFRS 15 without modifying the basic principles of the standard. The amendments, which will take effect for periods beginning on or after January 1, 2018, do not affect the estimated potential impacts of the adoption of IFRS 15.
- > "IFRS 16 - Leases", issued in January 2016, replaces the previous standard governing leases, IAS 17, and the associated interpretations. It establishes the criteria for the recognition, measurement and presentation of leases for both the lessor and the lessee and the associated disclosures. Although IFRS 16 does not modify the definition of a lease contract set out in IAS 17, the main change is represented by the introduction of the concept of control within that definition. More specifically, in order to determine whether a contract represents a lease, IFRS 16 requires the lessee to determine whether it has the right to control the use of a given assets for a specified period of time. IFRS 16

eliminates the distinction between operating and finance leases, as required under IAS 17, introducing a single method for recognizing all leases. Under the new approach, the lessee must recognize:

- a) in the balance sheet, the assets and liabilities in respect of all leases with a term of more than 12 months, unless the underlying asset is of low value; and
- b) in the income statement, the depreciation of the assets involved in the lease contract separately from the interest connected with the associated liabilities.

For lessors, IFRS 16 essentially retains the recognition requirements provided for under IAS 17. Accordingly, the lessor shall continue to classify and recognize leases as operating or finance leases. The standard will apply for periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the standard.

- > "IFRS 17 - *Insurance Contracts*", issued in May 2017, essentially defines the principles for the recognition, measurement, presentation and disclosure of insurance and reinsurance contracts issued by the company, as well as reinsurance contracts held by the company. IFRS 17 replaces IFRS 4, which did not establish a single method for recognizing insurance contracts, with the result that those contracts could be recognized differently in different jurisdictions and, potentially, within the same company.

The new standard:

- requires the disclosure of updated information on the obligations, risks and performance of insurance contracts;
- increases the transparency of financial information provided by insurance companies, giving the users of financial statements greater confidence in their understanding of the insurance industry; and
- introduces a consistent accounting method for all insurance contracts based on a single valuation model.

The standard will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2021. The Group is assessing the potential impact of the future application of the new standard.

- > "Amendments to IFRS 2: *Share-based payment*", issued in June 2016. The amendments:
 - clarify that the fair value of a share-based transaction settled in cash at the measurement date (i.e. at the grant date, at the close of each accounting period and at the settlement date) shall be calculated by taking account of market conditions (e.g. a target price for the shares) and non-vesting conditions, ignoring service conditions and performance conditions other than market conditions;
 - clarify that share-based payments with net settlement for withholding tax obligations should be classified in their entirety as equity-settled transactions (if they would be so classified in the absence of the net settlement feature);
 - establish provisions for the accounting treatment of changes in terms and conditions that result in a change in the classification of the transaction from cash-settled to equity-settled.

The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.

- > "Amendments to IFRS 4: *Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts*", issued in September 2016. The amendments:
 - permit insurers whose activities are predominantly connected with insurance to postpone the application of IFRS 9 until 2021 ("temporary exemption"); and
 - permits insurers, until the future issue of the new accounting standard for insurance contracts, to recognize the volatility that should be caused by the application of IFRS 9 in other comprehensive income rather than through profit or loss (the "overlay approach").

The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2018. The Enel Group has decided not to exercise the option for the temporary exemption for the application of IFRS 9 to the insurance sector.

- > "Amendments to IFRS 9: *Prepayment features with negative compensation*", issued in October 2017. The amendments introduce a narrow-scope exception to the provisions of IFRS 9 for certain financial assets that would otherwise have contractual cash flows represented solely by payments of principal and interest but do not meet that condition only because the contract contains a prepayment option. More specifically, the amendments establish that financial assets with a contractual clause the permits (or requires) the issuer to prepay a debt instrument or that permits (or requires) the holder to put a debt instrument back to the issuer before maturity can be measured at

amortized cost or at fair value through other comprehensive income, subject to assessment of the business model under which the assets are held, if the following conditions are satisfied:

- the entity acquires or originates the financial asset at a premium or discount to the contractual par amount;
- the prepayment amount substantially represents the contractual par amount and accrued (but unpaid) contractual interest, which may include reasonable additional compensation for the early termination of the contract; and
- when the entity initially recognizes the financial asset, the fair value of the prepayment feature is insignificant.

In 2017 the IASB discussed the issue of the modification or exchange of a financial liability that does not result in derecognition of the liability. The discussion resulted in the addition of a section to the Basis for Conclusions of "IFRS 9 - Another issue: Modification or exchange of a financial liability that does not result in derecognition". The IASB concluded that the requirements under IFRS 9 for adjusting the amortized cost of a financial liability when a modification (or exchange) does not result in the derecognition of the financial liability are consistent with the requirements for adjusting a financial asset when a modification does not result in the derecognition of the financial asset.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2019. Early application is permitted.

- > "Amendments to IAS 28 - *Long-term interests in associates and joint ventures*", issued in October 2017. The amendments clarify that an entity shall apply the provisions of "IFRS 9 - *Financial instruments*" to long-term interests in associates and joint ventures for which the equity method is not used. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the amended standard.
- > "Amendments to IAS 40: *Transfers of investment property*", issued in December 2016. The amendments clarify that transfers of property to or from investment property shall be permitted only when there is a change in use supported by evidence of that change. A change in management's intentions does not in itself provide evidence of a change in use sufficient to support the transfer. The amendments broadened the examples of changes of use to include property under construction or development and not just the transfer of completed properties. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "IFRIC 22 - *Foreign currency transactions and advance consideration*", issued in December 2016; the interpretation clarifies that, for the purpose of determining the exchange rate to be used in the initial recognition of an asset, expense or income (or part of it) the date of the transaction is that on which the entity recognizes any non-monetary asset (liability) in respect of advance consideration paid (received). If there are multiple payments or receipts in advance, the entity shall determine a date of the transaction for each payment or receipt of advance consideration. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2018. The Group is assessing the potential impact of the future application of the amended standard.
- > "IFRIC 23 - *Uncertainty over Income Tax Treatments*", issued in June 2017. The interpretation clarifies how to apply the recognition and measurement requirements of IAS 12 in the case of uncertainty over income tax treatments. The uncertainty may regard current or deferred taxation. The interpretation states that the entity shall recognize a tax liability or asset in conditions of uncertainty if it is probable that a taxation authority will accept an uncertain tax treatment, assuming that the authority will examine amounts it has a right to examine and have full knowledge of all related information when making those examinations. The interpretation also requires an entity to reassess a judgement or estimate in the presence of facts and circumstances that might change an entity's conclusions about the acceptability of a tax treatment or the entity's estimate of the effect of uncertainty, or both. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2019. The Group is assessing the potential impact of the future application of the provisions.
- > "Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle", issued in December 2016, limited to the amendments of the following standards:
 - "IFRS 1 - *First-time adoption of International Financial Reporting Standards*"; the amendments eliminated the "short-term exemptions from IFRSs" regarding the transition to IFRS 7, IAS 19 and IFRS 10. These transition

provisions were only available for past reporting periods and are therefore now no longer applicable. The amendments will take effect for periods beginning on or after January 1, 2018;

- "IAS 28 - *Investments in associates and joint ventures*"; the amendments clarify that the option available to a venture capital organization (or a mutual fund, unit trust and similar entities, including investment-linked insurance funds) to measure an investment in an associate or joint venture at fair value through profit or loss, those entities shall make this election at initial recognition separately for each associate or joint venture. Similar clarifications were made for entities that are not investment entities and that, when they apply the equity method, elect to retain the fair value measurement applied by the investment entities that represent their interests in associates or joint ventures. The amendments will apply retrospectively for periods beginning on or after January 1, 2018.

The new provisions contain formal modifications and clarifications of existing standards that are not expected to have a significant impact for the Group.

- > "Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle", issued in December 2017; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards. Each of the amendments will apply, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2019. Early application is permitted. More specifically, the following standards were amended:

- "IFRS 3 - *Business combinations*"; the amendments clarify that when a joint operator obtains control of a business that is a joint operation, it shall remeasure its previously held interest in the joint operation at fair value at the acquisition date.;
- "IFRS 11 - *Joint arrangements*"; the amendments clarify that a party that participates in, but does not have joint control of, a joint operation and obtains joint control of the joint operation that constitutes a business as defined in IFRS 3 is not required to remeasure previously held interests in the joint operation.;
- "IAS 12 - *Income taxes*"; the amendments clarify that an entity shall recognize the income tax consequences of dividends (as defined in IFRS 9) when it recognizes a liability to pay a dividend in profit or loss, other comprehensive income or equity according to where the entity originally recognized the transactions that generated distributable profits.;
- "IAS 23 - *Borrowing costs*"; the amendments clarify that an entity shall include borrowings made specifically for the purpose of obtaining a qualifying asset outstanding when the asset is ready for its intended use or sale in the generic borrowings of the entity.

The Group is assessing the potential impact of the future application of the provisions.

4. Restatement of comparative disclosures

The figures presented in the comments and tables of the notes to the financial statements are consistent and comparable between 2016 and 2017. No restatements of the comparative disclosures were required.

5. Main changes in the scope of consolidation

In the two periods under review, the scope of consolidation changed as a result of a number of transaction.

2016

- > Disposal, completed in early March 2016, of **Compostilla Re**, which at December 31, 2015 had been classified as "held for sale". The sale price was €101 million (the company also held liquid assets of about €111 million) and generated a gain of about €19 million;
- > disposal, on May 1, 2016, of 65% of **Drift Sand Wind Project**, a company operating in the wind generation sector in the United States. The sale price was €72 million and generated a gain of about €2 million and a remeasurement at fair value of the remaining 35% of about €4 million;
- > disposal, completed on July 13, 2016, of **Enel Longanesi**, which held the Italian assets (composed of 21 applications for on-shore and off-shore exploration permits and exploration permits) in the upstream gas sector. The maximum sales price is €30 million, of which about €7 million were collected immediately, while the right to receive the remainder (in multiple tranches) is subject to a number of conditions, such as the start of production at the Longanesi gas field in Emilia-Romagna, scheduled for 2019. No capital losses were recognized through profit or loss given that its value had already be adjusted to estimated realizable value;
- > disposal, on July 28, 2016, of 50% of **Slovak Power Holding ("SPH")**, which in turn holds 66% of **Slovenské elektrárne ("SE")**. More specifically, Enel Produzione finalized the disposal to EP Slovakia, a subsidiary of Energetický a priemyslový holding ("EPH"), of 50% of SPH in execution of the contract agreed on December 18, 2015 between Enel Produzione and EP Slovakia. The total price for the two phases, equal to €750 million (of which €150 million paid immediately in cash), is subject to a price adjustment mechanism, which will be calculated by independent experts and applied at the closing of the second phase on the basis of a number of parameters, including the evolution of the net financial position of SE, developments in energy prices in the Slovakian market, the operating efficiency of SE measured on the basis of benchmarks defined in the contract and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4. Accordingly, the financial receivable generated by the disposal is measured at fair value through profit or loss. The same parameters described above were used in determining the recoverable value of the interest in the SPH joint venture;
- > acquisition of control, on October 1, 2016, of **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca ("DEC")**, previously accounted for using the equity method, through the merger of DEC into Codensa (which had already held 49%);
- > loss of control, on November 21, 2016, following changes in governance arrangements and the disposal of an interest of 1%, for €12 million, of **EGPNA Renewable Energy Partners ("EGPNA REP")**, a developer of renewables generation projects in the United States. As from that date it has been accounted for using the equity method. The transaction involved the recognition of a gain of €2 million and the recognition of income from remeasurement at fair value of the 50% still held by EGPNA of €95 million;
- > disposal, on November 30, 2016, of 100% of **Enel France**, a thermal generation company in France at a price of about zero, generating a loss of €4 million;
- > loss of control, on December 20, 2016, of **Enel OpEn Fiber** (now OpEn Fiber - OF) following a capital increase by Enel and CDP Equity ("CDPE"), after which Enel and CDPE hold an equal stake in OF, which is therefore accounted for as from that date has been accounted for using the equity method;
- > disposal, on December 28, 2016, of the **Cimarron and Lindahl** wind farms to the EGPNA REP joint venture, the starting point of a new industrial growth strategy founded on a less capital-intensive 'build, sell and operate' approach intended to accelerate the development of project pipelines at the global level. The loss of control generated a gain of €37 million;

- > disposal, on December 30, 2016, of 100% of **Marcinelle Energie**, a thermal generation company in Belgium, for a total of about €36.5 million, all of which has been paid. During 2016, the net asset value of Marcinelle was adjusted to its estimated realizable value with the recognition of an impairment loss of about €51 million. The sales price is subject to customer price adjustments that include an earn-out clause.

2017

- > Acquisition, on January 10, 2017, of 100% of **Demand Energy Networks**, a company headquartered in the United States specialized in software solutions and smart electricity storage systems;
- > acquisition, on February 10, 2017, of 100% of **Más Energía**, a Mexican company operating in the renewable energy sector;
- > acquisition, on February 14, 2017, and May 4, 2017, of 94.84% and 5.04% respectively (for a total of 99.88%) of **Enel Distribuição Goiás (formerly CELG-D)**, an electricity distribution company operating in the Brazilian state of Goiás. For more details, see note 5.1 below;
- > acquisition, on May 16, 2017, of 100% of **Tynemouth Energy Storage**, a British company operating in the electricity storage sector;
- > acquisition, on June 4, 2017, of 100% of **Amec Foster Wheeler Power (now Enel Green Power Sannio)**, a company that owns two wind plants in the province of Avellino;
- > acquisition, on August 7, 2017, of 100% of the **EnerNOC Group** following the acceptance of the EGPNA offer to the previous shareholders. For more details, see note 5.2;
- > acquisition, on October 25, 2017, of 100% of **eMotorWerks**, a US company operating in electric mobility management systems. For more details, see note 5.3;
- > disposal, in December 2017, by Enel Green Power North America using a cash equity agreement, of 80% of the Class A securities of the subsidiary **EGPNA Rocky Caney Wind**. The total price in the transaction was \$233 million, generating a capital gain of €4 million.

In addition to the above changes in the scope of consolidation, the period also saw 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:

- > disposal, on February 29, 2016, of the remaining interest in **Hydro Dolomiti Enel**, a company operating in the hydroelectric generation sector in Italy. The sales price was initially estimated at €335 million. Subsequently, following specification of a price adjustment (a negative €22 million) in application of the contractual price formula updated on the basis of the final disposal accounts, a capital gain of €124 million was recognized;
- > on March 31, 2016, the non-proportional demerger of **Enel Green Power** took effect, following which – with a capital increase by Enel SpA as part of the demerger – the Group increased its stake in the company from 68.29% to 100%, with the consequent reduction of non-controlling interests; for more information, please see note 5.2 below;
- > on May 3, 2016, Enel Green Power acquired the remaining 40% of **Malcor Wind**, a company operating in the wind generation sector in Italy, thus becoming its sole shareholder;
- > on July 27, 2016, Enel Green Power International, a wholly-owned subsidiary of Enel, sold 60% of **Enel Green Power España (“EGPE”)** to Endesa Generación, a wholly-owned subsidiary of Endesa, which as it already held the other 40% of EGPE became its sole shareholder. In the consolidated financial statements, the transaction produced a decrease in the interest pertaining to the Group (from 88.04% to 70.10%) in the results of EGPE as from the time the operation took effect;
- > merger, on December 1, 2016, into **Enel Américas** of Endesa Américas and Chilectra Américas, companies created with the demerger of Enersis, Endesa Chile and Chilectra. As the combined effect of exchange ratios between shares and the exercise of the right of withdrawal by some shareholders of the companies involved in the transaction, the percentage interest in the companies held directly or indirectly by Enel Américas changed;
- > acquisition, on October 5, 2017, of 7.7% of **Enel Distribución Perú** in a stock market transaction for a price of \$80 million.

5.1 Acquisition of Enel Distribuição Goiás (formerly CELG-D)

On February 14, 2017, Enel Brasil finalized the acquisition of 94.84% of Enel Distribuição Goiás (formerly CELG-D), an electricity distribution company operating in the Brazilian state of Goiás under a concession valid until 2045. The remaining interest in Enel Distribuição Goiás was offered to current and retired employees using a procedure under which Enel Brasil guaranteed the acquisition of any shares not purchased by those employees and retirees. The procedure closed on May 4, 2017 and enabled the Group to acquire an additional 5.04% of Enel Distribuição Goiás, giving it a total holding of 99.88%. The price was paid entirely in cash. During the year, the company completed the allocation of the purchase price, determining the definitive fair value of the assets and liabilities acquired.

The main adjustments of the carrying amount essentially regarded the recognition of intangible assets (in particular, those in respect of concession rights) and the associated tax effects, taking account of the impact of the reverse merger of Enel Distribuição Goiás into Enel Investimentos. In view of the characteristics of the concession arrangements under which it operates, the distribution activity performed by the company falls within the scope of application of IFRIC 12.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired before allocation ⁽¹⁾:	(278)
Adjustments to allocate purchase price:	
- intangible assets	1,234
- deferred tax liabilities	(181)
- employee benefit obligations	(40)
- other adjustments	(64)
- non-controlling interests	(1)
Net assets acquired after allocation	690
Purchase price for 94.84%	665
Purchase price for additional 5.04%	25
Cost of the acquisition	690
Goodwill	-

⁽¹⁾ Net assets in proportion to Enel's stake of 99.88%.

Accordingly, the accounts at the acquisition date were as follows:

Accounts of Enel Distribuição Goiás as at the acquisition date

Millions of euro	Carrying amount before February 14, 2017	Adjustments for purchase price allocation	Carrying amount as at February 14, 2017
Property, plant and equipment	13	-	13
Intangible assets	572	1,234	1,806
Other non-current assets	318	(34)	284
Trade receivables	238	-	238
Inventories	7	-	7
Other current assets	132	(64)	68
Cash and cash equivalents	9	-	9
Borrowings	(326)	81	(245)
Employee benefits	(43)	(40)	(83)
Deferred tax liabilities	-	(161)	(161)
Other non-current liabilities	(161)	(17)	(178)
Provisions for risks and charges	(216)	(11)	(227)
Trade payables	(446)	(4)	(450)
Other current liabilities	(375)	(15)	(390)
Non-controlling interests	-	(1)	(1)
Net assets acquired	(278)	968	690

Enel Distribuição Goiás contributed €1,359 million in revenue and €37 million in operating income to 2017 results. Enel Distribuição Goiás is part of the Brazil CGU.

5.2 Acquisition of EnerNOC

On August 7, 2017, Enel Green Power North America ("EGPNA") completed the acquisition of 100% of the EnerNOC Group. The transaction took place in two stages: in the first stage, EGPNA acquired 71.61% of EnerNOC's outstanding shares at a price of \$7.67 per share in cash following an offer to shareholders for at least a majority interest in EnerNOC. Following the successful offer, EGPNA completed the acquisition by acquiring the shares of the other shareholders at the same per share price and obtaining a 100% ownership interest in the company. The price was paid entirely in cash. Here too the company completed the purchase price allocation process during the year, determining the definitive fair value of the assets and liabilities acquired: with an acquisition cost of €212 million, the net assets acquired were determined as follows.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired before allocation:	(29)
Adjustments to allocate purchase price:	
- intangible assets	142
- existing goodwill	(27)
- deferred tax liabilities	(66)
- other adjustments	(2)
Net assets acquired after allocation	16
Cost of the acquisition	212
(of which paid in cash)	212
Goodwill	196

The goodwill was mainly recognized in respect of the synergies that are expected to be generated by the combination.

Accounts of the EnerNOC Group as at the acquisition date

Millions of euro	Carrying amount before August 7, 2017	Adjustments for purchase price allocation	Carrying amount as at August 7, 2017
Property, plant and equipment	19	-	19
Intangible assets	26	142	168
Goodwill	27	166	190
Other non-current assets	2	-	2
Trade receivables	65	-	65
Cash and cash equivalents	68	-	68
Other current assets	17	-	17
Borrowings	(90)	-	(90)
Deferred tax liabilities	-	(68)	(68)
Other non-current liabilities	(7)	-	(7)
Trade payables	(67)	-	(67)
Other current liabilities	(89)	(2)	(91)
Net assets acquired	(29)	241	212

EnerNOC contributed €146 million in revenue and €8 million in operating income to 2017 results. EnerNOC is part of the North America - Enel X CGU.

5.3 Acquisition of eMotorWerks

On October 25, 2017, EnerNOC acquired the California-based eMotorWerks, a leading supplier of electric vehicle charging stations, called JuiceBox, and the owner of JuiceNet, an Internet of Things (IoT) platform for the smart management of EV charging and other distributed energy storage facilities.

The price for the acquisition was €130 million, of which €31 million paid in cash at the time of the acquisition, while the remainder of €99 million was estimated on the basis of the price adjustment agreements between the parties. In the final months of the year, the company completed the purchase price allocation process, determining the definitive fair value of the assets and liabilities acquired: with an acquisition cost of €130 million, the net assets acquired were determined as follows.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired before allocation:	-
Adjustments to allocate purchase price:	
- intangible assets	49
- deferred tax liabilities	(12)
Net assets acquired after allocation	37
Cost of the acquisition	130
<i>(of which paid in cash)</i>	31
Goodwill	93

The goodwill was mainly recognized in respect of the synergies that are expected to be generated by the combination.

Accounts of the eMotorWerks Group as at the acquisition date

Millions of euro	Carrying amount before October 25, 2017	Adjustments for purchase price allocation	Carrying amount as at October 25, 2017
Intangible assets	-	49	49
Goodwill	-	93	93
Other non-current assets	1	-	1
Inventories	1	-	1
Deferred tax liabilities	-	(12)	(12)
Other non-current liabilities	(1)	-	(1)
Trade payables	(1)	-	(1)
Net assets acquired	-	130	130

eMotorWerks contributed €2 million in revenue and a €1 million operating loss to 2017 results. eMotorWerks is part of the North America - Enel X CGU.

5.4 Other minor acquisitions

Determination of goodwill

Millions of euro	Demand Energy Networks	Más Energía	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (now Enel Green Power Sannio)	Azovskaya WPS and Windlife Kola Vetro
Property, plant and equipment	-	-	2	46	-
Intangible assets	30	-	-	-	-
Deferred tax assets	6	-	-	-	-
Cash and cash equivalents	2	-	-	10	2
Trade receivables	-	-	-	1	-
Other current assets	1	-	-	7	-
Medium/long-term borrowings	-	-	-	(29)	-
Deferred tax liabilities	(10)	-	-	-	-
Trade payables	(2)	(3)	-	(1)	-
Other current liabilities	(2)	-	-	(19)	(2)
Net assets acquired	25	(3)	2	15	-
Cost of the acquisition	38	8	5	10	2
<i>(of which paid in cash)</i>	30	8	4	10	2
Goodwill/(Badwill)	13	11	3	(5)	-

The provisional allocation of the purchase price was completed for all of these acquisitions during the year.

6. Segment information

The representation of performance and financial position by business area presented here is based on the approach used by management in monitoring Group performance for the two periods being compared.

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the report on operations.

Segment information for 2017 and 2016

Results for 2017 ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	37,900	19,940	13,126	2,374	1,185	96	18	74,639
Revenue from transactions with other segments	881	54	28	37	2	-	(1,002)	-
Total revenue	38,781	19,994	13,154	2,411	1,187	96	(984)	74,639
Total costs	32,455	18,434	8,976	1,868	430	39	(638)	59,564
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	537	13	28	-	2	-	-	578
Depreciation and amortization	1,769	1,562	1,149	189	202	40	20	4,931
Impairment losses	626	461	134	83	4	2	1	1,311
Reversals of impairment losses	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
Operating income	4,470	1,842	2,970	306	553	15	(364)	9,792
Capital expenditure	1,812	1,105	3,002	307 ⁽²⁾	1,802 ⁽³⁾	30	72	8,130

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.

(2) Does not include €44 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Does not include €328 million regarding units classified as "held for sale".

Results for 2016 ⁽¹⁾

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	36,091	18,831	10,739	3,618	1,122	29	162	70,592
Revenue from transactions with other segments	954	122	29	180	3	-	(1,288)	-
Total revenue	37,045	18,953	10,768	3,798	1,125	29	(1,126)	70,592
Total costs	30,161	15,522	7,221	3,030	291	15	(1,057)	55,183
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Depreciation and amortization	1,698	1,677	952	246	249	12	56	4,890
Impairment losses	650	359	442	248	19	7	1	1,726
Reversals of impairment losses	-	(240)	(1)	(18)	-	-	(2)	(261)
Operating income	4,270	1,766	2,163	286	565	(5)	(124)	8,921
Capital expenditure	1,894 ⁽²⁾	1,147	3,069	265 ⁽³⁾	1,832	304	41	8,552

(1) Segment revenue includes both revenue from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.

(2) Does not include €7 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Does not include €283 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2017

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	25,935 ⁽¹⁾	23,783	17,064	3,052	5,800	749	54	76,437
Intangible assets	1,358	15,662	11,857	731	838	115	34	30,595
Trade receivables	10,073	2,340	2,432	337	193	29	(856)	14,548
Other	3,033	1,697	954	194	377	10	(308)	5,957
Operating assets	40,399 ⁽¹⁾	43,482	32,307	4,314 ⁽²⁾	7,208 ⁽³⁾	903	(1,076)	127,537
Trade payables	6,847	2,738	2,790	426	762	60	(637)	12,806
Sundry provisions	2,843	3,592	1,325	101	29	20	527	8,437
Other	7,170	3,225	2,451	297	254	74	(244)	13,227
Operating liabilities	16,860	9,555	6,566	824 ⁽⁴⁾	1,065 ⁽⁵⁾	154	(554)	34,470

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".

(2) Of which €141 million regarding units classified as "held for sale".

(3) Of which €1,675 million regarding units classified as "held for sale".

(4) Of which €74 million regarding units classified as "held for sale".

(5) Of which €145 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2016

Millions of euro	Italy	Iberia	South America	Europe and North Africa	North and Central America	Sub-Saharan Africa and Asia	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	25,953	24,158	17,411	3,048	4,831	750	80	76,271
Intangible assets	1,314	15,653	11,045	743	633	113	(16)	29,485
Trade receivables	9,437	2,243	1,833	317	111	18	(453)	13,506
Other	3,373	1,461	515	179	41	2	(98)	5,473
Operating assets	40,087 ⁽¹⁾	43,515	30,804	4,287	5,616 ⁽²⁾	913	(467)	124,735
Trade payables	7,605	2,155	2,445	374	490	56	(439)	12,688
Sundry provisions	3,122	4,096	1,039	127	25	18	572	8,999
Other	7,126	3,042	1,980	305	210	54	209	12,926
Operating liabilities	17,853	9,293	5,464	806	725	130	342	34,613

(1) Of which €4 million regarding units classified as "held for sale".

(2) Of which €2 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, 2017	at Dec. 31, 2016
Total assets	155,641	155,596
Equity investments accounted for using the equity method	1,598	1,558
Non-current financial assets	4,002	3,892
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	260	301
Current financial assets	4,614	3,053
Derivatives	3,011	5,554
Cash and cash equivalents	7,021	8,290
Deferred tax assets	6,354	6,665
Income tax receivables	577	879
Long-term tax receivables included in "Other current assets"	517	664
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	150	5
Segment assets	127,637	124,736
Total liabilities	103,480	103,021
Long-term borrowings	42,439	41,336
Short-term borrowings	1,894	5,372
Current portion of long-term borrowings	7,000	4,384
Current financial liabilities	954	1,264
Derivatives	5,258	5,854
Deferred tax liabilities	8,348	8,768
Income tax payable	284	359
Other tax payables	1,323	1,071
Financial and tax liabilities included in disposal groups classified as "held for sale"	1,510	-
Segment liabilities	34,470	34,613

Revenue

7.a Revenues from sales and services - €72,664 million

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Revenue from the sale of electricity	43,433	42,337	1,096	2.6%
Revenue from the transport of electricity	9,973	9,587	386	4.0%
Fees from network operators	900	557	343	61.6%
Transfers from institutional market operators	1,635	1,462	173	11.8%
Revenue from the sale of natural gas	3,964	3,876	88	2.3%
Revenue from the transport of natural gas	570	563	7	1.2%
Revenues from fuel sales	8,340	7,028	1,312	18.7%
Connection fees to electricity and gas networks	800	814	(14)	-1.7%
Revenue from the sale of environmental certificates	566	560	6	1.1%
Revenue from other sales and services	2,483	1,820	663	36.4%
Total	72,664	68,604	4,060	5.9%

In 2017, "revenue from the sale of electricity" came to €43,433 million (€42,337 million for 2016), including €31,418 million in revenue from electricity sales to end users (€29,101 million for 2016), €8,820 million in revenue from wholesale electricity sales (€11,009 million for 2016), and €3,195 million in revenue from the trading of electricity (€2,227 million for 2016). The increase in revenue from electricity sales to end users and for the trading of electricity, which was partially offset by wholesale electricity sales, was due mainly to the increase in volumes handled within a landscape of recovering average sales prices as well as to the change in exchange rates. The overall change in revenue from the sale of electricity was also negatively impacted by the change in consolidated companies, as the increase in revenue related to the acquisition of Enel Distribuição Goiás in the amount of €1,042 million was more than offset by the reduction in revenue due to the deconsolidation of Slovenské elektrárne (€1,225 million), EGPNA REP (€152 million), Marcinelle Energie (€102 million), and Enel France (€97 million).

"Revenue from the transport of electricity" came to €9,973 million in 2017, an increase of €386 million, which was mainly concentrated in Spain, South America and Italy. In Spain, the increase in transport revenue was related to the use of new parameters for calculating transport rates as defined by the ministerial Decree proposed by the ministry for tourism and commerce.

In South America, the increase in transport revenue was due mainly to the increase in average rates, greater quantities transported, and the Enel Distribuição Goiás acquisition.

In Italy, the increase in transport revenue was due to the greater volumes transported on the free market. However, this effect was largely offset by the reduction in distribution rates and in balancing mechanisms (ARERA Resolution no. 654/2015, as amended, regarding regulation of electricity transmission, distribution and metering rates for the 2016-2023 regulatory period) and the reduction in revenue related to system charges.

In 2017, revenue related to "transfers from institutional market operators" came to €1,635 million, up €173 million compared with the previous year. This increase is essentially attributable to the Spanish companies, in the amount of €200 million, and due to the increase in generation from liquid fuels and the associated prices, for which the Group has the right to reimbursements. This effect was partially offset by the reduction in revenue from contributions received for the generation of renewable energy, by Enel Green Power in the amount of €35 million, due to the expiration of incentives related to certain geothermal and hydroelectric plants.

"Revenue from the sale of natural gas" for 2017, which totaled €3,964 million (€3,876 million in 2016), increased by €88 million over the previous year. This increase was essentially due to the increase in revenue in Iberia, in the amount of €131 million, as a result, in particular, of the increase in quantities sold and by a slight increase in average per-unit prices compared with 2016, which was partially offset by a reduction in revenue due to the deconsolidation of Marcinelle Energie in the amount of €39 million.

"Revenue from the transport of natural gas" totaled €570 million, increasing by €7 million (+1.2%) due above all to the greater quantities transported in Italy.

Revenue from the sale of fuels, in the amount of €8,340 million, increased €1,312 million related mainly to the sale of natural gas. In 2017, this included the sale of natural gas, in the amount of €8,291 million (€6,953 million in 2016) and €49 million for the sale of other fuels (€75 million in 2016).

Finally, "revenue from the sale of environmental certificates" increased by €6 million due to the increase in sales of CO₂ emission rights, in the amount of €22 million, and of energy-efficiency certificates, in the amount of €8 million, which was partially offset by a decrease of €24 million in sales of green certificates.

The table below gives a breakdown of revenue from sales and services by geographical area.

Millions of euro		
	2017	2016
Italy	27,935	27,516
Rest of Europe		
Iberia	19,032	17,953
France	1,333	1,001
Switzerland	135	387
Germany	2,244	1,880
Austria	290	10
Slovenia	39	29
Slovakia	54	660
Romania	1,067	996
Greece	58	60
Bulgaria	9	9
Belgium	46	416
Czech Republic	-	382
Hungary	472	335
Russia	1,128	961
Netherlands	4,063	3,554
United Kingdom	648	1,008
Other European countries	82	144
Américas		
United States	693	367
Canada	-	-
Mexico	359	144
Brazil	4,687	2,536
Chile	3,473	3,510
Peru	1,167	1,215
Colombia	2,103	2,028
Argentina	1,364	1,051
Other South American countries	14	156
Other		
Africa	78	28
Asia	90	288
Total	72,664	68,604

7.b Other revenue and income - €1,975 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Operating grants	40	22	18	81.8%
Grants for environmental certificates	878	536	342	63.8%
Capital grants (electricity and gas business)	21	19	2	10.5%
Sundry reimbursements	361	241	120	49.8%
Gains on disposal of subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	159	399	(240)	-60.2%
Gains on remeasurement at fair value after changes in control	-	99	(99)	-
Gains on the disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	43	65	(22)	-33.8%
Service continuity bonuses	66	51	15	29.4%
Other revenue	407	556	(149)	-26.8%
Total	1,975	1,988	(13)	-0.7%

"Grants for environmental certificates" increased by €342 million compared with the previous year due essentially to the increase in grants for energy efficiency certificates, in the amount of €351 million, which was partially offset by a reduction in grants for green certificates in the amount of €9 million.

"Sundry reimbursements" concern reimbursements from customers and suppliers totaling €165 million (€184 million in 2016) and insurance indemnities in the amount of €196 million (€57 million in 2016). The increase in revenue from compensation for damages essentially refers to the arbitration initiated by the Group related to the Chucas wind farm, for which the Group was awarded €100 million from the *Instituto Costarricense de Electricidad* (ICE) and the Enel Américas Group was awarded €41 million.

Gains on disposals, in the amount of €159 million in 2017, decreased by €240 million from 2016 and mainly includes the gain of €143 million on the sale of the equity investment in the Chilean firm *Electrogas*.

In 2016, this aggregate mainly concerned the following transactions:

- > the gain on the sale of GNL Quintero (an associated company in which the Group held a 20% interest) in the amount of €173 million;
- > the gain of €124 million on the sale of Hydro Dolomiti Enel;
- > the gain of €35 million recognized by Enel Green Power Kansas on the sale of its subsidiaries Cimarron and Lindhal;
- > the recognition of a price adjustment related to the sale of the Portuguese assets in 2015 in the amount of €30 million.

In 2017, there were no "gains on remeasurement at fair value after changes in control", whereas this aggregate came to €99 million for the prior year.

In 2016, these gains included €95 million for the adjustment to the present value of the assets and liabilities of the Group following the loss in control that took place with the change in governance and the consequent loss of control over EGPNA REP.

Other revenue in the amount of €407 million (€556 million in 2016) decreased by €149 million from the previous year.

This decrease is mainly attributable to:

- > the reduction of €94 million in lease payments related essentially to Enel Américas;
- > the decrease of €50 million in other gains and revenue, €35 million of which related to Renovables de Guatemala;

- > the reduction of €34 million in other revenue related to the electricity business, €23 million of which was related to the Enel Américas Group and €11 million to the deconsolidation of Slovenské elektrárne.

Costs

8.a Electricity, gas and fuel purchases - €36,039 million

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Electricity	20,011	18,514	1,497	8.1%
Gas	12,654	10,514	2,140	20.4%
Nuclear fuel	137	165	(28)	-17.0%
Other fuels	3,237	2,846	391	13.7%
Total	36,039	32,039	4,000	12.5%

Purchases of "electricity" totaled €20,011 million in 2017, increasing by €1,497 million over 2016 (8.1%). These costs include purchases made by way of bilateral agreements on national and international markets in the amount of €7,494 million (€6,801 million in 2016), energy purchases negotiated on the power exchange in the amount of €6,444 million (€4,418 million in 2016), and other purchases made on local and international markets and within the scope of ancillary and balancing services totaling €6,073 million (€7,295 million on 2016).

As such, the increase in costs was mainly due to the increase in purchases on the power exchange (particularly in Italy, Iberia and South America, the latter of which mainly due to the consolidation of Enel Distribuição Goiás beginning in February 2017). These effects were partially offset by a reduction of €1,222 million in purchases of other types, essentially related to the reduction in volumes and in prices of Country Italy and to the effect of the change in consolidated companies with the deconsolidation of Slovenské elektrárne.

Purchases of "gas" increased by €2,140 million due essentially to the increase in the price of gas purchased from third parties. This change reflects the increase in average costs in terms of both price and quantity, in addition to the fact that, in 2016, this aggregate benefitted from the greater reductive effects of price-review agreements for a number of provision contracts than in 2017.

Purchases of "other fuels" increased by €391 million, to €3,237 million in 2017, mainly due to the increase in consumption within a context of rising prices.

8.b Services and other materials - €17,982 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Transmission and transport	9,840	9,448	392	4.1%
Maintenance and repairs	1,128	1,169	(41)	-3.5%
Telephone and postal costs	199	190	9	4.7%
Communication services	127	113	14	12.4%
IT services	627	442	185	41.9%
Leases and rentals	525	541	(16)	-3.0%
Other services	3,656	3,782	(126)	-3.3%
Other materials	1,880	1,706	172	10.1%
Total	17,982	17,393	589	3.4%

Costs for services and other materials, in the amount of €17,982 million in 2017, increased by €589 million compared with 2016 due essentially to the increase of €392 million in costs for transmission and transport, which was concentrated in Italy and in the Americas, as well as greater costs for IT services in the amount of €185 million, mainly within Italy, and an increase of €105 million in costs incurred due to the increase in purchases of material and equipment for infrastructure and grid work contracted in Brazil, primarily as a result of the consolidation of Enel Distribuição Goiás. These effects were partially offset by a reduction of €219 million in charges for access to the transmission network, particularly in Spain related to power generation, and of €78 million due to the deconsolidation of Slovenské elektrárne.

8.c Personnel - €4,504 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Wages and salaries	3,152	3,127	25	0.8%
Social security contributions	895	901	(6)	-0.7%
Deferred compensation benefits	104	105	(1)	-1.0%
Other post-employment and long-term benefits	139	129	10	7.8%
Early retirement incentives	76	228	(152)	-66.7%
Other costs	138	147	(9)	-6.1%
Total	4,504	4,637	(133)	-2.9%

Personnel costs amounted to €4,504 million in 2017, a decrease of €133 million.

The Group's workforce increased by 820 employees, the net effect of new hires and terminations (-2,111 employees) due to early retirement incentives and, above all, of changes in consolidated companies (+2,931 employees) due essentially to the acquisitions made in 2017, and specifically:

- > the acquisition of Demand Energy in North America in January;
- > the acquisition of Enel Distribuição Goiás in Brazil in February;
- > the acquisition of Enel Green Power Sannio in Italy in June;
- > the acquisition of EnerNOC in North America in August;
- > the acquisition of eMotorWerks in North America in October;
- > the consolidation of Endesa Comercialização in Portugal in November.

The increase in wages and salaries essentially reflects the increase in the average workforce in 2017.

Early retirement incentives amounted to €76 million in 2017, a decrease of €152 million, mainly attributable to the lower costs (€205 million) incurred for early-retirement plans in Spain (*Plan de Salida*). The reduction was only partly offset by the introduction of a similar mechanism in the newly acquired Enel Distribuição Goiás in order to enhance the efficiency of the structure (€45 million)

The table below shows the average number of employees by category, along with a comparison with the previous year, as well as the actual numbers as of December 31, 2017.

	Average number ⁽¹⁾			Headcount ⁽¹⁾
	2017	2016	Change	at Dec. 31, 2017
Senior managers	1,308	1,329	(21)	1,281
Middle managers	10,073	10,185	(111)	10,416
Office staff	32,558	34,373	(1,815)	32,653
Blue collar	18,956	19,401	(446)	18,550
Total	62,895	65,288	(2,393)	62,900

(1) For companies representing joint operations, the headcount corresponds to Enel percentage share of the total.

8.d Depreciation, amortization and impairment losses - €5,861 million

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Property, plant and equipment	4,119	4,171	(52)	-1.2%
Investment property	7	8	(1)	-12%
Intangible assets	805	711	94	13.2%
Impairment losses	1,311	1,726	(415)	-24.0%
Reversals of impairment losses	(381)	(261)	(120)	-46.0%
Total	5,861	6,355	(494)	-7.8%

Depreciation, amortization and impairment losses for 2017 decreased by €494 million, due mainly to a reduction in impairment losses recognized in 2017 as compared with the previous year. In 2017, the Group, with the support of technical advisors, completed a study to assess the operating performance of its solar and wind farms, analyzing historical data on the duration and frequency of maintenance interventions prompted by technical issues, and to examine the environmental and climatic conditions to which the Group's plants are exposed. The results of the study provided sufficient evidence to consider it reasonable to lengthen of the economic-technical lives of some components of solar and wind generation plants from the estimates made in previous years.

Therefore, starting from January 1, 2017, the Group revised the useful lives of these components based on the findings of the study, taking due account of any legal constraints that may exist in certain jurisdictions in which the Group operates and that could effectively influence the right to exploit those assets until their economic-technical life terminates. Specifically, these changes concerned the extension of the useful life of turbines and generators and other mechanical and electrical machinery for wind generation plants to 30 years, as well as the extension of the useful life of the mechanical and electrical machinery of solar generation plants, although this remained within the useful life interval already adopted by the Group.

Moreover, as a result of a number of specific technical studies conducted internally for hydroelectric generation plants in Spain and Chile, the Group also found that the conditions existed for the extension of the economic-technical lives of certain components of schedulable hydroelectric plants. Here too, while the new useful lives remain within the interval

already used by the Group, the average increase in those lives within each category led to a reduction in depreciation charges for the year.

The estimated overall impact of these changes in the depreciation rates on these financial statements is a reduction of €128 million in depreciation charges.

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Impairment losses:				
- property, plant and equipment	65	280	(215)	-76.8%
- investment property	10	6	4	66.7%
- intangible assets	7	241	(234)	-97.1%
- goodwill	-	31	(31)	-
- trade receivables	1,204	973	231	23.7%
- assets classified as held for sale	-	74	(74)	-
- other assets	25	121	(96)	-79.3%
Total impairment losses	1,311	1,726	(415)	-24.0%
Reversals of impairment losses:				
- property, plant and equipment	(53)	(2)	(51)	-
- investment property	-	-	-	-
- intangible assets	(9)	(5)	(4)	-80.0%
- trade receivables	(310)	(250)	(60)	-24.0%
- assets classified as held for sale	-	-	-	-
- other assets	(9)	(4)	(5)	-
Total reversals of impairment losses	(381)	(261)	(120)	-46.0%

"Impairment losses" decreased by €415 million on the previous year.

More specifically, 2016 included an adjustment to the value of rights for the use of water resources in the Chilean rivers of Neltume and Choshuenco (€273 million, of which €33 million related to property, plant and equipment and €240 million related to intangible assets), as well as the impairment losses on the CGUs of Enel Green Power Romania (€130 million) and Nuove Energie (totaling €92 million, of which €66 million for property, plant and equipment and €26 million for goodwill) and the impairment losses of €51 million on the assets of Marcinelle, a subsidiary that was then sold in November 2016, of €55 million on the upstream-gas exploration assets, on the land owned by the Spanish subsidiary operating in the distribution segment (€22 million) and finally other minor items related mainly to the renewable-energy companies.

In 2017, the aggregate included impairment losses on the geothermal assets of the German investee Erdwärme Oberland GmbH (€42 million), which were recognized following unsuccessful exploration work.

The impairment of trade receivables and other assets came to €1,229 million, which, net of reversals, increased by €70 million in 2017, particularly in Argentina and Brazil as a result of worsening economic conditions and in Italy due to the risk of default of a number of traders.

8.e Other operating expenses - €2,886 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
System charges - emissions allowances	392	557	(165)	-29.6%
Charges for energy efficiency certificates	776	426	350	82.2%
Charges for purchases of green certificates	35	(19)	54	-
Losses on disposal of property, plant and equipment, and intangible assets	105	266	(161)	-60.5%
Taxes and duties	1,197	1,060	137	12.9%
Other	381	493	(112)	-22.7%
Total	2,886	2,783	103	3.7%

Other operating expenses, totaling €2,886 million, increased by €103 million.

This was due essentially to the following:

- > an increase of €239 million in charges for environmental compliance, particularly in Italy and Romania;
- > an increase of €137 million in taxes and duties, essentially related to taxes on thermal generation in Spain and on nuclear generation in Catalonia following the introduction of the new law no. 5/2017 taxing nuclear waste. This effect was amplified by the fact that, in 2016, the Group benefitted from the reversal of nuclear tax set aside previously for which the law previously in effect had been deemed to be unconstitutional;
- > an increase in costs incurred for fines in Argentina for failure to reach the established quality standards in electricity provision (€44 million) and for the change in the scope of consolidation in Brazil with Enel Distribuição Goiás in the amount of €18 million;
- > a decrease of €161 million in capital losses, which particularly reflects the impairment losses in South America in 2016 due to the abandonment of water usage rights for various development projects following an analysis of their profitability and socio-economic impact;
- > the release of the provision for disputes allocated in 2016 in relation to the SAPE dispute in the amount of €80 million following the arbitration award;
- > the recognition of a decrease in charges related to the ruling that granted Endesa a refund of amounts paid to finance the "bono social" in 2014, 2015 and 2016, the impact of which was €222 million.

8.e Capitalized costs - €(1,847) million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Personnel	(780)	(730)	(50)	6.8%
Materials	(618)	(544)	(74)	-13.6%
Other	(449)	(395)	(54)	-13.7%
Total	(1,847)	(1,669)	(178)	-10.7%

Capitalized costs consist of €780 million in personnel costs, €618 million in materials costs, and €449 million in service costs (compared with €730 million, €544 million, and €395 million, respectively, for 2016). Capitalized costs mainly regard the development and implementation of major investments, mainly in the renewables and distribution sectors.

9. Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value - €578 million

Net income from the management of commodity risk amounted to €578 million for 2017 (as compared with a net expense of €113 million in 2016), which may be broken down as follows:

- > net income on cash flow hedge derivatives in the amount of €246 million (compared with net expense of €610 million in 2016);
- > net income on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €332 million (compared with net income of €477 million in 2016).

For more information on derivatives, see note 44, "Derivatives and hedge accounting".

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	284	14	270	-
- income from derivatives at fair value through profit or loss	1,288	974	314	32.2%
Total income	1,572	988	584	59.1%
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(38)	(624)	586	-93.9%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(956)	(497)	(459)	-92.4%
Total expenses	(994)	(1,121)	127	-11.3%
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY CONTRACTS MEASURED AT FAIR VALUE	578	(133)	711	-

10. Net financial income/(expense) from derivatives - €(1,155) million

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Income:				
- income from cash flow hedge derivatives	728	475	253	53.3%
- income from derivatives at fair value through profit or loss	847	1,369	(522)	-38.1%
- income from fair value hedge derivatives	36	40	(4)	-10.0%
Total income	1,611	1,884	(273)	-14.5%
Expense:				
- expense on cash flow hedge derivatives	(2,171)	(1,141)	(1,030)	-90.3%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	(552)	(1,020)	1,068	-65.9%
- expense on fair value hedge derivatives	(43)	(60)	17	-28.3%
Total expenses	(2,766)	(2,821)	55	-1.9%
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	(1,155)	(937)	(218)	-23.3%

Net expense from derivatives on interest and exchange rates amounted to €1,155 million for 2017 (as compared with a net expense of €937 million in 2016), which may be broken down as follows:

- > net expense on cash flow hedge derivatives in the amount of €1,443 million (compared with a net expense of €666 million in 2016);
- > net income on derivatives at fair value through profit or loss in the amount of €295 million (compared with a net expense of €251 million in 2016);
- > net expense on fair value hedge derivatives in the amount of €7 million (compared with net expense of €20 million in 2016).

For more information on derivatives, see note 44, "Derivatives and hedge accounting".

11. Other net financial income/(expense) - €(1,537) million

Other financial income

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Interest income from financial assets (current and non-current):				
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	52	45	7	15.6%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	132	179	(47)	-26.3%
Total interest income at the effective interest rate	184	224	(40)	-17.9%
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Exchange gains	1,852	1,776	76	4.3%
Income on equity investments	54	9	45	-
Other income	281	280	1	0.4%
TOTAL FINANCIAL INCOME	2,371	2,289	82	3.6%

Other financial income, in the amount of €2,371 million, increased by €82 million compared with the previous year due to:

- > an increase in exchange gains in the amount of €76 million, reflecting the impact, above all, of trends in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro;

- > a €40 million decrease in interest income at the effective tax rate related, primarily, to the deconsolidation of Slovenské elektrárne;
- > an increase of €45 million in income on equity investments in other companies, which totaled €54 million in 2017 due essentially to the gain on the sale of the investment in the Indonesian firm Bayan Resources (€52 million).

Other financial expense

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest on bank borrowings	357	405	(48)	-11.9%
- interest expense on bonds	1,987	2,135	(148)	-6.9%
- interest expense on other borrowings	95	138	(43)	-31.2%
Total interest expense	2,439	2,678	(239)	-8.9%
Exchange losses	820	947	(127)	-13.4%
Accretion of post-employment and other employee benefits	72	79	(7)	-8.9%
Accretion of other provisions	190	286	(96)	-33.6%
Charges on equity investments	-	-	-	-
Other expenses	387	349	38	10.9%
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	3,908	4,339	(431)	-9.9%

Other financial expense amounted to €3,908 million, a total Decrease of €431 million on 2016. The change reflects the following factors in particular:

- > a decrease of €148 million in interest expense on bonds, attributable mainly to Enel SpA (€106 million) and to the Enersis Américas Group (€54 million). These effects were partially offset by an increase in interest expense for Enel Finance International (€24 million);
- > a €48 million reduction in interest expense on bank borrowings related, above all, to long-term financing (€53 million);
- > a decrease of €43 million in interest expense on other borrowing related mainly to interest expense on medium and long-term tax-partnership payables (€33 million);
- > a decrease of €127 million in exchange losses;
- > a decrease of €96 million in charges for the accretion of other provisions, mainly related to the reduction of interest expense on the early-retirement provision in the amount of €58 million, which was concentrated in Spain (€47 million), and to the reduction in charges for the decommissioning fund in the amount of €48 million following the deconsolidation of Slovenské elektrárne;
- > a €38 million increase in other financial expenses (€387 million in 2017 compared with €349 million in 2016), due essentially to:
 - an increase in charges recognized by Enel Finance International (€109 million) following the early redemption of bonds based on the make-whole call option allowed for under the original financing agreement;
 - a reduction in capitalized interest (€75 million);
 - an increase in other financial expenses related to the acquisition of Enel Distribuição Goiás (€55 million) and in charges on revolving lines of credit (€37 million) attributable essentially to Enel Finance International (€22 million) and Enel SpA (€18 million);
 - a decrease of €255 million in impairment losses on financial receivables related mainly to the fair value adjustment to the financial receivable arising as a result of the sale of the 50% stake in Slovak Power Holding following an update to the pricing formula included in the agreements with EPH, which resulted in the recognition of €220 million in charges in 2016 and an upward adjustment of €34 million.

12. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method - €111 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Share of income of associates	225	115	110	95.7%
Share of losses of associates	(114)	(269)	155	-57.6%
Total	111	(154)	265	-

The share of income on equity investments accounted for using the equity method increased by €265 million compared with the previous year. This change was mainly due to the adjustment in the value of the 50% interest in Slovak Power Holding (€246 million), which was written down by €219 million in 2016 following changes in the parameters used to determine the pricing formula as defined in the agreements with EPH, but was then increased by €27 million to take account of earnings for the year.

13. Income taxes - €1,882 million

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Current taxes	1,926	1,695	231	13.6%
Adjustments for income taxes relating to prior years	(59)	1	(60)	-
Total current taxes	1,867	1,696	171	10.1%
Deferred tax liabilities	(169)	(312)	143	-45.8%
Deferred tax assets	154	609	(425)	-70%
TOTAL	1,852	1,993	(111)	-5.6%

Income taxes for 2017 amounted to €1,882 million, compared with a balance of €1,993 million in 2016.

The €111 million reduction in income taxes for 2017 as compared with the previous year was mainly due to the following factors:

- > a reduction in current taxes in Italy due to the corporate tax rate being reduced from 27.5% to 24%;
- > an adjustment to deferred taxes for US companies (€173 million) following tax reform in December 2017, which reduced the corporate tax rate from 35% to 21%;
- > the recognition of deferred tax assets in Argentina due to improved earnings forecasts for the companies in that country.

These reductions in taxation were partially offset by greater pre-tax income in 2017 compared with the previous year and to the different weight of transactions subject to tax rates different from the theoretical rates (in 2016, the gains on HDE and GNL Quintero, in addition to the adjustments in the value of the assets of Slovak Power Holding; in 2017, the gain on the sale of Electrogas in particular).

For more on developments in deferred tax liabilities, see note 21.

The following table provides a reconciliation of the theoretical tax rate and the effective tax rate.

Millions of euro			
	2017	2016	
Income before taxes	7,211	5,780	
Theoretical taxes	1,731	24.0%	1,590 27.5%
Change in tax effect on impairment losses, capital gains and negative goodwill	(6)	118	
Additional taxes for change in tax rate on temporary fiscal differences during the year	-	44	
Recognition of deferred tax assets in Argentina	(60)	-	
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	(182)	55	
IRAP	231	208	
Other differences, effect of different tax rates abroad compared with the theoretical rate in Italy, and other minor items	168	(22)	
Total	1,882	1,993	

14. Basic and diluted earnings per share

Both metrics are calculated on the basis of the average number of ordinary shares in the period, equal to 10,166,679,946 shares, adjusted for the diluting effect of outstanding stock options (none in both periods).

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	3,780	2,570	1,210	47.1%
Net income from discontinued operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	-	-	-	-
Net income attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	3,779	2,570	1,210	47.1%
Number of ordinary shares	10,166,679,946	9,975,849,408	190,830,538	1.9%
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.37	0.26	0.11	42.3%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.37	0.26	0.11	42.3%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

15. Property, plant and equipment - €74,937 million

The breakdown of and changes in property, plant and equipment for 2017 are 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	660	9,224	152,781	414	1,336	1,015	402	7,260	173,092
Accumulated depreciation and impairment	-	5,098	89,790	335	1,066	285	253	-	96,827
Balance at Dec. 31, 2016	660	4,126	62,991	79	270	730	149	7,260	76,265
Capital expenditure	1	29	1,003	20	40	1	9	5,742	6,857
Assets entering service	20	485	4,860	21	67	55	22	(5,530)	-
Exchange rate differences	(23)	(167)	(1,887)	(3)	(20)	(14)	(1)	(559)	(2,674)
Change in consolidated companies	-	(16)	(222)	-	9	-	-	3	(228)
Disposals	(3)	(11)	(38)	(2)	(6)	-	(1)	(45)	(106)
Depreciation	-	(148)	(3,782)	(27)	(79)	(46)	(31)	-	(4,113)
Impairment losses	(1)	(6)	(32)	(1)	-	-	-	(25)	(65)
Reversals of impairment losses	-	-	53	-	-	-	-	-	53
Other changes	(5)	(19)	28	58	12	17	-	67	158
Reclassifications to/from assets held for sale	-	(28)	(632)	-	-	-	-	(550)	(1,210)
Total changes	(11)	117	(648)	72	29	13	(2)	(697)	(1,328)
Cost	649	9,425	154,013	401	1,321	1,054	429	6,363	173,745
Accumulated depreciation and impairment	-	5,182	91,671	340	1,022	311	262	-	98,808
Balance at Dec. 31, 2017	649	4,243	63,342	151	299	743	147	6,363	74,937

Plant and machinery includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €8,702 million (€9,459 million at December 31, 2016), largely regarding power plants in Iberia and South America amounting to €4,624 million (€5,280 million at December 31, 2016) and the electricity distribution network in South America totaling €3,453 million (€3,630 million at December 31, 2016).

For more information on leased assets, see note 17 below.

The types of capital expenditure made during 2017 are summarized below. These expenditures, totaling €7,226 million, decreased by €411 million from 2016, a decrease that was particularly concentrated in wind and solar power plants.

Millions of euro	2017	2016
Power plants:		
- thermal	577	694
- hydroelectric	450	551
- geothermal	224	265
- nuclear	127	115
- alternative energy sources	3,188	3,407
Total power plants	4,566	5,032
Electricity distribution networks	2,627	2,558
Land, buildings, and other assets and equipment	33	47
TOTAL	7,226	7,637

Capital expenditure on power plants amounted to €4,566 million, a decrease of €466 million on the previous year, essentially reflecting decreased investment in alternative-energy plants in Chile and South Africa following the completion and start of operations of power plants in 2016. Capital expenditure on power plants mainly concerned wind farms, in the amount of €1,956 million, and photovoltaic plants, in the amount of €1,226 million. Capital expenditure on the electricity distribution grid came to €2,627 million, an increase of €69 million over the previous year, and mainly concerned improvements to service quality and the installation of next-generation meters in Iberia, as well as work on the distribution grid in Brazil.

The change in consolidated companies for 2017 mainly concerned the deconsolidation of EGPNA Rocky Caney Wind (€305 million) following its sale in December 2017, the effects of which were only partially offset by the increase resulting from the acquisitions of Enel Green Power Sannio (€46 million), EnerNOC (€19 million), and Enel Distribuição Goiás (€13 million).

Impairment losses on property, plant and equipment amounted to €65 million. For a more detailed analysis, see note 8.d. As at December 31, 2017, tests for the reversal of impairment losses were conducted for the assets of a number of CGUs (Enel Russia, Enel Green Power Hellas, and Enel Produzione) that had previously been written down.

In order to verify the robustness of the value in use identified for those CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main value drivers, and in particular WACC, the long-term growth rate and EBITDA, assuming individual changes in each assumption of up to 5% of the value used in the tests. Within that range of variation, it was found that:

- > for the Enel Produzione CGU, the main value drivers were essentially in line with the breakeven levels;
- > for the Enel Russia CGU, achieving the breakeven levels for the main value drivers is expected upon reaching a pre-tax WACC of 15.34%, a growth rate of -0.8% and EBITDA of -7.6 %.

Reclassifications to/from assets held for sale include – in accordance with IFRS 5 – €1,169 million for the carrying amount of three operating plants and five plants under construction in Mexico for which Enel Green Power has signed agreements for the sale of an 80% stake in share capital ("Kino Project"), as well as €41 million for the Kafireas wind farm, for which Enel Green Power Hellas has signed an agreement for its sale.

Other changes include, among other items, the effect of the capitalization of interest on specific loans for capital expenditure in the amount of €167 million (€201 million in 2016), as detailed in the following table.

Millions of euro						
	2017	Rate (%)	2016	Rate (%)	Change	
Enel Green Power SpA	14	4.8%	21	5.2%	(7)	-33.3%
P.H. Chucas SA	1	6.1%	7	6.1%	(6)	-85.7%
Enel Green Power Brazil (BRL)	84	6.8%	49	9.5%	35	71.4%
Enel Green Power North America	10	1.3%	11	1.6%	(1)	-9.1%
Enel Green Power Mexico	12	4.6%	12	5.0%	-	-
Enel Green Power South Africa	7	7.8%	17	5.9%	(10)	-58.8%
Enel Green Power Chile	13	4.3%	29	4.1%	(16)	-55.2%
Enel Américas Group	7	9.0%	28	18.1%	(21)	-75.0%
Enel Chile Group	6	7.1%	4	9.0%	2	50.0%
Endesa Group	8	2.1%	8	2.6%	-	-
Enel Produzione	5	4.8%	13	4.8%	(8)	-61.5%
Enel Trade	-	-	2	0.4%	(2)	-
Total	167		201 ⁽¹⁾		(34)	-16.9%

1) Figure does not include €41 million for the period in which Slovenské elektrárne was reclassified as held for sale.

At December 31, 2017, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €551 million.

16. 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.

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 financial assets at Dec. 31, 2017	Amount recognized among intangible assets at Dec. 31, 2017
Enel Distribución Rio	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	9 years	Yes	721	913
Enel Distribución Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	10 years	Yes	348	771
Enel Green Power Mourão	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	28 years	No	7	-
Enel Green Power Paranapanema	Brazilian government	Power generation	Brazil	2016-2046	28 years	No	34	-
Enel Distribuição Goiás	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	2015-2045	28 years	No	25	531
Enel Green Power Volta Grande	Brazilian government	Power generation	Brazil	2017-2047	30 years	No	357	-
Total							1,492	2,215

The value of the assets at the end of the concessions classified under financial assets has been measured at fair value. For more information, see note 45 "Assets measured at fair value".

17. Leases

The Group, in the role of lessee, has entered into finance lease agreements. They include certain assets which the Group is using in Spain, Peru, Italy and Greece. In Spain, the assets relate to a 25-year tolling agreement (18 years remaining) for which an analysis pursuant to IFRIC 4 identified an embedded finance lease, under which Endesa has access to the generation capacity of a combined cycle plant for which the toller, Elecgas, has undertaken to transform gas into electricity in exchange for a toll at a rate of 9.62%.

In Peru, leases concern agreements related to financing for the Ventanilla combined-cycle plant (with a duration of eight years remunerated at an annual rate of Libor + 1.75%), as well as an agreement that financed construction of a new open-cycle system at the Santa Rosa plant (with a duration of nine years and annual interest of Libor + 1.75%).

The other lease agreements regard wind plants that the Group uses in Italy (expiring in 2030-2031 and with a discount rate of between 4.95% and 5.5%).

The carrying amount of assets held under finance leases is reported in the following table.

Millions of euro

	2017	2016	Change	
Property, plant and equipment	743	730	13	1.8%
Intangible assets	-	-	-	-
Total	743	730	13	1.8%

The following table reconciles total future minimum lease payments and the present value, broken down by maturity.

Millions of euro

	Future minimum payments	Present value of future minimum payments	Future minimum payments	Present value of future minimum payments
	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
Periods:				
within 1 year	88	58	108	75
between 1 and 5 years	326	210	338	217
beyond 5 years	573	426	625	453
Total	987	694	1,071	745
Finance cost	(293)		(326)	
Present value of minimum lease payments	694		745	

The Group, in the role of lessee, has entered also into operating lease agreements regarding the use of certain assets for industrial purposes. The associated lease payments are expensed under "Services and other materials". Costs for operating leases are broken down in the following table into minimum payments, contingent rents and sublease payments.

Millions of euro

	2017
Minimum lease payments	958
Contingent rents	-
Sublease payments	-
Total	958

The future minimum lease payments due by the Group under such leases break down by maturity as follows:

Millions of euro

	2017
Periods:	
within 1 year	163
beyond 1 year and within 5 years	539
beyond 5 years	256
Total	958

18. Investment property - €77 million

Investment property at December 31, 2017, amounted to €77 million, essentially in line with the previous year.

Millions of euro		2017
Cost		167
Accumulated depreciation and impairment		43
Balance at Dec. 31, 2016		124
Assets entering service	-	-
Exchange rate differences	(1)	(1)
Change in consolidated companies	(39)	(39)
Depreciation	(7)	(7)
Impairment losses	(10)	(10)
Other changes	10	10
Total changes	(47)	(47)
Cost		121
Accumulated depreciation and impairment		44
Balance at Dec. 31, 2017		77

The Group's investment property consists of properties in Italy, Spain and Chile, which are free of restrictions on the realizability 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 is mainly attributable to the sale of the company Nueva Marina in Spain.

For more details on the valuation of investment property, see notes 45, "Assets measured at fair value", and 45.1, "Fair value of other assets".

19. Intangible assets - €16,724 million

A breakdown of and changes in intangible assets for 2017 are shown below.

Millions of euro	Development costs	Industrial patents & intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other development and advances	Total
Cost	19	3,213	13,910	3,940	711	23,431
Accumulated amortization and impairment	10	2,586	1,947	1,991	-	7,502
Balance at Dec. 31, 2016	-	627	12,263	1,955	711	15,929
Investments	3	103	10	731	23	1,273
Assets entering service	7	91	10	-	119	-
Exchange rate differences	(1)	(6)	(725)	(371)	(32)	(1,149)
Change in consolidated companies	-	(1)	1,234	572	220	2,025
Disposals	(9)	2	-	(6)	(8)	(22)
Amortization	(4)	(193)	(200)	(235)	(167)	(819)
Impairment losses	(1)	(1)	-	-	(5)	(7)
Reversals of impairment losses	-	-	9	-	-	9
Other changes	14	(204)	(24)	(432)	(32)	(425)
Reclassifications from/to assets held for sale	-	-	(38)	-	(52)	(90)
Total changes	9	(319)	275	259	468	795
Cost	31	2,148	14,171	4,840	814	25,094
Accumulated amortization and impairment	22	1,840	1,633	2,626	-	8,340
Balance at Dec. 31, 2017	9	308	12,538	2,214	814	16,724

"Industrial patents and intellectual property rights" relate mainly to costs incurred in purchasing software and open-ended software licenses. The most important applications relate to invoicing and customer management, the development of internet portals and the management of company systems. Amortization is calculated on a straight-line basis over the asset's residual useful life (on average between three and five years).

"Concessions, licenses, trademarks and similar rights" include the costs incurred for the acquisition of customers by the foreign electricity distribution and gas sales companies. Amortization is calculated on a straight-line basis over the term of the average period of the relationship with customers or of the concessions.

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, 2017.

Millions of euro								
	Grantor	Activity	Country	Concession period	Concession period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2017	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,678	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,514	1,839
Enel Distribución Chile (formerly Chielectra)	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,641	1,667
Enel Distribución Perú (formerly Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	612	548
Enel Distribuție Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	36 years	Yes	142	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,445 million (€9,776 million at December 31, 2016), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,678 million), Colombia (€1,514 million), Chile (€1,641 million), and Peru (€612 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 24

Changes in consolidated companies in 2017 mainly concerned the acquisition of Enel Distribuição Goiás in Brazil, in the amount of €1,806 million, as well as of Enel X group in North America (EnerNOC, €168 million; eMotorWerks, €49 million; and Demand Energy Networks, €30 million). These effects were only partially offset by the sale of EGPNA Rocky Caney Wind (€28 million).

"Impairment losses" amounted to €7 million in 2017. For more information, see note 8.d.

"Reclassifications to/from assets held for sale" include – in accordance with IFRS 5 – €52 million for intangible assets related to the Greek wind farm Kafireas and €38 million for the Mexican plants in the "Kino Project".

20. Goodwill - €13,746 million

Goodwill amounted to €13,746 million, an increase of €190 million over the previous year.

Millions of euro	at Dec. 31, 2016		Change in const.	Exchange rate diff.	Impairment losses	CGU reclassification	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2017	
	Cost	Cumulative impairment							Cost	Net carrying amount
Iberia ⁽¹⁾	11,156	(2,392)	8,764	-	-	-	-	-	11,156	8,764
South America ⁽²⁾	3,045	-	3,045	10	(45)	(3,615)	-	6	-	-
Chile	-	-	-	-	-	1,209	-	-	1,209	-
Argentina	-	-	-	-	-	276	-	-	276	-
Peru	-	-	-	-	-	561	-	-	561	-
Colombia	-	-	-	-	-	530	-	-	530	-
Brazil	-	-	-	-	-	945	-	-	945	-
Central America	-	-	-	-	-	94	(38)	-	56	56
Enel Green Power North America	132	(11)	121	-	(15)	-	-	(11)	106	95
North America - Enel X	-	-	-	302	(10)	-	-	8	292	292
Market Italy ⁽³⁾	579	-	579	-	-	-	-	-	579	579
Enel Green Power	23	-	23	-	-	-	-	-	23	23
Romania ⁽⁴⁾	437	(13)	424	-	(11)	-	-	-	426	413
Tymouth Energy	-	-	-	3	-	-	-	-	3	3
Total	15,972	(2,416)	13,556	315	(81)	-	(38)	(6)	16,162	13,746

(1) Includes Endesa and Enel Green Power España.

(2) Includes South America and Enel Green Power Latin America.

(3) Includes Enel Energia.

(4) Includes Enel Distribuzione Murmelia, Enel Energie Maritima and Enel Green Power Romania.

Changes in consolidated companies mainly concern the acquisitions in North American within the Enel X business (EnerNOC, €196 million; eMotorWerks, €93 million; and Demand Energy Networks, €13 million).

Reclassification from/to assets held for sale, which amounted to €38 million, regards the goodwill associated with the Central America CGU allocated to the "Kino" wind farms in Mexico for which it was determined during the year qualified for such classification under IFRS 5.

The criteria used to identify the cash generating units (CGUs) 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 and on the corporate organization, as well as on the level of reporting monitored by management.

In 2017, we conducted a reassessment of CGUs, which led to the reallocation of the goodwill previously assigned to them, under the provisions of IAS 36.87. The analysis became necessary in order to take account of the Group's reorganization, especially with regard to business conducted outside Italy. More specifically, in addition to the integration of the renewables and traditional sectors in the various countries and recent reorganization of the Group, the criterion underlying this reallocation can be seen in the following changes:

- > as concerns Italy, a separation by legal entity: i) as a result of the corporate separation of the former monopoly (Enel SpA) over the years in response to legislative and regulatory measures; ii) based on the materiality of businesses conducted by the Group within Italy that did not permit the recognition of a single CGU;
- > a separation by country outside Italy: i) as a result of the acquisitions of companies or other business combinations since 2005 as a part of the gradual process of internationalization of the Group; ii) taking account of the current country model, in which we are seeing an increasing interdependency in cash flows between the various businesses in a given geographical area under the responsibility of the Country Manager and in the organization models implemented.

Therefore, compared with the previous year:

- > in Spain, the Endesa and EGP España CGUs have been merged;
- > in Romania, the Romania and EGP Romania CGUs have been merged;
- > in South America, the previous CGUs based on shareholding structure, i.e. "South America (formerly Endesa)" and "EGP Latin America", have been reallocated geographically. The reallocation was carried out on the basis of the associated fair values. The Group also carried out impairment tests prior to the reallocation of goodwill, which found no evidence of impairment.

The recoverable value 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 5-year business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company on November 20, 2017, 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 differs in accordance with the specific features and business cycles of the various CGUs being tested. These differences are generally associated with the different average times needed to build and bring into service the plant and other works that characterize the investments of the specific businesses that make up the CGU (conventional thermal generation, nuclear power, renewables, distribution, etc.);
- > 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 was calculated as a perpetuity or annuity with a nominal growth rate 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 value in use calculated as described above was found to be greater than the amount recognized on the balance sheet.

In order to verify the robustness of the value in use of the CGUs, sensitivity analyses were conducted for the main drivers of the values, in particular WACC, the long-term growth rate and margins, the outcomes of which fully supported that value.

The table below reports the composition of the main goodwill values according to the company to which the cash-generating unit (CGU) belongs, along with the discount rates applied and the time horizon over which the expected cash flows have been discounted.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017					at Dec. 31, 2018				
	Amount	Growth rate (1)	Pre-tax WACC discount rate (2)	Explicit period of cash flows	Terminal value (3)	Amount	Growth rate (1)	Pre-tax WACC discount rate (2)	Explicit period of cash flows	Terminal value (3)
Iberia (4)	8,764	1.65%	6.87%	5 years	Perpetuity/19 years	8,607	1.40%	7.78%	5 years	Perpetuity
Enel Green Power España	-	-	-	-	-	157	1.60%	7.99%	5 years	13 years
Endesa - South America (5)	-	-	-	-	-	3,285	2.71%	8.83%	5 years	Perpetuity
Chile	1,209	2.94%	7.43%	5 years	Perpetuity/23 years	-	-	-	-	-
Argentina	276	8.58%	10.67%	5 years	Perpetuity/28 years	-	-	-	-	-
Peru	561	3.38%	6.90%	5 years	Perpetuity/27 years	-	-	-	-	-
Colombia	530	2.92%	9.31%	5 years	Perpetuity/29 years	-	-	-	-	-
Brazil	945	3.99%	10.01%	5 years	Perpetuity/26 years	-	-	-	-	-
Central America	56	1.42%	8.24%	5 years	26 years	-	-	-	-	-
Enel Green Power Latin America (6)	-	-	-	-	-	360	3.27%	8.72%	5 years	21 years
North America	95	2.31%	6.44%	5 years	25 years	121	2.20%	6.03%	5 years	21 years
North America - Enel X	292	2.31%	10.35%	5 years	15 years	-	-	-	-	-
Enel Energia (7)	-	-	-	-	-	579	0.23%	12.16%	5 years	15 years
Market Italy	579	0.73%	10.83%	5 years	15 years	-	-	-	-	-
Enel Green Power	23	1.69%	7.28%	5 years	Perpetuity/22 years	23	1.50%	8.49%	5 years	Perpetuity/16 years
Romania (8)	413	2.40%	6.66%	5 years	Perpetuity/19 years	424	2.00%	7.24%	5 years	Perpetuity
Tymouth Energy	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(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.

(4) Includes Endesa and Enel Green Power España.

(5) Goodwill allocated to Chile, Argentina, Peru, Colombia and Brazil CGUs.

(6) Goodwill allocated to the Chile, Argentina, Peru, Colombia, Brazil and Central America CGUs.

(7) Goodwill allocated to the Market Italy CGU.

(8) Includes Enel Distributie Mureș, Enel Energie Mureș and Enel Green Power Romania.

At December 31, 2017, the impairment tests of the CGUs to which goodwill had been allocated found no evidence of impairment, while in 2016, they had found impairment of €26 million in the Nuove Energie CGU and €5 million in the Enel Green Power Bulgaria CGU.

21. Deferred tax assets and liabilities - €6,354 million and €8,348 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. The table also reports the amount of deferred tax assets that, where allowed, can be offset against deferred tax liabilities.

Millions of euro	at Dec. 31, 2016				at Dec. 31, 2017			
	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Change in scope of consolidation	Other changes	Exchange rate differences	Reclassifications of assets held for sale		
Deferred tax assets:								
- differences in the value of intangible assets, property, plant and equipment	1,796	(157)	-	-	(22)	-	1,617	
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	1,521	(56)	-	-	(26)	-	1,439	
- tax loss carried forward	81	95	-	-	(9)	-	167	
- measurement of financial instruments	722	6	(36)	-	(2)	-	690	
- employee benefits	637	1	(23)	-	(11)	-	604	
- other items	1,908	57	(2)	7	(35)	(98)	1,837	
Total	6,655	(54)	(61)	7	(106)	(98)	6,354	
Deferred tax liabilities:								
- differences on non-current and financial assets	6,451	(212)	-	223	(336)	(76)	6,051	
- measurement of financial instruments	385	(4)	(143)	-	(1)	-	237	
- other items	1,932	192	3	33	(58)	(42)	2,060	
Total	8,768	(24)	(140)	256	(394)	(118)	8,348	
Non-offsettable deferred tax assets								3,455
Non-offsettable deferred tax liabilities								3,297
Excess net deferred tax liabilities after any offsetation								2,152

Enel - Annual Report 2017

76

At December 31, 2017, deferred tax assets, recognized when there is a reasonable certainty of their recoverability, totaled €6,354 million (€6,665 million at December 31, 2016).

Deferred tax assets decreased by €311 million during the year due mainly to the tax effect related to components of income not recognized for fiscal purposes, particularly concerning derivative instruments and provisions for risks, reversals for the period, and reclassifications of the assets held for sale of the Mexican companies.

This decrease was only partially offset by the increase in deferred tax assets on past losses in Argentina in light of the improved earnings forecasts for the companies in that country.

It should also be noted that no deferred tax assets were recorded in relation to prior tax losses in the amount of €1,185 million because, on the basis of current estimates of future taxable income, it is not certain that such assets will be recovered.

Deferred tax liabilities amounted to €8,348 million at December 31, 2017 (€8,768 million at December 31, 2016). They essentially include the determination of the tax effects of the value 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 €420 million, particularly in the United States following the reduction in the corporate income tax rate from 35% to 21% as part of the tax reform there (€173 million), as well as for the reclassification to available for sale of deferred tax assets associated with the Mexican companies (€116 million) and the impact of currency differences.

These decreases were only partially offset by deferred tax liabilities for the acquired companies EnerNOC, Enel Distribuição Goiás, eMotorWerks, and Demand Energy following allocation of the price paid (for a total of €251 million).

22. Equity investments accounted for using the equity method - €1,598 million

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2015	% held	Income effect	Change in consol.	Dividends	Reclassifications from/to assets held for sale	Other changes	at Dec. 31, 2017	% held
Joint arrangements									
EGPNA Renewable Energy Partners	402	50.0%	64	3	-	-	(65)	404	50.0%
Rocky Carney Holding	-	-	-	39	-	-	-	39	20.0%
Open Fiber	355	50.0%	(13)	-	-	-	1	343	50.0%
Slovak Power Holding	156	50.0%	27	-	-	-	7	190	50.0%
Enel F2i Solare Italia (formerly Ulterior)	164	50.0%	(1)	-	-	-	-	163	50.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	71	43.8%	10	-	(9)	-	1	73	43.8%
RusEneerGoByt	71	49.5%	41	-	(70)	-	(6)	36	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	31	32.0%	7	-	(6)	-	(2)	30	32.0%
Drift Sand Wind Project	20	35.0%	10	8	-	-	(6)	32	50.0%
Electrogas	17	42.5%	-	(17)	-	-	-	-	-
Transmisora Eléctrica de Quilota	12	50.0%	1	-	-	-	(1)	12	50.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	9	51.0%	(6)	-	-	-	3	6	51.0%
PowerCrop	2	50.0%	(4)	-	-	-	14	12	50.0%
Enel Green Power Bungala	-	-	(2)	-	-	-	15	13	50.0%
Associates									
Elica 2	45	30.0%	-	-	-	-	4	49	30.0%
CESE	42	42.7%	5	-	(1)	-	-	46	42.7%
Tecnallom	34	45.0%	(4)	-	-	-	(1)	29	45.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33.5%	1	-	(5)	-	-	13	33.5%
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35.6%	1	-	(2)	-	-	12	35.6%
Other	97	-	(25)	(2)	(10)	(5)	(4)	96	-
Total	1,558		111	31	(103)	(6)	7	1,598	

Income effects include the profits and losses recognized by the companies in proportion to the interest that the Enel Group holds.

Changes in the scope of consolidation mainly reflect:

- > the 20% interest in EGPNA Rocky Caney following the sale of the remaining 80%, which resulted in deconsolidation;
- > sale of the 42.5% interest held in the Chilean firm Electrogas.

It should also be noted that application of the equity method to the investments in RusEnergosbyt and PowerCrop incorporates implicit goodwill of €27 million and €9 million, respectively.

No evidence of impairment was found for equity investments measured using the equity method.

The following table provides a summary of financial information for each joint arrangement 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		Shareholders' equity	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Joint arrangements														
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	11	22	-	1	11	23	-	-	-	5	-	-	5	11
Open Fiber	699	769	-	240	699	1,009	-	-	-	299	-	-	299	699
Enel F2i Solare Italia (formerly Ultor)	77	279	163	70	240	349	-	139	-	4	-	-	143	240
RusEneSoyl	4	6	138	213	142	219	-	-	127	129	127	129	15	90
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	250	277	149	134	399	411	129	163	102	84	231	247	168	164
Energie Elctrique de Tahaddart	93	111	27	32	120	143	10	9	16	36	26	45	94	98
PowerCrop	37	40	89	41	126	81	-	1	111	61	111	62	15	19
Associates														
Tecnatom	74	77	59	58	133	135	25	31	43	26	68	57	65	78
Suministradora Eléctrica de Cádiz	71	74	24	18	95	92	23	23	34	17	57	40	38	52
Compañía Eólica Tierras Altas	29	35	6	2	35	37	2	1	1	2	3	3	32	34

Millions of euro	Total revenue		Income before taxes		Net income from continuing operations	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016

Joint arrangements						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(11)	(6)	(11)	(6)
Open Fiber	-	15	(11)	(11)	(11)	(9)
Enel F2i Solare Italia (formerly Ultor)	7	26	7	5	7	5
RusEneSoyl	2,515	1,991	106	86	85	69
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	267	207	34	31	23	22
Energie Elctrique de Tahaddart	56	56	30	28	21	19
PowerCrop	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)
Associates:						
Tecnatom	57	88	(9)	1	(9)	1
Suministradora Eléctrica de Cádiz	5	15	3	8	3	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	8	2	(2)	1	(1)

23. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Derivative financial assets	702	1,609	2,309	3,945
Derivative financial liabilities	2,998	2,532	2,260	3,322

For more information on derivatives classified as non-current financial assets, please see note 44 for hedging derivatives and trading derivatives.

24. Other non-current financial assets - €4,002 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	6	149	(143)	-96.0%
Equity investments in other companies	52	47	5	10.6%
Receivables and securities included in net financial debt (see note 24.1)	2,444	2,621	(177)	-6.8%
Service concession arrangements	1,476	1,022	454	44.4%
Non-current prepaid financial expense	24	53	(29)	-54.7%
Total	4,002	3,892	110	2.8%

Total non-current financial assets increased by €110 million in 2017 as compared with the previous year. In particular, the change reflects an increase in receivables included in net financial debt, as discussed in note 24.1, and service concession agreements related mainly to the consolidation of Enel Distribuição Goiás.

Equity investments in other companies include investments for which the market value is not readily measurable; therefore, in the absence of expected sales of these investments, they have been measured at purchase cost and adjusted for any impairment.

Equity investments in other companies measured at fair value and at cost break down as follows:

Millions of euro	% held			% held	
	at Dec. 31, 2017			at Dec. 31, 2016	
Bayan Resources	-	10.0%		139	10.0%
Echelon	1	7.1%		1	7.1%
Galsi	17	17.6%		17	17.6%
Other	40			39	
Total	58			196	

The change on the previous year essentially reflects the sale of Bayan Resources, a Indonesian company listed on the local Indonesian market that operates in the coal-extraction industry.

Service concession arrangements concern amounts paid to the licensing authorities for the construction and/or improvement of public-service infrastructures involved in concession arrangements, which have been recognized in accordance with IFRIC 12.

24.1 Other non-current financial assets included in net financial debt

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Securities held to maturity	-	-	-
Financial investments in funds or portfolio management products at fair value through profit or loss	-	-	-
Securities available for sale.	382	440	(58)
Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit	3	15	(12)
Other financial receivables	2,059	2,166	(107)
Total	2,444	2,621	(177)

Securities held to maturity and available for sale, as well as financial investments in funds or portfolio management products, represent the financial instruments in which the Dutch insurance companies invest a portion of their liquidity.

Other financial receivables decreased by €107 million in 2017 compared with the previous year. The change mainly reflects the following factors:

- > a decrease of €78 million in the receivable for CO₂ emissions allowances connected with "new-entrant" plants;
- > the reclassification to short term of €44 million of the receivable in respect of the Energy & Environmental Services Fund (formerly the Electricity Equalization Fund), the balance of which was €296 million as at December 31, 2017 (compared with €340 million at December 31, 2016), concerning the reimbursement of costs incurred with the early replacement of electromechanical meters;
- > the reclassification to short term of €55 million of the receivable in respect of the reimbursement, provided for by the Authority for Electricity, Gas and the Water System in Italy with Resolution no. 157/2012, of costs incurred with the termination of the Electrical Worker Pension Fund in the total amount of €225 million at December 31, 2017 (€280 million at December 31, 2016).

These decreases were only partly offset by the following increases:

- > an increase of €24 million in the financial receivables from EGPNA REP Wind Holdings related to the financing for development of the new wind farms by the joint venture;
- > an increase of €34 million in relation to the receivable emerging from the sale of the 50% stake in Slovak Power Holding. This receivable has been measured at fair value, which was determined based on the pricing formula contained in the agreements with EPH and which takes account of a number of parameters, including the evolution of Slovenské elektrárne's net financial position, trends in energy prices on the Slovakian market, the levels of operating efficiency of Slovenské elektrárne based on benchmarks established in the agreement, and the enterprise value of Mochovce units 3 and 4.

25. Other non-current assets - €1,064 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Receivables from institutional market operators	200	106	94	88.7%
Other receivables	864	600	264	44.0%
Total	1,064	706	358	50.7%

Receivables from institutional market operators totaled €200 million as at December 31, 2017, and increased mainly due to recognition of certain positive equalization payments in the Spanish market, as described in relation to revenue.

At December 31, 2017, other receivables mainly regarded tax receivables in the amount of €261 million (€301 million at December 31, 2016), security deposits in the amount of €189 million (€157 million at the end of 2016), and non-monetary grants to be received in respect of green certificates totaling €61 million (€51 million at December 31, 2016).

The change for the year reflects the consolidation of Enel Distribuição Goiás and, in particular (€266 million), the receivable held by this company from Fundo de Aporte a Enel Distribuição Goiás (FUNAC) created by the State of Goiás in order to compensate the Brazilian company in the event of disputes arising from operations conducted prior to the privatization process of Eletrobras.

26. Inventories - €2,722 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Raw materials, consumables and supplies:				
- fuel	1,215	1,119	96	8.6%
- materials, equipment and other inventories	1,136	812	324	39.9%
Total	2,351	1,931	420	21.8%
Environmental certificates:				
- CO ₂ emissions allowances	287	412	(125)	-30.3%
- green certificates	14	7	7	-
- white certificates	1	-	1	-
Total	302	419	(117)	-27.9%
Buildings available for sale	62	65	(3)	-4.6%
Payments on account	7	149	(142)	-95.3%
TOTAL	2,722	2,564	158	6.2%

Raw materials, consumables and supplies, in the amount of €2,351 million at December 31, 2017 (€1,931 million in 2016), consist of fuel inventories to cover the requirements of the generation companies and trading activities, as well as materials and equipment for the operation, maintenance and construction of plants and distribution networks.

The overall increase in inventories for the year (€158 million) was mainly due to the increase in purchases of second-generation meters in execution of the Open Meter plan as well as of LV/MV materials to be used in maintenance and operations.

Conversely, CO₂ emissions rights declined.

The reduction in payments on account is related almost entirely to gas purchased on account by Enel Trade in 2016 under the take-or-pay formula, which was used in its entirety during 2017.

The buildings available for sale are related to remaining units from the Group's real estate portfolio and are primarily civil buildings.

27. Trade receivables - €14,529 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Customers:				
- sale and transport of electricity	11,123	10,488	635	6.1%
- distribution and sale of natural gas	2,029	1,645	384	23.3%
- other activities	1,234	1,258	(24)	-1.9%
Total customer receivables	14,386	13,391	995	7.4%
Trade receivables due from associates and joint arrangements	143	115	28	24.3%
TOTAL	14,529	13,506	1,023	7.6%

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €2,402 million at the end of the year, as compared with an opening balance of €2,028 million. More specifically, the increase for the period was mainly due to the increase in receivables recognized in Italy from traders and customers as well as, in South America, to the greater quantities sold and transported, the consolidation of Enel Distribuição Goiás, and the rate increases recognized especially in Argentina.

For more details on trade receivables, see note 41, "Financial instruments".

28. Other current financial assets - €4,614 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Current financial assets included in net debt	4,458	2,924	1,534	52.5%
Other	156	129	27	20.9%
Total	4,614	3,053	1,561	51.1%

28.1 Other current financial assets included in net financial debt - €4,458 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Short-term portion of long-term financial receivables	1,094	767	327	42.6%
Receivables for factoring	42	126	(86)	-67.2%
Securities measured at FVTPL	-	1	(1)	-
Securities held to maturity	-	-	-	-
Securities available for sale	69	35	34	97.1%
Financial receivables and cash collateral	2,684	1,082	1,582	-
Other	589	911	(322)	-35.3%
Total	4,458	2,924	1,534	52.5%

Other current financial assets included in net financial debt totaled €4,458 million (€2,924 million at December 31, 2016). The change mainly concerns the increase in financial receivables recognized by Enel SpA and Enel Finance International following the increase in cash collateral paid to counterparties for over-the-counter derivative contracts on interest and exchange rates.

The short-term portion of long-term financial receivables increased by €327 million due mainly to the increase of €269 million in financial receivables in respect of the Spanish electrical system for financing the rate deficit. More specifically, at the end of 2017, the increase in receivables for the extra-peninsular deficit of €304 million (a debtor position of €296 million in 2016) was only partly offset by the reduction of €35 million in the peninsular deficit.

This increase reflected differences in the way the Spanish rate deficit is covered by system operators through the various periodic settlements (monthly).

The residual item "other" reports a decrease of €322 million in financial receivables as a result of the collection of receivables recognized in 2016 by EGPNA for taxable gains and related to the sale of Cimarron Bend and Lindhal.

29. Other current assets - €2,695 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Receivables from institutional market operators	853	1,025	(172)	-16.8%
Advances to suppliers	217	188	29	15.4%
Receivables due from employees	20	37	(17)	-45.9%
Receivables due from others	872	913	(41)	-4.5%
Sundry tax receivables	517	664	(147)	-22.1%
Accrued operating income and prepaid expenses	150	146	4	2.7%
Revenue for construction contracts	66	71	(5)	-7.0%
Total	2,695	3,044	(349)	-11.5%

Receivables from institutional market operators include receivables in respect of the Italian system in the amount of €575 million (€862 million at December 31, 2016) and the Spanish system in the amount of €260 million (€147 million at December 31, 2016). The reduction in this item for the period, recognized by the Italian company operating in the sale of electricity on the regulated market, is mainly the result of collection of the receivable on white certificates in 2016 and of the receivable resulting from the assessment of the equalization of energy purchases.

Including the portion of receivables classified as long-term in the amount of €200 million (€106 million in 2016), receivables due from institutional market operators at December 31, 2017, totaled €1,053 million (€1,131 million at December 31, 2016), with payables of €5,029 million (€4,986 million at December 31, 2016).

The reduction of €147 million in sundry tax receivables is due to the decreased receivable for value-added tax, particularly in Italy as a result of the split-payment mechanism introduced into Italian tax law.

30. Cash and cash equivalents - €7,021 million

Cash and cash equivalents, detailed in the table below, are not restricted by any encumbrances, apart from €80 million essentially in respect of deposits pledged to secure transactions carried out.

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Bank and post office deposits	6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
Cash and cash equivalents on hand	343	298	45	15.1%
Other liquid investments	192	215	(23)	-10.7%
Total	7,021	8,290	(1,269)	-15.3%

31. Assets and disposal groups classified as held for sale - €1,970 million and €1,729 million

Changes in assets held for sale during 2017 may be broken down as follows:

Millions of euro						
	at Dec. 31, 2016	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2017
Property, plant and equipment	6	1,210	2	-	283	1,501
Intangible assets	-	90	-	-	(3)	87
Goodwill	-	38	-	-	-	38
Deferred tax assets	-	98	-	-	11	109
Investments accounted for using the equity method	-	6	-	-	-	6
Non-current financial assets	5	-	-	-	(5)	-
Other non-current assets	-	3	-	-	(1)	2
Cash and cash equivalents and current assets	-	232	-	-	(5)	227
Total	11	1,677	2	-	280	1,970

Changes in liabilities in 2017 were as follows:

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2016	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and changes in consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2017
Long-term borrowings	-	416	-	-	416
Post-employment and other employee benefits	-	-	-	-	-
Provisions for risks and charges, non-current portion	-	-	-	-	-
Deferred tax liabilities	-	118	-	(5)	113
Non-current financial liabilities	-	-	-	-	-
Other non-current liabilities	-	58	-	-	58
Short-term borrowings	-	980	-	-	980
Other current financial liabilities	-	1	-	1	2
Provisions for risks and charges, current portion	-	-	-	-	-
Trade payables and other current liabilities	-	316	-	(156)	160
Total	-	1,889	-	(160)	1,729

Assets and liabilities held for sale at December 31, 2017 therefore amount to €1,970 million and €1,729 million respectively and regard:

- > eight Mexican project companies that own three operational plants and five plants under construction for which Enel Green Power has signed agreements for the sale of 80% of their share capital ("Kino Project"). More specifically, the assets falling within the scope of IFRS 5 are those (including net working capital) in respect of the eight projects and the loans obtained by the Group in order to build the plants;
- > the project companies associated with the Kafireas wind farm, for which Enel Green Power Hellas has signed a joint venture agreement (JVA) with a partner that governs the terms and management of 100% of the projects connected with that wind farm.

32. Shareholders' equity - €52,161 million

32.1 Equity attributable to the shareholders of the Parent Company - €34,795 million

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2017, the share capital of Enel SpA – considering that as at December 31, 2016 there were no approved stock option plans (and thus no options exercised) – amounted to €10,166,679,946 fully subscribed and paid up, represented by the same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each.

At December 31, 2017, 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, the only 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) and BlackRock Inc. (with a 5.615% stake held at August 15, 2017 through subsidiaries for asset management purposes).

Other reserves - €3,348 million

Share premium reserve - €7,469 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.

Legal reserve - €2,034 million

The legal reserve is formed of the part of net income that, pursuant to Article 2430 of the Italian Civil Code, cannot be distributed as dividends.

Other reserves - €2,262 million

These include €2,215 million related to the remaining portion of the value adjustments carried out when Enel was transformed from a public entity to a joint-stock company.

Pursuant to Article 47 of the Uniform Income Tax Code (*Testo Unico Imposte sul Reddito*), this amount does not constitute taxable income when distributed.

Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro - €(2,614) million

The decrease for the year, equal to €1,609 million, is due to the net appreciation of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries.

Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments - €(1,588) million

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives. The cumulative tax effect is equal to €456 million.

Reserve from measurement of financial instruments available for sale - €(23) million

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.

The negative change of €129 million for the year is mainly attributable to the sale of the 10% stake in Bayan Resources. There is no cumulative tax effect on the reserve in view of the tax rules in the countries in which those instruments are held.

Reserve from equity investments accounted for using the equity method - €(5) million

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in equity of companies accounted for using the equity method. The cumulative tax effect is equal to €17 million.

Reserve from remeasurement of net liabilities/(assets) of defined benefit plans - €(646) million

The reserve, which was created in previous years, includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is attributable to the decrease in net actuarial losses recognized during the period, mainly reflecting changes in the discount rate. The cumulative tax effect is equal to €94 million.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control - €(2,396) 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 minority interests recognized as a result of the Enersis 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 minority 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 minority interest without loss of control in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Reserve from transactions in non-controlling interests - €(1,163) million

The reserve reports the amount by which the purchase price in purchases from third parties of additional stakes in companies already controlled in South America (generated in previous years by the purchase of additional stakes in Enel Distribución Río, Ampla Investimentos e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Enel Distribución Ceará, Generandes Perú, Enersis, Endesa Latinoamérica and Enel Green Power SpA).

The change for the period, equal to €7 million, regards the income from the purchase of a non-controlling interest in Enel Distribución Perú.

Retained earnings and loss carried forward - €21,280 million

The 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, 2016				Change		at Dec. 31, 2017		
	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests	Gains/(Losses) recognized in equity for the year	Released to income statement	Taxes	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests
Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	(2,903)	(968)	(1,915)	(2,519)	-	-	(2,519)	(1,609)	(910)
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(1,731)	(1,438)	(293)	(1,417)	1,278	67	(72)	(140)	68
Reserve from measurement of financial instruments available for sale	106	106	(1)	(14)	(118)	3	(129)	(129)	-
Share of OCI of associates accounted for using the equity method	(62)	(61)	(1)	4	8	(2)	10	7	3
Remeasurements of net employee benefit liabilities/assets	(927)	(724)	(203)	99	-	(25)	74	60	14
Total gains/(losses) recognized in equity	(5,518)	(3,105)	(2,413)	(3,847)	1,168	43	(2,636)	(1,611)	(825)

Enel - Annual Report 2017

92

32.2 Dividends

	Amount distributed (millions of euro)	Dividend per share (euro)
Net dividends paid in 2016		
Dividends for 2015	1,627	0.16
Interim dividends for 2016 ⁽¹⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2016	1,627	0.16
Net dividends paid in 2017		
Dividends for 2016	1,830	0.18
Interim dividends for 2017 ⁽²⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividend paid in 2017	1,830	0.18

(1) Approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017 (interim dividend of €0.09 per share for a total of €915 million).

(2) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017 and paid as from January 24, 2018 (interim dividend of €0.11 per share for a total of €1,068 million).

At its meeting of November 8, 2017, of the Board of Directors approved the distribution of an interim dividend of €0.105 per share, for a total of €1,068 million. That interim dividend, gross of any withholding tax, was paid as of January 24, 2018.

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 2017.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2017 and 2016 is summarized in the following table.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Non-current financial position	42,439	41,336	1,103
Net current financial position	(2,585)	(1,162)	(1,423)
Non-current financial receivables and long-term securities	(2,444)	(2,621)	177
Net financial debt	37,410	37,863	(143)
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	34,785	34,803	(8)
Non-controlling interests	17,366	17,772	(406)
Shareholders' equity	52,161	52,575	(414)
Debt/equity ratio	0.72	0.71	-

See note 39 for a breakdown of the individual items in the table.

32.3 Non-controlling interests - €17,366 million

The following table reports the composition of non-controlling interests by division.

Millions of euro	Non-controlling interests		Net income attributable to non-controlling interests	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Italy	4	4	-	-
Iberia	6,954	6,957	396	352
South America	8,934	9,307	1,020	662
Europe and North Africa	1,002	1,017	67	99
North and Central America	387	409	60	104
Sub-Saharan Africa and Asia	85	78	7	1
Total	17,366	17,772	1,550	1,217

The decrease in non-controlling interests mainly reflects exchange rate effects and dividends from South America and Endesa, only partly offset by the recognition of net income for the year.

33. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Long-term borrowings	42,439	41,336	7,000	4,384
Short-term borrowings	-	-	1,894	5,372
Total	42,439	41,336	8,894	9,756

For more details on the nature of borrowings, please see note 41 "Financial instruments".

34. Employee benefits - €2,407 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 reports 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 former Catalan companies (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" reports 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, 2017 and December 31, 2016, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability.

Milions of euro	2017					2016				
	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	2,440	847	231	284	3,802	2,126	729	197	285	3,337
Current service cost	17	5	5	47	74	14	4	5	50	73
Interest expense	118	16	11	7	152	108	19	11	7	145
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	2	-	(2)	(1)	(1)	2	-	(2)	1	1
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	54	30	3	2	89	221	97	19	10	347
Experience adjustments	(35)	(130)	15	(5)	(163)	9	22	(4)	(14)	13
Past service cost	5	-	-	-	5	1	-	1	1	3
(Gains)/losses arising from settlements	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Exchange differences	(124)	(1)	(12)	(6)	(143)	126	1	14	6	147
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(226)	(22)	(12)	(79)	(339)	(194)	(28)	(14)	(62)	(298)
Other changes	161	2	14	5	182	24	3	4	1	32
Liabilities classified as held for sale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at year end (A)	2,413	739	253	254	3,659	2,440	847	231	284	3,802
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets the start of the year	1,272	-	-	-	1,272	1,110	-	-	-	1,110
Interest income	83	-	-	-	83	75	-	-	-	75
Expected return on plan assets excluding amounts included in interest income	53	-	-	-	53	40	-	-	-	40
Exchange differences	(94)	-	-	-	(94)	104	-	-	-	104
Employer contributions	142	22	12	23	199	136	28	14	22	200
Employee contributions	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Benefits paid	(226)	(22)	(12)	(23)	(283)	(194)	(28)	(14)	(22)	(258)
Other payments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Changes in scope of consolidation	86	-	-	-	86	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at year-end (B)	1,317	-	-	-	1,317	1,272	-	-	-	1,272
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at the start of the year	54	-	-	-	54	57	-	-	-	57
Interest income	4	-	-	-	4	5	-	-	-	5
Changes in asset ceiling	16	-	-	-	16	(20)	-	-	-	(20)
Exchange differences	(9)	-	-	-	(9)	13	-	-	-	13
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at year end (C)	65	-	-	-	65	55	-	-	-	55
Net liability in balance sheet (A-B+C)	1,161	739	253	254	2,407	1,223	847	231	284	2,585

Millions of euro

	2017	2016
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	40	34
Net interest expense	73	78
(Gains)/losses arising from settlements	-	2
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	39	42
Other changes	(4)	(4)
Total	148	152

Millions of euro

	2017	2016
Change in (gains)/losses in OCI		
Return on plan assets excluding amounts included in interest income	(53)	(40)
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	(71)	365
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	16	(20)
Other changes	9	(9)
Total	(59)	296

The change in cost recognized through profit or loss was equal to €4 million. The impact on profit or loss is therefore essentially in line with 2016.

The liability recognized in the balance sheet at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, amounting to €1,317 million at December 31, 2017. Those assets, which are entirely in Spain and Brazil, break down as follows:

	2017	2016
Investments quoted in active markets		
Equity instruments	4%	2%
Fixed-income securities	37%	35%
Investment property	5%	5%
Other	-	1%
Unquoted investments		
Assets held by insurance undertakings	-	-
Other	54%	57%
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	South America	Other	Italy	Iberia	South America	Other
	2017				2016			
Discount rate	0.20%-1.50%	0.65%-1.67%	5.00%-9.93%	1.50%-7.18%	0.30%-1.40%	0.64%-1.75%	4.70%-12.31%	1.40%-8.36%
Inflation rate	1.50%	2.00%	3.00%-4.25%	1.50%-4.22%	1.40%	2.00%	3.00%-6.00%	1.40%-4.64%
Rate of wage increases	1.50%-3.50%	2.00%	3.00%-7.38%	3.00%-4.22%	1.40%-3.40%	2.00%	3.00%-9.19%	2.90%-4.64%
Rate of increase in healthcare costs	2.50%	3.20%	3.00%-8.00%	-	2.40%	3.20%	3.50%-9.19%	-
Expected rate of return on plan assets	-	1.65%	9.72%-9.78%	-	-	1.74%	12.20%-12.31%	-

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, 2017				at Dec. 31, 2016			
Decrease of 0.5% in discount rate	155	60	15	4	159	75	12	4
Increase of 0.5% in discount rate	(121)	(55)	(18)	(10)	(136)	(69)	(15)	(10)
Increase of 0.5% in inflation rate	(20)	(63)	(14)	(9)	30	74	2	2
Decrease of 0.5% in inflation rate	47	61	12	1	(20)	(67)	(18)	(10)
Increase of 0.5% in remuneration	32	(1)	-	1	8	-	-	1
Increase of 0.5% in pensions currently being paid	35	(1)	-	(3)	12	-	-	(3)
Increase of 1% healthcare costs	-	-	28	-	-	-	20	-
Increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	54	25	147	(3)	50	12	5	(3)

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 €34 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Within 1 year	197	204
In 1-2 years	184	186
In 2-5 years	591	589
More than 5 years	1,030	1,058

35. Provisions for risks and charges - €6,031 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	538	-	567	-
- retirement, removal and site restoration	814	64	754	35
- litigation	861	70	698	36
- environmental certificates	-	29	-	7
- taxes and duties	300	23	290	56
- other	778	837	770	850
Total	3,291	823	3,079	993
Provision for early retirement incentives	1,530	387	1,902	440
TOTAL	4,821	1,210	4,981	1,433

Millions of euro	at Dec. 31, 2016	Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Change in scope of consolidation	Translation adjustment	Other	at Dec. 31, 2017
Provision for litigation, risks and other charges:									
- nuclear decommissioning	567	-	-	-	7	-	-	(36)	538
- retirement, removal and site restoration	789	32	(16)	(41)	12	(11)	(16)	129	878
- litigation	734	138	(139)	(92)	40	168	(79)	161	931
- environmental certificates	7	29	(4)	(3)	-	-	-	-	29
- taxes and d.fees	346	60	(28)	(59)	9	2	(4)	(3)	323
- other	1 629	374	(274)	(193)	109	58	(57)	(231)	1 415
Total	4 072	633	(461)	(388)	177	217	(166)	20	4 114
Provision for early retirement incentives	2 342	48	(40)	(422)	5	-	-	(16)	1 917
TOTAL	6 414	681	(501)	(810)	182	217	(156)	4	6 031

Nuclear decommissioning provision

At December 31, 2017, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Endesa in respect of Enresa, a Spanish public enterprise responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/03 and Law 24/05. 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, 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.

Non-nuclear plant retirement and site restoration provision

The provision for "non-nuclear plant retirement and site restoration" 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 South America.

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 period, as well as revised estimates of the potential costs associated with disputes initiated in prior periods. The estimates are based on the opinions of internal and external legal counsel. The balance for litigation mainly regards disputes concerning service quality and disputes with employees, end users or suppliers of the companies in Spain (€201 million), Italy (€199 million) and South America (€520 million).

The increase compared with the previous year, equal to €197 million, mainly reflects the change in the scope of consolidation with the acquisition of Enel Distribuição Goiás and provisions for disputes with employees, partly offset by reversals and uses, primarily in Iberia and Italy.

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 and Enel Produzione.

Provision for charges in respect of taxes and duties

The provision for "charges in respect of taxes and duties" reports 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.

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 €214 million for the year is mainly due to the reversal of provisions for the dispute with the Region of Sardinia concerning the Tirso 1 and Tirso 2 plants, the reversal of the provision recognized by Enel Trade for onerous

contracts for the supply of natural gas and the reversal of the risk provision recognized for regulatory disputes concerning the self-consumption of power generators in Spain.

Provision for early retirement incentives

The “provision for early retirement incentives” includes the estimated charges related to binding agreements for the voluntary termination of employment contracts in response to organizational needs. The reduction of €425 million for the year reflects, among other factors, uses for incentive provisions 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 envisages the voluntary termination, in Italy, of about 6,100 employees in 2016-2020.

In Spain, the provisions regard the expansion, in 2015, of the *Acuerdo de Salida Voluntaria* (ASV) introduced in Spain in 2014. The ASV mechanism was agreed in Spain in connection with Endesa's restructuring and reorganization plan, which provides for the suspension of the employment contract with tacit annual renewal. With regard to that plan, on December 30, 2014, the company had signed an agreement with union representatives in which it undertook to not exercise the option to request a return to work at subsequent annual renewal dates for the employees participating in the mechanism.

36. Other non-current liabilities - €2,003 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	929	973	(44)	-4.5%
Other items	1,074	883	191	21.6%
Total	2,003	1,856	147	7.9%

At December 31, 2017 the item was essentially accounted for by revenue for electricity and gas connections and grants received in respect of specific assets. The increase in "other items" mainly regarded an increase in a number of regulatory liabilities in Argentina and Brazil, totaling €113 million, and the reclassification from the early retirement incentive provision of amounts to be paid to employees who terminated their employment in implementation of the provisions of Article 4 of Law 92/2012 (€87 million net of payments made).

37. Trade payables - €12,671 million

The item amounted to €12,671 million (€12,688 million in 2016) 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 €11,965 million (€12,230 million in 2016), while those with falling due in more than 12 months amounted to €706 million (€458 million in 2016).

38. Other current financial liabilities - €954 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Deferred financial liabilities	857	842	15	1.8%
Other items	97	422	(325)	-77.0%
Total	954	1,264	(310)	-24.5%

The decrease in other current financial liabilities mainly reflects a decline increase in financial debt (€296 million) as a result of the change in the method used to finance the rate deficit in the Spanish electrical system. See note 28.1 in these notes to the financial statements for more information.

"Deferred financial liabilities" regard accrued expense on bonds.

39. Net financial position and long-term financial receivables and securities - €37,410 million

The following table shows the net financial position and long-term financial receivables and securities on the basis of the items on the consolidated balance sheet.

Millions of euro

	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Long-term borrowings	41	42,439	41,336	1,103	2.7%
Short-term borrowings	41	1,894	5,372	(3,478)	-64.7%
Other current financial payables ⁽¹⁾		-	296	(296)	-
Current portion of long-term borrowings	41	7,000	4,384	2,616	59.7%
Non-current financial assets included in debt	24	(2,444)	(2,621)	177	6.8%
Current financial assets included in debt	28	(4,458)	(2,924)	(1,534)	52.5%
Cash and cash equivalents	30	(7,021)	(8,290)	1,269	15.3%
Total		37,410	37,553	(143)	-0.4%

(1) Includes current financial payables included in Other current financial liabilities.

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2017, and December 31, 2016, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Cash and cash equivalents on hand	343	298	45	15.1%
Bank and post office deposits	6,486	7,777	(1,291)	-16.6%
Other investments of liquidity	192	215	(23)	-10.7%
Securities	69	36	33	91.7%
Liquidity	7,090	8,326	(1,236)	-14.8%
Short-term financial receivables	3,253	1,993	1,260	63.2%
Factoring receivables	42	128	(86)	-67.2%
Short-term portion of long-term financial receivables	1,094	767	327	42.6%
Current financial receivables	4,389	2,888	1,501	52.0%
Short-term bank debt	(249)	(909)	660	-72.6%
Commercial paper	(889)	(3,059)	2,170	-70.9%
Short-term portion of long-term bank debt	(1,346)	(749)	(597)	-79.7%
Bonds issued (short-term portion)	(5,429)	(3,446)	(1,983)	-57.5%
Other borrowings (short-term portion)	(225)	(189)	(36)	-19.0%
Other short-term financial payables ⁽¹⁾	(756)	(1,700)	944	-55.5%
Total short-term financial debt	(8,894)	(10,052)	1,158	11.5%
Net short-term financial position	2,585	1,162	1,423	-
Debt to banks and financing entities	(8,310)	(7,448)	(864)	-11.6%
Bonds	(32,285)	(32,401)	116	0.4%
Other borrowings	(1,844)	(1,489)	(355)	-23.8%
Long-term financial position	(42,439)	(41,336)	(1,103)	-2.7%
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(39,854)	(40,174)	320	0.8%
Long-term financial receivables and securities	2,444	2,621	(177)	-6.8%
NET FINANCIAL DEBT	(37,410)	(37,553)	143	0.4%

(1) Includes current financial payables included in Other current financial liabilities.

40. Other current liabilities - €12,462 million

Millions of euro				
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	
Payables due to customers	1,824	1,785	39	2.2%
Payables due to institutional market operators	4,765	4,617	148	3.2%
Payables due to employees	422	436	(14)	-3.2%
Other tax payables	1,323	1,071	252	23.5%
Payables due to social security institutions	218	215	3	1.4%
Contingent consideration	56	85	(29)	-34.1%
Payables for put options granted to minority shareholders	1	403	(402)	-
Current accrued expenses and deferred income	302	325	(23)	-7.1%
Payables for acquisition of equity investments	-	-	-	-
Liabilities for construction contracts	364	358	6	1.7%
Payables for dividends	1,541	1,410	131	9.3%
Other	1,646	1,436	210	14.6%
Total	12,462	12,141	321	2.6%

"Payables due to customers" include €984 million (€1,038 million at December 31, 2016) 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 Company does not have an unconditional right to defer repayment beyond 12 months.

"Payables due to institutional market operators" include payables arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €3,042 million (€3,069 million at December 31, 2016) and on the Spanish market amounting to €1,399 million (€1,285 million at December 31, 2016) and on the South American market amounting to €324 million (€263 million at December 31, 2016).

"Contingent consideration" regards a number of investees held primarily by Enel Green Power Brasile whose fair value was determined on the basis of the terms and conditions of the contractual agreements between the parties.

The item "payables for put options granted to minority shareholders" had decreased to nearly zero at December 31, 2017, with €401 million attributable to the liability in respect of the put option on 13.6% of Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia, which was paid in 2017.

41. Financial instruments

This note provides disclosures necessary for users to assess the significance of financial instruments for the Company's financial position and performance.

41.1 Financial assets by category

The following table reports the carrying amount for each category of financial asset provided for under IAS 39, 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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Loans and receivables	41.1.1	2,062	2,181	25,939	24,684
Available for sale financial assets	41.1.2	1,916	1,658	85	35
Financial assets held to maturity	41.1.3	-	-	-	-
Financial assets at fair value through profit or loss					
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	41.1.4	-	-	-	-
Derivative financial assets at FVTPL	41.1.4	17	21	1,982	3,027
Total financial assets at fair value through profit or loss		17	21	1,982	3,028
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	41.1.5	23	36	-	1
Cash flow hedge derivatives	41.1.5	662	1,552	327	917
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		685	1,588	327	918
TOTAL		4,680	5,448	28,333	28,665

For more information on fair value measurement, please see note 45 "Assets measured at fair value".

41.1.1 Loans and receivables

The following table shows loans and receivables by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Cash and cash equivalents		-	-	30	7,021	8,290
Trade receivables	27	-	-	27	14,529	13,506
Short-term portion of long-term financial receivables		-	-	28.1	1,004	767
Receivables for factoring		-	-	28.1	42	128
Cash collateral		-	-	28.1	2,664	1,082
Other financial receivables	24.1	2,062	2,181	28.1	589	911
Total		2,062	2,181		25,939	24,684

Trade receivables from customers at December 31, 2017 amounted to €14,529 million (€13,506 million at December 31, 2016) and are recognized net of allowances for impairment losses, which amounted to €2,402 million at the end of the year, compared with the opening balance of €2,028 million.

The table below shows impairment losses on trade receivables.

Millions of euro		
Trade receivables	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Gross value	16,931	15,534
Allowances for impairment	(2,402)	(2,028)
Net value	14,529	13,506

The table below shows changes in these allowances during the year.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2016	2,085
Charge for the year	873
Utilized	(548)
Unused amounts reversed	(151)
Other changes	(231)
Closing balance at December 31, 2016	2,028
Opening balance at January 1, 2017	2,028
Charge for the year	1,204
Utilized	(601)
Unused amounts reversed	(310)
Other changes	81
Closing balance at December 31, 2017	2,402

Note 42 "Risk management" provides additional information on the ageing of receivables past due but not impaired.

41.1.2 Available for sale financial assets

The following table shows available for sale financial assets by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Equity investments in other companies	24	58	196	24	-	-
Available for sale securities	24.1	382	440	28.1	69	35
Service concession arrangements	24	1,476	1,022		16	-
Total		1,916	1,658		85	35

Changes in financial assets available for sale

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at January 1, 2017	1,658	35
Increases	-	-
Decreases	(1)	-
Changes in fair value through OCI	-	-
Reclassifications	215	13
Other changes	44	37
Closing balance at December 31, 2017	1,916	85

41.1.3 Held to maturity financial assets

There were no financial assets held to maturity.

41.1.4 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	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Derivatives at FVTPL	41.5	-	21	41.4	-	3,027
Securities held for trading		-		24.1	-	1
Financial investments in funds	41.1.4	-	-		-	-
Total financial assets designated upon initial recognition (fair value option)		-	-		-	-
TOTAL		-	21		-	3,028

41.1.5 Derivative financial assets designated as hedging instruments

For more information on derivative financial assets, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

41.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liability provided for under IAS 39, 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, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Financial liabilities measured at amortized cost	41.2.1	42,439	41,336	21,565	22,444
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	41.4	21	22	1,980	3,016
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		21	22	1,980	3,016
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	41.4	7	15	6	1
Cash flow hedge derivatives	41.4	2,970	2,495	274	305
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		2,977	2,510	280	306
TOTAL		45,437	43,968	23,825	25,766

For more information on fair value measurement, please see note 46 "Liabilities measured at fair value".

41.2.1 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	Note	Non-current		Note	Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Long-term borrowings	41.3	42,439	41,336	41.3	7,000	4,384
Short-term borrowings		-	-	41.3	1,894	5,372
Trade payables	37	-	-	37	12,671	12,688
Total		42,439	41,336		21,565	22,444

41.3 Borrowings

41.3.1 Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - €49,439 million

The following table reports the carrying amount and fair value for each category of debt, including the portion falling due within 12 months. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices, while 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 Enel SpA.

The table reports the situation of long-term borrowings and repayment schedules at December 31, 2017, broken down by type of borrowing and interest rate.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2016				Changes in carrying amount		
	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
Bonds:											
- listed, fixed rate	25,862	25,275	4,679	20,596	29,561	26,426	25,770	1,583	24,187	30,332	(495)
- listed, floating rate	2,942	2,926	684	2,242	3,201	3,338	3,320	376	2,944	3,673	(394)
- unlisted, fixed rate	8,532	8,458	-	8,458	9,257	5,660	5,619	1,422	4,197	6,240	2,639
- unlisted, floating rate	1,055	1,055	68	989	1,051	1,138	1,138	65	1,073	1,132	(83)
Total bonds	38,391	37,714	5,429	32,285	43,070	36,562	35,847	3,446	32,401	41,377	1,867
Bank borrowings:											
- fixed rate	1,545	1,533	293	1,240	4,155	1,293	1,278	152	1,126	1,372	255
- floating rate	8,146	8,116	1,053	7,063	8,445	6,951	6,902	597	6,305	7,167	1,214
- use of revolving credit lines	8	7	-	7	7	15	15	-	15	15	(8)
Total bank borrowings	9,699	9,656	1,346	8,310	12,607	8,249	8,195	749	7,446	8,574	1,461
Non-bank borrowings:											
- fixed rate	1,884	1,865	198	1,667	2,149	1,549	1,548	159	1,389	1,565	317
- floating rate	223	204	27	177	231	130	130	30	100	138	74
Total non-bank borrowings	2,107	2,069	225	1,844	2,380	1,679	1,678	189	1,489	1,703	391
Total fixed-rate borrowings	37,823	37,131	5,170	31,961	45,122	34,918	34,215	3,316	30,899	39,509	2,916
Total floating-rate borrowings	12,374	12,308	1,830	10,478	12,935	11,572	11,505	1,068	10,437	12,145	803
TOTAL	50,197	49,439	7,000	42,439	58,057	46,490	45,720	4,384	41,336	51,654	3,719

The balance for bonds is reported net of €860 million in respect of the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which the Parent Company holds in portfolio.

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, 2017		at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	
Euro	26,925	26,449	26,546	26,127	3.4%	3.8%
US dollar	13,521	13,658	9,879	9,978	4.9%	5.0%
Pound sterling	4,786	4,835	4,955	5,011	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,618	1,618	1,872	1,872	8.3%	8.3%
Brazilian real	1,201	1,230	1,088	1,098	9.5%	9.6%
Swiss franc	687	688	539	540	2.4%	2.4%
Chilean peso/UF	465	475	490	501	7.1%	7.2%
Peruvian sol	385	385	437	437	6.3%	6.3%
Russian ruble	245	245	295	295	10.6%	10.6%
Japanese yen	233	233	255	255	2.4%	2.5%
Other currencies	373	381	364	376		
Total non-euro currencies	23,514	23,748	20,174	20,363		
TOTAL	49,439	50,197	45,720	46,490		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €3,340 million. The change is largely attributable to new borrowing in US dollars by Enel Finance International.

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value	Repayments	Change in own bonds	Change in scope of consolidation	Exchange offer	New financing	Exchange differences	Reclassification from/to assets/(liabilities) held for sale	Nominal value
	at Dec. 31, 2016								at Dec. 31, 2017
Bonds	36,562	(4,878)	(19)	-	-	8,992	(1,850)	(416)	38,391
Borrowings	9,928	(1,357)	-	230	-	3,292	(287)	-	11,806
Total financial debt	46,490	(6,235)	(19)	230	-	12,284	(2,137)	(416)	50,197

Compared with December 31, 2016, the nominal value of long-term debt at December 31, 2017 increased by €3,707 million, the net effect of €12,284 million in new borrowings and €230 million from the change in the scope of consolidation, partly offset by repayments of €6,235 million and exchange differences of €2,137 million, as well as the reclassification to "assets/liabilities held for sale" of the debt associated with the Mexican project companies (the "Kino Project"). The change in the scope of consolidation main reflects the increase in debt following the acquisition in February 2017 of the Brazilian distribution company Enel Distribuição Goiás, partly offset by the decrease in debt associated with the disposal in November 2017 of the Caney River and Rocky Ridge wind farms in the United States.

The main repayments in 2017 concerned bonds in the amount of €4,878 million and borrowings totaling €1,357 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2017 included:

- > a fixed-rate bond (€909 million) issued by Enel SpA, maturing in June 2017;
- > a fixed-rate bond (€637 million) issued by Enel Finance International, maturing in July 2017;
- > a fixed-rate bond in US dollars (the equivalent of €1,254 million) issued by Enel Finance International, maturing in September 2017;
- > bonds (the equivalent of €479 million) issued by a number of South American companies, maturing in 2017.

In addition, in August 2017 Enel Finance International repurchased bonds it had issued in US dollars with an original maturity of October 2019. The transaction was part of the strategy to optimize the structure of the Enel Group's liabilities.

The main repayments of borrowings in the year included the following:

- > €224 million in respect of subsidized loans of e-distribuzione and Enel Produzione;
- > €123 million in respect of bank borrowings of Endesa, of which €13 million in subsidized loans;
- > €131 million in respect of bank borrowings of Enel Green Power SpA, of which €40 million in subsidized loans;
- > the equivalent of €57 million in respect of bank borrowings of Enel Russia, of which €12 million in subsidized loans;
- > the equivalent of €107 million in respect of loans of Enel Green Power North America;
- > the equivalent of €467 million in respect of loans of companies in South America.

The main new borrowing carried out in 2017 involved bonds in the amount of €8,992 million and borrowings of €3,292 million.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2017:

	Issuer/Borrower	Issue/grant date	Amount in millions of euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
	Enel Finance International	16/01/2017	1,250	€	1.14%	Fixed rate	16/09/2024
	Enel Finance International	03/03/2017	192	CHF	0.55%	Fixed rate	03/09/2024
	Enel Finance International	25/05/2017	1,668	USD	2.88%	Fixed rate	25/05/2022
	Enel Finance International	25/05/2017	1,668	USD	3.62%	Fixed rate	25/05/2027
	Enel Finance International	25/05/2017	834	USD	4.75%	Fixed rate	25/05/2047
	Enel Finance International	06/10/2017	1,042	USD	2.75%	Fixed rate	06/04/2023
	Enel Finance International	06/10/2017	1,042	USD	3.50%	Fixed rate	06/04/2028
	Enel Finance International	06/10/2017	417	USD	4.75%	Fixed rate	25/05/2047
	Enel Distribución Rio	15/12/2017	149	BRL	CDI + 1.14%	Floating rate	15/12/2020
	Enel Distribución Ceará	15/12/2017	87	BRL	CDI + 0.80%	Floating rate	15/12/2022
Total bonds			8,349				
Bank borrowings:							
	Enel SpA	27/04/2017	150	€	Euribor 3M + 37.5 bps	Floating rate	27/04/2020
	Enel SpA	15/06/2017	450	€	Euribor 6M + 33.5 bps	Floating rate	15/07/2020
	Enel SpA	10/07/2017	200	€	Euribor 6M + 20 bps	Floating rate	26/06/2021
	Enel SpA	10/07/2017	189	USD	Libor 3M + 71.8 bps	Floating rate	12/07/2021
	Endesa	18/01/2017	150	€	Euribor 6M + 38 bps	Floating rate	18/01/2029
	Endesa	20/02/2017	150	€	Euribor 6M + 39 bps	Floating rate	20/02/2029
	Volta Grande	09/11/2017	211	USD	3.19%	Fixed rate	08/11/2019
Total bank borrowings			1,500				

During 2017, Enel SpA and Enel Finance International agreed a €10 billion revolving credit line with a pool of banks maturing in December 2022. The facility, which replaces an existing €9.44 billion credit line renegotiated in 2015 with a five-year maturity, was undrawn at December 31, 2017.

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 of (ii) Endesa Capital SA and International Endesa BV, 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.

In 2017, Enel Finance International NV issued a number of bonds on the US market with guarantees from Enel. Their main covenants are the same as those for bond issues carried out under the Euro Medium-Term Notes program. The main covenants covering Enel's hybrid bonds 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 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 financial 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 Enel Américas SA and the other South American subsidiaries (notably Enel Generación Chile SA) contain covenants and events of default typical of international business practice.

The following table reports the impact on gross long-term debt of hedges established to mitigate exchange risk.

Hedged long-term financial debt by currency

Millions of euro	at Dec. 31, 2017					at Dec. 31, 2016				
	Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging		Initial debt structure		Impact of hedge	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal amount		%		Carrying amount	Nominal amount			
Euro	25,925	26,449	52.7%	52.7%	15,144	41,593	82.9%	12,220	38,347	82.5%
US dollar	13,521	13,658	27.2%	27.2%	(10,577)	3,081	6.1%	(6,886)	3,089	6.6%
Pound sterling	4,706	4,835	9.6%	9.6%	(4,035)	-	-	(5,011)	-	-
Colombian peso	1,618	1,618	3.2%	3.2%	29	1,647	3.3%	-	1,872	4.0%
Brazilian real	1,201	1,230	2.5%	2.5%	977	2,207	4.4%	276	1,374	3.0%
Swiss franc	687	688	1.4%	1.4%	(588)	-	-	(540)	-	-
Chilean peso/UF	465	475	0.9%	0.9%	-	475	0.9%	-	501	1.1%
Peruvian sol	385	385	0.8%	0.8%	-	385	0.8%	-	437	0.9%
Russian ruble	245	245	0.5%	0.5%	100	345	0.7%	112	407	0.9%
Japanese yen	233	233	0.5%	0.5%	(233)	-	-	(255)	-	-
Other currencies	373	381	0.7%	0.7%	83	464	0.9%	87	463	1.0%
Total non-euro currencies	23,514	23,748	47.3%	47.3%	(15,144)	8,604	17.1%	(12,220)	8,143	17.5%
TOTAL	49,439	50,197	100.0%	100.0%	-	50,197	100.0%	-	46,490	100.0%

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.

Millions of euro	2017				2016			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	14,268	27.4%	11,358	21.8%	17,240	33.1%	14,667	28.1%
Fixed rate	37,823	72.6%	40,733	78.2%	34,918	66.9%	37,491	71.9%
Total	52,091		52,091		52,158		52,158	

At December 31, 2017, 27.4% of financial debt was floating rate (33.1% at December 31, 2016). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 21.8% of net financial debt (28.1% at December 31, 2016) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 78% of net financial debt was hedged (72% hedged at December 31, 2016).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

41.3.2 Short-term borrowings - €1,894 million

At December 31, 2017 short-term borrowings amounted to €1,894 million, a decrease of €3,478 million on December 31, 2016. They break down as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Short-term bank borrowings	249	909	(660)
Commercial paper	889	3,059	(2,170)
Cash collateral on derivatives and other financing	449	1,286	(837)
Other short-term borrowings ⁽¹⁾	307	118	189
Short-term borrowings	1,894	5,372	(3,478)

(1) Does not include current financial debt included in other current financial liabilities.

Short-term bank borrowings amounted to €249 million.

The payables represented by commercial paper relate to issues outstanding at the end of December 2017 under the €6,000 million program launched in November 2005 by Enel Finance International and guaranteed by Enel SpA, which was renewed in April 2010, as well as the €3,000 million program of International Endesa BV and that of Enel Américas and Enel Generación Chile of \$400 million (equal to €334 million).

At December 31, 2017 issues under these programs totaled €889 million pertaining to International Endesa BV. The substantial €2,170 million decline regards the contraction in the exposure of Enel Finance International as a result of a decrease in issues during the year and the reclassification to "assets/liabilities held for sale" of the debt associated with the Mexican project companies (the "Kino Project").

41.4 Derivative financial liabilities

For more information on derivative financial liabilities, please see note 44 "Derivatives and hedge accounting".

41.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives.

Millions of euro	2017		2016	
	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment	Net gains/(losses)	Of which impairment/reversal of impairment
Available for sale financial assets measured at fair value	81	-	59	-
Available for sale financial assets measured at amortized cost	1	-	7	-
Held to maturity financial assets	-	-	(1)	-
Loans and receivables	(701)	(870)	(595)	(764)
Financial assets at FVTPL				
Financial assets held for trading	-	-	1	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	(1)	-
Total financial assets at FVTPL	-	-	-	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(1,054)	-	(1,873)	-
Financial liabilities at FVTPL				
Financial liabilities held for trading	1	-	-	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	-	-
Total financial liabilities at FVTPL	1	-	-	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 10 "Net financial income/(expense) from derivatives".

42. 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 market risks (including interest rate risk, exchange risk and commodity risk), credit risk and liquidity risk.

As noted in the section "Main risks and uncertainties", 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.

Market risks

Market risks are mainly composed of interest rate risk, exchange risk and commodity price risk. The sources of Enel's exposure to market risks have not changed since the previous year.

Interest rate risk is primarily generated by the use of financial instruments. The main financial liabilities held by the Group include bonds, bank borrowings, other borrowings, commercial paper, derivatives, cash deposits received to secure commercial or derivatives transactions (guarantees received, cash collateral), liabilities for construction contracts and trade payables. The main financial assets held by the Group include financial receivables, factoring receivables, derivatives, cash deposits made to secure commercial or derivatives transactions (guarantees pledged, cash collateral), cash (and cash equivalents), receivables for construction contracts and trade receivables.

The main purpose of those financial instruments is to support the operations of the Group. For more details, please see note 40 "Financial instruments".

Exchange risk is generated by transactions in fuels and power, industrial investments, dividends from investees, commercial transactions and the use of financial instruments. The consolidated financial statements of the group are also exposed to translation risk.

The Group's policies for managing market risks provide for the mitigation of the effects on performance of changes in interest rates and exchange rates with the exclusion of translation risk (consolidated financial statements). 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.

The risk of fluctuations in commodity prices is generated by the volatility of those prices and existing structural correlations between them, which creates uncertainty about the margin on transactions in fuels and energy. Price developments are observed and analyzed in order to develop the Group's industrial, financial and commercial strategies and policies.

In order to contain the effects of such fluctuations and stabilize margins, in accordance with the Group's policies and operational limits established with the risk governance arrangements, Enel develops and plans strategies that impact the various stages of the industrial process associated with the production and sale of electricity and gas (such as advance sourcing and long-term commercial agreements) and risk mitigation plans and techniques for hedging risks with derivatives.

As part of its governance of market 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 2017, no overshoot of those threshold values was detected.

Interest rate risk

Interest rate risk primarily 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 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 may 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, 2017 and December 31, 2016 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2017	2016
Floating-to-fixed interest rate swaps	11,166	11,526
Fixed-to-floating interest rate swaps	884	853
Fixed-to-fixed interest rate swaps	-	-
Floating-to-floating interest rate swaps	165	165
Interest rate options	50	50
Total	12,265	12,594

For more details on interest rate derivatives, please see note 44 "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 profit before tax would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro	2017				
		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	24	(24)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	8	(8)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	107	(107)
Fair value hedges	25	(3)	3	-	-

Exchange risk

Exchange risk mainly manifests itself as unexpected changes in the financial statement items associated with transactions denominated in a currency other than the currency of account. The Group's exposure 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.

In order to minimize the exposure to exchange 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 currency of account into an equivalent liability in the currency of account.

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 may 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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	2017	2016
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	19,004	14,973
Currency forwards hedging exchange risk on commodities	3,526	2,887
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than the euro	6,319	6,036
Currency swaps hedging commercial paper	-	-
Currency forwards hedging loans	-	-
Other currency forwards	300	1,014
Total	29,149	24,910

More specifically, these include:

- > CCIRSs with a notional amount of €19,004 million to hedge the exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€14,973 million at December 31, 2016);
- > currency forwards with a total notional amount of €9,845 million used to hedge the exchange risk associated with purchases and sales of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€8,923 million at December 31, 2016);
- > other currency forwards include OTC derivatives transactions carried out to mitigate exchange risk on expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating expenses for the supply of cloud services and on revenue from the sale of renewable energy.

At December 31, 2017, 47% (44% at December 31, 2016) of Group long-term debt was denominated in currencies other than the euro.

Taking account of hedges of exchange risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 17% at December 31, 2017 (18% at December 31, 2016).

Exchange 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 profit before tax would be affected by changes in exchange rates as follows:

Millions of euro		2017			
		Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
	Exchange rate	Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term debt denominated in currencies other than the euro after hedging	10%	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	544	(663)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(2,413)	2,946
Fair value hedges	10%	-	-	-	-

Commodity risk

The risk of fluctuations in the price of commodities is mainly associated with the purchase and sale 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.

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 may 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).

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, CO₂ 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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2017	2016
Forward and futures contracts	24,824	28,197
Swaps	4,584	6,195
Options	422	308
Embedded derivatives	-	-
Total	29,830	34,700

For more details, please see note 44 "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 +10% and -10% 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 gas and petroleum products and, to a lesser extent, of electricity and CO₂. The impact on equity of the same shifts in the price curve is primarily due to changes in the prices of coal and electricity and, to a lesser extent, CO₂.

Millions of euro	2017				
	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	10%	23	(18)	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	10%	-	-	67	(65)

Credit risk

The Group's commercial, commodity and financial operations expose it to credit 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 operations:

- > 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/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 assign receivables without recourse, which results in the complete derecognition of the corresponding assets involved in the assignment, 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.

Concentration of customer credit risk

Trade receivables are generated by the Group's operations in many regions and countries with a base of customers and counterparties that is highly diversified, whether geographically, sectorally or by size (corporate, residential and government customers). Through its subsidiaries, Enel has more than 60 million customers or counterparties with whom it has generally granular credit exposures.

Financial assets past due but not impaired

Millions of euro		
	2017	2016
Impaired trade receivables	2,402	2,028
Not past due and not impaired trade receivables	10,425	10,006
Past due but not impaired trade receivables:	4,105	3,499
- less than 3 months	1,779	1,349
- from 3 months to 6 months	444	268
- from 6 months to 12 months	349	334
- from 12 months to 24 months	343	500
- more than 24 months	1,190	1,028
Total	16,932	15,533

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 performance and financial position.

The Group holds the following undrawn lines of credit:

Millions of euro	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	245	13,761	176	14,214
Uncommitted credit lines	360	1	448	19
Commercial paper	7,464	-	6,320	-
Total	8,069	13,762	6,944	14,233

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	2019	2020	2021	2022	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	2,506	2,173	2,088	2,173	1,320	2,254	12,751
- listed, floating rate	500	184	229	115	168	306	1,274
- unlisted, fixed rate	-	-	-	-	-	1,291	7,167
- unlisted, floating rate	-	66	229	177	111	97	525
Total bonds	3,006	2,423	2,556	2,465	1,599	3,948	21,717
Bank borrowings:							
- fixed rate	73	220	398	340	133	53	316
- floating rate	93	960	797	1,374	1,067	545	3,280
- use of revolving credit lines	-	-	-	7	-	-	-
Total bank borrowings	166	1,180	1,195	1,721	1,200	598	3,596
Non-bank borrowings:							
- fixed rate	53	145	164	176	173	174	980
- floating rate	7	20	30	30	40	16	61
Total non-bank borrowings	60	165	194	206	213	190	1,041
Total	3,232	3,768	3,945	4,392	3,012	4,736	26,354

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 IAS 39.

The following table reports the undiscounted cash flows associated with outstanding commitments at December 31, 2017.

Millions of euro

Commitments to purchase commodities	at Dec. 31, 2017	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Beyond
- electricity	79,163	19,475	14,596	14,163	30,929
- fuels	42,302	24,671	10,764	5,222	1,645
Total	121,465	44,146	25,360	19,385	32,574

43. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2017, 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.

44. 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 converted at the end-year exchange rates provided by the European Central Bank.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	827	848	23	36	-	20	-	1
Total	827	848	23	36	-	20	-	1
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	780	379	5	3	127	17	1	-
- on exchange rates	3,644	8,057	594	1,531	1,130	3,561	45	464
- on commodities	367	99	63	18	1,975	1,869	281	453
Total	4,791	8,535	662	1,552	3,232	5,447	327	917
Trading derivatives:								
- on interest rates	394	50	3	3	-	-	-	-
- on exchange rates	134	120	5	7	4,442	3,246	80	70
- on commodities	177	69	9	11	12,909	15,539	1,902	2,957
Total	705	239	17	21	17,351	18,785	1,982	3,027
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	6,323	9,622	702	1,609	20,583	24,252	2,309	3,945

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	83	106	7	15	35	7	6	1
- on commodities	-	-	-	-	-	4	-	-
Total	83	106	7	15	35	11	6	1
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	9,899	11,042	556	695	50	31	1	1
- on exchange rates	15,756	5,686	2,375	1,764	2,096	457	114	88
- on commodities	388	352	39	36	1,114	1,096	159	216
Total	26,023	17,080	2,970	2,495	3,260	1,584	274	305
Trading derivatives:								
- on interest rates	88	88	9	13	100	119	65	73
- on exchange rates	326	37	10	5	1,474	3,833	38	62
- on commodities	18	64	2	4	12,902	15,808	1,877	2,881
Total	432	189	21	22	14,476	19,360	1,980	3,016
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	26,518	17,375	2,998	2,532	17,771	20,955	2,260	3,322

44.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognized at fair value, at the trade date of the contract, and are subsequently re-measured at fair value.

The method for 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, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 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 analyzes, both at hedge inception and on an ongoing systematic basis, the effectiveness of hedges using prospective and retrospective tests in order to determine whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items. Depending on the nature of the risks to which it is exposed, the Group designates derivatives as hedging instruments in one of the following hedge relationships:

- > cash flow hedge derivatives in respect of the risk of: i) changes in the cash flows associated with long-term floating-rate debt; ii) changes in the exchange rates associated with long-term debt denominated in a currency other than the currency of account or the functional currency in which the company holding the financial liability operates; iii) changes in the price of fuels and non-energy commodities denominated in a foreign currency; iv) changes in the price of forecast electricity sales at variable prices; v) changes in the price of transactions in coal and petroleum commodities; vi) changes in the prices of capital goods; vii) changes in operating expenses; and viii) changes in revenue from the sale of electricity;
- > fair value hedge derivatives involving the hedging of exposures to changes in the fair value of an asset, a liability or a firm commitment attributable to a specific risk;
- > derivatives hedging a net investment in a foreign operation (NIFO), involving the hedging of exposures to exchange rate volatility associated with investments in foreign entities.

For more details on the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 42 "Risk management".

Cash flow hedges

Cash flow hedges are used in order to hedge the Group's exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with an asset, a 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 period when the hedged item affects profit or loss. When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting but the hedged item has not expired or been cancelled, 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 profit or loss.

The Group currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Group against exposures to adverse changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitments attributable to a particular risk that could affect profit or loss.

Changes in the 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 is ineffective or no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity. The Group currently makes marginal use of such hedge relationships to seize opportunities associated with general developments in the yield curve.

44.1.1 Hedge relationships by type of risk hedged

Interest rate risk

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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedge.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	22	812	35	853
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(550)	10,799	(691)	11,484
Interest rate swaps	Floating rate financial receivables	-	72		
Total		(528)	11,683	(656)	12,337

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Fair value hedge derivatives:								
- interest rate swaps	827	868	23	37	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- interest rate swaps	907	396	6	3	9,949	11,073	(557)	(696)
Total interest rate derivatives	1,734	1,264	29	40	9,949	11,073	(557)	(696)

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2017, came to €11,683 million, with a corresponding negative fair value of €528 million.

The notional amount decreased by €654 million. More specifically, interest rate swaps with a total value of €1,069 million expired, while new derivatives amounted to €666 million. The value also reflects the reduction in the notional amount of amortizing interest rate swaps.

The improvement in the fair value of €128 million mainly reflects the rise in the long-term segment of the yield curve during the year.

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, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	6	1	3	2	1	-	-
Negative fair value	(557)	(93)	(113)	(109)	(88)	(61)	(131)

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on interest rate risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2016	(442)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(361)
Changes in fair value recognized in profit or loss	35
Closing balance at December 31, 2016	(768)
Opening balance at January 1, 2017	(768)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	99
Changes in fair value recognized in profit or loss	52
Closing balance at December 31, 2017	(617)

Exchange risk

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
		at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
Hedging instrument:	Hedged asset:				
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- fixed-rate borrowings	(1,720)	17,616	148	13,988
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- floating-rate borrowings	(4)	977	(16)	650
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- future cash flows denominated in foreign currencies	(29)	321	(68)	335
- Currency forwards	- future commodity purchases denominated in foreign currencies	(130)	3,076	120	2,091
- Currency forwards	- future cash flows denominated in foreign currencies	30	552	1	38
- Currency forwards	- Purchases of investment goods and other	(9)	183	(57)	772
Total		(1,863)	22,725	127	17,874

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- > CCIRSs with a notional amount of €17,616 million used to hedge the exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €1,720 million;
- > CCIRSs with a notional amount of €1,298 million used to hedge the exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €33 million;
- > currency forwards with a notional amount of €3,628 million used to hedge the exchange 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 €100 million;
- > currency forwards with a notional amount of €183 million and a negative fair value of €9 million in respect of OTC transactions to mitigate the exchange risk on expected cash flows in currencies other than the currency of account connected with the purchase of investment goods in the renewables and infrastructure and networks sectors (new generation digital meters), on operating expenses 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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Fair value hedge derivatives:								
- currency forwards	-	-	-	-	4	7	-	(1)
- CCIRSs	-	-	-	-	93	106	(13)	(15)
Cash flow hedge derivatives:								
- currency forwards	747	2,521	32	141	3,060	373	(142)	(76)
- CCIRSs	4,028	9,097	607	1,854	14,793	5,770	(2,347)	(1,776)
Total exchange derivatives	4,775	11,618	639	1,995	17,950	6,256	(2,502)	(1,868)

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2017 amounted to €18,914 million (€14,973 million at December 31, 2016), an increase of €3,941 million. Cross currency interest rate swaps with a total value of €1,513 million expired, while cross currency interest rate swaps with a value of €1,660 were closed early. New derivatives amounted to €7,896 million, of which €2,501 million and €4,169 million in respect of bond issues denominated in US dollars in May and October 2017.

respectively. The value also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, which caused their notional amount to decrease by €782 million.

The notional value of currency forwards at December 31, 2017 amounted to €3,807 million (€2,894 million at December 31, 2016), an increase of €913 million. The exposure to exchange risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases of natural gas, purchase of fuel and cash flows in respect of investments. Changes in the notional amount are connected with normal developments in operations.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on exchange risk.

Millions of euro	Fair value		Distribution of expected cash flows				
	at Dec. 31, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates							
Positive fair value	838	81	138	66	53	44	493
Negative fair value	(2,488)	(52)	(174)	71	38	(46)	268

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on exchange risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2016	(614)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(508)
Changes in fair value recognized in profit or loss	(230)
Closing balance at December 31, 2016	(1,341)
Opening balance at January 1, 2017	(1,341)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(211)
Changes in fair value recognized in profit or loss	(88)
Closing balance at December 31, 2017	(1,640)

Commodity risk

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Fair value hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	-	-	-	-	-	4	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	-	-	-	-	-	4	-	-
Cash flow hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	459	21	39	5	238	4	(22)	-
- forwards/futures	116	87	11	10	545	590	(102)	(66)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on power	574	108	50	15	783	594	(124)	(66)
Derivatives on coal:								
- swaps	525	380	84	247	18	1	(1)	-
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on coal	525	380	84	247	18	1	(1)	-
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	45	161	12	44	-	13	-	(2)
- forwards/futures	1,036	1,259	130	149	681	744	(73)	(180)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on gas and oil	1,081	1,420	142	193	681	757	(73)	(182)
Derivatives on CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- forwards/futures	162	60	68	16	-	96	-	(4)
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on CO₂	162	60	68	16	-	96	-	(4)
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	2,342	1,968	344	471	1,482	1,452	(198)	(252)

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2017 and at December 31, 2016, 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 €142 million, hedges of coal purchases requested by the generation companies in the amount of €84 million, and, to a lesser extent, derivatives on CO₂ (€68 million) and power (€50 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 with physical delivery (all-in-one hedges). Cash flow hedge derivatives on commodities included in liabilities regard derivatives on power in the amount of €124 million, derivatives on gas and oil commodities in the amount of €73 million and, to a marginal extent, derivatives on coal (€1 million).

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on commodity risk.

Millions of euro	Fair value		Distribution of expected cash flows				
	at Dec. 31, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities							
Positive fair value	344	280	28	15	-	-	21
Negative fair value	(198)	(159)	(39)	-	-	-	-

The following table shows the impact of reserves from cash flow hedge derivatives on commodity risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	
Opening balance at January 1, 2016	(622)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	137
Changes in fair value recognized in profit or loss	830
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-
Closing balance at December 31, 2016	345
Opening balance at January 1, 2017	345
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	409
Changes in fair value recognized in profit or loss	(513)
Closing balance at December 31, 2017	241

44.2 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, 2017 and December 31, 2016.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Derivatives at FVTPL								
Derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	394	50	3	3	138	157	(68)	(79)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(6)	(7)
Derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	4,576	3,366	85	77	1,759	3,670	(46)	(67)
CCIRS	-	-	-	-	90	-	(2)	-
Derivatives on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	776	1,105	125	163	608	1,169	(107)	(172)
- forwards/futures	3,439	5,820	467	1,005	3,500	5,705	(522)	(1,033)
- options	7	16	9	14	16	23	(5)	(9)
Total derivatives on power	4,222	6,941	591	1,182	4,124	6,897	(634)	(1,214)
Derivatives on coal:								
- swaps	369	1,077	86	387	294	1,069	(57)	(409)
- forwards/futures	29	103	1	15	4	93	-	(2)
- options	-	-	-	-	-	1	-	(1)
Total derivatives on coal	398	1,180	87	402	298	1,163	(57)	(412)
Derivatives on gas and oil:								
- swaps	534	816	125	205	629	572	(123)	(109)
- forwards/futures	7,653	6,591	823	941	7,483	6,648	(732)	(853)
- options	181	125	254	177	216	143	(293)	(245)
Total derivatives on gas and oil	8,368	7,532	1,202	1,323	8,328	7,363	(1,148)	(1,207)
Derivatives on CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	-	6	-	(3)
- forwards/futures	97	155	30	61	79	243	(34)	(49)
- options	1	-	1	-	1	-	(1)	-
Total derivatives on CO₂	98	155	31	61	80	249	(35)	(52)
Derivatives on other:								
- swaps	-	-	-	-	90	-	(5)	-
- forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
- options	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivatives on other	-	-	-	-	90	-	(5)	-
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DERIVATIVES	18,056	19,024	1,999	3,048	14,957	19,549	(2,001)	(3,038)

At December 31, 2017 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €582 million. The fair value of a negative €71 million improved by €12 million on the previous year, mainly due to the rise in the long-term segment of the yield curve.

At December 31, 2017, the notional amount of derivatives on exchange rates was €6,425 million. The decrease in their notional value and the rise in the associated net fair value of €27 million mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.

At December 31, 2017, the notional amount of derivatives on commodities came to €26,006 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 €1,202 million and derivatives on power amounting to €591 million.

The fair value of trading derivatives on commodities classified as liabilities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €1,148 million and derivatives on power amounting to €634 million.

These values include transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.

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).

45. Assets measured at fair value

The Group determines fair value in accordance with IFRS 13 whenever such measurement is required by the international accounting standards 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 balance sheet at the close of each period;
- > non-recurring fair value measurements are those required or permitted by the IFRS in the balance sheet in particular circumstances.

For general information or specific disclosures on the accounting treatment of these circumstances, please see note 2 "Accounting policies and measurement criteria".

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the financial statements, 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	Notes	Non-current assets				Current assets			
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies measured at fair value	24	6	4	-	2	-	-	-	-
Service concession arrangements	24	1,476	-	1,476	-	16	-	16	-
Securities held for trading	24.1	382	382	-	-	69	69	-	-
Loans and receivables measured at fair value	24 and 28	49	-	15	34	41	41	-	-
Other investments of liquidity at fair value	30	-	-	-	-	203	101	102	-
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	44	5	-	5	-	1	-	1	-
- on exchange rates	44	594	-	594	-	45	-	45	-
- on commodities	44	63	41	22	-	281	216	65	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	44	23	-	23	-	-	-	-	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	5	-	5	-	80	-	80	-
- on commodities	44	9	3	6	-	1,902	902	1,000	-
Inventories measured at fair value	26	-	-	-	-	45	1	44	-
Contingent consideration	25	23	-	23	-	-	-	-	-
Other assets measured at fair value	25	5	-	5	-	-	-	-	-
Assets classified as held for sale	31	4	-	-	4	-	-	-	-

The fair value of "equity investments in other companies" is determined for listed companies on the basis of the quoted price set on the closing date of the year, while that for unlisted companies is based on a reliable valuation of the relevant assets and liabilities.

"Service concession arrangements" concern electricity distribution operations in Brazil, mainly by Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará and Enel Distribuição Goiás 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.

"Loans and receivables" include (recognized in level 3) the receivable from the disposal of Slovak Power Holding of €189 million at December 31, 2017. The fair value is determined on the basis of the price formula specified in the contract.

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 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 European Central Bank. 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 international accounting standards, in 2013 the Group 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 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.

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 converted into euros at the year-end exchange rates provided by the European Central Bank.

The notional amounts of derivatives reported here do not necessarily represent amounts exchanged between the parties and therefore are not a measure of the Group'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 closing date of the year, including the credit spreads of Enel SpA.

45.1 Fair value of other assets

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 period and the level in the fair value hierarchy into which the fair value measurements of those assets are classified.

Millions of euro	Notes	Fair value	Non-current assets			Fair value	Current assets		
			Level 1	Level 2	Level 3		Level 1	Level 2	Level 3
Loans and receivables	24 and 28	649	-	5	644	102	-	-	102
Investment property	15	111	-	-	111	-	-	-	-
Equity investments in other companies	24	34	-	-	34	-	-	-	-
Inventories	26	62	-	-	62	-	-	-	-

The table reports the fair value of investment property and inventories of real estate not used in the business in the amount of €111 million and €62 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.

The largest aggregate is "Loans and receivables", which essentially reports the receivables of e-distribuzione for the elimination of the Electrical Workers Pension Fund and for the reimbursement of charges connected with the early retirement of electromechanical meters.

46. Liabilities measured at fair value

The following table reports for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the financial statements 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	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rates	44	556	-	556	-	1	-	1	-
- on exchange rates	44	2,375	-	2,375	-	114	-	114	-
- on commodities	44	39	12	27	-	159	21	138	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rates	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- on exchange rates	44	7	-	7	-	6	-	6	-
- on commodities	44	-	-	-	-	-	-	-	-
Trading derivatives:									
- on interest rates	44	9	-	9	-	65	-	65	-
- on exchange rates	44	10	-	10	-	38	-	38	-
- on commodities	44	2	1	1	-	1,877	774	1,098	5
Contingent consideration	36 and 40	9	-	9	-	23	-	23	-

Contingent consideration regards a number of equity investments held by the Group in North America, whose fair value was determined on the basis of the contractual terms and conditions.

The fair value of derivatives on commodities classified as level 3 regards the measurement of hedging derivatives on weather indices (weather derivatives). For these contracts, measurement uses certified historical data on the underlying variables. For example, an HDD ("Heating Degree Days") derivative on a given measurement station indicated in the derivative contract is measured at fair value by calculating the difference between the agreed strike and the historical average of the same variable observed at the same station.

46.1 Fair value of other liabilities

For each class of liabilities not measured at fair value in the balance sheet 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	41.3.1	38,818	35,739	3,079	-
- floating rate	41.3.1	4,252	667	3,585	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	41.3.1	4,155	-	4,155	-
- floating rate	41.3.1	8,452	-	8,452	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	41.3.1	2,149	-	2,149	-
- floating rate	41.3.1	231	-	231	-
Total		58,057	36,406	21,651	-

47. 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 minority 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 arrangements outstanding at December 31, 2017 and December 31, 2016 and carried out during the period.

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Deposit e Prestati Group	ESO	Other management personnel	Total 2017	Associates and joint arrangements	Overall total 2017	Total in financial statements	% of total
Income statement										
Revenue from sales and services	1	1,767	2,668	443	89	4,968	156	5,124	72,664	7.1%
Other revenue and income	-	-	2	-	3	5	17	22	1,975	1.1%
Other financial income	-	-	-	-	-	-	18	18	2,371	0.8%
Purchases of electricity, gas and fuel	3,345	2,458	1,536	-	4	7,443	318	7,761	35,039	21.5%
Costs for services and other materials	-	75	2,340	5	115	2,535	129	2,664	17,962	14.8%
Other operating expenses	4	524	3	-	-	531	-	531	2,886	18.4%
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	32	-	-	32	(5)	27	578	4.7%
Other financial expense	-	-	-	1	-	1	24	25	3,908	0.6%

Enel - Annual Report 2017

140

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other management personnel	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2017	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2017	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	-	77	520	57	34	-	694	138	832	14,529	5.7%
Other current financial assets	-	-	-	-	-	-	-	3	3	4,614	0.1%
Other current assets	-	-	24	129	1	-	154	8	162	2,695	6.0%
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	11	11	2,309	0.5%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	6	30	36	2,003	1.8%
Long-term borrowings	-	-	803	-	-	-	893	-	893	42,439	2.1%
Trade payables	682	110	543	977	11	-	2,323	42	2,365	12,671	18.7%
Other current liabilities	-	-	10	-	-	-	10	27	37	12,462	0.3%
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	-	9	9	2,260	0.4%
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	89	-	89	7,000	1.3%
Other information											
Guarantees issued	-	280	360	-	108	-	748	-	748	-	-
Guarantees received	-	-	200	-	23	-	231	-	231	-	-
Commitments	-	-	46	-	6	-	52	-	52	-	-

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Deposit e Prestiti Group	ESG	Other	Key management personnel	Total 2016	Associates and joint arrangements	Overall total 2016	Total in financial statements	% of total
Income statement											
Revenue from sales and services	49	1,496	2,190	468	90	-	4,280	270	4,550	68,604	6.6%
Other revenue and income	-	3	1	4	3	-	9	11	20	1,988	1.0%
Other financial income	-	-	17	-	-	-	17	4	21	2,289	0.9%
Purchases of electricity, gas and fuel	3,169	1,799	1,319	2	-	-	6,289	344	6,633	32,039	20.6%
Costs for services and other materials	-	75	2,259	4	139	-	2,477	100	2,577	17,393	14.8%
Other operating expenses	3	309	-	-	-	-	312	-	312	2,783	11.2%
Net income/(expense) from commodity risk management	-	-	5	-	-	-	5	24	29	(133)	-21.8%
Other financial expense	-	-	12	1	-	-	13	26	39	4,339	0.9%

Enel - Annual Report 2017

142

Millions of euro

	Single Buyer	EMO	Cassa Depositi e Prestiti Group	ESO	Other	Key management personnel	Total at Dec. 31, 2016	Associates and joint arrangements	Overall total at Dec. 31, 2016	Total in financial statements	% of total
Balance sheet											
Trade receivables	8	301	477	27	57	-	870	88	958	13,506	7.1%
Other current financial assets	-	-	-	9	-	-	9	126	135	3,053	4.4%
Other current assets	-	-	15	92	1	-	108	1	109	3,044	3.6%
Derivative assets	-	-	-	-	-	-	-	18	18	3,945	0.5%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	6	-	6	17	23	1,856	1.2%
Long-term borrowings	-	-	1,072	-	-	-	1,072	-	1,072	41,336	2.6%
Trade payables	638	372	490	1,239	18	-	2,757	164	2,921	12,688	23.0%
Other current liabilities	-	-	3	-	21	-	24	4	28	12,141	0.2%
Current derivative liabilities	-	-	-	-	-	-	-	11	11	3,322	0.3%
Current portion of long-term borrowings	-	-	89	-	-	-	89	-	89	4,384	2.0%
Other information											
Guarantees issued	-	280	262	-	80	-	622	-	622		
Guarantees received	-	-	261	-	32	-	293	-	293		
Commitments	-	-	72	-	9	-	81	-	81		

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved 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 2017, 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 with Resolution no. 17369 of June 23, 2010.

48. 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, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	8,171	8,123	48
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	79,163	63,407	15,756
- fuel purchases	42,302	47,305	(5,003)
- various supplies	3,119	1,309	1,810
- tenders	3,334	1,846	1,488
- other	2,912	3,751	(839)
Total	130,830	117,618	13,212
TOTAL	139,001	125,741	13,260

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 42.

49. Contingent liabilities and assets

The following reports the main contingent assets and liabilities at December 31, 2017, which are not recognized in the financial statements as they do not meet the requirements provided for in IAS 37.

Porto Tolle thermal plant - Air pollution - Criminal proceedings against Enel directors and employees

The Court of Adria, in a ruling issued March 31, 2006, convicted former directors and employees of Enel for a number of incidents of air pollution caused by emissions from the Porto Tolle thermoelectric plant. The decision held the defendants and Enel (as a civilly liable party) jointly liable for the payment of damages for harm to multiple parties, both natural persons and public authorities. Damages for a number of mainly private parties (individuals and environmental associations), were set at the amount of €367,000. The calculation of the amount of damages owed to certain public entities (Ministry for the Environment, a number of public entities of Veneto and Emilia Romagna, including the area's park agencies) was postponed to a later civil trial, although a "provisional award" of about €2.5 million was immediately due.

An appeal was lodged against the ruling of the Court of Adria and on March 12, 2009, the Court of Appeal of Venice partially reversed the lower court decision. It found that the former directors had not committed a crime and that there was no environmental damage and therefore ordered recovery of the provisional award already paid. The prosecutors and the civil claimants lodged an appeal against the ruling with the Court of Cassation. In a ruling on January 11, 2011, the Court of Cassation granted the appeal, overturning the decision of the Venice Court of Appeal, and referred the case to the civil section of the Venice Court of Appeal to rule as regards payment of damages and the division of such damages among the accused. As regards amounts paid to a number of public entities in Veneto, Enel has already made payment under a settlement agreement reached in 2008. With a suit lodged in July 2011, the Ministry for the Environment, the public entities of Emilia and the private actors who had already participate as injured parties in the criminal case asked the Venice Court of Appeal to order Enel SpA and Enel Produzione to pay civil damages for harm caused by the emissions from the Porto Tolle power station. The amount of damages requested for economic and environmental losses was about €100 million, which Enel contested. During 2013, an agreement was reached – with no admission of liability by Enel/Enel Produzione – with the public entities of Emilia Romagna to express social solidarity in line with the general sustainability policies of the Group. The suits with the Ministry and private parties (environmental associations and a number of resident individuals, who have received no payments from Enel during the proceedings) remain open. On July 10, 2014, the decision of the Venice Court of Appeal was filed ordering the defendants, jointly with Enel/Enel Produzione, to pay damages in the amount of €312,500, plus more than €55,000 in legal expenses. The Ministry's request for calculation of the amount of damages it claimed it was owed was deemed inadmissible, as grounds for barring such action arose in the course of the criminal proceedings. In the meantime the Court issued a general conviction with damages to be awarded in a separate decision and ordered payment of legal costs. Enel lodged an appeal with the Court of Cassation in February 2015 of the ruling of the Venice Court of Appeal of July 10, 2015 and is currently waiting for the date of the hearing to be set.

In August 2011, the Public Prosecutor's Office of Rovigo asked that a number of directors, former directors, officers, former officers and employees of Enel and Enel Produzione be remanded for trial on the charge of willful omission to take precautionary actions to prevent a disaster in respect of the alleged emissions from the Porto Tolle plant. Subsequently, the public prosecutor filed charges of willfully causing a disaster. During 2012, the pre-trial hearing judge of Rovigo, granting the request of the Public Prosecutor's Office of Rovigo, ordered the committal for trial of all of the accused for both offences. The Ministry for the Environment, the Ministry of Health and other actors, mainly local authorities in Emilia Romagna and Veneto, as well as the park agencies of the area, joined the case as injured parties, seeking unspecified damages from the above individuals, without citing Enel or Enel Produzione as liable parties. During 2013, as part of the agreement mentioned earlier, most of the public entities withdrew their suits.

At the hearing of March 31, 2014, the Court issued its ruling of first instance, acquitting all of the accused of the charge of willful omission to take precautionary safety measures, also acquitting the accused of the charge of willfully causing a disaster, with the exception of the two former Chief Executive Officers of Enel SpA. The former Chief Executive Officers

were then ordered to pay unspecified damages in a separate civil action, with a total provisional ruling of €410,000 and payment of court costs for the remaining civil parties to the action.

Following the appeal, the appellate level of the proceeding before the Court of Appeals of Venice was completed on January 18, 2017 with the acquittal of all defendants on the grounds that "no crime was committed". The prosecution appealed the acquittal of the three former Chief Executive Officer before the Court of Cassation, with the appeal being rejected by the court as inadmissible on January 10, 2018.

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. A number of employees of Enel Produzione – cited as a liable party in civil litigation – have been accused of causing criminal damage and dumping of 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 (employees/managers 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 employees and Enel Produzione SpA as the civil part appealed the ruling. The employee for whom the offense was time-barred also appealed.

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 were adjourned to April 19, 2018, in order to hear the testimony of the final witnesses called by the other defendants.

Brindisi Sud thermal generation plant – Seizure of plant

For more details on the case, please see the presentation in "Significant events in 2017" in the Report on Operations and in note 50 "Events after the reporting period".

Out-of-court disputes and litigation connected with the blackout of September 28, 2003

In the wake of the blackout that occurred on September 28, 2003, numerous claims were filed against Enel Distribuzione (now e-distribuzione) for automatic and other indemnities for losses. These claims gave rise to substantial litigation before justices of the peace, mainly in the regions of Calabria, Campania and Basilicata, with a total of some 120,000 proceedings. Charges in respect of such indemnities could be recovered in part under existing insurance policies. Most of the initial rulings by these judges found in favor of the plaintiffs, while appellate courts have nearly all found in favor of Enel Distribuzione. The Court of Cassation has also consistently ruled in favor of Enel Distribuzione. At December 31, 2017 pending cases numbered about 8,100. In addition, in view of the rulings in Enel's favor by both the courts of appeal and the Court of Cassation, the flow of new claims has come to a halt. Beginning in 2012, a number of actions for recovery were initiated, which continue, to obtain repayment of amounts paid by Enel in execution of the rulings in the courts of first instance.

In May 2008, Enel served its insurance company (Cattolica) a summons to ascertain its right to reimbursement of amounts paid in settlement of unfavorable rulings. The case also involved a number of reinsurance companies in the

proceedings, which have challenged Enel's claim. In a ruling of October 21, 2013, the Court of Rome granted Enel's petition, finding the insurance coverage to be valid and ordering Cattolica, and consequently the reinsurance companies, to hold Enel harmless in respect of amounts paid or to be paid to users and their legal counsel as well as, within the limits established by the policies, to pay defense costs.

Subsequently, Cattolica appealed the ruling of the court of first instance of October 21, 2013, before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned. At the hearing of February 23, 2018, the judge issued the deadline for the exchange of closing arguments and took the case for judgement.

On the basis of the ruling of October 21, 2013, in October 2014, Enel filed suit against Cattolica with the Court of Rome to obtain a quantification and payment of the amounts due to Enel from Cattolica. At the hearing of October 3, 2016, the court denied the counterparties' petition for a suspension of the proceeding pending completion of the appeals process, adjourning the case for the examination of motions to July 4, 2017. In a ruling of July 12, 2017 the court decided on the basis of the preliminary briefs to adjourn the suit until November 25, 2019 for a decision.

Enel Energia and Servizio Elettrico Nazionale antitrust proceeding

With measure no. 26581 notified on May 11, 2017, the Competition Authority began proceedings for alleged abuse of a dominant position against Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) and Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), conducting inspections on the same date to acquire documentation at certain offices of these companies, Enel Italia Srl and the Punto Enel in Catania.

The proceeding was initiated on the basis of reports made by the Italian Association of Energy Wholesalers and Traders (AIGET), the company Green Network SpA (GN), and reports from individual consumers received by the Competition Authority, especially since the second half of 2016.

According to the allegations formulated by the Competition Authority in the measure, the Enel Group, as an integrated actor in the distribution and sale of power on the regulated market, has engaged (in a market in the middle of a crucial transition phase towards the complete opening to competition of retail markets of low voltage domestic and non-domestic customers), in an exclusionary strategy using a series of non-replicable commercial stratagems capable of hindering their non-integrated competitors to the benefit of the Group's company operating on the free market, i.e. Enel Energia. Enel and the other Group companies involved in the proceeding, while not admitting the disputed conduct, submitted commitments to address the anti-competitive concerns expressed by Competition Authority in the measure initiating the proceeding.

With measures adopted on November 8, 2017, the Competition Authority rejected the commitments submitted, arguing that there is an interest in ascertaining the merits of the disputed conduct. Consequently, the proceeding will continue with the ordinary preliminary enquiry, in which the companies involved may file briefs and present their position in relation to the objections formulated by the Authority.

The time limit for closing the proceeding is June 30, 2018.

BEG litigation

Following an arbitration proceeding initiated by BEG SpA in Italy, Enelpower obtained a ruling in its favor in 2002, which was upheld by the Court of Cassation in 2010, which entirely rejected the complaint 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, filed suit against Enelpower and Enel SpA in Albania 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, Albania BEG Ambient demanded payment of more than €430 million from Enel.

The European Court of Human Rights, with which Enelpower SpA and Enel SpA had filed an appeal for violation of the right to a fair trial and the rule of law by the Republic of Albania, rejected the petition as inadmissible. The ruling was purely procedural and did not address the substance of the suit.

With a ruling of June 16, 2015, the first level was completed in the additional suit lodged by Enelpower SpA and Enel SpA with the Court of Rome asking the Court to ascertain the liability of BEG SpA for having evaded compliance with the arbitration ruling issued in Italy in favor of Enelpower SpA through the legal action taken by Albania BEG Ambient Shpk. With this action, Enelpower SpA and Enel SpA asked the Court to find BEG liable and order it to pay damages in the amount that the other could be required to pay to Albania BEG Ambient Shpk in the event of the enforcement of the sentence issued by the Albanian courts. With the ruling, the Court of Rome found that BEG SpA did not have standing to be sued, or alternatively, that the request was not admissible for lack of an interest for Enel SpA and Enelpower SpA 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 SpA and Enelpower SpA appealed the ruling before the Rome Court of Appeal, asking that it be overturned in full. The next hearing is scheduled for November 14, 2018.

On November 5, 2016, Enel SpA and Enelpower SpA 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 to obtain enforcement of the ruling of the District Court of Tirana of March 24, 2009

France

In February 2012, Albania BEG Ambient filed suit against Enel SpA and Enelpower SpA with the *Tribunal de Grande Instance* in Paris 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 *Tribunal de Grande Instance*, again at the initiative of BEG Ambient, between 2012 and 2013 Enel France was served with two "Saisie Conservatoire de Créances" (orders for the precautionary attachment of receivables) to conserve any receivables of Enel SpA in respect of Enel France. On January 29, 2018, the *Tribunal de Grande Instance* issued a ruling in favor of Enel and Enelpower, denying Albania BEG Ambient Shpk 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 *Tribunal de Grande Instance* 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 Albania BEG Ambient Shpk, represented fraud.

Albania BEG Ambient Shpk appealed the ruling and the proceeding is at its preliminary stages.

State of New York

In March 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit against Enel SpA and Enelpower SpA in New York to render the ruling of the Albanian court enforceable in the State of New York.

On April 22, 2014, in response to a motion filed by Enel and Enelpower, the court revoked the previous ruling issued with no hearing of the parties against the companies freezing assets of around \$600 million (about €487 million). On April 27, 2015, Enel SpA and Enelpower SpA asked for the case to be transferred from the New York state courts to the federal courts. In a ruling of March 10, 2016, the federal court referred the case to the New York state court. Enel SpA and Enelpower SpA appealed the decision denying the pleading that the New York state courts had no jurisdiction. In a unanimous decision of February 8, 2018, the Appellate Court of the State of New York upheld the appeal of Enel SpA and Enelpower SpA, rejecting the argument that the Court of New York had jurisdiction over the request for enforcement submitted by Albania BEG Ambient Shpk.

The Netherlands

On June 2, 2014 Albania BEG Ambient Shpk obtained an order from the court in the Hague, based upon the preliminary injunction, freezing up to €440 million held with a number of entities and the establishment of a lien on the shares of two subsidiaries of Enel SpA in that country. Enel SpA and Enelpower SpA challenged that ruling and on July 1, 2014, the Dutch court, in granting the petition of Enel and Enelpower, provisionally determined the value of the suit at €25 million.

and ordered the removal of the preliminary injunction subject to the issue of a bank guarantee in the amount of €25 million by Enel and Enelpower. Enel and Enelpower have appealed this ruling.

In a ruling of February 9, 2016, the Hague Court of Appeal upheld the appeals, ordering the revocation of the preliminary injunctions subject to the pledging of a guarantee by Enel of €440 million and a counter-guarantee by Albania BEG Ambient Shpk of about €50 million (the estimated value of the losses of Enel and Enelpower from the seizure of assets and the pledge of bank guarantees). Enel's guarantee was issued on March 30, 2016. Albania BEG Ambient Shpk did not issue its counter-guarantee.

On April 4, 2016, Albania BEG Ambient Shpk appealed the ruling of February 9, 2016 before the Court of Cassation in the Netherlands, which in a ruling of June 23, 2017, denied the appeal of Albania BEG Ambient Shpk, definitively deciding the revocation of the preliminary injunctions.

At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk 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 Albania BEG Ambient Shpk, in addition to costs and ancillary charges of €60,673.78; and (iii) denied Albania BEG Ambient Shpk's request to declare the ruling provisionally enforceable. On July 14, 2016, Albania BEG Ambient Shpk filed an appeal for a precautionary seizure on the basis of the Court of Amsterdam's decision of June 29, 2016 in the amount of €440 million with a number of entities and the seizure of the shares of three companies controlled by Enel SpA in the Netherlands. Enel appealed and in a ruling of August 26, 2016, the Court of Amsterdam decided that the precautionary measures issued in 2014 and 2016 would be revoked if Albania BEG Ambient Shpk did not provide a bank guarantee of €7 million to Enel and Enelpower by October 21, 2016. Albania BEG Ambient Shpk did not provide the guarantee and, accordingly, the seizures of the assets of Enel and Enelpower in the Netherlands were revoked and no longer effective as from October 21, 2016. Albania BEG Ambient Shpk appealed the decision of August 26, 2016 but the proceeding was suspended under an agreement between the parties pending the ruling of the Dutch Court of Cassation in the proceeding over the precautionary measures (which was then issued on June 23, 2017). The appeal against the decision of August 26, 2016 therefore remains suspended in the absence of a specific request by one of the parties. The suspension has had no impact on the fact that the seizures of assets in the Netherlands have not been in effect since October 2016.

On June 29, 2016, Enel and Enelpower filed appeals against the ruling of the Court of Amsterdam issued on the same date. The appeal has full de novo effect. The Court of Appeal will re-examine the entire subject of the dispute.

Accordingly, Enel and Enelpower will be able to present their defense in its entirety. On September 27, 2016, Albania BEG Ambient 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.

On January 29, 2018, oral arguments in the appellate proceeding were held, following which the Court allowed Enel and Enelpower to place in evidence the decision with which the *Tribunal de Grande Instance* of Paris denied *exequatur* of the Albanian ruling in France. The decision of the Amsterdam Court of Appeal will be issued on July 17, 2018.

Ireland

Albania BEG Ambient Shpk also filed suit in Ireland to render the ruling of the Court of Tirana enforceable in this country. The High Court issued a ruling on March 8, 2016 upholding the defense of Enel and Enelpower, finding that the country had no jurisdiction. On March 31, 2017, Albania BEG Ambient Shpk filed an expedited appeal against the ruling of March 8, 2016 finding that Ireland had no jurisdiction. Enel and Enelpower responded to the appeal filing on April 7, 2017. In a ruling of February 26, 2018, the Irish court denied the appeal of Albania BEG Ambient Shpk.

Luxembourg

In Luxembourg, again at the initiative of Albania BEG Ambient Shpk, J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an order for the precautionary attachment of any receivables of Enel SpA. In parallel Albania BEG Ambient Shpk 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.

Violations of Legislative Decree 231/2001

On July 14, 2017, Enel Green Power SpA received notice of charges brought before the Court of Ancona for alleged violation of Legislative Decree 231/2001 concerning the administrative liability of legal persons. The proceeding was begun for the alleged commission by an agent of the company, in the company's interest, of the offence of destruction of a natural habitat in a protected area. The case has been joined with a separate proceeding involving the same agent and two other defendants for the same alleged offences. The court has set the dates for hearings of the witnesses.

CIEN 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. In March 2014, the court granted CIEN's motion to suspend the proceedings in view of the existence of other litigation pending between the parties. The amount involved in the dispute is estimated at about R\$118 million (about €27 million), plus unspecified damages. For analogous reasons, in May 2010 Furnas also filed suit against CIEN for failure to deliver electricity, requesting payment of about R\$520 million (about €121 million), in addition to unspecified damages. In alleging non-performance by CIEN, Furnas is also seeking to acquire ownership (in this case 70%) of the interconnection line. CIEN's defense is similar to the earlier case. The claims put forth by Furnas were rejected by the trial court in August 2014. Furnas lodged an appeal against the latter decision, while CIEN also lodged an appeal and the proceeding is under way.

Cibran litigation - Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos ("Cibran") has filed six suits against Enel Distribución Rio (formerly Ampla) 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 Enel Distribución Rio. 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 Enel Distribución Rio.

The first suit, filed in 1999 and regarding the years from 1994 to 1999, was adjudicated in September 2014 when the court of first instance issued a ruling against Enel Distribución Rio, levying a penalty of about R\$200,000 (about €46,000) as well as other damages to be quantified at a later stage. Enel Distribución Rio 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*, and the proceeding is under way.

With regard to the second case, filed in 2006 and regarding the years from 1987 to 2002, on June 1, 2015, the courts issued a ruling ordering Enel Distribución Rio to pay R\$80,000 Brazilian (about €18,000) in non-pecuniary damages as well as R\$96,465,103 (about €22 million) in pecuniary damages, plus interest. On July 8, 2015 Enel Distribución Rio appealed the decision with the *Tribunal de Justiça* of Rio de Janeiro and the parties are awaiting a ruling.

Decisions are still pending with regard to the remaining four suits. The value of all the disputes is estimated at about R\$445 million (about €124 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Enel Distribución Ceará SA (formerly 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 Enel Distribución Ceará SA, 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 Enel

Distribución Ceará SA 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 V do Acaraú Ltda ("Coperva") with a value of about R\$203 million (about €56 million). Enel Distribución Ceará SA was granted rulings in its favor from the trial court and the court of appeal, but Coperva filed a further appeal (*Embargo de Aclaración*), which was denied in a ruling of January 11, 2016. Coperva lodged an extraordinary appeal before the *Superior Tribunal de Justiça* on February 3, 2016. The proceedings are currently under way.

Enel Distribuição Goiás AGM - Brazil

In 1993, Enel Distribuição Goiás, 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 Enel Distribuição Goiás through the transfer of the portion of ICMS (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, Enel Distribuição Goiás reached a settlement with 23 municipalities. Between 2007 and 2008, Enel Distribuição Goiás was again sued on numerous occasions (there are currently 113 pending suits) seeking the restitution of amounts paid under the agreement. Despite the ruling that the agreement was void, Enel Distribuição Goiás 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 total value of the suits is equal to about R\$1 billion (about €277 million). It is important to note that as part of the privatization of Enel Distribuição Goiás, a tax relief mechanism was introduced that allows Enel Distribuição Goiás to offset its ICMS (VAT) liability with a tax credit in respect of investments by Enel Distribuição Goiás in the development and maintenance of its grid. The value of the tax credits is limited to the liabilities of Enel Distribuição Goiás accrued until January 27, 2015, including those referred to in the litigation.

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 *acción de grupo*, 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. Another *acción popular* was brought by a number of fish farming companies over the alleged impact that filling the Quimbo basin would have on fishing in the Betania basin downstream from Quimbo. In February 2015, the Court ordered the precautionary suspension of filling operations until a number of specific requirements have been met.

The precautionary suspension was subsequently modified to permit filling to proceed, which began on June 30, 2015. However, on July 17, 2015 Emgesa received a notice modifying the precautionary measure to prohibit generation activities until ANLA (the national environmental authority) certifies that the company removed the biomass and forest waste from the Quimbo reservoir basin.

Pending the ruling, as an energy emergency has been declared, the Ministry of Energy issued a decree authorizing Emgesa to begin generation. On December 16, 2015, the Constitutional Court ruled that the presidential Decree was unconstitutional and as from that date Emgesa suspended electricity generation.

On December 24, 2015, the *Ministerio Minas y Energía* and the AUNAP (the authority for agriculture and fishing) filed a joint motion asking the criminal court to authorize generation as a precautionary measure. On January 8, 2016, the court granted the precautionary measure requested by the Ministry and the AUNAP, authorizing the temporary and immediate resumption of generation at El Quimbo. The precautionary measure granted by the court would remain in force until the Huila court issued a ruling on the substance of the case, i.e. the revocation or upholding of the precautionary measure previously issued by the local administrative court. With a decision of 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). In a ruling of the Administrative Court of Huila of April 11, 2016 the temporary revocation of the precautionary injunction was upheld for a period of six months until October 16, 2016, which was subsequently extended for a further six months as from February 2017. Following the deadline for the suspension of the precautionary injunction in August 2017, 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. The proceeding is currently stalled as the Court evaluates a proposed settlement between the parties, submitted on November 27, 2017, which has also been notified to the competent authorities. On January 24, 2018, the Court of Huila rejected the settlement agreement, a ruling that has been appealed by the parties.

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).

Emgesa and Codensa arbitration proceedings - Colombia

On December 4, 2017, Enel Américas SA was notified by the Grupo Energía de Bogotá ("GEB") (which holds about 51.5% of Emgesa and Codensa) of the start of arbitration proceedings before the Arbitration Board of Bogotá to resolve the dispute between the parties concerning the distribution of net profit for 2016 for Emgesa and Codensa. GEB alleges that the "Framework Investment Agreement" (a shareholders' agreement) had been breached for the failure to distribute 100% of the profits.

GEB has filed a claim of about 63,619,000,000 Colombian pesos (about €18 million) for Codensa and 82,820,000,000 Colombian pesos (about €23 million) for Emgesa.

SAPE (formerly Electrica) arbitration proceedings - Romania

On April 20, 2016, SAPE submitted a further request for arbitration before the International Chamber of Commerce in Paris in respect of Enel SpA and Enel Investment Holding BV concerning an alleged contractual breach for failure to distribute dividends from E-Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia. In September 2016, SAPE modified its arbitration claims, suing Enel Energie Muntenia and E-Distributie Muntenia as well and revising its monetary claim to about €56 million. On May 22, 2017, SAPE again modified its claim, quantifying it in the amount of about €110 million plus interest. The parties are exchanging briefs.

Gabčíkovo dispute - Slovakia

Slovenské elektrárne ("SE") is involved in a number of cases before the national courts concerning the 720 MW Gabčíkovo hydroelectric plant, which is administered by Vodohospodárska Výstavba 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 a management 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. On June 30, 2017, the arbitration court issued its ruling denying the request of SE.

In parallel with the arbitration proceeding launched by SE, both VV and the National Property Fund (now MH Manazment) filed suits, currently pending, in the Slovakian courts to void the VEG Indemnity Agreement owing to the alleged connection of the latter with the VEG Operating Agreement. With regard to the proceeding brought by VV against SE, on September 27, 2017, a hearing was held before the Court of Bratislava in which the judge denied the request of the plaintiff for procedural reasons. In addition, 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. The exchange-of-briefs phase of the proceeding was held and on February 2, 2018 SE filed counter-claims for the proceedings concerning 2010, 2013 and 2014. 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 Gabčíkovo plant as part of the privatization, with a value of about €43 million plus interest. The hearing was held on December 4, 2017 and the judge set a deadline for the exchange of further briefs between the parties.

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"). The agreement provides for Chucas to build and operate the plant for 20 years, before transferring it to ICE. Under the BOT contract, the plant should have entered service on September 26, 2014. For a number of reasons, including flooding, landslides and similar events, the project experienced cost overruns and delays, with a consequent delay in meeting the obligation to deliver electricity. In view of these developments, in 2012 and 2013 Chucas submitted an administrative petition to ICE to recover the higher costs incurred and obtain a postponement of the entry into service of the plant. ICE denied the petition in 2015 and in fact levied two fines of about \$9 million (about €7 million) for the delays in entering service. Following the precautionary appeal of Chucas, payment of the fines was suspended. The plant entered service in December 2016.

In addition, as ICE had rejected the administrative petition, 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. 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 in the local courts and the proceeding is in a preliminary stage.

In addition, on October 3, 2015, in consideration of the violation of a number of contractual obligations (including failure to meet the deadline to complete the works) on the part of FCC Construcción America SA and FCC Construcción SA (FCC) – which had been engaged to build some of the works for the hydroelectric plant – Chucas notified the parties that it was terminating the contract for breach, enforcing the guarantees issued to it. However, the guarantees have not yet been paid pending resolution of a precautionary proceeding initiated by FCC on October 27, 2015, at the International Court of Arbitration in Paris. In a filing of March 10, 2017, FCC requested a ruling that the contract had been terminated without cause and asked for damages of about \$27 million (about €22 million). In a brief filed in May 2017, Chucas, in addition to asking for the plaintiff's claims to be denied, filed a counter-claim to obtain confirmation of termination of

contract for non-performance, asking for damages of at least \$38 million (about €30 million). The hearing was held in February 2018 and the exchange of final pleadings is under way.

Tax litigation in Brazil

Withholding tax - Enel Distribución Rio SA

In 1998, Enel Distribución Rio SA financed the acquisition of Enel Distribución Ceará SA 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 Enel Distribución Rio SA 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, Enel Distribución Rio SA carried out a spin-off that involved the transfer of the residual FRN debt and the associated rights and obligations.

On November 6, 2012, the *Camara Superior de Recursos Fiscales* (the highest level of administrative courts) issued a ruling against Enel Distribución Rio SA, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Enel Distribución Rio SA was notified of the denial of the request for clarification ("*Embargo de Declaración*"), 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. The amount involved in the dispute at December 31, 2017 was about €312 million.

ICMS - Enel Distribución Rio SA and Enel Distribución Ceará SA

The States of Rio de Janeiro and Ceará issued a number of tax assessments against Enel Distribución Rio SA (for the years 1996-1999 and 2007-2014) and Enel Distribución Ceará (for the years 2003, 2004 and 2006-2011), 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 €69 million at December 31, 2017.

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-IAS, had cancelled 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 cancellation should have been recognized through profit or loss. As a result, the corresponding value (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 specializing in corporate law.

On December 2, 2014, the company appealed the initial ruling, arguing that its accounting treatment was correct.

In July 2016, the dispute was ruled at first instance in favor of the tax authorities. Endesa Brasil will therefore appealed the decision to the second level of administrative jurisdiction.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2017 was about €69 million.

Tax litigation in Spain

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. During the proceeding, the company will provide all 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.

The total value involved in the proceeding as at December 31, 2017 was about €88 million. This amount has been secured with bank guarantees to obtain a suspension of collection efforts.

50. Events after the reporting period

Issue of new green bond in Europe for €1,250 million

On January 9, 2018, Enel Finance International successfully placed its second green bond on the European market. It is reserved for institutional investors and is backed by a guarantee issued by Enel.

The issue amounts to a total of €1,250 million and provides for repayment in a single instalment at maturity on September 16, 2026 and the payment of a fixed-rate coupon equal to 1.125%, payable annually in arrears in the month of September as from September 2018. The issue price was set at 99.184% and the effective yield at maturity is equal to 1.225%.

The transaction has received orders amounting to approximately €3 billion, with the significant participation of Socially Responsible Investors ("SRI"), enabling the Enel Group to continue to diversify its investor base. The net proceeds of the issue – carried out under the "€35,000,000,000 Euro Medium-Term Notes Program" – will be used to finance and/or refinance, in whole or in part, the eligible green projects of the Enel Group identified and/or to be identified in accordance with the "Green Bond Principles" published by the International Capital Market Association (ICMA).

Enel confirmed in ECPI sustainability indices

On January 23, 2018, Enel was confirmed for the tenth time in the ECPI Sustainability Index series, which assess companies on the basis of their environmental, social and governance (ESG) performance. Enel's inclusion in the index is recognition of its clear long-term strategic view, sound operational management practices and positive work in tackling social and environmental needs. Enel's Spanish subsidiary Endesa has also been included in ECPI Indices.

Enel has been included in four of ECPI's indices:

- > ECPI Global Renewable Energy Equity Index, which selects the 40 highest ESG-rated companies active in the production or trading of energy from renewable sources;
- > ECPI Global Climate Change Equity Index, which offers investors exposure to companies that are best placed to seize the opportunities presented by the challenge of climate change;
- > ECPI Euro ESG Equity Index, which is composed of the 320 companies with the largest market capitalization in the Eurozone market that meet ECPI ESG criteria;
- > ECPI World ESG Equity Index, a broad benchmark representative of developed market companies that meet ECPI ESG criteria.

The ECPI Index series provides an essential tool to analyze companies' risk and performance regarding their ESG-related activities and to assess the performance of sustainability-driven asset managers. The socially responsible criteria used to select the indices' constituents enable investors to express their interest in sustainability issues and to move them up the corporate agenda.

Memorandum of understanding with PwC

On January 25, 2018, Enel X and PwC signed a memorandum of understanding for the development of corporate electric mobility with a program of testing and experimental projects. The agreement has a term of about three years and provides for a preliminary phase of studies and analysis, followed by the implementation of pilot projects in the field.

The objective is to foster the sustainable development of the transport sector, in particular the business sector, exploiting the potential offered by electric mobility in terms of reducing atmospheric pollution and fleet management costs. The test will be carried out with the PwC fleet with the aim of overturning the idea that electric vehicles can only be used by private individuals and in urban areas. PwC will also provide Enel X with its expertise in the field of electric mobility and fleet management for the development of innovative solutions in managing corporate fleets. In fact, e-cars could easily become part of the corporate world, given that almost half of company vehicles travel less than 100 kilometers a day, well below the average range of electric models on the market. The agreement between Enel and PwC will therefore enable them to share their respective know-how and spread the culture of electric cars in corporate fleets among the companies in the PwC network in Italy.

Agreement to supply power in Nevada

On January 25, 2018, Enel Green Power North America ("EGPNA") signed a Power Purchase Agreement (PPA) with Wynn Las Vegas whereby the resort, located on the world-famous Las Vegas Strip, will buy the energy produced by EGPNA's new 27 MW Wynn Solar Facility at Stillwater. The new solar project, currently under construction in Nevada, is expected to start production by the 1st Half of 2018.

The investment in the construction of the new, 160-acre solar PV facility amounts to approximately \$40 million, in line with the investment outlined in Enel's current strategic plan. The total output that will be produced by the PV plant and sold under the PPA with the Las Vegas resort is expected to amount to over 43,900 MWh annually.

Yankee Bond Award 2017

On January 31, 2018, Enel was recognized by International Financing Review (IFR), a leading provider of global capital markets intelligence, with the 2017 Yankee Bond award for its \$5 billion triple-tranche bond issued in May 2017, which is the largest ever US bond issued by an Italian corporate.

IFR praised Enel for the outstanding execution and pricing of the deal, the company's first US dollar foray since 2013. The transaction followed a concerted marketing approach implemented over more than four years, during which Enel updated US investors on a regular basis, making them aware of the fundamental strengths of Enel's business.

Agreement for acquisition of Parques Eólicos Gestinver

On February 2, 2018 Enel Green Power España ("EGPE") signed an agreement to purchase 100% of Parques Eólicos Gestinver, a company that owns five wind plants in Galicia and Catalonia with a total capacity of about 132 MW, from the Spanish companies Elawan Energy and Genera Avante for a total price of €178 million.

Following the closing, which is scheduled to take place in the 1st Half of 2018 and subject to a series of normal conditions for this type of transaction, the installed capacity of EGPE in Spain will exceed 1,806 MW, of which 1,749 MW of wind power (about 8% of total installed wind capacity in Spain), 43 MW of mini-hydro and 14 MW from other renewable resources.

Partnership agreement in Canada

On February 7, 2018, Enel Green Power North America ("EGPNA") signed a partnership agreement with Alberta Investment Management Corporation under which the Group will sell 49% of the shares in the 115 MW Riverview wind farm and the 30.6 MW Phase 2 of Castle Rock Ridge wind farm, both to be built in Alberta, Canada. The total price for the transaction, which will be paid upon closing of the deal, will be determined at commercial operation of the wind farm, which is expected by the end of 2019. Following the closing of the transaction, EGPNA will manage, operate and maintain both wind farms while retaining a 51% majority ownership of the interest in the projects.

Riverview Wind and Phase 2 of Castle Rock Ridge, which is an expansion of EGPNA's existing 76.2 MW Castle Rock Ridge wind farm, are both located in Pincher Creek, Alberta. The overall investment in the construction of the two wind farms, which are due to enter into service by the end of 2019, amounts to about \$170 million. Once operational, the two facilities are expected to generate around 555 GWh per year, more than doubling the Group's capacity in Canada, which currently stands at more than 103 MW.

The two wind farms will supply their power and renewable energy credits to the Alberta Electric System Operator ("AESO") under two 20-year Renewable Energy Support Agreements that were awarded to Enel in December 2017 in the first tender under the Province's Renewable Electricity Program.

Contract to supply demand response services in Japan

On February 8, 2018, Enel X, acting through its US demand response services company EnerNOC, was awarded the delivery of 165 MW of demand response resources in Japan following the completion of a tender for balancing reserves launched by a group of Japanese utilities.

As a result of this award, which confirms Enel as the largest independent demand response aggregator in Japan, the Group will nearly triple its virtual power plant in the Japanese market, reaching approximately 165 MW from the current 60 MW, equivalent to a market share of 17%, when the new programs begin in July 2018.

“Corporate Governance 2018” award

On February 12, 2018, *Ethical Boardroom*, a leading specialized UK magazine, recognized Enel with the 2018 Corporate Governance Award for Europe in the “Utilities” industry sector. The magazine, which covers and analyses global governance issues, praised Enel’s sustainability standards and corporate governance best practices. Enel was nominated for the award by the magazine’s readers, which include top executives from leading global listed companies and sustainability analysts from major institutional investors. Enel is the only Italian company in this year’s *Ethical Boardroom* corporate governance awards edition.

Memorandum of understanding for sustainable mobility in the tourist industry in Italy

On February 15, 2018, Enel and the Ministry for Cultural Heritage signed a memorandum of understanding for the promotion and development of the use of electricity for sustainable mobility in the tourism sector.

The memorandum is a strategic lever for increasing public awareness of the benefits of electric mobility. It will also permit the creation of an institutional framework for subsequent commercial agreements with trade associations for the installation of electric charging infrastructure at tourist facilities and the launch of projects in the main tourist cities. Enel, through Enel X, the Group company dedicated to the development of innovative products and services, will collaborate with trade associations and tourism industry bodies to install electric charging stations at tourist accommodations using tailored commercial solutions and on research and design for replicable solutions to be extended to other areas of the Italian peninsula.

Enel will also experiment with electric mobility systems in metropolitan areas and in the main tourist cities, including arrangements in partnership with other operators in the industry.

Fortaleza - Brazil

The company Petroleo Brasileiro SA (“Petrobras”), the gas supplier for the Fortaleza plant (Central Geradora Termoeletrica Fortaleza - “CGTF”) in Brazil, announced its intention to terminate the contract between the parties on the basis of an alleged economic-financial imbalance in consideration of current market conditions. The contract was signed in 2003 as part of the “Thermoelectric priority program” established by the Brazilian government to increase thermal generation and enhance supply security in the country. The program provided for the Brazilian State to be the guarantor of the supply of gas at regulated prices determined by the Ministry of Finance, Mines and Energy.

CGTF, in order to guarantee electricity security in Brazil, started legal action against Petrobras and at the end of 2017 obtained a precautionary injunction from the courts that suspended the termination of the contract, which was declared to be still in effect.

At the end of January 2018, CGTF received the arbitration request from Petrobras concerning the disputes described above and this proceeding is in the preliminary stages.

Subsequently, on February 27, 2018, the court decided to extinguish the action initiated by CFTG before the ordinary courts and, consequently, to revoke the precautionary injunction that had allowed the supply of gas.

CGTF has challenged this last decision in order to restore the gas supply, confident that the court recognizes Petrobras’ obligation to perform the contract.

Construction of new wind farm in the United States

The 300 MW Diamond Vista wind project will sell its power to three large customers, including the global manufacturing company Kohler Co.

Enel, acting through its US renewable energy company Enel Green Power North America, has started construction of Diamond Vista wind farm, which will have an installed capacity of around 300 MW and will be located in Marion and Dickinson Counties, in Kansas. Once completed, Diamond Vista will further secure Enel’s position as the largest wind operator in the state with some 1,400 MW of operational wind capacity.

The planned investment in the construction of Diamond Vista amounts to about \$400 million and is part of the investment outlined in the Enel Group’s current strategic plan. The project is financed through the Enel Group’s own resources. The

project is expected to enter into service by the end of 2018 and, once fully operational, will be able to generate around 1,300 GWh annually.

e-distribuzione wins tender of Ministry for Economic Development for the construction of smart grids

e-distribuzione has won a national call for tenders for electricity infrastructure for the construction of smart grids for the distribution of electricity in the less developed regions, for which the Ministry for Economic Development has allocated €80 million to the National Operational Programme (NOP) on "Enterprises and Competitiveness" 2014-2020. The tender calls for the construction, upgrading, efficiency enhancement and strengthening of electricity distribution infrastructure, or smart grids, in order to directly increase the share of electricity demand met by distributed generation from renewables. To reach this goal, e-distribuzione was awarded all of the resources currently allocated by the Ministry for Economic Development to finance the initiative, with 21 projects admitted for funding (grants for 100% of costs) totaling €80 million, with two projects worth €7 million in Basilicata, seven projects worth €29 million in Campania and 12 projects worth €44 million in Sicily.

Seizure of Brindisi power station

With a measure issued on March 16, 2018, the Prosecutor's Office of Lecce confirmed the measure issued on December 18, 2017 and, as a result, ordered the enforcement of the precautionary seizure of €523.3 million by the Finance Police of Taranto.

The Finance Police notified that measure on March 19, 2018, giving a time limit of March 21, 2018, for the identification/opening of a current account with a bank recognized by the *Fondo Unico di Giustizia* (Single Justice Fund). The Company is complying with the order.

Financial statements of Enel SpA at December 31, 2017

Income statement

Euro	Notes	2017		2016	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from services	4 a	119,973,169	117,964,169	196,643,777	196,280,057
Other revenue and income	4 b	12,536,313	11,816,934	9,861,498	9,069,283
	<i>(Subtotal)</i>	132,509,482		206,505,275	
Costs					
Purchase of consumables	5 a	527,618	397,627	584,840	
Services, leases and rentals	5 b	164,647,974	83,362,136	151,952,810	77,696,619
Personnel	5 c	173,833,672		166,399,594	
Depreciation, amortization and impairment losses	5 d	15,386,821		448,085,594	
Other operating expenses	5 e	19,640,692	1,042,212	16,599,951	108,251
	<i>(Subtotal)</i>	374,036,777		783,622,789	
Operating income		(241,527,295)		(577,117,514)	
Income from equity investments	6	3,032,755,082	3,032,046,630	2,882,499,548	2,876,316,848
Financial income from derivatives	7	2,882,999,217	1,639,718,234	2,786,671,950	1,239,467,879
Other financial income	8	409,494,784	157,113,888	556,019,345	146,646,523
Financial expense from derivatives	7	2,901,726,027	835,546,371	3,126,763,778	466,545,748
Other financial expense	8	872,053,419	71,712,486	979,163,840	54,073,673
	<i>(Subtotal)</i>	2,351,469,637		2,119,263,325	
Income before taxes		2,109,942,342		1,542,145,811	
Income taxes	9	(160,045,845)		(177,792,922)	
NET INCOME FOR THE YEAR		2,269,988,187		1,719,938,733	

Statement of comprehensive income

Euro	Notes	
	2017	2016
Net income for the year	2,269,988,187	1,719,938,733
Other comprehensive income recyclable to profit or loss (net of taxes)		
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	38,191,311	(98,254,561)
Income/(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss	38,191,311	(98,254,561)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss (net of taxes)		
Remeasurement of employee benefit liabilities	(5,419,377)	(11,273,042)
Income/(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss	(5,419,377)	(11,273,042)
Income/(Loss) recognized directly in equity	22 32,771,934	(109,527,603)
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD	2,302,760,121	1,610,411,130

Balance sheet

Euro	Notes		
ASSETS		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
		of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets			
Property, plant and equipment	10	10,130,911	8,859,467
Intangible assets	11	31,499,091	18,440,490
Deferred tax assets	12	298,564,422	370,288,399
Equity investments	13	42,811,272,440	42,793,374,282
Derivatives	14	1,455,620,268	911,987,785
Other non-current financial assets	15	18,520,527	52,883,343
Other non-current assets	16	147,703,070	138,750,969
	(Total)	44,771,310,729	45,899,990,182
Current assets			
Trade receivables	17	236,901,820	228,047,369
Income tax receivables	18	265,116,255	212,324,448
Derivatives	14	111,187,134	98,089,135
Other current financial assets	19	4,350,254,731	2,185,263,224
Other current assets	20	451,717,926	435,163,901
Cash and cash equivalents	21	2,489,231,277	3,037,878,236
	(Total)	7,904,409,143	8,504,677,630
TOTAL ASSETS		52,675,719,872	54,404,667,812

Euro	Notes				
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY					
		at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
			of which with related parties		of which with related parties
Shareholders' equity					
Share capital		10,166,679,946		10,166,679,946	
Other reserves		11,442,355,799		11,409,583,162	
Retained earnings (loss carried forward)		4,424,283,417		4,534,347,074	
Net income for the year ⁽¹⁾		1,202,486,793		804,937,538	
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	27,235,805,955		26,915,547,720	
Non-current liabilities					
Long-term borrowings	23	10,780,028,411	1,200,000,000	13,664,164,147	1,200,000,000
Employee benefits	24	273,380,648		285,581,064	
Provisions for risks and charges	25	43,060,382		67,712,242	
Deferred tax liabilities	12	168,341,991		246,395,098	
Derivatives	14	2,270,128,975	28,238,268	3,082,463,484	746,835,995
Other non-current liabilities	26	11,486,594	9,283,268	35,665,460	33,077,332
	(Subtotal)	13,546,427,001		17,381,981,495	
Current liabilities					
Short-term borrowings	23	5,397,181,835	4,896,380,309	6,184,078,839	4,267,908,087
Current portion of long-term borrowings	23	3,653,898,811		973,290,366	
Trade payables	27	136,749,208	73,724,909	149,913,241	68,088,313
Derivatives	14	175,573,958	13,057,571	555,974,838	464,162,608
Other current financial liabilities	28	465,099,793	28,593,746	549,580,628	81,565,385
Other current liabilities	30	2,065,183,311	428,216,349	1,694,300,685	543,742,274
	(Subtotal)	11,893,486,916		10,107,138,597	
TOTAL LIABILITIES		25,439,913,917		27,489,120,092	
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		52,675,719,872		54,404,667,812	

(1) For 2017, net income for the year of €2,270 million(€1,720 million in 2016) is reported net of the interim dividend of €1,068 million (€915 million in 2016).

Statement of changes in shareholders' equity

Share capital and reserves (Note 22)									
	Share capital	Share premium reserve	Legal reserve	Law 202/1993 pursuant to reserve	Reserve of net employee benefits plan (liabilities/assets)	Reserve from remeasurement of financial instruments	Retained earnings/loss carried forward	Net income for the year	Total shareholders' equity
At January 1, 2016	9,403,357,795	5,292,076,658	1,860,671,569	2,215,444,600	68,243,876	(15,030,702)	(277,959,041)	1,010,654,499	24,879,544,140
Other changes	-	-	-	-	881	-	-	-	881
Allocation of 2015 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	(813,334,396)	(813,334,396)	(1,626,668,792)
- legal reserve	-	-	152,664,429	-	-	-	-	(152,664,429)	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	44,655,674	(44,655,674)	-
Capital increase	763,322,151	2,203,939,405	-	-	-	-	-	-	2,967,261,556
2016 interim dividend ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	(915,001,195)	(915,001,195)
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(11,273,042)	(98,254,561)	-	(109,527,603)
- net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	1,710,038,733	1,710,038,733
At December 31, 2016	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,600	68,244,757	(27,203,744)	(376,254,402)	4,534,347,074	26,915,541,720
At January 1, 2017	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,600	68,244,757	(27,203,744)	(376,254,402)	4,534,347,074	26,915,541,720
Other changes	-	-	-	-	703	-	-	-	703
Allocation of 2016 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- distribution of dividends	-	-	-	-	-	-	(203,333,599)	(711,667,596)	(915,001,195)
- legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- retaining earnings	-	-	-	-	-	-	93,269,942	(93,269,942)	-
Capital increase	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017 interim dividend ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	(1,007,501,394)	(1,007,501,394)
- income/(loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- net income for the year	-	-	-	-	-	(5,419,377)	38,191,311	-	32,771,934
Total at December 31, 2017	10,166,679,946	7,496,016,063	2,033,335,988	2,215,444,600	68,245,460	(32,623,121)	(338,063,091)	4,424,383,417	27,235,803,955

(1) Approved by the Board of Directors on November 10, 2016 and paid as from January 25, 2017.

(2) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017 and paid as from January 24, 2018.

Statement of cash flows

Euro	Notes	2017		2016	
			of which with related parties		of which with related parties
Income before taxes		2,109,942,342		1,542,145,811	
Adjustments for:					
Amortization and impairment losses of intangible assets and property, plant and equipment	5 d	15,388,821		16,085,594	
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		(231,638,389)		(353,311,142)	
Accruals to provisions		37,912,889		23,768,717	
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(3,032,755,082)	(3,032,046,630)	(2,862,499,648)	(2,876,316,848)
Net financial (income)/expense		905,461,585	(889,403,744)	1,122,415,365	(865,494,981)
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items		-		432,000,000	
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		(195,689,834)		(99,395,303)	
Increase/(Decrease) in provisions		(74,765,165)		(15,363,660)	
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	18,144,344	19,768,270	28,356,606	29,925,376
(Increase)/Decrease in other financial and non-financial assets/liabilities		886,354,164	(1,526,651,213)	1,404,233,678	(522,698,024)
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(13,164,033)	5,636,596	(14,106,282)	8,843,510
Interest income and other financial income collected		1,134,440,570	325,498,532	1,047,226,510	541,234,816
Interest expense and other financial expense paid		(1,823,403,773)	(716,621,016)	(1,806,973,424)	(365,049,730)
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	2,976,903,441	2,976,194,989	2,882,499,648	2,876,316,848
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(443,549,585)		(915,300,136)	
Cash flows from operating activities (a)		2,465,270,129		2,511,177,637	
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(29,716,867)	(29,716,867)	(22,087,927)	(22,158,868)
Investments in equity investments	13	(17,898,158)	(17,898,158)	(386,599,202)	(386,599,202)
Disposals of equity investments	13	-		-	
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		(47,615,025)		(408,687,129)	
Financial debt (new long-term borrowing)	23	989,235,387		50,000,000	
Financial debt (repayments)	23	(992,598,185)		(3,847,804,205)	
Net change in long-term financial payables/(receivables)		(2,854,462,654)	(26,612,508)	1,803,737,509	44,636,206
Net change in short-term financial payables/(receivables)		1,721,306,401	1,511,696,115	(1,358,393,143)	1,409,771,529
Dividends paid	22	(1,829,783,012)		(1,626,668,107)	
Increase in capital and reserves	22	-		(10,847,528)	
Cash flows from financing activities (c)		(2,966,302,063)		(4,989,975,474)	
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		(548,646,959)		(2,887,484,966)	
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	21	3,037,878,236		5,925,363,202	
Cash and cash equivalents at the end of the year	21	2,489,231,277		3,037,878,236	

Notes to the separate financial statements

1. Form and content of the financial statements

Enel SpA is a corporation (*società per azioni*) that operates in the electricity and gas sector and has its registered office in Viale Regina Margherita 137, Rome, Italy.

In its capacity as holding company, Enel SpA sets the strategic objectives for the Group and its subsidiaries and coordinates their activities. The activities that Enel SpA performs in respect of the other Group companies as part of its management and coordination function, including with regard to the Company's organizational structure, can be summarized as follows:

- > **Holding company functions**, associated with the coordination of governance processes at the Group level:
 - Administration, Finance and Control;
 - Human Resources and Organization;
 - Communications;
 - Legal and Corporate Affairs;
 - Innovation and Sustainability;
 - European Affairs;
 - Audit;
- > **Global business line functions**, which are responsible for coordination and development of their business in all the geographical areas in which the Group operates:
 - Global Infrastructure and Networks;
 - Global Thermal Generation;
 - Global Renewable Energy;
 - Global Trading;
 - Global Enel X.
- > **Global service functions**, which are responsible at the Group level for coordinating all information technology and purchasing activities:
 - Global Purchasing;
 - Global ICT.

Within the Group, Enel SpA meets liquidity requirements primarily through cash flows generated by ordinary operations and the use of a range of sources of funds, while managing any excess liquidity appropriately.

As the Parent Company, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group for the year ending December 31, 2017, which form an integral part of this Annual Report pursuant to Article 154-ter, paragraph 1, of the Consolidate Law on Financial Intermediation (Legislative Decree 58 of February 24, 1998).

On March 22, 2018, the Board authorized the publication of these financial statements at December 31, 2017.

These financial statements have undergone statutory auditing by EY SpA.

Basis of presentation

The separate financial statements for the year ended December 31, 2017 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".

The 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 financial statements consist of the income statement, the statement of comprehensive income, the balance sheet, the statement of changes in shareholders' equity and the statement of cash flows and the related notes.

The assets and liabilities reported in the balance sheet 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, if any. 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 is classified on the basis of the nature of costs, with separate reporting of net income (loss) from continuing operations and net income (loss) from any discontinued operations.

The indirect method is used for the statement of cash flows, with separate reporting of any cash flows by operating, investing and financing activities associated with discontinued operations, if any.

The income statement, the balance sheet and the statement of cash flows report transactions with related parties, the definition of which is given in the section "Accounting policies and measurement criteria" for the consolidated financial statements.

The 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 in the consolidated financial statements.

The 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 financial statements provide comparative information in respect of the previous period.

2. Accounting policies and measurement criteria

The accounting policies and measurement criteria are the same, where applicable, as those adopted in the preparation of the consolidated financial statements, to which the reader should refer for more information, with the exception of those regarding equity investments in subsidiaries, associated companies and joint ventures.

Subsidiaries are all entities over which Enel SpA has control. The Company controls an entity when it is exposed to 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. Power is defined as having the concrete ability to direct the significant activities of the entity by virtue of the existence of substantive rights.

Associates comprise those entities in which Enel SpA 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 entities over which Enel SpA exercises joint control and has rights to the net assets of the entities.

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.

Dividends from equity investments are recognized in profit or loss when the shareholder's right to receive them is established.

Dividends and interim dividends payable to third parties are recognized as changes in equity at the date they are approved by the Shareholders' Meeting and the Board of Directors, respectively.

Use of estimates and management judgments

The use of estimates and management judgments adopted in preparing the separate financial statements are the same, where applicable, as those adopted in the preparation of the consolidated financial statements, which readers are invited to consult, with the exception of the measurement of equity investments, which is discussed below:

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 value 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.

3. Recent accounting standards

For information on recent accounting standards, please refer to the corresponding section of the notes to the consolidated financial statements.

As regards the application of the new standards "IFRS 9 - *Financial instruments*" and "IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", the projects begun in 2016 to identify the impact of their adoption were completed in 2017.

Upon first-time application, the effects of the adoption of IFRS 9 associated with "Classification and Measurement" and "Impairment" will be recognized in shareholders' equity at January 1, 2018, while the adoption of the "Hedge accounting" provisions is prospective, with the exception of the option of separating the currency basis spreads from the hedge relationship, which the Group opted to apply retrospectively.

On the basis of the analysis conducted, the adoption as from January 1, 2018, of IFRS 9 will produce, net of the associated tax effects, an immaterial reduction in shareholders' equity, mainly associated with the adoption of the expected loss model.

As regards the application of IFRS 15, no significant circumstances that would be impacted by the new provisions have emerged.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from services - €120 million

Revenue from services breaks down as follows:

Millions of euro	2017	2016	Change
Services			
Group companies	118	197	(79)
Non-Group counterparties	2	-	2
Total revenue from services	120	197	(77)

Revenue from services, in the amount of €120 million, include €118 million for services provided to subsidiaries within the scope of the company's management and coordination functions and for the billing of costs of various nature incurred in relation to subsidiaries.

The overall decrease of €77 million was due mainly to the reduction in management and technical fees, which reflects a number of balancing payments related to financial years 2015 and 2016, as well as to application of the new remuneration model adopted by the Parent Company during the year.

Revenue from services breaks down by geographical area as follows:

- > €75 million in Italy (€129 million in 2016);
- > €25 million in the European Union (€46 million in 2016);
- > €7 million in non-EU Europe (€13 million in 2016);
- > €13 million in other countries (€9 million in 2016);

4.b Other revenue and income - €13 million

Other revenue and income, in the amount of €13 million in 2017, is essentially related to seconded personnel, both for the year under review and for the previous year, and increased by €3 million (€10 million in 2016).

Costs

5.a Purchases of consumables - €1 million

Purchases of consumables, in the amount of €1 million, remained unchanged from the previous year.

5.b Services, leases and rentals - €165 million

Costs for services, leases and rentals break down as follows:

Millions of euro			
	2017	2016	Change
Services	149	135	14
Leases and rentals	16	17	(1)
Total services, leases and rentals	165	152	13

Costs for services, totaling €149 million, include costs for services provided by third parties in the amount of €79 million (€73 million in 2016) and costs for services provided by Group companies in the amount of €70 million (€62 million in 2016). More specifically, the €6 million increase in costs for services provided by third parties was mainly due both to the increase in costs incurred for strategic, management and organizational consulting and to greater costs for advertising, marketing, promotional and press materials, which were partially offset by the recognition of past items in 2017. Costs for services provided by Group companies increased by €8 million due mainly to an increase in costs for IT services, personal services, and facility-management services provided by the subsidiary Enel Italia Srl (€4 million). Costs for leases and rentals mainly concern costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia Srl and decreased by €1 million compared with the previous year.

5.c Personnel - €174 million

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro				
	Notes	2017	2016	Change
Wages and salaries		108	108	-
Social security costs		34	35	(1)
Post-employment benefits	24	9	7	2
Other long-term benefits	24	20	14	6
Other costs and other incentive plans	25	3	2	1
Total personnel costs		174	166	8

Personnel costs, in the amount of €174 million, increased by €8 million compared with 2016 due mainly to the increase in costs for both long-term incentive plans (€5 million) and post-employment benefits for defined-benefit plans (€2 million).

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, 2017.

	Average number			Headcount
	2017	2016	Change	at Dec. 31, 2017
Senior managers	239	240	(1)	248
Middle managers	565	539	26	623
Office staff	367	356	11	375
Total	1,171	1,135	36	1,246

5.d Depreciation, amortization and impairment losses - €15 million

Millions of euro				
	2017	2016	Change	
Depreciation	4	4	-	
Amortization	11	12	(1)	
Impairment losses	-	474	(474)	
Reversals of impairment losses	-	42	(42)	
Total depreciation, amortization, and impairment losses	15	448	(433)	

Depreciation, amortization and impairment losses, in the amount of €15 million (€448 million in 2016), decreased by €433 million compared with the previous year. In 2017, the aggregate was related solely to depreciation (€4 million) and amortization (€11 million), which remained essentially unchanged compared with the previous year.

In 2016, in addition to depreciation and amortization, the aggregate included the impairment loss on the investment in Enel Produzione SpA (€474 million) and the reversal of impairment on the investment in Enel Trade SpA (€42 million), which had been recognized based on the impairment tests conducted on the investments.

5.e Other operating expenses - €20 million

Other operating expenses, totaling €20 million, increased by €3 million compared with the previous year due essentially to an increase in entertainment expenses.

As a result, the **operating loss** came to €242 million, an improvement of €335 million compared with the previous year.

6. Income from equity investments - €3,033 million

Income from equity investments, in the amount of €3,033 million in 2017, represents dividends and advances on dividends approved by subsidiaries and associates in the amount of €3,032 million and by other shareholdings in the amount of €1 million. This is an increase of €151 million over the previous year due, in part, to the effect of advances on dividends approved by the subsidiaries Enel Américas and Enel Chile following the reorganization that involved the Group's businesses in South America.

Millions of euro			
	2017	2016	Change
Dividends from subsidiaries and associates	3,032	2,876	156
Enel Produzione SpA	-	304	(304)
e-distribuzione SpA	1,448	1,610	(162)
Enel Factor SpA	3	3	-
Enel Italia Srl	23	-	23
Enel Energia SpA	679	358	321
Servizio Elettrico Nazionale SpA	80	-	80
Enel Green Power SpA	50	50	-
Enel Iberia Srl	677	550	127
Enel Sole Srl	15	-	15
Enel Américas SA	25	-	25
Enel Chile SA	31	-	31
CEGi SpA	1	1	-
Dividends from other companies	1	6	(5)
Emittenti Titoli SpA	-	6	(6)
Empresa Propietaria de la Red SA	1	-	1
Total income from equity investments	3,033	2,862	151

7. Net financial income/(expense) from derivatives - €(219) million

This item breaks down as follows:

Millions of euro	2017	2016	Change
Income from derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,533	2,515	18
income from derivatives at fair value through profit or loss	2,533	2,515	18
- on behalf of Enel SpA:	150	272	(122)
income from fair value hedge derivatives	32	32	-
income from cash flow hedge derivatives	108	158	(50)
income from derivatives at fair value through profit or loss	10	82	(72)
Total income from derivatives	2,683	2,787	(104)
Expenses on derivatives			
- on behalf of Group companies:	2,523	2,520	3
expense on derivatives at fair value through profit or loss	2,523	2,520	3
- on behalf of Enel SpA:	379	607	(228)
expense on fair value hedge derivatives	30	27	3
expense on cash flow hedge derivatives	341	497	(156)
expense on derivatives at fair value through profit or loss	8	83	(75)
Total expenses on derivatives	2,902	3,127	(225)
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	(219)	(340)	121

The net expense on derivatives totals €219 million (as compared with €340 million in 2016) and essentially represents the net expense on derivatives entered into on behalf of Enel SpA.

The improvement of €121 million compared with the previous year is essentially due to the decrease in net expense on cash flow hedge derivatives (€106 million), all of which were entered into on behalf of Enel SpA on both interest rates and exchange rates.

For more details on derivatives, see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Other net financial income/(expense) - €(462) million

This item breaks down as follows:

Millions of euro	2017	2016	Change
Other financial income			
Interest income			
Interest income on long-term financial assets	2	4	(2)
Interest income on short-term financial assets	30	42	(12)
Total	32	46	(14)
Positive exchange rate differences	238	398	(160)
Income on fair value hedges - post-hedge adjustment	13	8	5
Other	127	104	23
Total other financial income	410	556	(146)
Other financial expense			
Interest expense			
Interest expense on bank borrowings	55	32	23
Interest expense on bonds	735	840	(105)
Interest expense on other borrowings	70	54	16
Total	860	926	(66)
Negative exchange rate differences	5	44	(39)
Interest expense on defined-benefit plans and other long-term employee benefits	4	6	(2)
Other	3	3	-
Total other financial expense	872	979	(107)
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(462)	(423)	(39)

Other net financial expense amounted to €462 million, mainly reflecting interest expense on borrowings in the amount of €860 million, which was partially offset by positive exchange rate differences in the amount of €238 million, interest income on short and long-term financial assets totaling €32 million, and other financial income on guarantees granted on behalf of Group companies in the amount of €124 million. The increase of €39 million in other net financial expense compared with 2016 was due mainly to the €160 million decrease in positive exchange rate differences on hedged loans in foreign currencies, which were affected by the trends in the euro against the dollar and the pound sterling. These effects were partially offset by the decrease in interest expense on bonds in the amount of €105 million.

9. Income taxes - €(160) million

Millions of euro	2017	2016	Change
Current taxes	(162)	(184)	22
Deferred tax income	4	6	(2)
Deferred tax expense	(2)	-	(2)
Total taxes	(160)	(178)	18

Income taxes for 2017 showed a creditor position of €160 million, mainly as a result in the reduction in the tax base for the corporate income tax (IRES) compared with income before taxes 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 Uniform Income Tax Code).

The €18 million difference compared with the previous year (when the creditor position was €178 million) is attributable to the increase in estimated taxable income.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro				
	2017	% rate	2016	% rate
Income before taxes	2,110		1,542	
Theoretical corporate income taxes (IRES)	506	24.0%	424	27.5%
Tax decreases:				
- dividends on equity investments, collected	(678)	-32.1%	(753)	-48.8%
- dividends from equity investments, not collected	(13)	-0.6%	-	-
- uses of provisions	(16)	-0.8%	(13)	-0.8%
- other	-	-	(7)	-0.5%
Tax increases:				
- writedowns/(writebacks) for the year	-	-	119	7.7%
- accruals to provisions	12	0.6%	7	0.5%
- prior-year expense	2	0.1%	3	0.2%
- other	23	1.1%	25	1.6%
Total current corporate income taxes (IRES)	(164)	-7.8%	(196)	-12.6%
IRAP	-	-	-	-
Difference on estimated income taxes from prior years	-	-	11	0.7%
Definitive withholdings on dividends from foreign shareholdings	2	0.1%	-	-
Total deferred tax items	2	0.1%	6	0.4%
- of which impact of change in tax rate	-	-	7	
- of which changes for the year	4		5	
- of which difference of prior-year estimates	(2)		-	
TOTAL INCOME TAXES	(160)	-7.6%	(178)	-11.5%

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment - €10 million

Developments in property, plant and equipment for 2016 and 2017 are set out in the table below.

Millions of euro	Land	Buildings	Plant and machinery	Industrial and commercial equipment	Other assets	Leasehold improvements	Total
Cost	1	3	3	5	19	35	66
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(31)	(59)
Balance at Dec. 31, 2015	1	1	-	-	1	4	7
Capital expenditure	-	-	-	-	1	5	6
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
Total changes	-	-	-	-	-	2	2
Cost	1	3	3	5	20	40	72
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)	(63)
Balance at Dec. 31, 2016	1	1	-	-	1	6	9
Capital expenditure	-	-	-	-	4	1	5
Depreciation	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
Total changes	-	-	-	-	3	(2)	1
Cost	1	3	3	5	24	41	77
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	(67)
Balance at Dec. 31, 2017	1	1	-	-	4	4	10

Property, plant and equipment totaled €10 million, an increase of €1 million compared with the previous year, essentially attributable to the positive net balance between capital expenditure during the year (€5 million) and depreciation for the same period (€4 million). Capital expenditure related to other assets refer to hardware systems, while leasehold improvements regard the renovation and redevelopment of a number of buildings housing Enel SpA's headquarters.

11. Intangible assets - €31 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, 2015	14	-	14
Investments	9	7	16
Assets entering service	-	-	-
Amortization	(12)	-	(12)
Total changes	(3)	7	4
Balance at Dec. 31, 2016	11	7	18
Investments	24	-	24
Assets entering service	7	(7)	-
Amortization	(11)	-	(11)
Total changes	20	(7)	13
Balance at Dec. 31, 2017	31	-	31

Industrial patents and intellectual property rights, in the amount of €31 million at December 31, 2017, relate mainly to costs incurred in purchasing 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 amount of the item increased by €20 million as compared with the previous year, attributable to investments for the year amounting to €24 million and assets entering service in the amount of €7 million, which was partially offset by amortization for the year of €11 million. More specifically, investments concerned information-technology projects related to the evolution of software associated with existing systems and the development of new systems, while assets entering service refer mainly to the Evolution for Energy (E4E) project, which was undertaken at the global level to harmonize and integrate processes and systems to support the global business lines and the Administration, Finance and Control, and Global Procurement functions, as well as other projects connected with the evolution of software associated with existing systems.

Other intangible assets under development had a zero balance as at December 31, 2017.

12. Deferred tax assets and liabilities - €299 million and €168 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, 2016	Increase/(Decrease) taken to income statement	Increase/(Decrease) taken to equity	Other changes	at Dec. 31, 2017
	Total				Total
Deferred tax assets					
Nature of temporary differences:					
- provisions for risks and charges and impairment losses	6	(1)	-	-	5
- derivatives	299	-	(69)	-	230
- costs for capital increase	2	-	-	-	2
- other items	63	(3)	2	-	62
Total deferred tax assets	370	(4)	(67)	-	299
Deferred tax liabilities					
Nature of temporary differences:					
- measurement of financial instruments	239	-	(76)	-	163
- other items	7	(2)	-	-	5
Total deferred tax liabilities	246	(2)	(76)	-	168
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	169				162
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	(45)				(31)

Deferred tax assets totaled €299 million (€370 million at December 31, 2016), a decrease of €71 million compared with the previous year, which was due mainly to the recognition of deferred tax assets connected with the fair value measurement of cash flow hedge operations.

Deferred tax liabilities totaled €168 million (€246 million at December 31, 2016), a decrease of €78 million, due essentially to the recognition of deferred taxes on the fair value measurement of cash flow hedge financial instruments.

The amount of deferred tax assets and liabilities was determined by applying a rate of 24% for IRES. IRAP was applied only on deferred tax liabilities at a rate of 5.57% (taking account of the business conducted by the Company). The amount of deferred tax assets was determined without applying IRAP as in the coming years we do not expect to earn income subject to IRAP sufficient to reverse the temporary deductible differences.

13. Equity investments - €42,811 million

The table below shows the changes during the year for each investment, with the corresponding values 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	Other changes -				Formation/Contributions (+/-)				Original (Withdrawals) -				Other changes			
	IFRIC 11 &				Mergers (+/-)				Revaluations				IFRIC 11 &			
	at Dec. 31, 2016				at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2017			
	Original	IFRIC 11 &	Carrying	%	Acquisitions/(Disposals)/	Mergers (+/-)	Net		Original	(Withdrawals) -	Revaluations		Original	(Withdrawals) -	Revaluations	%
			amount	holding	(Liquidations)/Regiments	Demerger (+/-)	(+/-) change									amount holding
A) Subsidiaries																
Enel Produzione SpA	4,892	(986)	4	3,910	100.0	-	3	3	4,895	(986)	-	-	4	3,913	100.0	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	86	(84)	1	3	100.0	-	(3)	(3)	83	(84)	-	-	1	-	-	-
e-distribuzione SpA	4,054	-	2	4,056	100.0	-	-	-	4,054	-	-	-	2	4,056	100.0	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100.0	-	-	-	110	-	-	-	-	110	100.0	-
Enel Trade SpA	1,401	(208)	1	1,194	100.0	-	-	-	1,401	(208)	-	-	1	1,194	100.0	-
Enel Green Power SpA	6,538	-	2	6,540	100.0	-	-	-	6,538	-	-	-	2	6,540	100.0	-
Enel X Srl	-	-	-	-	-	-	5	5	5	-	-	-	-	5	-	100.0
Enel Investment Holding BV	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	-	-	8,498	(4,473)	-	-	-	4,025	100.0	-
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100.0	-	-	-	189	(159)	-	-	-	30	100.0	-
Enel Global Thermal Generation Srl	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	1	-	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	-	-	1,321	(8)	-	-	-	1,313	100.0	-
Enel Iberia Srl	18,300	-	-	18,300	100.0	-	(4,587)	(4,587)	13,713	-	-	-	-	13,713	100.0	-
Enel South America Srl	-	-	-	-	-	-	4,587	(4,587)	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	18	-	-	18	100.0	-	-	-	18	-	-	-	-	18	100.0	-
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100.0	-	(5)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100.0	-	-	-	525	(41)	-	-	3	487	100.0	-
Enel Innovation Hub Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	-	-	70	(54)	-	-	-	16	100.0	-
Enel M&P S-I	-	-	-	-	-	12	-	12	12	-	-	-	-	12	100.0	-
Enel France International NV	2,397	-	-	2,397	100.0	-	-	-	2,397	-	-	-	-	2,397	100.0	-
Tyermouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	-	5	-	5	5	-	-	-	-	5	-	100.0
Enel Americas SA	-	-	-	-	-	-	2,822	2,822	2,822	-	-	-	-	2,822	51.8	-
Enel China SA	-	-	-	-	-	-	1,760	1,760	1,760	-	-	-	-	1,760	60.6	-
Total subsidiaries	48,404	(6,013)	13	42,404	17	1	(5)	13	48,417	(6,013)	-	-	13	42,417	-	-
B) Joint ventures																
Op'n Fiber SpA	365	-	-	365	50.0	-	-	-	365	-	-	-	-	365	50.0	-
Total joint ventures	365	-	-	365	-	-	-	-	365	-	-	-	-	365	-	-
C) Associates																
CEIS 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	5	5	-	-	-	-	5	11.1	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.1	-
Compañia de Transmisión del Mecosur SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecogas SA	5	(5)	-	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	-	-	-	4.3
Enelenti Trasl SpA in liquidation	1	-	-	1	10.0	-	-	-	1	-	-	-	-	1	10.0	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
Total other companies	6	(5)	-	1	-	-	5	5	11	(5)	-	-	6	13	42.811	-
TOTAL EQUITY INVESTMENTS	48,798	(6,018)	13	42,783	17	1	-	18	48,816	(6,018)	-	-	13	42,811	-	-

The table below reports changes in equity investments in 2017:

Millions of euro	
Increases	
Merger of Enel Ingegneria e Ricerca SpA into Enel Produzione SpA	3
Acquisition of the entire share capital of Tynemouth Energy Storage Limited	5
Formation of Enel eS Srl (renamed to Enel X Srl) and subsequent assignment of the equity investment held by Enel SpA in Enel Sole Srl	5
Formation of Enel South America Srl by way of the partial cross-border, intra-European demerger of Enel Iberoamérica Srl (renamed Enel Iberia Srl)	4,587
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA - Direct investment in Enel Américas SA	2,822
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA - Direct investment in Enel Chile SA	1,760
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA - Direct investment in Empresa Propietaria de la Red SA	5
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA - Direct investment in Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA - Direct investment in Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-
Acquisition of the entire share capital of Enel M@p from e-distribuzione	12
Formation of Enel Global Thermal Generation Srl	1
Total increases	9,200
Decreases	
Merger of Enel Ingegneria e Ricerca SpA into Enel Produzione SpA	(3)
Assignment of the equity investment in Enel Sole Srl held by Enel SpA to Enel X Srl	(5)
Partial cross-border, intra-European demerger of Enel Iberoamérica Srl (renamed Enel Iberia Srl) in favor of the newly formed Enel South America Srl	(4,587)
Merger of Enel South America Srl into Enel SpA	(4,587)
Total decreases	(9,182)
NET CHANGE	18

In 2017, the value of investments in subsidiaries, joint ventures, associated and other companies increased by €18 million as a result of:

- > the acquisition in May 2017, for €5 million (including a number of expected price adjustments), of the entire share capital of Tynemouth Energy Storage Limited from Element Power, a European company specialized in the development and operation of energy projects. The company holds a stand-alone project for a battery energy storage system (BESS) in Newcastle, England. The project, which is ready for construction, is to be carried out by Enel's Global Thermal Generation Division, will use lithium-ion batteries with a capacity of 25 MW (12.5 MWh), and is to be completed in early 2018;
- > the formation, on June 5, 2017, of Enel eS Srl (subsequently renamed Enel X Srl) by paying in €50,000 of share capital held entirely by Enel SpA. This company, created in order to capitalize on the transformation of the energy industry, seeks to understand and meet the needs of Enel customers around the world, exploring opportunities in new technologies in order to develop innovative products focused on the needs of consumers and on digital, non-commodity solutions. The company will specifically focus on electric mobility, vehicle-to-grid projects, recharging

infrastructures, energy-efficiency management, batteries and energy-optimization platforms, public lighting, and distributed generation systems. To this end, on November 1, 2017, the Parent Company, Enel SpA, subscribed a capital increase in kind plus the share premium for a total value of €5 million (of which €1 million in share capital and €4 million in share premium) by assigning the entirety of the investment held in Enel Sole Srl;

- > the acquisition, on November 16, 2017, of the entire share capital of Enel M@p Srl from e-distribuzione SpA for a payment of €12 million;
- > the formation, on November 20, 2017, of Enel Global Thermal Generation Srl by subscribing and paying in the entire share capital in the amount of €1 million.

Other operations in 2017 did not result in changes in the overall value of the equity investments held by Enel SpA. Of particular note were the following:

- > the merger of Enel Ingegneria e Ricerca SpA into Enel Produzione SpA effective on January 1, 2017;
- > the formation, on June 8, 2017, of Enel South America Srl, an Italian company based on Rome (Viale Regina Margherita 137) established as a result of the partial cross-border, intra-European demerger of Enel Iberoamérica Srl (subsequently renamed Enel Iberia Srl) and wholly owned by Enel SpA;
- > the merger of Enel South America Srl into Enel SpA in November 2017, effective retroactively for accounting and tax purposes to June 8, 2017, the date on which Enel South America Srl was listed with the Rome company register. Following this merger, conducted without the exchange of shares and so with no increase in capital for the surviving company, Enel SpA will be able to benefit from direct control of the Chilean companies Enel Américas SA and Enel Chile SA, which represent the lion's share of the Group's business in South America as a result of shorting the chain of control. The merger also resulted in Enel SpA holding an 11.11% direct investment in both Empresa Propietaria de la Red SA and Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA, as well as a 0.0001% direct investment in Compañía de Transmisión del Mercosur SA.

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 shareholders' equity of the investments in subsidiaries, joint ventures, associates and other companies at December 31, 2017.

	Head office	Currency	Share capital	Shareholder's equity (millions of euro)	Prior year income/(Loss) (millions of euro)	% holding	Carrying amount (millions of euro)
A) Subsidiaries							
Enel Produzione SpA	Rome	Euro	1,800,000,000	3,971	229	100.0	3,913
e-distribuzione SpA	Rome	Euro	2,600,000,000	4,454	1,332	100.0	4,056
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Rome	Euro	10,000,000	210	101	100.0	110
Enel Trade SpA	Rome	Euro	90,885,000	527	(19)	100.0	1,194
Enel Green Power SpA	Rome	Euro	272,000,000	6,601	58	100.0	6,540
Enel X Srl	Rome	Euro	1,050,000	(8)	(13)	100.0	5
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1,593,050,000	3,282	140	100.0	4,025
Enelpower SpA	Milan	Euro	2,000,000	30	-	100.0	30
Enel Global Thermal Generation Srl	Rome	Euro	1,000,000	1	-	100.0	1
Enel Energia SpA	Rome	Euro	302,039	1,872	793	100.0	1,313
Enel Iberia Srl	Madrid	Euro	336,142,500	16,448	1,130	100.0	13,713
Enel Factor SpA	Rome	Euro	12,500,000	52	3	100.0	18
Enel Italia Srl	Rome	Euro	50,000,000	400	16	100.0	487
Enel Innovation Hubs Srl	Rome	Euro	1,000,000	21	1	100.0	16
Enel M@p Srl	Rome	Euro	100,000	2	2	100.0	12
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1,478,810,371	1,863	(96)	100.0	2,397
Tynemouth Energy Storage Limited	London	Pound sterling	2	2	-	100.0	5
Enel Américas SA	Santiago	US dollar	6,763,204,424	5,613	1,072	51.8	2,622
Enel Chile SA	Santiago	Chilean peso	2,229,108,974,538	1,856	378	60.6	1,760
B) Joint ventures							
OpEn Fiber SpA	Milan	Euro	250,000,000	699	(11)	50.0	365
C) Associates							
CESI SpA	Milan	Euro	8,550,000	111	7	42.7	23
D) Other companies							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	US dollar	58,500,000	105	5	11.1	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	US dollar	2,700,000	1	-	11.1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Argentine peso	14,012,000	(25)	(8)	-	-
Elcogas SA	Puerto Rico	Euro	809,690	(109)	3	4.3	-
Emitenti Titoli SpA in liquidazione	(1) Milan	Euro	4,264,000	12	1	10.0	1
Idrosicilia SpA	(1) Milan	Euro	22,520,000	47	1	1.0	-

(1) The figures for share capital, shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2016.

The carrying amounts of the equity investments in Enel Investment Holding BV, Enel Trade SpA, Enel X Srl, Enel Italia Srl, Enel Finance International NV and Enel M@p Srl are considered to be recoverable even though they individually exceed the value of their respective shareholders' equity at December 31, 2017. 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:

- > in the case of Enel Italia Srl, it is attributable to the retroactive application of IAS 19 - Employee Benefits in 2013, which involved the recognition of net actuarial losses and the consequent impact on the companies' shareholders'

equity. As these losses are not monetary in nature, they will be recovered in future years with no cash outflow for the subsidiary;

- > in the cases of Enel Trade SpA, Enel Investment Holding BV, Enel M@p Srl and Enel X Srl, the negative difference between the carrying amount of the equity investments and their shareholders' equity represented a trigger event, following which an impairment testing exercise determined the equity value of the investments on the basis of expected future cash flows. The assumptions and models used for the assessments were consistent, to the extent compatible, with those used for impairment testing in the consolidated financial statements. The exercise found a larger value for the equity investments that was not reflected in book shareholders' equity, thereby confirming that the value of the equity investments was fully recoverable;
- > in the case of Enel Finance International NV, it is attributable to the negative developments in the fair value of a number of items in shareholders' equity.

It should also be noted that these shareholdings have passed their related impairment tests.

Equity investments in other companies at December 31, 2017, all regard unlisted companies and are measured at cost, as the fair value cannot be reliably determined.

The investment in Elcogas was completely written off in 2014 and since January 1, 2015, the company, in which Enel has a stake of 4.3%, has been 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, 2017	at Dec. 31, 2016	
Equity investments in unlisted companies measured at cost	6	1	
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-	
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	
Elcogas SA	-	-	
Emittenti Titoli SpA in liquidation	1	1	
Idrosicilia SpA	-	-	

14. Derivatives - €1,456 million, €111 million, €2,270 million, €176 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Derivative financial assets	1,456	2,489	111	480
Derivative financial liabilities	2,270	3,062	176	556

For more details about the nature, recognition and classification of derivative financial assets and liabilities, please see notes 31, "Financial instruments", and 33, "Derivatives and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets - €16 million

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Prepaid financial expense		10	21	(11)
Other non-current financial assets included in debt	15.1	6	32	(26)
Total		16	53	(37)

Prepaid financial expense refers to transaction costs on the new €10 billion revolving credit facility established on December 18, 2017, between Enel SpA, Enel Finance International, and Mediobanca following the closure of the existing credit facility established on April 10, 2010, and renegotiated in 2013 and 2015. The change of €11 million compared with the previous year reflects the difference between the residual costs on the credit facility that was closed in advance and the transaction costs for the new facility. Acquisition of the new, five-year credit facility has resulted in a general reduction in cost.

15.1 Other non-current financial assets included in debt - €6 million

Millions of euro				
	Note	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Financial receivables				
Due from subsidiaries	31.1.1	-	27	(27)
Other financial receivables		6	5	1
Total		6	32	(26)

Other non-current financial assets included in debt totaled €6 million as at December 31, 2017, and related solely to loans to employees.

The €26 million decrease compared with the previous year was due to the reduction in amounts due from subsidiaries, which only included the receivable resulting from Enel Italia Srl taking over its portion of financial debt.

In 2017, this receivable was reclassified among current financial assets.

16. Other non-current assets - €148 million

This item breaks down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Tax receivables	9	34	(25)
Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities	139	154	(15)
Total	148	188	(40)

Tax receivables regard the tax credit in respect of the claim for reimbursement submitted by Enel SpA on its own behalf for 2003 and on its own behalf and as the consolidating company for 2004-2011 for excess income tax paid as a result of not partially deducting IRAP in calculating taxable income for IRES purposes. The decrease of €25 million compared with the previous year was essentially due to the reimbursement by the Revenue Agency, both principal and interest, of the receivable related to 2011.

Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities, in the amount of €139 million, refers to receivables 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 Company, which are recognized under employee benefits. On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the portion due beyond five years of these receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities came to €76 million (€90 million at December 31, 2016).

17. Trade receivables - €237 million

The item breaks down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Trade receivables:			
- due from subsidiaries	208	229	(21)
- due from non-Group customers	29	26	3
Total	237	255	(18)

Trade receivables, which totaled €237 million, consist of receivables due from subsidiaries (€208 million) and non-Group customers (€29 million).

Trade receivables due from subsidiaries primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. Compared with December 31, 2016, the decrease of €21 million reflects the trend in revenue related to these services.

Receivables from non-Group customers concern services of various nature and totaled €29 million, which is essentially unchanged from December 31, 2016.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Subsidiaries			
Enel Iberia Srl	1	2	(1)
Enel Produzione SpA	13	16	(3)
e-distribuzione SpA	33	34	(1)
Enel Green Power SpA	3	16	(13)
Enel Américas SA	3	4	(1)
Endesa SA	4	-	4
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	4	(3)
Enel Trade SpA	1	4	(3)
Enel Energia SpA	1	10	(9)
Enel Italia Srl	18	9	9
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
Enel Russia PJSC	16	17	(1)
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	36	(9)
Endesa Generación SA	10	20	(10)
Endesa Energía SA	4	5	(1)
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	25	13	12
Enel Distribución Perú SAA	6	5	1
Enel Generación Perú SAA	6	5	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	3	5	(2)
Other	26	19	7
Total	208	229	(21)

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Italy	77	96	(19)
EU	97	103	(6)
Non-EU Europe	17	6	11
Other	46	50	(4)
Total	237	255	(18)

18. Income tax receivables - €265 million

Income tax receivables at December 31, 2017, amounted to €265 million and essentially regard the Company's IRES credit for estimated current taxes (€165 million) and the receivable with respect to the consolidated IRES return for 2016 (€98 million).

19. Other current financial assets - €4,350 million

This item can be broken down as follows:

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	4,085	3,912	173
Other sundry current financial assets		265	309	(44)
Total		4,350	4,221	129

19.1 Other current financial assets included in debt - €4,085 million

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany current accounts)	31.1.1	1,984	2,849	(865)
- current portion of receivables for assumption of loans	31.1.1	27	45	(18)
Financial receivables due from others:				
- current portion of long-term financial receivables		1	1	-
- other financial receivables		(1)	5	(6)
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	31.1.1	2,074	1,012	1,062
TOTAL		4,085	3,912	173

Other current financial assets included in debt, amounting to €4,085 million at December 31, 2017, refer to financial receivables due from Group companies (€2,011 million) and financial receivables due from others (€2,074 million). Financial receivables due from Group companies decreased by €883 million compared with December 31, 2016, due to the decline in in short-term financial receivables due from Group companies on the intercompany current account (€865 million).

Financial receivables due from others increased by €1,056 million, essentially attributable to the increase in cash collateral paid to counterparties for over-the-counter derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Other current assets - €452 million

At December 31, 2017, the item broke down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Tax receivables	10	34	(24)
Other receivables due from Group companies	435	261	174
Receivables due from others	7	4	3
Total	452	299	153

With respect to December 31, 2016, other current assets show an overall increase of €153 million.

Tax receivables amounted to €10 million, primarily including receivables with respect to prior-year income taxes (€8 million). The €24 million decrease compared with the previous year is essentially attributable to the VAT receivable (€27 million) recognized by the Group as at December 31, 2016 (now a payable balance of €90 million as at December 31, 2017).

Other receivables due from Group companies essentially regard VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€348 million), IRES receivables in respect of the Group companies participating in the consolidated taxation mechanism (€33 million), and receivables for the interim dividend approved in 2017 by the subsidiaries Enel Américas SA and Enel Chile SA (€24 million and €28 million, respectively), which was collected in January 2018. The increase of €174 million compared with December 31, 2016, was essentially due to the greater VAT receivables in respect of participating in the Group VAT mechanism (€295 million), the aforementioned receivables for the interim dividends (totaling €52 million), and the reduction in intragroup receivables related to the Italian IRES tax consolidation (€175 million).

Receivables due from others, in the amount of €7 million as at December 31, 2017, were essentially in line with the figure for 2016 (€4 million).

21. Cash and cash equivalents - €2,489 million

Cash and cash equivalents, detailed in the table below, are not restricted by any encumbrances, apart from €4 million essentially in respect of deposits pledged to secure transactions carried out.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Bank and post office deposits	2,489	3,038	(549)
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	2,489	3,038	(549)

Cash and cash equivalents amounted to €2,489 million, a decrease of €549 million compared with December 31, 2016, due to the impact of the redemption and repurchase of a number of bonds, new long-term bank borrowings, the payment of dividends during 2016 as approved by the Enel SpA shareholders on May 4, 2017, as well as normal operations connected with the central treasury function performed by the Parent Company.

Liabilities and equity

22. Shareholders' equity - €27,236 million

Shareholders' equity amounted to €27,236 million, up €320 million compared with December 31, 2016. The increase is attributable to net income for the year (€2,303 million), the distribution of the dividend for 2016 in the amount of €0.09 per share (for a total of €915 million), as approved by the shareholders on May 4, 2017, and the interim dividend for 2017 approved by the Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018 (€0.105 per share, for a total of €1,068 million).

Share capital - €10,167 million

At December 31, 2017, the share capital of Enel SpA amounted to €10,166,679,946 fully subscribed and paid up, represented by that same number of ordinary shares with a par value of €1.00 each. This figure for Enel SpA share capital is therefore unchanged compared with the €10,166,679,946 of December 31, 2016.

At December 31, 2017, based on the shareholder register and taking account of CONSOB's instructions to the company in accordance with Article 120 of Italian Legislative Decree no. 58 of February 24, 1998, and all other information available, the only shareholders with interests of greater than 3% in the Company's share capital were the Italian Ministry of Economy and Finance (with a 23.585% stake) and BlackRock Inc. (with a 5.615% stake held through subsidiaries as of August 15, 2017, for the purposes of asset management).

Other reserves - €11,443 million

Share premium reserve - €7,496 million

The share premium reserve as at December 31, 2017, is unchanged compared with the previous year.

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 value 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 Uniform Income Tax Code shall apply.

Other sundry reserves - €68 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.

Reserve from measurement of financial instruments - €(338) million

At December 31, 2017, the item was entirely represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives with a negative value of €338 million (net of the positive tax effect of €66 million).

Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/(assets) - €(32) million

At December 31, 2017, the employee benefit plan reserve amounted to €32 million (net of the positive tax effect of €8 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 reserve from measurement of financial instruments and the reserve from measurement of defined-benefit plan liabilities/assets in 2016 and 2017.

Millions of euro		Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes		Gross gains/(losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	
	at Dec. 31, 2016				at Dec. 31, 2016				at Dec. 31, 2017
Reserve from measurement of cash flow hedge financial instruments	(277)	(479)	339	41	(376)	(201)	232	7	(338)
Reserve from remeasurement of net employee benefit plan liabilities/assets	(16)	(15)	-	4	(27)	(7)	-	2	(32)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	(293)	(494)	339	45	(403)	(208)	232	9	(370)

Retained earnings/(loss carried forward) - €4,424 million

For 2017, the item shows a decrease of €110 million, attributable to the resolution of the Shareholders' Meeting of May 4, 2017, which provided for the use of this reserve in the amount of €203 million for the distribution of dividends to shareholders and the allocation to retained earnings of part of the net income for 2016, equal to €93 million.

Net income for the year - €1,202 million

Net income for 2017, net of the interim dividend for 2017 of €0,105 per share (for a total of €1,068 million), amounted to €1,202 million.

The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	Possible uses	Amount available
Share capital	10,167		
Capital reserves:			
- share premium reserve	7,496	ABC	7,496
Income reserves:			
- legal reserve	2,034	B	
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215
- reserve from measurement of financial instruments	(338)		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29 ^{(1) (2)}
- reserve from remeasurement of employee benefit plan liabilities	(32)		
- other	20	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	4,424	ABC	4,424
Total	26,034		14,203
of which amount available for distribution			14,200

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 Company 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 costs, or departures pursuant to Article 2423, paragraph 4, of the Italian Civil Code.

Note that in the three previous years, the available reserve denominated "retained earnings/(loss carried forward)" has been used in the amount of €1,862 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.

22.1 Dividends

The table below shows the dividends paid by the Company in 2016 and 2017.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2016		
Dividends for 2015	1,627	0.16
Interim dividend for 2016 ⁽¹⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2016	1,627	0.16
Dividends paid in 2017		
Dividends for 2016	1,830	0.18
Interim dividend for 2017 ⁽²⁾	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2017	1,830	0.18

(1) Approved by the Board of Directors on November 10, 2016, and paid as from January 25, 2017 (interim dividend per share of €0.09 for a total of €915 million).

(2) Approved by the Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018 (interim dividend per share of €0.105 for a total of €1,068 million).

The dividend for 2017, equal to €0.237 per share, amounting to a total of €2,410 million (of which €0.105 per share, for a total of €1,068 million, already paid as an interim dividend as from January 24, 2018), is to be proposed at the Shareholders' Meeting of May 24, 2018, at a single call. These financial statements do not reflect the effects of the distribution of this dividend for 2017 to shareholders, with the exception of liabilities due to shareholders for the 2017 interim dividend approved by the Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018.

22.2 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 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 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 2017.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2017 and 2016, is summarized in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Non-current financial position	(10,780)	(13,664)	2,884
Net short-term financial position	(2,477)	(207)	(2,270)
Non-current financial receivables and long-term securities	6	32	(26)
Net financial debt	(13,251)	(13,839)	588
Shareholders' equity	27,236	26,916	320
Debt/equity ratio	(0.49)	(0.51)	0.02

23. Borrowings - €10,780 million, €3,654 million, €5,397 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Long-term borrowings	10,780	13,664	3,654	973
Short-term borrowings	-	-	5,397	6,184

For more details about the nature, recognition and classification of borrowings, please see note 31, "Financial instruments".

24. Employee benefits - €273 million

The Company provides its employees with a variety of benefits, including termination benefits, additional months' pay, indemnities in lieu of notice, loyalty bonuses for achievement of seniority milestones, 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, 2017, and December 31, 2016.

Millions of euro	2017					2016				
	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 January 1	222	-	40	24	286	230	-	37	24	291
Current service cost	-	-	2	20	22	-	-	1	14	15
Interest expense	3	-	1	-	4	5	-	1	-	6
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	-	-	-	-	-	1	-	(1)	-	-
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(1)	-	-	-	(1)	10	-	3	-	13
Experience adjustments	2	-	6	-	8	1	-	1	-	2
Other payments	(25)	-	(2)	(14)	(41)	(26)	-	(3)	(15)	(44)
Other changes	(1)	-	(2)	(2)	(5)	1	-	1	1	3
Actuarial obligation at December 31	200	-	46	28	273	222	-	40	24	286

Millions of euro		
	2017	2016
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	22	15
Interest expense	4	6
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-
Total	26	21

Millions of euro		
	2017	2016
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined-benefit plans	7	15
Other changes	-	-
Total	7	15

The current service cost for employee benefits in 2017 amounted to €22 million, recognized under personnel costs (€15 million in 2015), while the interest cost from the accretion of the liability amounted to €4 million (€6 million in 2016).

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.

	2017	2016
Discount rate	0.20%-1.50%	0.30%-1.40%
Rate of wage increases	1.50%-3.50%	1.40%-3.40%
Rate of increase in healthcare costs	2.50%	2.40%

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% healthcare costs	An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees
Healthcare plans: ASEM	(3)	3	3	-	-	7	-

25. Provisions for risks and charges - €43 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 judgments and other dispute settlements for the year and an update of the estimates for positions arising in previous years not related to the transferred business units.

The following table shows changes in provisions for risks and charges.

Millions of euro	Taken to income statement					
	at Dec. 31, 2016	Accruals	Reversals	Utilization	at Dec. 31, 2017	of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:						
- litigation	12	1	(2)	-	11	7
- other	28	6	-	(23)	11	8
Total	40	7	(2)	(23)	22	15
Provision for early retirement incentives	28	-	-	(4)	21	2
TOTAL	68	7	(2)	(27)	43	17

The €1 million decrease in the provision for litigation reflects amounts released to the income statement following the settlement of a number of disputes, which were partially offset by new accruals for pending suits.

The provision covers disputes in Italy and essentially regards labor litigation (€8 million) and litigation concerning tender contracts (€2 million).

The decrease of €17 million in other provisions is the net effect of utilizations and accruals for the year and related to sundry risks.

The decrease of €7 million in the provision for early retirement incentives is essentially attributable to payments in 2017 of voluntary terminations under Article 4 of the Fornero Act, as well as to transfers of personnel from Enel SpA to other companies of the Group, which resulted in the intragroup transfer of the related portions of this provision.

26. Other non-current liabilities - €12 million

Other non-current liabilities amounted to €12 million (€36 million at December 31, 2016). 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 receivables (note 16). The decrease of €24 million is essentially attributable to the payment to the consolidated companies of the reimbursement of the receivable for 2011 received from the Revenue Agency in 2017. The amount of the liability at December 31, 2017 reflects the updating of the interest accrued on the residual receivable.

27. Trade payables - €137 million

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Trade payables:			
- due to third parties	86	83	(17)
- due to Group companies	71	67	4
Total	137	150	(13)

Trade payables mainly include payables for the provision of services and other activities performed in 2017, and comprise payables due to third parties of €86 million (€83 million at December 31, 2016) and payables due to Group companies of €71 million (€67 million at December 31, 2016).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2017, break down as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Subsidiaries			
Enel Produzione SpA	1	1	-
e-distribuzione SpA	1	-	1
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	1	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1	(1)
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	1	-	1
Enel Italia Srl	35	41	(6)
Enel Iberia Srl	21	10	11
Enel Factor SpA	2	1	1
Endesa SA	3	2	1
Enel Russia PJSC	-	3	(3)
Other	6	6	-
Total	71	67	4

Trade payables break down by geographical area as follows:

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Suppliers:			
Italy	99	119	(20)
EU	31	20	11
Non-EU Europe	4	7	(3)
Other	3	4	(1)
Total	137	150	(13)

28. Other current financial liabilities - €465 million

Other current financial liabilities mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at year end.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	450	501	(51)
Other items	31.2.1	15	49	(34)
Total		465	550	(85)

More specifically, deferred financial liabilities consist of interest expense accrued on financial debt, while the other items essentially include amounts due to Group companies that accrued as of December 31, 2017, but to be settled in the following year, comprising both financial expense on hedge derivatives on commodity exchange rates and interest expense on intercompany current accounts.

29. Net financial position and long-term financial receivables and securities - €13,251 million

The following table shows the net financial position and long-term financial receivables and securities on the basis of the items on the balance sheet.

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Long-term borrowings	23	10,780	13,664	(2,884)
Short-term borrowings	23	5,397	6,184	(787)
Current portion of long-term borrowings	23	3,654	973	2,681
Non-current financial assets included in debt	15.1	6	32	(26)
Current financial assets included in debt	19.1	4,085	3,912	173
Cash and cash equivalents	21	2,489	3,038	(549)
TOTAL		13,251	13,839	(588)

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2017, reconciled with net financial debt as reported in the report on operations.

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016		Change
		of which with related parties		of which with related parties	
Bank and post office deposits	2,489		3,038		(549)
Liquidity	2,489		3,038		(549)
Current financial receivables	4,085	2,011	3,912	2,894	173
Short-term bank debt	(245)		(809)		564
Short-term portion of long-term bank debt	(3,654)		(973)		(2,681)
Other short-term financial payables	(5,152)	(4,896)	(5,375)	(4,268)	223
Short-term financial debt	(9,051)		(7,157)		(1,894)
Net short-term financial position	(2,477)		(207)		(2,270)
Long-term bank debt	(1,039)		(50)		(989)
Bonds	(8,541)		(12,414)		3,873
Other long-term debt	(1,200)		(1,200)		-
Long-term borrowings	(10,780)		(13,664)		2,884
Non-current financial position	(10,780)		(13,664)		2,884
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(13,257)		(13,871)		614
Long-term financial receivables	6	-	32	27	(26)
NET FINANCIAL DEBT	(13,251)		(13,839)		588

30. Other current liabilities - €2,065 million

Other current liabilities mainly concern payables due to tax authorities and to the Group companies participating in the consolidated IRES taxation mechanism and the Group VAT system, as well as the liability due to shareholders for the interim dividend for 2017 approved by the Enel SpA Board of Directors on November 8, 2017, and paid as from January 24, 2018 (€1,068 million in 2017 and €915 million in 2016).

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Tax payables	502	184	318
Payables due to Group companies	428	544	(116)
Payables due to employees, recreational/assistance associations	27	30	(3)
Payables due to social security institutions	12	12	-
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	2	1	1
Other	1,094	923	171
Total	2,065	1,694	371

Tax payables amounted to €502 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€405 million) and for Group VAT for the 4th Quarter of 2017 (€90 million). The increase of €318 million compared with the previous year was mainly due to the increase in taxes payable for consolidated IRES (€228 million) and for Group VAT (€90 million).

Payables due to Group companies amounted to €428 million. They essentially consist of €175 million in payables in respect of the IRES liability under the consolidated taxation mechanism (€457 million at December 31, 2016) and €252 million in respect of Group VAT (€86 million at December 31, 2016). The decrease of €116 million reflects developments in the debtor positions noted above.

The item "other", equal to €1,094 million, includes €1,068 million (€915 million at December 31, 2016) for the liability due to shareholders for the interim dividend to be paid as from January 24, 2018 (€0.105 per share for 2017 and €0.09 per share for 2016).

31. Financial instruments

31.1 Financial assets by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial assets provided by IAS 39, 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, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Loans and receivables	31.1.1	16	53	7,076	7,514
Financial assets available for sale	31.1.2	6	1	-	-
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	33	940	1,691	111	480
Total		940	1,691	111	480
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	501	751	-	-
Fair value hedge derivatives	33	15	27	-	-
Total		516	778	-	-
TOTAL		1,478	2,523	7,187	7,994

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial assets, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

31.1.1 Loans and receivables

The following table shows loans and receivables by nature, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro		Non-current		Current	
	Notes	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Cash and cash equivalents		-	-	2,489	3,038
Trade receivables		-	17	237	255
Financial receivables due from Group companies					
Receivables for assumption of share of financial debt	15.1	-	27	-	-
Receivables on intercompany current accounts		-	19.1	1,984	2,849
Current portion of receivables for assumption of loans	19.1	-	-	27	45
Other financial receivables		-	-	174	154
Total		-	27	2,185	3,048
Financial receivables due from others					
Current portion of long-term financial receivables		-	-	1	1
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	19.1	2,074	1,012
Other financial receivables		16	26	90	160
Total		16	26	2,165	1,173
TOTAL		16	53	7,076	7,514

The primary changes compared with 2016 regarded:

- > a decrease in "cash and cash equivalents" of €549 million, essentially attributable to the redemption and repurchase of a number of bonds, the payment of dividends for 2016 and to the normal central treasury functions performed by Enel SpA;
- > a decrease in "financial receivables due from Group companies" totaling €863 million, largely reflecting the decrease in receivables on the intercompany current account held with Group companies (€865 million);
- > an increase of "financial receivables due from others" totaling €982 million, mainly as a result of an increase in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives transactions on interest rates and exchange rates (€1,062 million).

31.1.2 Financial assets available for sale

Financial assets available for sale amounted to €6 million (€1 million at December 31, 2016) and are represented by equity investments held by Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA (€5 million), which was acquired in 2017 following the merger into Enel SpA of Enel South America Srl, and in Emittenti Titoli SpA (€1 million). Both investments are classified as "equity investments in other entities" and carried at cost.

31.2 Financial liabilities by category

The following table shows the carrying amount for each category of financial liabilities provided by IAS 39, 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	Notes	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	10,780	13,664	9,653	7,857
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	33	943	1,703	176	556
Total		943	1,703	176	556
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	33	1,327	1,379	-	-
Total		1,327	1,379	-	-
TOTAL		13,050	16,746	9,829	8,413

For more details on the recognition and classification of current and non-current derivative financial liabilities, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

For more details about fair value measurement, please see note 34 "Fair value measurement".

31.2.1 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	Note	Non-current		Current	
		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Long-term borrowings	23	10,780	13,664	3,654	973
Short-term borrowings		-	-	5,397	6,184
Trade payables		-	-	137	150
Other current financial liabilities		-	-	485	550
Total		10,780	13,664	9,653	7,657

Borrowings

Long-term borrowings (including the portion falling due within 12 months) - €14,434 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 €3,654 million), amounted to €14,434 million at December 31, 2017.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2017, 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.

	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
Millions of euro	at Dec. 31, 2017					at Dec. 31, 2016					Change
Bonds:											
- fixed rate	10,447	10,390	3,088	7,302	11,880	11,584	11,502	908	10,594	13,117	(1,112)
- floating rate	1,805	1,805	566	1,239	1,767	1,888	1,885	65	1,820	1,858	(80)
Total	12,252	12,195	3,654	8,541	13,647	13,472	13,387	973	12,414	14,975	(1,192)
Bank borrowings:											
- fixed rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- floating rate	1,039	1,039	-	1,039	1,043	50	50	-	50	50	989
Total	1,039	1,039	-	1,039	1,043	50	50	-	50	50	989
Loans from Group companies:											
- fixed rate	1,200	1,200	-	1,200	1,540	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-
- floating rate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1,200	1,200	-	1,200	1,540	1,200	1,200	-	1,200	1,575	-
Total fixed-rate borrowings	11,647	11,590	3,088	8,502	13,420	12,784	12,702	908	11,794	14,692	(1,112)
Total floating-rate borrowings	2,844	2,844	566	2,278	2,810	1,938	1,935	65	1,870	1,908	909
TOTAL	14,491	14,434	3,654	10,780	16,230	14,722	14,637	973	13,664	16,600	(263)

The balance for bonds is reported net of €860 million in respect of the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which Enel SpA holds in its portfolio.

For more details about the maturity analysis of borrowings, please see note 32 "Risk management", while for more about fair value measurement inputs, please see note 34 "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, 2016	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2017	
Euro	11,113	10,939	10,961	4.6%	4.8%
US dollar	1,168	1,218	1,232	7.7%	8.1%
Pound sterling	2,356	2,277	2,298	6.5%	6.7%
Total non-euro currencies	3,624	3,495	3,530		
TOTAL	14,637	14,434	14,491		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowing	Other	Own bonds repurchased	Exchange differences
	at Dec. 31, 2016					at Dec. 31, 2017
Bonds	13,472	(974)	-	(19)	(227)	12,252
Bank borrowings	50	-	999	-	(10)	1,039
Loans from Group companies	1,200	-	-	-	-	1,200
Total	14,722	(974)	999	(19)	(237)	14,491

Compared with December 31, 2016, the nominal value of long-term debt decreased by €231 million, reflecting:

- > the redemption of the residual portion amounting to €909 million of a bond issued in 2007 in the amount of €1,500 million, which was partially redeemed in 2016;
- > the redemption of four tranches of INA and ANIA bonds in the total amount of €65 million;
- > the repurchase of €19 million in own unlisted floating-rate bonds of the "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019";
- > the recognition of exchange gains of €237 million;
- > new long-term bank borrowings totaling €999 million.

The table below reports the characteristics of the bank borrowings obtained in 2017.

New borrowings

Type of loan	Counterparty	Issue date	Amount financed (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Type of interest rate	Due date
Bank borrowings	UBI Banca SpA	27/04/2017	150	EUR	EUR 3M + 37.5 bps	Floating rate	27/04/2020
Bank borrowings	UniCredit SpA	15/06/2017	450	EUR	EUR 6M + 33.5 bps	Floating rate	15/07/2020
Bank borrowings	UniCredit SpA	10/07/2017	200	EUR	EUR 6M + 20 bps	Floating rate	26/06/2021
Bank borrowings	Bank of America	10/07/2017	199	USD	Liber 3M + 71.8 bps	Floating rate	12/07/2021
Total			999				

In 2017 the following borrowings were obtained:

- > a three-year loan from UBI Banca SpA amounting to €150 million;
- > an additional drawing of €450 million on the financing obtained from UniCredit SpA the previous year, falling due in 2020 (at December 31, 2016, the line was drawn in the amount of €50 million);
- > a new loan from UniCredit SpA amounting to €200 million and falling due in 2021;
- > a loan denominated in US dollars from Bank of America amounting to the equivalent of €199 million at the exchange rate at the time the loan was granted (\$227 million) falling due in 2021.

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 and the loans granted 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) 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.

The main covenants covering the hybrid bonds of Enel SpA 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 the loan agreements between Enel SpA and UniCredit 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.

In 2017, Enel Finance International NV issued a number of bonds guaranteed by Enel SpA on the US market. Their main covenants are the same as those of the bonds issued under the Euro Medium-Term Notes program.

All the financial 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.

Finally, following the partial, non-proportional demerger of Enel Green Power SpA ("EGP") to Enel SpA, as from the final moment of March 31, 2016, certain balance-sheet items and legal relationships of EGP were assigned to Enel SpA. The legal relationships included guarantees issued by EGP on behalf of its subsidiaries in respect of commitments assumed in loan transactions. Those 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 foreign currency risk on the gross long-term debt structure (including portions maturing in the next 12 months).

	Dec. 31, 2017						Dec. 31, 2016					
	Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging		Initial debt structure			Hedged debt	Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal amount	%				Carrying amount	Nominal amount	%			
Euro	10,939	10,961	75.6%	3,530	14,491		11,113	11,153	75.8%	3,569	14,722	
US dollar	1,216	1,232	8.5%	(1,232)	-		1,168	1,186	8.0%	(1,186)	-	
Pound sterling	2,277	2,298	15.9%	(2,298)	-		2,356	2,383	16.2%	(2,383)	-	
Total	14,434	14,491	100.0%	-	14,491		14,637	14,722	100.0%	-	14,722	

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	Dec. 31, 2017		Dec. 31, 2016	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	19.6%	24.2%	13.2%	17.7%
Fixed rate	80.4%	75.8%	86.8%	82.3%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Short-term borrowings - €5,397 million

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2017, by nature.

Millions of euro	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Borrowings from non-Group counterparties			
Bank borrowings	120	808	(688)
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	125	1	124
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	256	1,107	(851)
Total	501	1,916	(1,415)
Borrowings from Group counterparties			
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	4,896	4,268	628
Total	4,896	4,268	628
TOTAL	5,397	6,184	(787)

Short-term borrowings amounted to €5,397 million (€6,184 million in 2016), down €787 million over the previous year, mainly due to:

- > the €688 million decrease in liabilities to banks for short-term loans received;
- > the €851 million decrease in cash collateral received from counterparties for transactions in OTC derivatives on interest rates and exchange rates;
- > the €628 million increase in "short-term borrowings from Group companies" attributable to the deterioration in the debtor position on the intercompany current account held with subsidiaries.

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

31.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss, broken down into non-current (€943 million) and current (€176 million) financial liabilities, refer solely to derivative financial liabilities.

31.2.3 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/reversal of impairment
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017
Available for sale financial assets	1	6	
Loans and receivables	2	-	1
Financial liabilities measured at amortized cost	(548)	(510)	

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 7 "Net financial income/(expense) from derivatives.

32. Risk management

32.1 Financial risk management objectives and policies

As part of its operations, the Company is exposed to a variety of financial risks, notably market risks (including interest rate risk and exchange risk), credit risk and liquidity risk.

The financial risk governance arrangements adopted by Enel establish specific internal committees, composed of top management and chaired by the Chief Executive Officers of the companies involved, which are responsible for policy setting and supervision of risk management, as well as the definition and application of specific policies at the Group and individual region, country and global business line levels that establish the roles and responsibilities for risk management, monitoring and control processes, ensuring compliance with the principle of organizational separation of units responsible for operations and those in charge of monitoring and managing risk.

The financial risk governance system also defines a system of operating limits at the Group and individual region, country and global business line levels for each risk, which are monitored periodically by risk management units. For the Group, the system of limits constitutes a decision-making tool to achieve its objectives.

32.2 Market risks

Market risk is the risk that the value of financial and non-financial assets or liabilities and the associated expected cash flows could change owing to changes in market prices.

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 exchange 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 Group include financial receivables, derivatives, cash collateral for derivatives transactions, cash and short-term deposits and trade receivables.

For more details, please see note 31 "Financial instruments".

The source of exposure to interest rate risk and exchange risk did not change with respect to the previous year.

As the Parent Company, 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 markets risks for Enel SpA.

During 2017, 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, 2017, 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, 2017	at Dec. 31, 2016
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	20,599	22,377
Total	20,599	22,377

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 €20,599 million (€22,377 million at December 31, 2016), of which €1,329 million (essentially unchanged on December 31, 2016) in respect of hedges of the Company's share of debt, and €9,635 million (€10,524 million at December 31, 2016) in respect of hedges of the debt of Group companies with the market intermediated in the same notional amount with those companies.

For more details on interest rate derivatives, please see note 33 "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, 2017, 19.6% of gross long-term financial debt was floating rate (13.2% at December 31, 2016). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 75.8% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2017 (82.3% at December 31, 2016). 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, for derivatives that are not eligible for hedge accounting and for the portion of gross long-term debt not hedged using derivative financial instruments.

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 profit before tax would be affected as follows:

Millions of euro									
		at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2016			
		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	9	(9)	-	-	7	(7)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	6	(6)	-	-	7	(7)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	25	-	-	11	(11)	-	-	13	(13)
Fair value hedges	25	(2)	2	-	-	(5)	5	-	-

Exchange risk

Exchange 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 exchange 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 exchange 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 notional amounts 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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	5,410	5,399
- hedging exchange risk on commodities	3,664	4,507
- hedging future cash flows	1,190	196
- other currency forwards	556	696
Cross currency interest rate swaps	15,527	22,668
Total	20,937	28,067

More specifically, these include:

- > currency forward contracts with a total notional amount of €3,664 million (€4,507 million at December 31, 2016), of which €1,832 million to hedge the exchange risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- > currency forward contracts with a notional amount of €1,190 million (€196 million at December 31, 2016), to hedge the exchange risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €595 million in market transactions;
- > currency forward contracts with a notional amount of €556 million (€696 million at December 31, 2016), to hedge the exchange rate risk on investment spending, of which €278 million in market transactions;
- > cross currency interest rate swaps with a notional amount of €15,527 million (€22,668 million at December 31, 2016), to hedge the exchange risk on the debt of Enel SpA or other Group companies denominated in currencies other than the euro.

For more details, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

An analysis of the Group's debt shows that 24.4% of gross medium and long-term debt (24.2% at December 31, 2016) 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 currency of account or the functional currency of the Company, the debt is fully hedged using cross currency interest rate swaps.

Exchange 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, for derivatives that are not eligible for hedge accounting and for the portion of gross long-term debt not hedged using derivative financial instruments.

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, the profit before tax would be affected as follow

Millions of euro		at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2016			
		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%	5	(8)	-	-	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments									
Cash flow hedges	10%	-	-	(431)	526	-	-	(462)	564
Fair value hedges	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Credit 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 or commodity 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 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.

At December 31, 2017, the exposure to credit risk, represented by the carrying amount of financial assets net of related provisions for impairment as well as derivatives with a positive fair value, net of any cash collateral held, amounted to €8,392 million (€9,388 million at December 31, 2016). Of the total, €3,403 million regard receivables in respect of Group companies and €2,489 million regard cash and cash equivalents.

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016		Change
		of which Group		of which Group	
Non-current financial receivables	-	-	27	27	(27)
Other non-current financial assets	5	-	5	-	-
Trade receivables	237	208	255	229	(18)
Current financial receivables	2,011	2,011	2,894	2,894	(883)
Other current financial assets	2,339	174	1,327	154	1,012
Financial derivatives	1,311	1,010	1,842	973	(531)
Cash and cash equivalents	2,489	-	3,038	-	(549)
Total	8,392	3,403	9,388	4,277	(996)

32.4 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 Group, 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, 2017 Enel SpA had a total of about €2,489 million in cash or cash equivalents (€3,038 million at December 31, 2016), and committed lines of credit amounting to €5,800 million (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€6,170 million at December 31, 2016).

Maturity analysis

The table below summarizes the maturity profile of the Company's financial liabilities based on contractual undiscounted payments.

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	2,498	590	1,867	1,999	3,436
- floating rate	500	66	229	235	775
Total	2,998	656	2,096	2,234	4,211
Bank borrowings					
- fixed rate	-	-	-	-	-
- floating rate	-	-	-	1,039	-
Total	-	-	-	1,039	-
Loans from Group companies					
- fixed rate	-	-	-	-	1,200
- floating rate	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	1,200
TOTAL	2,998	656	2,096	3,273	5,411

32.5 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 financial statements since the Company does not plan to set-off 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, 2017
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Correlated amounts not set off in the balance sheet		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities)	Gross amounts of recognized financial assets/(liabilities) set off in the balance sheet	Net amounts of financial assets/(liabilities) presented in the balance sheet	Financial instruments	Net portion of financial assets/(liabilities) guaranteed with cash collateral	Net amount of financial assets/(liabilities)
FINANCIAL ASSETS						
Derivative financial assets:						
- on interest rate risk	420	-	420	-	(46)	374
- on exchange risk	1,147	-	1,147	-	(552)	595
Total derivative financial assets	1,567	-	1,567	-	(598)	969
TOTAL FINANCIAL ASSETS	1,567	-	1,567	-	(598)	969
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative financial liabilities:						
- on interest rate risk	(608)	-	(608)	-	608	-
- on exchange risk	(1,838)	-	(1,838)	-	1,808	(30)
Total derivative financial liabilities	(2,446)	-	(2,446)	-	2,416	(30)
TOTAL FINANCIAL LIABILITIES	(2,446)	-	(2,446)	-	2,416	(30)
TOTAL NET FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	(879)	-	(879)	-	1,818	939

33. 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 converted at the end-year exchange rates provided by the European Central Bank.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value		Change	Notional amount		Fair value		Change
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016		at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on exchange risk	2,327	2,517	501	751	(250)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	2,327	2,517	501	751	(250)	-	-	-	-	-
Fair value hedges:										
- on interest rate risk	800	800	15	27	(12)	-	-	-	-	-
Total fair value hedges	800	800	15	27	(12)	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	9,588	10,497	405	527	(122)	50	27	1	1	-
- on exchange risk	5,632	7,860	535	1,164	(629)	2,419	3,718	110	479	(369)
Total derivatives at FVTPL	15,218	18,357	940	1,691	(751)	2,469	3,745	111	480	(369)
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	18,345	21,674	1,456	2,469	(1,013)	2,469	3,745	111	480	(369)

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Derivatives designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	390	390	135	154	(19)	-	-	-	-	-
- on exchange risk	2,501	2,394	1,192	1,225	(33)	-	-	-	-	-
Total cash flow hedges	2,891	2,784	1,327	1,379	(52)	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	9,624	10,535	408	530	(122)	150	127	66	74	(8)
- on exchange risk	5,632	7,860	535	1,173	(638)	2,425	3,718	110	482	(372)
Total derivatives at FVTPL	15,256	18,395	943	1,703	(760)	2,575	3,845	176	556	(380)
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	18,147	21,179	2,270	3,082	(812)	2,575	3,845	176	556	(380)

33.1 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, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 are met.

Hedge accounting is applied to derivatives entered into in order to reduce risks such as interest rate risk, exchange risk, commodity risk, credit risk and equity risk when all the criteria provided for under IAS 39 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 analyzes, both at hedge inception and on an ongoing systematic basis, the effectiveness of hedges using prospective and retrospective tests in order to determine whether hedging instruments are highly effective in offsetting changes in the fair values or cash flows of hedged items.

Depending on the nature of the risks to which it is exposed, the Company designates derivatives as hedging instruments in one of the following hedge relationships.

- > cash flow hedge derivatives in respect of the risk of: i) changes in the cash flows associated with long-term floating-rate debt; ii) changes in the exchange rates associated with long-term debt denominated in a currency other than the currency of account or the functional currency in which the company holding the financial liability operates; iii) changes in the price of fuels, non-energy commodities and services denominated in a foreign currency;
- > fair value hedge derivatives involving the hedging of exposures to changes in the fair value of an asset, a liability or a firm commitment attributable to a specific risk;
- > derivatives hedging a net investment in a foreign operation (NIFO), involving the hedging of exposures to exchange rate volatility associated with investments in foreign entities.

For more details on the nature and the extent of risks arising from financial instruments to which the Company is exposed, please see note 32 "Risk management".

Cash flow hedges

Cash flow hedges are used in order to hedge the Company's exposure to changes in future cash flows that are attributable to a particular risk associated with an asset, a 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 period when the hedged item affects profit or loss.

When a hedging instrument expires or is sold, or when a hedge no longer meets the criteria for hedge accounting but the hedged item has not expired or been cancelled, 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 profit or loss.

The Company currently uses these hedge relationships to minimize the volatility of profit or loss.

Fair value hedges

Fair value hedges are used to protect the Company against exposures to adverse changes in the fair value of assets, liabilities or firm commitments attributable to a particular risk that could affect profit or loss.

Changes in the 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 is ineffective or no longer meets the criteria for hedge accounting, the adjustment to the carrying amount of a hedged item for which the effective interest method is used is amortized to profit or loss over the period to maturity.

The Company currently makes use of such hedge relationships to seize opportunities associated with general developments in the yield curve.

Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation (NIFO)

Hedges of net investments in foreign operations, with a functional currency other than the euro, are hedges of the impact of changes in exchange rates in respect of investments in foreign entities. The hedge instrument is a liability denominated in the same currency as the investment. The foreign exchange differences of the hedged item and the hedge are accumulated each year in equity until the disposal of the investment, at which time the foreign exchange differences are transferred to profit or loss.

The Company does not currently hold any hedges of net investments in a foreign operation.

For more on the fair value measurement of derivatives, please see note 34 "Fair value measurement".

Hedge relationships by type of risk hedged

33.1.1 Interest rate risk

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, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(135)	390	(154)	390
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	15	800	27	800
Total		(120)	1,190	(127)	1,190

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. More specifically, fair value hedge derivatives relate to the hedging the part of the change in the fair value of a hybrid bond issued in September 2013 that is linked to changes in interest rates, hedged in the amount of €800 million, while the cash flow hedge derivatives refer to the hedging of certain floating-rate bonds issued since 2001.

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Cash flow hedge derivatives	-	-	-	-	390	390	(135)	(154)
Interest rate swaps	-	-	-	-	390	390	(135)	(154)
Fair value hedge derivatives	800	800	15	27	-	-	-	-
Interest rate swaps	800	800	15	27	-	-	-	-
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	800	800	15	27	390	390	(135)	(154)

The notional amount of the interest rate swaps at December 31, 2017, came to €1,190 million (€1,190 million at December 31, 2016) with a corresponding negative fair value of €120 million (negative €127 million at December 31, 2016).

The improvement in the fair value of derivatives compared with the previous year is mainly attributable to the rise in the long-term segment of the yield curve over the course of 2017.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Cash flow hedge derivatives on interest rates	at Dec. 31, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Positive fair value	-	-	-	-	-	-	-
Negative fair value	(135)	(15)	(14)	(13)	(13)	(12)	(83)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on interest rate risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro	2017	2016
Opening balance at January 1	(110)	(87)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	12	(23)
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(98)	(110)

Fair value hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from fair value hedge derivatives.

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
Fair value hedge derivatives	at Dec. 31, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Positive fair value	15	15	33	-	-	-	-
Negative fair value	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 Exchange risk

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedged item.

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2017		at Dec. 31, 2016	
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Fixed-rate borrowings	(679)	4,639	(474)	4,911
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	Floating-rate borrowings	(12)	159	-	-
Total		(691)	4,828	(474)	4,911

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 exchange risk as at December 31, 2017 and December 31, 2016, broken down by type of hedge.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Cash flow hedge derivatives	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)
Forwards	-	-	-	-	-	-	-	-
Options	-	-	-	-	-	-	-	-
Cross currency interest rate swaps	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)
TOTAL FOREIGN EXCHANGE DERIVATIVES	2,327	2,517	501	751	2,501	2,394	(1,192)	(1,225)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2017 came to €4,828 million (€4,911 million at December 31, 2016) with a corresponding negative fair value of €691 million (a negative €474 million at December 31, 2016).

The change in the value of the notional amount and the associated fair value of derivatives mainly reflects the appreciation of the euro against the pound sterling and the US dollar, as well as a new hedge of exchange rates with a notional amount of €189 million.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on exchange risk.

Millions of euro	Fair value		Distribution of expected cash flows				
Cash flow hedge derivatives on exchange rates:	at Dec. 31, 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Beyond
Positive fair value	501	83	85	48	47	46	461
Negative fair value	(1,192)	(69)	(243)	(50)	(65)	(37)	(684)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on exchange risk on equity during the period, gross of tax effects.

Millions of euro		
	2017	2016
Opening balance at January 1	(326)	(208)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	20	(118)
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(306)	(326)

33.2 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, 2017 and December 31, 2016.

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016
Derivatives at FVTPL on interest rates	9,635	10,524	405	527	9,774	10,663	(473)	(604)
Interest rate swaps	9,635	10,524	405	527	9,774	10,663	(473)	(604)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	8,052	11,577	645	1,644	8,057	11,577	(645)	(1,656)
Forwards	2,702	2,699	123	158	2,708	2,699	(122)	(158)
Cross currency interest rate swaps	5,350	8,878	522	1,486	5,349	8,878	(523)	(1,498)
TOTAL DERIVATIVES AT FVTPL	17,687	22,101	1,050	2,171	17,831	22,240	(1,118)	(2,260)

At December 31, 2017, the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and foreign exchange rates came to €35,518 million (€44,341 million at December 31, 2016) corresponding to a negative fair value of €68 million (a negative €89 million at December 31, 2016).

The decrease compared with the previous year in the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss reflects €7,045 million from a decline in forex operations and a decrease of €1,778 million in the notional amount of interest rate swaps.

Interest rate swaps at the end of the year refer primarily to hedges of the debt of the Group companies with the market and intermediated in the same notional amount with those companies in the amount of €9,635 million. The overall notional amount shows a decline of €1,778 million on the previous year. More specifically, the decline of €889 million in the notional amount of interest rate swaps with the market is attributable to the closure of pre-hedge interest rate swaps in respect of the issue of a green bond of €1,000 million, interest rate swaps reaching their natural expiry date of €27 million, new interest rate swaps of €344 million and the decline of €206 million in the notional amount of amortizing interest rate swaps.

Compared with December 31, 2016, the overall change in the fair value (a positive €9 million) is largely connected with the rise in the long-term segment of the yield curve over the course of the year.

Forward contracts, with a notional amount of €2,702 million (€2,699 million at December 31, 2016), relate mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the exchange 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 currency of account 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) and the expected cash flows in currencies other than the euro connected with operating expenses for the provision of cloud services. 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 €5,350 million (€8,878 million at December 31, 2016), relate to hedges of exchange risk on the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and matched with market transactions. The decline in the notional amount of cross currency interest rate swaps of €3,528 million is mainly due to the early closure of cross currency interest rate swaps in the amount of €1,660 million in respect of the repurchase by Enel Finance International of its own bonds issued in US dollars and to cross currency interest rate swaps that expired naturally in the amount of €1,423 million. The value also reflects developments in the exchange rate of the euro against the other major currencies.

34. Fair value measurement

The Company measures fair value in accordance with IFRS 13 whenever required by international accounting standards. 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 balance sheet 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 period.

For this purpose:

- > recurring fair value measurements are those that IFRSs require or permit in the balance sheet at the end of each reporting period;
- > non-recurring fair value measurements are those that IFRSs require or permit in the balance sheet 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 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 European Central Bank. 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 international accounting standards, in 2013 the Group 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 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. 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 converted into euros at the exchange rate provided by the European Central Bank.

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 closing date of the year, including the credit spreads of Enel SpA.

34.1 Assets measured at fair value in the balance sheet

The following table shows, for each class of assets measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the balance sheet, 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, 2017	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2017	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on exchange risk	33	501	-	501	-	-	-	-	-
Total		501	-	501	-	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	15	-	15	-	-	-	-	-
Total		15	-	15	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	405	-	405	-	1	-	1	-
- on exchange risk	33	535	-	535	-	110	-	110	-
Total		940	-	940	-	111	-	111	-
TOTAL		1,456	-	1,456	-	111	-	111	-

34.2 Liabilities measured at fair value in the balance sheet

The following table reports, for each class of liabilities measured at fair value on a recurring or non-recurring basis in the balance sheet, 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, 2017	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2017	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	33	135	-	135	-	-	-	-	-
- on exchange risk	33	1,192	-	1,192	-	-	-	-	-
Total		1,327	-	1,327	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	33	408	-	408	-	66	-	66	-
- on exchange risk	33	535	-	535	-	110	-	110	-
Total		943	-	943	-	176	-	176	-
TOTAL		2,270	-	2,270	-	176	-	176	-

34.3 Liabilities not measured at fair value in the balance sheet

The following table shows, for each class of liabilities not measured at fair value in the balance sheet 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, 2017	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	11,880	11,880	-	-
- floating rate	31.2.1	1,767	572	1,195	-
Total		13,647	12,452	1,195	-
Bank borrowings:					
- fixed rate		-	-	-	-
- floating rate	31.2.1	1,043	-	1,043	-
Total		1,043	-	1,043	-
Loans from Group companies:					
- fixed rate	31.2.1	1,540	-	1,540	-
- floating rate		-	-	-	-
Total		1,540	-	1,540	-
TOTAL		16,230	12,452	3,778	-

35. Related parties

Related parties have been identified on the basis of the provisions of international accounting standards 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 in accordance with procedural and substantive propriety.

In November 2010, the Board of Directors of Enel SpA approved 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 2017, 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 with Resolution no. 17389 of June 23, 2010.

The following tables summarize commercial, financial and other relationships between the Company and related parties.

Commercial and other relationships

2017

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2017	Payables at Dec. 31, 2017	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2017		2017	
Subsidiaries						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	27	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	30	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	-
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Brasil SA	25	-	-	-	-	12
Enel X Srl	2	-	-	-	-	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	1	-	-	-	6
Endesa Generación SA	10	-	-	1	-	2
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	4	3	-	1	-	5
e-distribufje Banat SA	4	-	-	-	-	1
e-distribufje Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
e-distribufje Muntenia SA	7	-	-	-	-	2
e-distribuzione SpA	124	164	-	2	-	34
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	204	-	-	-	-	2
Enel Energie Muntenia SA	1	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	1	-	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	1	22	-	11	-	1
Enel Green Power SpA	10	1	-	1	-	8
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	16	-	-	-	-	8
Enel Produzione SpA	59	97	-	1	-	13
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	30	86	-	66	-	15
Servizio Elettrico Nazionale SpA	158	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	5	8	-	-	-	-
Enel Trade SpA	1	100	-	-	-	1
Enel Factor SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energia SA	4	-	-	-	-	3
Energla Nueva Energia Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	1
OpEn Fiber SpA	1	-	-	-	-	-
RusEnergoSbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	3	-	-	-	-	1
3Sun Srl	-	19	-	-	-	-
Total	800	508	-	83	-	127
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	1	-	-
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Eni	-	1	-	-	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	-	-	-
Total	2	3	-	1	-	3
TOTAL	802	511	-	84	-	130

2016

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2016	Payables at Dec. 31, 2016	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2016		2016	
Subsidiaries						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	3
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	3
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Brasil SA	13	-	-	-	-	7
Endesa Distribución Eléctrica SL	36	1	-	-	-	18
Endesa Generación SA	20	1	-	1	-	17
Enel Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	-
Endesa SA	-	2	-	1	-	1
e-distribufje Banat SA	3	-	-	-	-	2
e-distribufje Dobrogea SA	2	-	-	-	-	1
e-distribufje Muntenia SA	6	-	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	132	263	-	-	-	53
Enel Energia SpA	120	37	-	-	-	16
Enel Iberia Srl	2	10	-	10	-	1
Enel Green Power SpA	16	15	-	-	-	20
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	12	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	17	3	-	1	-	5
Enel Produzione SpA	67	186	-	-	-	24
Enel Romania Srl	5	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	61	55	-	64	-	10
Servizio Elettrico Nazionale SpA	51	20	-	-	-	4
Enel Sole Srl	4	5	-	-	-	1
Enel Trade SpA	57	2	-	-	-	3
Enel Factor SpA	1	2	-	-	-	-
Enel.sj Srl	-	1	-	-	-	-
Endesa Energia SA	5	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	4	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	2
RusEnergostbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	5	-	-	-	-	4
3Sun Srl	-	28	-	-	-	-
Total	662	645	-	78	-	204
Other related parties						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Total	1	-	-	-	-	1
TOTAL	663	645	-	78	-	205

Financial relationships

2017

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2017			2017		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Americas SA	-	-	-	-	-	25
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	31
e-distribuzione SpA	1,759	-	3,765	33	64	1,448
Enel X Srl	6	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	7	1,007	1,806	-	8	679
Enel Iberia Srl	1	-	-	-	1	677
Enel Finance International NV	756	3,735	28,166	679	1,268	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	46	-	-	-
Enel Green Power SpA	161	4	12,994	57	68	50
Enel Green Power Perú SA	-	-	-	11	6	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	1	-
Enel M@P Srl	3	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	192	523	2,141	30	75	-
Enel Italia Srl	35	16	123	1	12	23
Servizio Elettrico Nazionale SpA	114	-	1,402	-	7	80
Enel Sole Srl	1	60	277	-	1	15
Enel Trade Romania Srl	-	-	5	-	-	-
Enel Trade SpA	105	761	1,578	97	265	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel Factor SpA	18	-	-	-	-	3
Enel Innovation Hubs Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	8	-	18	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	23	-	87	-	1	-
OpEn Fiber SpA	-	-	300	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	2	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	6	-	10	-	-	-
Total	3,195	6,166	52,762	908	1,797	3,031
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	1
TOTAL	3,195	6,166	52,762	908	1,797	3,032

2016

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2016			2016		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	1,898	13	3,725	13	84	1,610
Enel Energia SpA	6	791	1,733	-	6	358
Enel Iberia Srl	1	1	54	-	1	550
Enel Finance International NV	733	4,407	23,131	178	1,068	-
Enel Green Power Chile Ltda	3	3	-	-	-	-
Enel Green Power International BV	-	-	-	96	18	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	53	-	-	-
Enel Green Power SpA	586	18	10,596	3	33	50
Enel Green Power Perú SA	5	-	-	-	6	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	24	-	30	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	2	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	636	30	2,412	19	29	304
Enel Italia Srl	94	-	94	-	6	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	334	-	1,701	-	7	-
Enel Sole Srl	1	70	231	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Trade SpA	28	1,369	1,579	208	124	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel Factor SpA	91	-	-	2	3	3
Enel Innovation Hubs Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.is Srl	14	-	7	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	20	-	86	-	-	-
OpEn Fiber SpA	-	-	123	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	2	-	-	-	-
3Sun Srl	28	-	-	2	-	-
Total	4,505	6,761	45,568	521	1,386	2,875
Other related parties						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	1
TOTAL	4,505	6,761	45,568	521	1,386	2,876

The impact of transactions with related parties on the balance sheet, income statement and cash flows is reported in the following tables.

Impact on balance sheet

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
at Dec. 31, 2017				at Dec. 31, 2016		
Assets						
Derivatives - non-current	1,456	912	62.6%	2,469	953	38.6%
Other non-current financial assets	16	-	-	53	27	50.9%
Other non-current assets	148	139	93.9%	188	154	81.9%
Trade receivables	237	228	96.2%	255	248	97.3%
Derivatives - current	111	98	88.3%	480	19	4.0%
Other current financial assets	4,350	2,185	50.2%	4,221	3,048	72.2%
Other current assets	453	435	96.0%	299	261	87.3%
Liabilities						
Long-term borrowings	10,780	1,200	11.1%	13,664	1,200	8.8%
Derivatives - non-current	2,270	28	1.2%	3,082	747	24.2%
Other non-current liabilities	12	9	75.0%	36	33	91.7%
Short-term borrowings	5,397	4,896	90.7%	6,184	4,268	69.0%
Trade payables	137	74	54.0%	150	68	45.3%
Derivatives - current	176	13	7.4%	556	464	83.5%
Other current financial liabilities	465	29	6.2%	550	82	14.9%
Other current liabilities	2,065	428	20.7%	1,694	544	32.1%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2017			2016		
Revenue	133	130	97.7%	207	205	99.0%
Services and other operating expenses	359	84	23.4%	335	78	23.3%
Income from equity investments	3,033	3,032	100.0%	2,882	2,876	99.8%
Financial income on derivatives	2,683	1,640	61.1%	2,787	1,239	44.5%
Other financial income	410	157	38.3%	556	147	26.4%
Financial expense on derivatives	2,902	836	28.8%	3,127	467	14.9%
Other financial expense	872	72	8.3%	979	54	5.5%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2017			2016		
Cash flows from operating activities	2,465	(2,838)	-115.1%	2,511	(1,173)	-46.7%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(48)	(48)	100.0%	(409)	(409)	100.0%
Cash flows from financing activities	(2,966)	1,485	-50.1%	(4,989)	1,455	-29.2%

36. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2017	at Dec. 31, 2016	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	36	347	(311)
- subsidiaries	52,752	45,568	7,184
Total	52,788	45,915	6,873

Sureties granted to third parties essentially regard guarantees issued by the Parent Company to INPS for employees participating in the structural staff reduction plan (Art. 4 Law 92/2012) as well as a bank surety issued in favor of Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) of €26 million, acquired following the merger of Enel South America into Enel SpA. The decrease compared with the previous year is due to the agreement that led to the extinguishment of the guarantee issued in the sale of real estate assets (€346 million) with the concomitant issue of a new parent company guarantee on behalf of Enel Italia.

Other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries include:

- > €27,216 million issued on behalf of Enel Finance International securing bonds denominated in dollars, pounds, euros and yen as part of the €35 billion Global Medium-Term Notes program;
- > €6,584.92 million issued on behalf of various companies controlled by Enel Green Power, mainly acquired in Group reorganization operations;
- > €3,040 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power and Enel Sole;
- > €1,552 issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel Italia, Enel Innovation Hubs, Enel Trade, Enel Produzione, Enelpower, Servizio Elettrico Nazionale, Nuove Energie, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole, Energy Hydro Piave and Enel X Italia;
- > €980 million issued on behalf of Enel Finance International to secure the Euro commercial paper program;
- > €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of e-distribuzione, 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;
- > €713 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);
- > €600 million issued to Terna on behalf of e-distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione, Enel Green Power and Enel Energia in respect of agreements for electricity transmission services;
- > €331 million issued to Snam Rete Gas on behalf of Enel Trade and Enel.si for gas transport capacity;
- > €330 million as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Trade and Enel Produzione;
- > €50 million issued to RWE Supply & Trading GmbH on behalf of Enel Trade for electricity purchases;
- > €50 million issued to E.ON on behalf of Enel Trade for trading on the electricity market;
- > €32 million issued to Wingas GmbH & CO.KG on behalf of Enel Trade for the supply of gas;
- > €33 million issued on behalf of Enel Italia to Excelsia Nove for the performance of obligations under rental contracts;
- > €8,682 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of subsidiaries.

Compared with December 31, 2016, the increase in other sureties and guarantees issued on behalf of subsidiaries mainly reflects the issue of bonds. As part of the Enel Group finance strategy and the refinancing strategy for maturing consolidated debt, the Enel Board of Directors approved the issue by December 31, 2018 of one or more bonds to be

placed with institutional investors. Enel Finance International launched multiple multi-tranche bond issues in the US and international markets, with the issued guaranteed by Enel and reserved for institutional investors.

In its capacity as the Parent Company, Enel SpA has also granted letters of patronage to a number of Group companies, essentially for assignments of receivables.

37. Contingent liabilities and assets

Please see note 49 to the consolidated financial statements for information on contingent liabilities and asset.

38. Events after the reporting date

On January 1, 2018 the Global Business Lines and the Global Services Functions (hereinafter "Global Structures"), i.e. Global Infrastructure & Networks, Global Thermal Generation and Global Procurement, which previously operated in Enel SpA, were transferred to the wholly-owned Italian subsidiaries Enel M@p Srl, Enel Global Thermal Generation Srl and Enel Italia Srl.

The corporate reorganization of the Global Structures gives the Group a uniform organizational and corporate structure in which each Global Structure can seek maximum efficiency and focus more clearly on its activities, within the framework of a "Global Hub" model. In other words, the organizational units can:

- > perform their activities in an operating company other than Enel SpA;
- > deliver technical services at the global level to Group companies with the context of a uniform business, pursuing effectiveness and efficiency objectives while ensuring legal and accounting clarity;
- > seize opportunities to grow their businesses in international markets.

In this context, Enel SpA retains its role as an industrial holding company, focusing its activities on the management and coordination of Group companies; providing strategic policy guidance for operations, remunerated exclusively through dividends from subsidiaries; providing institutional services through its staff functions on behalf of subsidiaries (remunerated through an "institutional services" contract).

On March 8, the subsidiary e-distribuzione SpA was recapitalized through the partial waiver of a financial receivable due from that company on the intercompany current account in the amount of €2,275 million, which was allocated by the latter to a specific available equity reserve.

Please see note 50 to the consolidated financial statements for information on other events after the reporting date.

39. Fees of audit firm pursuant to Article 149-duodecies of the CONSOB "Issuers Regulation"

Fees paid in 2017 by Enel SpA and its subsidiaries at December 31, 2017 to the audit firm 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:	
	- EY SpA	2.3
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Certification services	of which:	
	- EY SpA	0.7
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	-
Total		3.0
Enel SpA subsidiaries		
Auditing	of which:	
	- EY SpA	2.8
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	11.6
Certification services	of which:	
	- EY SpA	1.2
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	1.8
Other services	of which:	
	- EY SpA	-
	- Entities of Ernst & Young Global Limited network	0.6
Total		18.2
TOTAL		21.2

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、連結財務諸表注記及び個別財務諸表注記に記載されている。

3【その他】

(1) 決算日後の状況

連結財務諸表注記50「後発事象」を参照のこと。

(2) 訴訟

ポルト・トッレ火力発電所—大気汚染—エネルの取締役及び従業員に対する刑事訴訟

2006年3月31日、アドリア裁判所はエネルの元取締役及び従業員に対して、ポルト・トッレ火力発電所の排気による空気汚染に係る多くの事件につき、有罪判決を下した。同判決によれば、被告人及びエネル（民事責任当事者として）は、複数当事者（自然人及び公共団体）にもたらした被害に関して、共同で賠償の支払責任を有する。多くの主に民間の当事者（個人及び環境協会）に対する損害賠償額は、367,000ユーロに設定された。特定の公共団体（環境省、その代理機関を含むヴェネト州及びエミリア・ロマーニャ州の多くの公共団体）に対する損害賠償額の算出は、後に行われる民事裁判まで延期されたが、約2.5百万ユーロの「仮賠償」は直ちに支払期限が到来した。

アドリア裁判所の判決に対して上訴がなされ、2009年3月12日、ベニス上訴裁判所は下級裁判所の判決を一部破棄した。上訴裁判所は、元取締役が罪を犯しておらず、環境被害がなかった旨の判決を下し、既に支払われた「仮賠償」の払戻しを命じた。検察官及び民事原告は、かかる判決に対して、破毀院に上告した。2011年1月11日の判決において、破毀院は上告を受け入れ、ベニス上訴裁判所の決定を覆し、また損害賠償及び被告間にかかる損害の区分に関して判断するためにベニス上訴裁判所民事部に案件を差し戻した。ヴェネト州における多くの地方自治体への支払額について、エネルは2008年に合意された和解契約に基づき、支払を済ませている。2011年7月において提起された訴訟をもって、環境省、エミリア・ロマーニャ州の公的機関及び刑事事件において既に被害者として関与した民間の当事者は、ベニス上訴裁判所に、エネル・エスピーエー及びエネル・プロデュツィオーネに対しポルト・トッレの発電所からの排出物による被害について民事で損害賠償を支払うよう命令することを要求した。経済上及び環境上の損失について要求された損害賠償額は、約100百万ユーロであり、エネルは異議を唱えた。2013年に、エネル／エネル・プロデュツィオーネは責任を承認することなく、エミリア・ロマーニャ州の公共団体との間で、当グループの一般的な持続可能性に関する方針と一致した社会連帯を表明するという合意に達した。環境省及び民間の当事者（環境協会及び訴訟手続中にエネルから何の支払も受領していない多くの居住者）との訴訟は継続している。2015年7月10日、エネル／エネル・プロデュツィオーネとともに、被告に312,500ユーロの損害賠償に55,000ユーロを超える訴訟費用を加算して支払うよう命令するベニス上訴裁判所の決定が下された。支払義務があると主張された損害賠償額の算出の環境省の要求は、当該訴訟を妨げる事由が刑事訴訟手続の過程で生じたため、証拠能力に欠けるとみなされた。その一方で、同裁判所は、別個の決定で損害賠償が認められるとする一般的な判断を下し、訴訟費用の支払を命令した。エネルは、2015年2月、ベニス上訴裁判所の2015年7月10日付け判決について破毀院に上告し、現在審問日の指定を待っている。

2011年8月に、ロヴィゴ（Rovigo）検察局は、エネル及びエネル・プロデュツィオーネの多くの取締役、元取締役、役員、元役員及び従業員に対し、ポルト・トッレ発電所からの排出の嫌疑に関連した災害を防ぐための予防措置の採用を故意に怠ったことについて公判に応じるよう求めた。その後、検察は故意に災害を発生させたとして起訴した。2012年において、ロヴィゴの予審判事は、ロヴィゴ検察局の要求を承諾し、双方の違反行為について、被告人全ての審理を行うことが言い渡された。環境省、厚生省、並びにエミリア・ロマーニャ州及びヴェネト州の地方当局を主とするその他の機関は、その代理機関とともに、被害者として本件に加わり、責任当事者としてエネル又はエネル・プロデュツィオーネに言及することなく、上記個人に対して不特定の損害賠償を求めた。2013年において、前述した合意の一部として、多くの公共団体は訴訟を取り下げた。

2014年3月31日の審理において、裁判所は第一審判決を出し、予防的安全措置の採用を故意に怠ったとされた被告人全てが無罪となり、また、エネル・エスピーエーの元最高経営責任者2名を除く、災害を故意に発生させたとされた被告人に無罪判決を出した。元最高経営責任者は、別個の民事訴訟において、合計410,000ユーロの仮決定額及び係争中の残りの民間当事者の訴訟費用の支払とともに、不特定の損害賠償の支払を命じられた。

かかる上訴後、ペニス上訴裁判所における二審の訴訟手続は、「犯罪に関与していない」との理由で、全ての被告に無罪判決を言い渡して、2017年1月18日に完了した。検察当局は、3名の元最高経営責任者の無罪判決について破毀院に公訴を提起し、かかる公訴は2018年1月10日に裁判所により受け入れられないとして棄却された。

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

ブリンディジ裁判所において、ブリンディジ・スド火力発電所に関する刑事訴訟が行われた。民事訴訟において責任当事者とされた多くのエネル・プロデュツィオーネの従業員が、1999年から2011年の間における訴訟の結果として、発電所に隣接した土地の炭塵汚染の嫌疑に関する器物損壊の発生及び有害物質の廃棄について告訴されている。2013年末においては、審理の対象が2012年及び2013年をカバーするように延長された。訴訟手続の一環として、ブリンディジの県及び市等の被害者は、約1.4十億ユーロの損害賠償請求をした。2016年10月26日付け判決において、ブリンディジ裁判所は、(i) 13名の被告（エネル・プロデュツィオーネの従業員／管理職）のうち9名に罪を犯していないとして無罪判決を言い渡し、(ii) かかる被告のうち2名については犯罪に時効が成立しているため免訴の判決を下し、(iii) 残りの2名の被告に対して法に規定された全ての酌量減輕を行った上懲役9ヶ月の有罪判決を下した。損害賠償の支払に関して、同裁判所の判決はまた、(i) 刑事訴訟手続に参加している公の当事者及び団体の全ての損害賠償請求を棄却しつつ、(ii) 民間の当事者が提起した損害賠償請求のほとんどを認め、仮賠償を認めずに、金額の算定のために民事裁判所に移送した。有罪判決を受けた従業員及びエネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーは、民事で判決に上訴した。犯罪につき時効が成立した従業員もまた上訴した。

また、レッジョ・カラブリア裁判所及びビーボ・バレンティア裁判所において、ブリンディジ発電所からの廃棄物の処分に関わる違反に関連した違法な廃棄物処分に関して、多くのエネル・プロデュツィオーネの従業員に対する刑事訴訟手続が行われている。エネル・プロデュツィオーネは、民事上の損害について責任当事者とはされていない。

レッジョ・カラブリア裁判所における刑事訴訟手続は、2016年6月23日の審理で終了している。犯罪に関与していないとして、裁判所はエネルのほぼ全ての被告人に無罪判決を出した。1件の訴訟のみ時効により免訴となった。同様に、軽犯罪を含む残りの全ての罪も時効により免訴となった。ビーボ・バレンティア裁判所における訴訟手続は、他の被告人が求めた最終証人の証言を審問するため、2018年4月19日まで延期された。

ブリンディジ・スド火力発電所－ブランドの差し押さえ

本件についての詳細は、「第一部－第3－5 経営上の重要な契約等」及び連結財務書類注記50「後発事象」を参照のこと。

2003年9月28日の停電に関連する裁判外紛争及び訴訟

2003年9月28日に発生した停電の結果、損害に対する自動賠償及びその他の賠償の請求がエネル・ディストリブツィオーネ（現在のe-ディストリブツィオーネ）に対してなされた。かかる請求により、合計約120,000件と多くの訴訟が提訴され、主にカラブリア州、カンパニア州及びバジリカータ州の治安判事がこれらを扱った。これらの損害賠償についてなされる支払は、既存の保険契約により一部補償される。これらの裁判官による一審判決のほとんどは、原告勝訴とするものであったが、上訴裁判所による判決は、ほぼ全てがエネル・ディストリブツィオーネを勝訴とするものであった。破毀院もまた、一貫してエネル・ディストリブツィオーネに有利な判決を下した。2017年12月31日現在、係争中の訴訟は、約8,100件となった。また、新たな訴訟提起は、上訴裁判所と破毀院の双方におけるエネルに有利な判決を背景に、落ち着いてきている。2012年初頭に、第一審の判決の執行においてエネルにより支払われた額の払戻しを受けるための多数の回復措置が開始され、これらは継続している。

2008年5月、不利な判決により支払われた賠償金額の払戻しを受ける権利を確認するために、エネルは保険会社（カトリカ）に召喚状を送達した。本件では現在、エネルの主張に異議申立てをした多数の再保険会社も手続に関与している。2013年10月21日の判決において、ローマ裁判所はエネルの申し立てを受け入れ、保険の補償範囲を有効とし、カトリカに（結果的に再保険会社に）対し、規約により決められた限度内で争訟費用を支払うと同時に、ユーザー及びその弁護士に対して支払われた又は支払われる金額に関しては、エネルを免責することを命じる命令を出した。

その後、カトリカが、ローマ裁判所に対し、2013年10月21日の第一審判決を覆すことを求めて上訴した。2018年2月23日の審理で、裁判官は、最終弁論の期限を定め、判決に進めた。

2013年10月21日付け判決に基づいて、2014年10月、エネルはローマ裁判所においてカトリカを提訴し、エネルに支払われるべき金額の確定及びかかる金額の支払をカトリカに求めた。2016年10月3日の審理において、同裁判所は、上訴手続の終了を保留して、2017年7月4日まで申立ての審理の延期を求める相手方の申立てを棄却した。2017年7月12日付けの判決で、裁判所は、準備書面にに基づき、決定のため2019年11月25日まで訴訟手続を一時休止することを決定した。

エネル・エネルギー及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ独占禁止訴訟

2017年5月11日付けで公布された指針第26581号により、競争当局は、エネル・エスピーエー、エネル・エネルギー・エスピーエー及びセルヴィツィオ・エレットリコ・ナツィオナーレ・エスピーエーに対する優越的地位の濫用により訴訟が提起され、同日からこれらの会社、エネル・イタリア・エスアールエル及びカタニアにあるプント・エネルの一部の事業所で書類を取得するための調査が開始された。

訴訟は、実質的には2016年下半年より、イタリアエネルギー卸売業者取引業者連盟（AIGET）及びグリーン・ネットワーク・エスピーエーにより作成された報告書並びに競争当局が受領した顧客それぞれからの報告書に基づき開始された。

かかる措置で競争当局により述べられた主張によると、エネル・グループは、規制市場での配電及び電力販売に関して統合された役割を持つ者として、自由市場で業務を行うグループ会社（すなわちエネル・エネルギー）のために統合されていない競争者を妨害できる一連の真似できない商業的戦略を用いる排他的な戦略で（低電圧の国内外の顧客の小売市場の競争の完全な開始に向けて重要な移行段階にある市場において）業務を行っている。

訴訟に関与したエネル及びその他のグループ会社は、訴えられた行為について認めていないが、訴訟を基礎づける指針により競争当局により指示された競争制限的な事項に対処する誓約を提出した。

2017年11月8日付けで採用された指針で、競争当局は、提出された誓約を退け、訴えられた行為の実質的側面を明らかにすべきであると主張した。その結果、訴訟は、通常の予備審理で継続され、その手続において関係会社は、当局の異議に関して準備書面を提出し、立場を表明しなければならない。

本件の最終期限は2018年6月30日である。

BEG訴訟

イタリアにおいてBEGエスピーエーにより開始された仲裁手続後、エネルパワーが2002年に有利な判決を受け、これは2010年に破産院により支持され、アルバニアでの水力発電所建設に関する契約のエネルパワーによる違反を申し立てた訴えは全面的に棄却された。その後、BEGは、子会社であるアルバニアBEGアンビエントを通して、かかる問題に関してアルバニアにおいてエネルパワー及びエネル・エスピーエーを提訴し、2004年の不法行為による損害賠償約25百万ユーロ及びその後数年間にわたる不法行為による不特定の金額の損害賠償をエネルパワー及びエネルが支払うよう命ずる判決がティラナ地方裁判所から下され、当該判決はアルバニア大審院によって支持された。かかる判決後、アルバニアBEGアンビエントは、エネルによる430百万ユーロ超の支払を要求した。

アルバニア共和国により公正な裁判を受ける権利が侵害され、法の支配に反しているとして、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーは欧州人権裁判所に対し上訴したが、同裁判所は、認容できないとして申立てを却下した。同判決は、完全に手続上のものであり、訴訟の本案に関するものではなかった。

2015年6月16日付け判決により、アルバニアBEG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、イタリア国内で言い渡されたエネルパワー・エスピーエーの主張を認める仲裁裁定の遵守を逃れたことに関し、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーがBEGエスピーエーの法的責任を確認するよう裁判所に求めてローマ裁判所に申し立てた追加訴訟において、第一審は完了した。この訴訟において、エネルパワー・エスピーエー及びエネル・エスピーエーは、裁判所に対し、ピーイージーの責任を認め、アルバニアの裁判所の判決が執行された場合に他方がアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーに支払う必要が生じうる金額の賠償金の支払をピーイージーに命じることを求めた。判決に関して、ローマ裁判所は、アルバニアの判決はどの裁判所においてもまだ法的強制力があるという判断を下されていないため、BEGエスピーエーは訴訟を提起される当事者適格を有さないか、あるいは、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーが訴えの利益を欠くため、請求は認められないという判決を下した。裁判所は、裁判費用の相殺を命じた。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、当該判決の全面破棄を求めて、ローマ上訴裁判所に上訴した。次回の審理は2018年11月14日に予定されている。

2016年11月5日、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、2009年3月24日にティラナ地方裁判所が下した判決の無効を求めて、アルバニア大審院に申立てを行った。訴訟は現在も継続している。

ティラナ地方裁判所の2009年3月24日付け判決を執行するためにアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーが行った手続

フランス

2012年2月に、アルバニアBEGアンビエントは、フランスにおいてアルバニアの裁判所の判決が執行可能となるよう、パリの大審裁判所にエネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーに対する訴えを提起した。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、かかる訴えに反論した。

大審裁判所の訴訟手続開始後、再びBEGアンビエントの主導で、2012年から2013年にかけて、エネル・フランスは、エネル・フランスに関するエネル・エスピーエーの債権を保全するために、2件の債権の予備的差押命令を受けた。

2018年1月29日に、大審裁判所は、認可状付与のためのフランス法に基づく要件が欠如しているとして、ティラナ裁判所のフランスにおける判決の認証及び執行を求めるアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの主張を認めず、エネル及びエネルパワーに有利な判決を下した。とりわけ大審裁判所は、(i) アルバニアの判決は既存の決定（本件の場合、2002年の仲裁決定）と矛盾すること、及び(ii) BEGは、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーを通じて同請求を再提出して、イタリアの仲裁手続では得られなかったものをアルバニアで得ることを求めた事実が、不正行為であると判断された。

アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは上訴し、かかる手続は準備段階にある。

ニューヨーク州

2014年3月、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、ニューヨーク州においてアルバニア裁判所の判決に法的強制力を与えるために、ニューヨークにおいてエネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーに対する訴訟を提起した。

2014年4月22日には、エネル及びエネルパワーが提出した申立てに応じて、裁判所は、当事者の意見を聞かずに当該会社に対して下された約600百万米ドル（約487百万ユーロ）の資産を凍結する前判決を無効とした。2015年4月27日、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、本件をニューヨーク州裁判所から連邦裁判所に移管することを求めた。2016年3月10日付け判決において、連邦裁判所は、訴訟手続が進められるニューヨーク州裁判所に本件を移送した。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは、ニューヨーク州裁判所が管轄権を有していないとして、申立てを棄却した判決に対して上訴した。2018年2月8日付けの全員一致の判決において、ニューヨーク州の上訴裁判所は、エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーの上訴を支持し、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーにより提出された執行要求についてニューヨークの裁判所は管轄権を有するとの主張を棄却した。

オランダ

2014年6月2日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、仮差押命令に基づき、ハーグ裁判所より、440百万ユーロを上限として、複数の団体が保有する資産を凍結させる命令及び同国におけるエネル・エスピーエーの2子会社の株式に対する担保権の設定を得た。エネル・エスピーエー及びエネルパワー・エスピーエーは同判断に上訴し、2014年7月1日、オランダ裁判所は、エネル及びエネルパワーの申立てを認め、暫定的に訴額を25百万ユーロと定め、25百万ユーロの銀行保証の発行をエネル及びエネルパワーが受けることを条件に、仮差止命令の解除を命じた。エネル及びエネルパワーは、同判断に上訴した。

2016年2月9日付け判決において、ハーグ上訴裁判所は、当該上訴を支持し、440百万ユーロのエネルによる保証及び約50百万ユーロ（資産の差押え及び銀行保証の担保入れによるエネル及びエネルパワーの損失の見積額）のアルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーによる見返り保証のための差入れを条件として仮差止命令の取消しを命じた。エネルの保証は、2016年3月30日に行われた。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、見返り保証を行わなかった。

2016年4月4日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、オランダ大審院に対して2016年2月9日付け判決への不服申し立てを行ったが、オランダ大審院は2017年6月23日の判決で、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの不服申し立てを棄却して仮差止命令を確定的に取り消した。

2014年7月末、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、オランダにおいてアルバニア裁判所の判決に法的強制力を与えるためにアムステルダム裁判所に提訴した。2016年6月29日に、裁判所は正式に判決を下した。かかる判決は、(i) アルバニア裁判所の判決はオランダにおいて法的強制力を有するための要件を満たしているとし、(ii) アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーに対する費用及び付加料金としての60,673.78ユーロに加えて433,091,870.00ユーロの支払をエネル及びエネルパワーに命じ、また(iii) アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの要求であったかかる判決の仮執行を否定するものであった。2016年7月14日、アルバニアBEGアンビエントは、2016年6月29日付け判決に基づく他の企業数社に対する総額440百万ユーロの仮差押え及びオランダにてエネル・エスピーエーが保有する3社の企業の株の仮差押えに対し、上訴を行った。エネルは上訴し、2016年8月26日付け判決において、アムステルダム裁判所は、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーが2016年10月21日までにエネル及びエネルパワーに7百万ユーロの銀行保証を提供しなかった場合、2014年及び2016年に出された予防措置が無効となる判決を下した。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、同保証を提供せず、したがって、オランダにおけるエネル及びエネルパワーの資産の差押えは無効となり、2016年10月21日以降もはや有効ではなくなった。アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、2016年8月26日付けの判決に上訴したが、同手続は、当事者間の契約に基づき、予防指針(2017年6月23日付けで発行された。)手続においてオランダの破産院の判決が出るまで停止中である。2016年8月26日付けの判決に対する上訴は、当事者のうち一者による具体的な要求がないため停止されたままである。かかる停止は、オランダにおける資産の差押えは2016年10月以降有効でないという事実には影響を及ぼさない。

2016年6月29日に、エネル及びエネルパワーは、同日に下されたアムステルダムの裁判所の判決に対して上訴を提起した。かかる上訴は覆審の効力を持ち、オランダ裁判所は訴訟の全てを再審理する。したがって、エネル及びエネルパワーは完全に争うことができる。2016年9月27日、アルバニアBEGアンビエントもまた、本案に関する一部棄却部分の無効を要求して、2016年6月29日付けの裁判所の判決に上訴した。2017年4月11日に、アムステルダムの上訴裁判所は、2件の審理中の上訴に参加したいというエネル及びエネルパワーの申出を承諾した。

2018年1月29日に、上訴手続において口頭弁論が行われ、その後、裁判所はエネル及びエネルパワーに、フランスでのアルバニアの判決に対する認可状の発行を却下したパリの大審裁判所の判決を証拠として提出することを認めた。アムステルダムの上訴裁判所の判決は2018年7月17日に下される予定である。

アイルランド

また、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、アイルランドにて、アイルランドでティラナ裁判所の判決に法的強制力を与えるために提訴した。高等裁判所は、2016年3月8日、エネル及びエネルパワーの答弁を支持して、同国は管轄地でない旨の判決を下した。裁判所による同判決の承認は、係属中である。2017年3月31日に、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、2016年3月8日付けのアイルランドには管轄権がないとした判決に対して簡易手続による上訴を提起した。2017年4月7日にエネル及びエネルパワーは上訴に応じた。

2018年2月26日付けの判決で、アイルランドの裁判所は、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーの上訴を棄却した。

ルクセンブルグ

ルクセンブルグにおいてまた、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーのイニシアチブで、JPモルガン銀行ルクセンブルグ・エスエーも、エネル・エスピーエーの債権に関して仮差押えの命令の送達を受けた。平行して、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、ルクセンブルグにおいてティラナ裁判所の判決を執行するために申し立てを提出した。訴訟手続は現在進行中であり、当事者間で準備書面が交わされている。判決はまだ下されていない。

法令第231/2001号の違反

2017年7月14日に、エネル・グリーンパワー・エスピーエーは、法人の管理責任に関する法令第231/2001号の違反についてアンコナ裁判所に申し立てられ、賠償支払の通知を受け取った。訴訟は、会社のために会社の代理人により保護地域の生息地の破壊の法令違反を申し立てられたことから始まった。本件は、同じ代理人及び同じ法令違反で訴えられた他の2名の被告が関与する別個の訴訟に併合された。裁判所は、証人尋問の日を定めた。

CIEN訴訟ーブラジル

1998年、ブラジルの会社であるCIEN（現在はエネルCIEN）は、自らのアルゼンチンーブラジル間の相互接続ラインを通じたアルゼンチンからの電力の配送についての契約をトラクテベルとの間に締結した。2002年の経済危機により導入されたアルゼンチンの規制変更の結果、CIENはトラクテベルへ電力を供給することができなかった。2009年10月、トラクテベルはCIENを訴え、CIENは答弁書を提出した。CIENはその答弁書における主な論旨として、アルゼンチン危機による不可抗力について言及した。訴訟外で、トラクテベルは訴訟に関連する相互接続ラインの30%を買収予定であることを表明している。2014年3月、裁判所は当事者間においてその他の訴訟が係争中であることから、手続を延期するというCIENの申立てを承認した。係争額は、約118百万ブラジルレアル（約27百万ユーロ）に特定されていない損害が加わるものとして見積もられている。2010年5月に、同様の理由でフルナスもCIENに対し、電力供給の不履行のため、特定されていない損害に加えて約520百万ブラジルレアル（約121百万ユーロ）の支払を請求する訴えを起こした。申し立てられたCIENの不履行において、フルナスは、相互接続ラインの所有権（本件において70%）の取得も求めている。CIENの答弁は、先の件と同様である。2014年8月、フルナスの主張は、第一審裁判所によって棄却された。フルナスは、後者の判決に対して、訴訟を提起しているが、CIENも上訴しており、訴訟手続は継続中である。

シブラン訴訟ーブラジル

コンパニア・ブラジレイラ・デ・アンティビオティコス（以下「シブラン」という。）は、エネル・ディストリブシオン・リオ（旧名称：アンブラ）に対して、非金銭損害に加えて、1987年から2002年までの間にブラジルの配電会社の電力サービスの中断によって被ったとする損失の損害賠償を求めて、6件の訴訟を提起した。裁判所は、それらの件で統一された技術評価を命じたが、その判決の一部はエネル・ディストリブシオン・リオにとって不利なものだった。エネル・ディストリブシオン・リオは、判決に異議を申し立て、新たな調査を求め、これにより、シブランの申立ての一部は棄却された。シブランはその後上訴し、その判決はエネル・ディストリブシオン・リオに有利なものであった。

第一審は、1999年に提訴され、1994年から1999年の期間に関するものであるが、第一審の裁判所でエネル・ディストリブシオン・リオに対する判決が下された2014年9月に判決が下され、当初は約200,000ブラジルレアル(約46,000ユーロ)の罰則及び後の段階で確定されるその他損害賠償を課した。エネル・ディストリブシオン・リオは、同判決に上訴し、その訴えは司法裁判所で支持された。それに対し、2016年12月16日に、シブランは、最高裁判所への上訴（特別上訴）を提起し、訴訟手続は継続中である。

2件目の訴訟（2006年に提訴された、1987年から2002年の期間に関するもの）に関して、2015年6月1日、裁判所は、エネル・ディストリブシオン・リオに、非金銭的損害賠償80,000ブラジルレアル(約18,000ユーロ)及び金銭的損害賠償96,465,103ブラジルレアル(約22百万ユーロ)に利息を加えて支払うよう命じる判決を下した。2015年7月8日、エネル・ディストリブシオン・リオは、リオデジャネイロの司法裁判所に上訴し、当事者らは判決を待っている。

残る4件については判決は未だ下されていない。係争額総額は約445百万ブラジルレアル（約124百万ユーロ）と見積もられている。

コベルヴァ訴訟ーブラジル

ブラジルの農村地域における送電網拡張の事業の一環として、1982年にエネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエー（旧名称：コエルチェ）（当時はブラジル政府が所有しており、現在はエネル・グループ会社が所有している）が、特に拡張事業を推し進めるために設置された複数の協同組合住宅の送電網の使用に関して契約を締結した。かかる契約は、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーによる月間料金の支払を規定しており、またネットワークの維持が求められていた。

特別な状況で設置された協同組合住宅と公共部門の企業との間のこれらの契約は、厳密には、取決めが統制する送電網を特定していない。かかる取決めによって、複数の協同組合住宅が、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーに対して、とりわけかかる契約で合意された料金の改定を求めて訴訟を提起した。これらの訴訟には、コーポラティブ・デ・エレトリフィカカオ・ルーラル・ド・ヴィー・ド・アカラウ・エルティーディーエー（コベルヴァ）による約203百万ブラジルレアル（約56百万ユーロ）の訴訟も含まれる。エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスエーは、第一審の裁判所及び上訴裁判所により有利な判決を得たが、コベルヴァは再抗告（Embargo de Aclaración）し、再抗告は2016年1月11日の判決において棄却され、その後、コベルヴァは、2016年2月3日、最高裁判所に非常上告を行った。訴訟手続は現在進行中である。

エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスAGM—ブラジル

1993年、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアス、ゴイアス州協会（AGM）、ゴイアス州及びゴイアス銀行は、州が政府に譲渡すべきICMS（VAT）の一部の譲渡を通じて、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスに対する州債務の支払いに関する契約を締結した。2001年に当該契約の当事者らは、契約は無効であるとの判決を得るために独立した州政府から訴えられたが、その後、契約過程での地方自治体自身の不参加を理由として連邦最高裁判所に移送された。2004年9月に、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスは、23の地方自治体との和解を締結した。2007年から2008年までの間、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスは再び、かかる契約に基づく支払額の返還を求める上で、多くの根拠で訴えられた（現在113件の係争中の訴訟がある。）。契約は無効であるとの判決に関わらず、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスは、電力は供給契約に従って供給されたものであり、従って返還請求は却下されるべきとして、地方自治体の一部の債務の支払いは適法であると主張している。係争額総額は、約1十億ブラジルレアル（約277百万ユーロ）である。

エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスの民営化の一環で、税控除制度が導入され、その結果、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアス保有のグリッドの発展及び維持へのエネル・ディストリブイサオ・ゴイアスによる投資についての税控除により、エネル・ディストリブイサオ・ゴイアスはそのICMS（VAT）債務を相殺することを認められたことは重要な点である。税控除額は、2015年1月27日までに発生したエネル・ディストリブイサオ・ゴイアスの債務（訴訟で言及されているものを含む。）に限定されている。

エル・キンボーコロンビア

影響を受けた地域の住民及び漁師によるエル・キンボ事業に関する複数の法的行為（団体訴訟及び告訴）は、係争中である。かかる事業は、ウイラ地域（コロンビア）での400MWの水力発電所の建設に関連している。より具体的には、1つ目の団体訴訟は、現在準備段階であり、ガルソンの地方自治体の約1,140名の住民によって提起され、住民は発電所の建設によって住民の事業収益の30%が減少すると主張している。2つ目の訴訟は、2011年8月から2012年12月の間に、ウイラの5つの地方自治体の住民並びに企業及び団体によって提起され、橋（パソ・エル・コレジオ）の閉鎖に関する損害賠償を主張している。告訴又は集団訴訟に関して、2008年に、かかる地域の複数の住民によって訴訟が提起され、特に環境上の許可を停止しよう主張している。もう一方の告訴は、複数の漁業会社によって提起され、キンボ流域の埋立てによるキンボの下流のベタニア流域の漁業への影響が申し立てられた。2015年2月、裁判所は、複数の特定の要件が満たされるまで、埋立て作業の予備的停止を命じた。

予備的停止は、埋立ての続行を許可するために、その後変更され、埋立て続行は2015年6月30日に開始された。しかしながら、2015年7月17日、エムゲサは、当社がキンボ水源流域からバイオマス及び森林廃棄物を除去したことをANLA（国家環境機関）が認証するまで発電業務を禁じるために予防措置を変更する通知を受領した。

エネルギー危機が公表されているため、判決は留保されており、エネルギー省は、エムゲサの発電開始を許可する省令を出した。2015年12月16日、憲法裁判所は、大統領令は違憲ではない旨の判決を下し、同日以降、エムゲサは発電を一時停止した。

2015年12月24日、鉱物及びエネルギー省並びにAUNAP（農業及び漁業局）は、刑事裁判所に予防措置として発電を許可することを求めて、共同して申立てを行った。2016年1月8日、同裁判所は、エル・キンボにおける発電の一時的な即時再開を許可する、同省及びAUNAPが要求した予防措置を認めた。同裁判所が認めた予防措置は、ウイラ裁判所が本件の本案、すなわち地方行政裁判所が以前に出した予防措置の取消し又は支持の判決を下すまで、有効である。2016年2月22日付け判決により、ウイラ裁判所は、発電の6ヶ月間の継続を許可する判決を下した。同裁判所は、エムゲサに、酸素レベル要件の遵守を確保する技術的設計を準備し、約20,000,000,000コロンビアペソ（約5.5百万ユーロ）の担保を提供するよう命じた。2016年4月11日付けのウイラ行政裁判所の判決において、仮差止命令の仮取消しは、2016年10月16日まで6ヶ月間維持され、これはその後2017年2月以降さらに6ヶ月延長された。2017年8月の予防的差止命令の停止期限後、反対の判決がないことから、キンボ発電所は、エムゲサにより設置された酸素化システムがこれまでのところ裁判所により要求された酸素レベルを維持することができると示されているため、発電が継続されている。かかる手続は現在、当事者間の和解提案（2017年11月27日に提出された。）を裁判所が評価しているため引き延ばされており、それは競争当局にも通知されている。2018年1月24日、ウイラ裁判所は、当事者らにより上訴されたとして、和解契約を却下した。

ニヴェル・デ・テンション・ウノ訴訟ーコロンビア

この紛争は、セントロ・メディコ・ドゥ・ラ・サバナ病院（Centro Médico de la Sabana hospital）及びその他当事者が、コデンサに対して、申し立てられた超過払いの返還を求めて提起した「団体訴訟」に関連している。かかる訴訟は、コデンサが補助比率を適用していないとの申し立てに基づいており、決議第82/2002号にて規定され、決議第97/2008号にて改正された、テンション・ウノ部門ユーザー（1kV未満の電圧）及びインフラの所有者として使用者は料金を支払うべきであったと主張されている。本件は準備段階にある。訴訟手続の見積額は、約337十億コロンビアペソ（約96百万ユーロ）である。

エムゲサ及びコデンサの仲裁手続ーコロンビア

2017年12月4日、エネル・アメリカス・エスエーは、グルッポ・エネルギア・ディ・ボゴタ（GEB）（エムゲサ及びコデンサの約51.5%を所有する。）から、エムゲサとコデンサの2016年の純利益の分配に関する当事者間内の争いを解決するための、ボゴタの仲裁機関による仲裁手続の開始について通知を受けた。GEBは、「投資枠組契約」（株主間契約）は利益の100%を分配できていないため違反していると主張している。

GEBは、コデンサに対して約63,619,000,000コロンビアペソ（約18百万ユーロ）、エムゲサに対して約82,820,000,000コロンビアペソ（約23百万ユーロ）の請求を申し立てた。

SAPE（旧エレクトリカ）仲裁手続ールーマニア

2016年4月20日に、SAPEは、イー・ディストリビューティ・ムンテニア及びエネル・エネルギア・ムンテニアからの配当金の分配の不履行についての契約上の違反の主張に関連して、エネル・エスピーエー及びエネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィーに関し、パリの国際商業会議所に対して、さらなる仲裁申立書を提出した。2016年9月、SAPEは、エネル・エネルギア・ムンテニア及びイー・ディストリビューティ・ムンテニアを訴え、金銭請求額を約56百万ユーロに改定する仲裁申立書を修正した。2017年5月22日、SAPEは、約110百万ユーロに利息が付された額に請求額を再び修正した。当事者は、準備書面を交わしている。

ガブチコヴォ紛争ースロバキア

スロベンスケ・エレクトラーネ（以下「SE」という。）は、720MWのガブチコヴォ水力発電所に関して、国民裁判所における、複数の訴訟に関わっていた。かかる発電所は、ヴォドホスポダースカ・ヴィサタヴァ・スタンティ・ポドニク（以下「VV」という。）によって管理され、かかる発電所の稼働及び維持管理は、2006年のSEの民営化の一環として、経営管理合意（VEG協力協定）に基づいてSEに30年間委託されていた。

民営化の終了直後に、公共調達局（PPO）は、一般入札を統制する規制に関して申し立てられた違反を理由としてVEG協力協定の取消しを求め、かかる契約はサービス契約であり、かかる規制によってそのように統制されるものとみなすことを求め、ブラチスラヴァ裁判所に対して訴訟を提起した。2011年11月、第一審裁判所はSEに有利な判決を下し、一方でPPOは同判決に対して直ちに上訴した。

PPOの動きに平行して、VVも複数の訴訟を提起し、特にVEG協力協定の取消しを求めた。

2014年12月12日、VVは、VEG協力協定から一方的に離脱し、契約違反を理由として2015年3月9日付けの解除を通知した。2015年3月9日、控訴裁判所の判決は、第一審裁判所の判決を覆し、公共調達局（PPO）が提起した訴訟の一環として、かかる契約を取り消した。SEは、最高裁判所に非常上告を行った。2016年6月29日の審理において、最高裁判所はかかる上告を棄却した。SEは、その後憲法裁判所に対して同判決を上訴したが、2017年1月18日、同上訴は棄却された。

さらに、SEは、VEG補償契約に基づくウィーン国際仲裁センター（以下「VIAC」という。）に仲裁を要請した。スロバキア共和国の国家資産基金（現在はMHマナズメント）及びSE間の民営化の一環として調印された当該協定に基づき、SEは、SEの責に帰すべきではない事由によるVEG協力協定の早期終了の場合、補償を受けることができる。仲裁裁判所は、管轄権を有さないという異議申立てを棄却し、訴訟の本案を審理するために、仲裁手続は継続し、関与額についての決定はその後の手続に先送りされた。2017年6月30日、仲裁裁判所は、SEの要求を却下する判決を下した。

SEが開始した仲裁手続と平行して、VV及び国家資産基金（現在はMHマナズメント）の両方が、後者とVEG協力協定との関係を主張することによってVEG補償契約を無効とするために、スロバキアの裁判所に訴訟を提起し、現在係属中である。VVがSEに提起した訴訟で2017年9月27日にブラチスラバ裁判所で審理が行われたが、裁判官は手続的理由から原告の要求を棄却した。さらに、地域レベルで、SEは、2006年から2015年までの期間における不正蓄財（推定約360百万ユーロ及び利息）という主張により、VVから訴訟を提起された。準備書面提出の手続が開始され、2018年2月2日にSEは2010年、2013年及び2014年に関する手続について反訴を提出した。最後に、ブラチスラバ裁判所への別の訴訟手続において、VVは、民営化の一環としてのガブチョヴォ発電所の技術資産（約43百万ユーロに利息を加えた価値を有する。）のSEからVVへの譲渡手数料をSEに返還するよう、SEに要求した。審理は2017年12月4日に行われ、裁判官は当事者間の準備書面の提出の最終期限を定めた。

予防的行政訴訟及びチュカス仲裁

ピーエイチ・チュカス・エスピーエー（以下「チュカス」という。）は、建設・運営・譲渡契約（以下「BOT契約」という。）に基づく50MWの水力発電所の建設及びこの発電所において発電された電力のコスタリカ電力公社（インスティテュート・コスタリセンス・デ・エレクトリシダッド）（以下「ICE」という。）への売却のため、ICEが2007年に実施した入札をエネル・グリーン・パワー・コスタリカ・エスピーエーが落札した後、同社が設立した特別目的事業体である。この契約は、チュカスが発電所の建設及び運営を20年間行い、その後ICEにこれを譲渡する旨定めている。

BOT契約に基づき、発電所は2014年9月26日に操業を開始する予定であったが、洪水、土砂崩れ等の発生を含む複数の理由により、プロジェクトには費用の超過及び遅延が重なり、その結果、電力の供給義務の履行遅延が避けられなくなった。事態の展開を考慮の上で、チュカスは2012年及び2013年、ICEに対し、発生した超過費用の補償及び発電所の操業開始の延期の決定を求める行政申立書を提出した。ICEはこの申立てを2015年に却下し、むしろ操業開始の遅延に係る2件の罰金として約9百万米ドル（約7百万ユーロ）課した。チュカスが予備的抗告を行った後、罰金の支払は一時停止している。かかる発電所は2016年12月に稼働開始した。

さらにチュカスは、ICEが行政申立てを却下したことを受け、2015年5月27日、BOT契約の条項に基づき、プロジェクトの完了が遅延した結果発生した発電所建設の追加費用の弁済及びICEにより課せられた罰金の無効の決定を求めて、コスタリカ-北米商工会議所（Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio）の国際調停・仲裁センター（以下「AMCHAM CICA」という。）に仲裁手続の開始を申し立てた。2017年12月に下された判決で、仲裁裁判所はチュカスに有利な判決を下し、追加費用約113百万米ドル（約91百万ユーロ）及び訴訟費用の支払いを認め、罰金は支払われる必要がないとの判決を下した。ICEは、現地の裁判所の仲裁判決に上訴し、手続は準備段階にある。

またチュカスは、2015年10月3日、契約当事者であるエフシーシー・コンストラクション・アメリカ・エスピーエー及びエフシーシー・コンストラクション・エスピーエー（以下「FCC」という。）による工事の完了期限の不遵守等いくつかの契約上の義務の違反を理由として、契約違反を理由として契約を解除する旨各当事者に通知し、同時にチュカスが差し入れを受けた保証状を執行した。しかしながら、2015年10月27日にFCCがパリの国際仲裁裁判所で開始した予防手続の判決を待つ間、保証はまだ支払われていない。2017年3月10日付けの申立てにおいて、FCCは、契約は理由なく終了したとする判決を要求し、約27百万米ドル（約22百万ユーロ）の損害賠償を求めた。2017年5月に提出された書面で、チュカスは、原告の請求を棄却するよう求めるに加えて、不履行による契約終了の確認を得るために反訴を提起し、少なくとも38百万米ドル（約30百万ユーロ）の損害賠償を求めた。審理は、2018年2月に開かれ、最終弁論が進行中である。

ブラジルにおける税務訴訟

源泉徴収税－エネル・ディストリブシオン・リオ・エスピーエー

1998年、エネル・ディストリブシオン・リオ・エスピーエーは、海外で資金を調達するために設立されたパナマの子会社を引受会社とする350百万米ドルの社債（固定利付債（FRN））発行をもって、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスピーエーの買収に資金拠出した。当時効力のあった特別な規則に基づき、2008年まで社債を維持することを前提として、エネル・ディストリブシオン・セアラ・エスピーエーからその子会社に対して支払われる利息はブラジルでの源泉徴収の対象でなかった。

しかしながら、1998年の金融危機により、パナマの会社は、ブラジルの親会社との関係での借換えを余儀なくされ、かかる目的のためにブラジルの親会社は地方銀行からの借入れを行った。税務当局は、かかる借入れを、社債の早期償還に相当するとみなし、源泉徴収の免除の権利を失う結果となった。

2005年12月、エネル・ディストリブション・セアラ・エスエーは残余FRN債務及び関連する権利並びに義務の譲渡を含む、スピノフを実行した。

2012年11月6日、高等行政裁判所（Camara Superior de Recursos Fiscales）（行政裁判所の最高レベル）は、アンブラに対して不利な判決を下したが、エネル・ディストリブション・セアラ・エスエーは裁判所に対し、ただちにその明確化を要求した。2013年10月15日、エネル・ディストリブション・セアラ・エスエーは、明確化の要求（以下「エンバルゴ・デ・デクララシオン」（Embargo de Declaración）という。）が却下され、したがって前回の不利な判決が支持されることについて通知を受けた。同社は債務のための担保を提供し、2014年6月27日、司法裁判所において訴訟を継続した。

2017年12月に、裁判所は、今後の判決のためにさらなる詳細を検証する専門家を任命した。

2017年12月31日現在において、係争額は約312百万ユーロであった。

ICMS—エネル・ディストリブション・リオ・エスエー及びエネル・ディストリブション・セアラ・エスエー

リオ・デ・ジャネイロ州及びセアラ州は、特定の固定資産の購入に関連するICMS（商品及びサービス流通税（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços））の控除額に異議を申し立て、エネル・ディストリブション・リオ・エスエー（1996年から1999年及び2007年から2014年の期間）並びにエネル・ディストリブション・セアラ（2003年、2004年及び2006年から2011年の期間）に対し、複数の租税査定を行った。当該企業は、同社が税金を正しく控除したこと及びその購入がICMSの対象となる資産に関しては、同社の電力供給業に用いるためであったことを主張し、当該査定に異議を申し立てた。

これらの会社は、多様な段階の裁決において主張を続けている。

係争額は、2017年12月31日現在で、総額約69百万ユーロとなった。

源泉徴収税—エンデサ・ブラジル

2014年11月4日、ブラジルの税務当局は、エンデサ・ブラジル・エスエー（現在のエネル・ブラジル・エスエー）に対して査定を行い、より高いと申し立てられている非居住者の受け手に対する配当金の支払に、源泉徴収税を課さなかったと主張している。

より具体的には、2009年、エンデサ・ブラジルが、IFRS-IASの初度適用の結果として、持分における影響を認識し、エンデサ・ブラジルの適用した会計基準の正しい適用に基づいて、のれんを取り消した。しかし、ブラジルの税務当局は、監査の間、会計方針が間違っており、取消しの影響が損益として認識されるはずだと主張した。その結果、換算値（約202百万ユーロ）は、非居住者への収益の支払として再分類され、したがって、15%の源泉徴収税が課された。

注目すべきは、かかる会社の適用した会計方針は、外部監査人の同意を得ており、会社法を専門とする地元企業の特定の法的見解によって裏付けられていた。

2014年12月2日、かかる会社は最初の判決に上訴し、会社方針は正しいと主張した。

2016年7月、本件は、第一審で税務当局の勝訴の判決が下された。エンデサ・ブラジルは、したがって、当該判決を行政裁判の第二審に上訴した。

2017年12月31日現在、本件で問題になっている金額は全体で約69百万ユーロである。

スペインの税金訴訟

法人税—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日付けでスペインの税務当局は、2011年にエネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズ・エスエー（EUFER）がエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルに合併された件の扱いは税務上中立的な取引でなかったと異議を唱え、かかる取引は有効な経済的理由がなかったと主張して、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ・エスエルへ査定の通知を出した。

2017年7月6日、当該会社は、合併に適用される税制措置の適切性を主張して、第一行政レベル（Tribunal Económico-Administrativo Central—TEAC）で査定に対して上訴した。手続の中で、当該会社は、合併取引の正当な経済的理由の存在を証明するために、合併の結果達成された相乗効果を説明する関係書類を全て提供する予定である。

2017年12月31日現在、訴訟に関わる合計額は、約88百万ユーロであった。かかる額は、回収活動を停止することが行われなようにするために銀行保証をもって担保されている。

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、2017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2017年12月31日時点の連結財務諸表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場合、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年の期間に渡って定期的に償却され、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）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。

（4）過去勤務費用

IFRS(IAS第19号)従業員給付では、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。

（5）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。

(6) 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。子会社が関連会社に該当しない場合には、その投資は個別財務諸表の帳簿価額（原則として、企業結合後における結合企業の株式の公正価値）に基づき測定される。

(7) 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。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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免的な費用が、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。

(11) 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。

(12) 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。

主な表示と区分の相違

(1) 非継続事業及び売却目的の固定資産

IFRS (IFRS第5号)では、非継続事業の損益、資産、負債及びキャッシュ・フローは、区分表示され開示される。資産または、資産及び負債グループの帳簿価額が継続的な使用ではなく、主に売却を通じて回収される場合、これらは他の連結財政状態計算書の資産及び負債とは区別して表示される。売却目的の資産は、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る。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会計原則はない。

(2) 財政状態計算書

IFRS (IAS第1号)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、一般的な貸借対照表の雛形を定めている。IFRSに比べ貸借対照表の見出しは、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) 損益計算書

IFRS(IAS第1号)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）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】

米ドルと日本円の為替及び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、米ドル及び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。

2009年1月1日以降に当社から株主に支払われる配当については、日本の居住者たる個人は、申告分離課税を選択することが可能である。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	平成29年6月30日関東財務局長に提出
2. 半期報告書	平成29年9月29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2016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2017年4月11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、2017年4月11日

EY・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(パートナー)

[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 11, 2017 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2016 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 11, 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

連結財務諸表についての報告書

我々は、エネル・グループの連結財務諸表、すなわち、2016年12月31日現在の連結財政状態計算書、同日をもって終了する連結損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの連結財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、連結財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な連結財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な連結財務報告書の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、上記の連結財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・グループの2016年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示している。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と連結財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準（SAイタリア） n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と連結財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びにコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2016年12月31日現在の連結財務諸表と整合している。

ローマ市、2017年4月11日

EY・エスピーエー

（署名）：マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as of December 31, 2016

**Independent auditor's report in accordance with articles 14 and 16
of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditor's report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated 27 January 2010
(Translation from the original Italian text)**

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the consolidated financial statements

We have audited the accompanying consolidated financial statements of Enel Group, which comprise the balance sheet as of December 31, 2016, 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, a summary of significant accounting policies and the notes to the financial statements.

Directors' responsibility for the consolidated financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these consolidated financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the consolidated financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the consolidated financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel Group as of December 31, 2016, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure with the consolidated financial statements

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the consolidated financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on operations and the specific information of the Report on corporate governance and ownership structure are consistent with the consolidated financial statements of Enel Group as of December 31, 2016.

Rome, April 11, 2017

EY S.p.A.

Signed by: Massimo delli Paoli, partner

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2016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2017年4月11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、2017年4月11日

EY・エスピーエー

マッシモ デリ パオリ
(パートナー)

[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 11, 2017 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2016 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 11, 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Partner)

[前へ](#)

[次へ](#)

2010年1月27日政令第39条14項及び16項に基づく独立監査人の報告書 (イタリア語原文からの翻訳)

エネル・エスピーエー

株主各位

財務諸表についての報告書

我々は、エネル・エスピーエーの事業年度の財務諸表、すなわち、2016年12月31日現在の財政状態計算書、同日をもって終了する損益計算書、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、ならびに重要な会計方針の要約及び注記について監査を行った。

財務諸表に対する経営者の責任

エネル・エスピーエーの経営者は、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、真実かつ公正な情報を提供するこれらの財務諸表を作成する責任がある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいてこれらの財務諸表について意見を表明することにある。我々は、2010年1月27日政令第39条11項に基づく国際監査基準（ISA イタリア）に準拠して監査を行った。

監査の基準は、我々に財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、我々が倫理基準に準拠し監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査は、財務諸表に記載されている金額及び開示についての監査証拠を入手するための手続を実施することを含んでいる。監査手続は、会計監査人の判断により選択されており、不正又は誤謬による財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価を含んでいる。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、会社の真実かつ公正な財務諸表の作成に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が適用した会計方針の適切性及び会計上の見積りの合理性の評価、そして全般的な財務諸表の表示の評価が含まれる。

我々は、我々が入手した監査証拠は、我々の監査意見の基礎を提供するために十分かつ適切であると信じている。

監査意見

我々の意見によれば、上記の財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び2005年2月28日に制定された政令第38条9項に準拠して、エネル・エスピーエーの2016年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示している。

その他の法的、規制上の要件に関する報告

事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と財務諸表との間の整合性に対する意見

我々は監査基準（SAイタリア） n.720.Bにおいて求められる監査手続を、法的要件に準拠し、事業報告書及び1998年2月24日付政令第58条123-2項第4号により要求されているコーポレートガバナンスと株主構成の報告書の特定の情報と財務諸表との間の整合性に対して意見を表明するために行った。

エネル・エスピーエーの経営者には、適用される法律及び規制に準拠した事業報告書並びにコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。

我々の意見では、事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2016年12月31日現在の財務諸表と整合している。

ローマ市、2017年4月11日

EY・エスピーエー（署名）：マッシモ デリ パオリ、パートナー

当該監査報告書は、外国の読者の便宜のために英語へ翻訳されたものである。

[前へ](#) [次へ](#)

Enel S.p.A.

Financial statements as of December 31, 2016

**Independent auditor's report in accordance with articles 14 and 16
of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditor's report
in accordance with articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010
(Translation from the original Italian text)**

To the Shareholders of
Enel S.p.A.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements of Enel S.p.A., which comprise the balance sheet as of December 31, 2016, 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, a summary of significant accounting policies and the notes to the separate financial statements.

Directors' responsibility for the financial statements

The Directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of these financial statements that give a true and fair view in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union as well as with the regulations issued to implement art. 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with International Standards on Auditing (ISA Italia) implemented in accordance with article 11 of Legislative Decree n. 39, dated January 27, 2010. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's professional judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation of the financial statements that give a true and fair view 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 entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by Directors, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Enel S.p.A. as of December 31, 2016, 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 article 9 of Legislative Decree n. 38, dated February 28, 2005.

Report on other legal and regulatory requirements

Opinion on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure with the financial statements

We have performed the procedures required under audit standard (SA Italia) n. 720B in order to express an opinion, as required by law, on the consistency of the Report on operations and of specific information of the Report on corporate governance and ownership structure as provided for by article 123-bis, paragraph 4 of Legislative Decree n. 58, dated February 24, 1998, with the financial statements. 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 in accordance with the applicable laws and regulations. In our opinion the Report on operations and the specific information of the Report on corporate governance and ownership structure are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2016.

Rome, April 11, 2017

EY S.p.A.

Signed by: Massimo delli Paoli, partner

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

[前へ](#)

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・エスピーエー及びその子会社（エネル・グループ）の2017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2018年4月17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、2018年4月17日

EY・エスピーエー

マッシモ アントネッリ
(パートナー)

[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 17, 2018 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2017 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 17, 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

[次へ](#)

エネル・エスピーエー（Enel S.p.A.）

2017年12月31日現在の連結財務諸表

**2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条の基づく独立
監査人の監査報告書**

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立監査人の監査報告書

エネル・エスピーエー

株主各位

連結財務諸表に対する監査報告書

監査意見

我々は、エネル・グループ（以下、「当グループ」）の連結財務諸表、すなわち、2017年12月31日現在の連結財政状態計算書及び同日をもって終了する会計年度の連結損益計算書、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、及び重要な会計方針の要約を含む連結財務諸表の注記について監査を行った。

我々は、上記の連結財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、当グループの2017年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の基礎

我々は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。我々の責任は、当監査報告書の「連結財務諸表監査に対する監査人の責任」セクションに詳細に記載している。我々は、イタリアの法令に基づき財務諸表監査に適用される倫理及び独立性に関する規則及び基準に準拠して、エネル・エスピーエーから独立した立場にある。我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な事項

監査上の主要な事項とは、当連結事業年度の連結財務諸表監査において監査人の職業的専門家としての判断によって最も重要であると判断された事項のことをいう。監査上の主要な事項は、連結財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において検討した事項であり、我々は、監査意見とは別個に、これらの事項に対して個別に意見を表明するものではない。

我々は、以下の監査上の主要な事項を識別した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
非流動資産の回収可能性	
連結財務諸表の非流動資産において、有形固定資産74,937百万ユーロ、無形資産16,724百万ユーロ及びのれん13,746百万ユーロが計上されている。 経営者は、連結財政状態計算書日現在において、減損の兆候が識別された場合に、のれん、耐用年数を確定できない無形資産、及びその他の非流動資産を含む資金生成単位（CGU）の帳簿価額について、減損テストを行った。 経営者が採用したプロセス、並びに各CGUの回収可能価額の評価及び算定に用いた方法は複雑な仮定に基づくことがあり、その性質上、経営者の判断が必要になるものである。こうした判断は、2018-2022年事業計画や長期成長率に基づいて作成されたキャッシュ・フロー予測、及びこの予測に適用された割引率に主に関連する。 上記に関して、経営者による主要な仮定は、電気及びガス需要の将来の動向や関連する予想価格、再生可能資源の利用可能性、また、インフレ、為替レート及び利率等の特定の仮定を含む将来の経済動向に関連する。 非流動資産の回収可能価額の見積りに使用される仮定は複雑かつ判断を要することから、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 非流動資産の減損に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 非流動資産の回収可能性」、注記15「有形固定資産」及び注記20「のれん」に記載されている。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる： ・ 非流動資産の減損プロセス及び当グループが実施した関連する内部統制の評価 ・ CGUの識別に用いられた基準の評価、及びCGUの帳簿価額と連結財務諸表上の金額との照合 ・ 2018-2022年事業計画及び関連する将来キャッシュ・フローの基礎となる主要な仮定の評価（産業データ及び予測との比較を含む） ・ 各CGUのキャッシュ・フロー予測が2018-2022年事業計画と整合しているかどうかの評価 ・ 実績と過去の予測の比較による、経営者の予測の正確性の評価 監査手続を実施する際には、プロセスで用いられる方法、モデルの数理的正確性、長期成長率と割引率の合理性、及び経営者が実施した感応度分析の結果を検証するために、評価の専門家を利用した。 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
電力及びガスの未請求売上による収益	
電力及びガスの小売販売の収益は、顧客に供給されたときに認識される。この金額には、定期的な検針に基づく請求金額や、卸売業者及び運送業者から通知される量に基づく請求金額に加え、いまだ未請求であるものの、年度内に供給された電力及びガスの見積金額が含まれる。メーター検針日後の収益は、顧客の1日当たりの見積消費量に基づく。これは、主に過去の情報に基づき、天候やその他見積消費量に影響を及ぼす要因を考慮して調整された金額が算定されている。 電力及びガスの未請求売上から生じる収益の見積りに使用される仮定は複雑であることから、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 電力及びガスの未請求売上から生じる収益に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 見積りの使用 - 収益認識」に記載されている。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる: - 電力及びガスの売上から生じる収益認識に関するプロセス、及び関連する主要な内部統制（当グループ企業が実施するIT統制等）の評価 - これらのグループ企業のERPシステム内の一連の手順やデータの評価（IT専門家の支援も得ている） - 未収収益を算定するために経営者が用いたデータのサンプルのテスト。該当がある場合は、卸売業者及び運送業者から入手したネットワーク上の入力量との比較を含む。 - 過去の見積りと、事後的に報告された実績データを照らし合わせるバックテスト 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
法的手続	
当グループでは、通常の営業過程において、複数の民事訴訟、行政訴訟、税務訴訟が生じている。最終的な結果の予測は容易ではなく、重要な債務の計上につながる可能性がある。 訴訟に関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、経営者の判断が必要になる。このような判断は、主に、訴訟結果の予測に関する不確実性の評価、及び連結財務諸表における開示の正確性に関連する。また、グループ内外の法律専門家の評価に基づいている。 判断が必要であること、また、こうした訴訟の重要性及び評価プロセスの複雑性から、この領域を監査上の主要な事項として識別した。 法的手続に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 見積りの使用 - 訴訟」及び注記49「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事項に対応した監査手続には以下が含まれる: - 法務及び税務訴訟、並びに係争中の行政訴訟を識別するために実施するプロセス及び関連する内部統制の評価 - 当グループ内の法務及び税務部門が実施した潜在的な法的リスク及び税務リスクの評価において用いた、仮定の評価 - 特に重要な訴訟の状況に関する法務及び税務部門への質問、及び主要な関連文書の閲覧（税務及び法務の専門家の支援も得ている） - こうした訴訟に関し当グループ企業を支援する外部の法務及び税務専門家から入手した確認状の分析、及び、入手した情報と、経営者や法務及び税務部門が実施したリスク評価の整合性の評価 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性を検討した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
IFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」の初度適用の影響	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる: • 以前の会計基準との差異を識別するために経営者が実施した分析、及び関連する主要な内部統制の評価 • 様々な種類の契約や新たなIFRS第15号の条項に関連する内容を識別するために、経営者が特定の質問書を通じてイタリア及び外国の構成単位から収集した情報の評価 • 上記の質問書の入手により経営者が識別した影響の評価、及び、業界慣行と比較したベンチマーキング分析 • 主な契約の種類、及びグループの主要な顧客との間で締結された契約の種類の評価 • グループが入手した情報（関連する金額を含む）と顧客との契約の整合性に対する、サンプルベースでの評価 • 新基準が影響を及ぼす契約について、IFRS第15号に準拠して収益を測定するためにグループが採用したプロセス、及び関連する主要な内部統制の評価 • 初度適用日時点での新基準への移行方法の適切性の評価 • 構成単位から収集した情報の網羅性チェック、及び、新基準の初度適用による影響の数理的正確性のテスト 最後に、当該監査上の主要な事項に関して、連結財務諸表の注記における開示の適切性を検討した。
当グループは、2018年1月1日からIFRS第15号「顧客との契約から生じる収益」を適用した。新基準では、収益の認識及び測定に対する新たな枠組みが導入され、財又はサービスに対する支配の顧客への移転に基づき、その財及びサービスと交換に得ると見込んでいる対価を反映した金額で、収益を認識及び測定する。また、新基準では、収益認識について、別個の履行義務又は履行義務の組み合わせに対する新たな収益認識基準を導入している。 移行日において、グループは修正遡及適用アプローチを選択適用し、新基準の適用開始により生じる累積的影響額を、2018年1月1日現在の資本の期首残高に対する調整として遡及的に認識することにより、2018年1月1日時点で存在していた状況を反映している。この方法では過去に報告した数値の修正再表示は求められない。 当グループにおける、新基準の適用による最も重要な影響は、特定の配電網の接続契約から生じる収益を繰り延べること、及び代理店の販売手数料のみに関係する顧客との契約獲得の増分コストを資産計上することであると識別した。 上記の影響により、2018年1月1日現在のグループの純資産は37億ユーロ（税効果考慮後の純額）減少する。	
新基準の適用から生じると予想される影響額と、関連する開示の重要性から、この領域を監査上の主要な事項として識別した。	
IFRS第15号の適用に関する開示は、注記3「将来発効する会計基準」に記載されている。	

連結財務諸表に対する取締役及びガバナンス責任者の責任

取締役の責任は、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38号第9条に準拠して、真実かつ公正に表示する連結財務諸表を作成することにある。これには、法令の定める範囲で、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために取締役が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

連結財務諸表を作成するにあたり、取締役は、当グループの継続企業として存続する能力を評価する責任を負い、また継続企業の前提の適切性及び関連する開示の適切性に対して責任を負う。取締役は、親会社であるエネル・エスピーエーを清算又は事業停止する意図があるか、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除いて、継続企業を前提として連結財務諸表を作成する。

法定監査委員会（Collegio Sindacale）は、法令の定める範囲で、グループの財務報告プロセスを監督する責任を負う。

連結財務諸表監査に対する監査人の責任

我々の目的は、連結財務諸表全体として不正又は誤謬による重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得て、監査意見を含めた監査報告書を発行することにある。合理的な保証は、高い水準の保証ではあるものの、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に従って実施された監査が常にそれを発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により生じる可能性があり、個別に又は集計して、かかる虚偽表示がこれらの連結財務諸表に基づく利用者の経済的意思決定に影響を与えることが合理的に予想される場合、重要なものと判断される。

国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して実施される監査の一環として、我々は監査を通して職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。我々は、また、以下を行った。

- ・ 不正か誤謬か問わず、連結財務諸表の重要な虚偽表示リスクを識別及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続を立案及び実施し、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手した。不正には共謀、偽造、故意による不作為、虚偽の陳述又は内部統制の無効化を伴う可能性があるため、不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高い。
- ・ 我々は、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を得た（ただし、当グループの内部統制の有効性に係る意見を表明することを目的とするものではない）。
- ・ 採用された会計方針の適切性、及び経営者による会計上の見積りや関連する開示の合理性を評価した。
- ・ 経営者が継続企業を前提とした会計基準を適用することの適切性、及び入手した監査証拠に基づき、当グループの継続企業として存続する能力について重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて結論づけた。我々が重要な不確実性が存在すると結論づけた場合、監査報告書において、財務諸表における関連する開示に対し強調事項を付さなければならず、また、かかる開示が不十分である場合には、監査意見を形成する際に当該事項を考慮する必要がある。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づいている。しかしながら、将来の事象又は状況により、グループが継続企業として存続できなくなる可能性はある。
- ・ 開示を含む連結財務諸表の全体的な表示、構成、及び内容、並びに、これらの連結財務諸表が適正な表示を達成する方法で対象となる取引及び事象を表示しているかどうかを評価した。
- ・ 連結財務諸表に関する監査意見を表明するために、グループ企業の財務情報に関する十分かつ適切な監査証拠を入手した。我々は、グループ監査の指示、監督及び実施について責任を負い、監査意見に対する責任は我々のみにある。

我々は、ISAイタリアに規定される適切な水準で識別されたガバナンス責任者に対し、計画した監査の範囲とその実施時期、並びに、監査において識別した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項等についてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者に対し、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件に準拠している旨のステートメントを提供した。また、当監査法人の独立性に影響を与えると合理的に考えられる可能性のあるすべての事項と、該当する場合には関連するセーフガードについてもコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者にとのコミュニケーション事項のうち、当期の財務諸表監査において特に重要な事項を判断し、監査上の主要な事項とした。我々は、これらの事項を当監査報告書に記載している。

EU規則第537/2014号第10条に準拠した追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月29日に開催された株主総会において、2011年12月31日に終了した事業年度から2019年12月31日に終了する事業年度までの各年度の連結財務諸表の監査を我々に委嘱した。

我々は、EU規則第537/2014号第5条第1項で禁じられる非監査業務を提供していないこと、及び監査の対象となる会社から独立性を保持していることを表明する。

我々は、当監査報告書に記載の連結財務諸表に対する監査意見が、EU規則第537/2014号第11条に準拠して作成した、監査委員会（Collegio Sindacale）宛ての追加報告書の内容と整合していることを確認する。

その他の法的、規制上の要件への準拠に係る報告

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号及び1998年2月24政令第58号123-2条4項に準拠した意見

エネル・エスピーエーの取締役には、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。これには、関連する連結財務諸表との整合性や適用される法律及び規則への準拠が含まれる。

我々は、1998年2月24政令第58号第123-2条4項により要求されている事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と、エネル・グループの2017年12月31日現在の連結財務諸表との整合性、及び適用される法律及び規則への準拠性に関する意見を表明し、これらの情報に重要な虚偽表示が含まれているかどうかを評価するため、監査基準（ISAイタリア）第720B号で要求される手続を実施した。

監査意見では、事業報告書並びに上述のコーポレートガバナンス及び株主構成に関する報告書に含まれる特定の情報は、エネル・グループの2017年12月31日現在の連結財務諸表と整合しており、また適用される法律及び規則に準拠している。

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号で求められるステートメントに関して、監査を通して得た企業及びその環境に係る我々の知識及び理解に基づき、我々からの報告事項ははい。

2016年12月30日政令第254号を適用するCONSOB規則第4条に準拠したステートメント

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日付政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。我々は、非財務情報を取締役が承認していることを検証した。

2016年12月30日政令第254号第3条10項に準拠し、これらの非財務情報は我々が署名する別のコンプライアンス報告書の対象である。

ローマ、2018年4月17日

EY・エスピーエー

署名：マッシモ・アントネッリ、パートナー

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.

Consolidated financial statements as at December 31, 2017

**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 the Enel Group (the Group), which comprise the balance sheet as at December 31, 2017, 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 the 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, 2017, 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 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 74.937 million, Intangible Assets for Euro 16.724 million and Goodwill for Euro 13.746 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 2018-2022 as well as from the determination of the long-term growth rates and the discount rates applied to these projections. 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-current assets”, Note 15. “Property, Plant and Equipment” and Note 20. “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 2018-2022 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 2018-2022; • 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.	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.
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. <i>"Accounting policies and measurement criteria - Use of estimates - Revenue Recognition"</i>.	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. <i>"Accounting policies and measurement criteria - Use of estimates - Litigation"</i> and Note 49. <i>"Contingent liabilities and assets"</i>.	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.

Key Audit Matter	Audit Response
Impact of the first time adoption of IFRS 15 <i>“Revenue from contracts with customers”</i>	
Effective January 1, 2018, the Group adopted the international accounting standard IFRS 15 <i>“Revenue from contracts with customers”</i>. The new standard introduces, among others, a new framework for the recognition and measurement of revenues based on the transfer of the control over goods and services to the clients for an amount that reflects the expected consideration in exchange for those goods and services. The new standard introduces, additionally, new revenue recognition criteria for separate performance obligations or the combination of such obligations for recognizing revenues. At the transition date, the Group elected to adopt the modified retrospective application criteria and recognize retrospectively the cumulated effect deriving from the adoption as an adjustment to the opening balance of Equity as of January 1, 2018, for circumstances that existed at that date, which does not require the restatement of previously reported figures. The Group identified as most significant impacts from the application of the new standard the deferral of revenues deriving from certain connection arrangements to the electric network, and the recognition as an asset of the incremental costs of obtaining a contract with customers only related to agents sale commissions. The impacts mentioned above will drive a decrease of the Net Equity of the Group for Euro 3.7 billion as of January 1, 2018, net of tax effect. Because of the significance of the expected impacts deriving from the adoption of the new standard and the significance of the related disclosures, we identified this area as a Key Audit Matter. The disclosures related to the adoption of the accounting standard IFRS 15 are included in Note 3. <i>“Accounting standards taking effect at a future date”</i>.	Our audit procedures in response to this Key Audit Matter included, among others: • assessment of the analysis performed by the Directors aimed at identifying the differences from the previous accounting standards, as well as the relevant key controls; • assessment of the information collected by the management from the Italian and foreign components through specific questionnaires aimed at identifying the different types of arrangements and such details relevant for the provisions of the new standard IFRS 15; • assessment of the impacts identified by management as a result of obtaining the above mentioned questionnaires, and the benchmarking analysis against the industry practice; • assessment of the main types of arrangements, and of the arrangements executed with key customers of the Group; • assessment of the consistency, on a sample basis, of the information collected by the Group from contracts with customers, including the relevant amounts; • assessment of the process adopted by the Group to measure revenues in accordance with IFRS 15 for those contracts impacted by the new standard, and relevant key controls; • assessment of adequacy of the transition method to the new standard at the date of first adoption; • completeness check of the information collected from the components and testing of the mathematical accuracy of the impacts from the first time adoption of the new standard. 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 Company 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 Enel S.p.A. as at December 31, 2017, 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 the Enel Group as at December 31, 2017 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 the Enel Group as at December 31, 2017 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 have 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 17, 2018

EY S.p.A.

Signed by: Massimo Antonelli, partner

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2017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2018年4月17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、2018年4月17日

EY・エスピーエー

マッシモ アントネッリ
(パートナー)

[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 17, 2018 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2017 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 17, 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Partner)

[前へ](#)

[次へ](#)

エネル・エスピーエー（Enel S.p.A.）

2017年12月31日現在の財務諸表

**2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立
監査人の監査報告書**

2010年1月27日政令第39号第14条及びEU規則第537/2014号第10条に基づく独立監査人の監査報告書

エネル・エスピーエー
株主各位

財務諸表に対する監査報告書

監査意見

我々は、エネル・エスピーエー（以下、「会社」）の財務諸表、すなわち、2017年12月31日現在の貸借対照表及び同日をもって終了する事業年度の損益計算書、包括利益計算書、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書、及び重要な会計方針の要約を含む財務諸表の注記について監査を行った。

我々は、上記の財務諸表が、欧州連合において採用されている国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、会社の2017年12月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する事業年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況を真実かつ公正に表示しているものと認める。

監査意見の基礎

我々は、国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して監査を行った。我々の責任は、当監査報告書の「財務諸表監査に対する監査人の責任」セクションに詳細に記載している。我々は、イタリアの法令に基づき財務諸表監査に適用される倫理及び独立性に関する規則及び基準に準拠して、会社から独立した立場にある。我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査上の主要な事項

監査上の主要な事項とは、当事業期間の財務諸表監査において監査人の職業的専門家としての判断によって最も重要であると判断された事項である。監査上の主要な事項は、財務諸表全体に対する監査の実施過程及び監査意見の形成において検討した事項であり、我々は、監査意見とは別個に、これらの事項に対して個別に意見を表明するものではない。

我々は、以下の監査上の主要な事項を識別した。

監査上の主要な事項	監査上の対応
株式投資の回収可能性	
2017年12月31日現在の財務諸表には、非流動資産に株式投資42,811百万ユーロが計上されている。経営者は、グループ内の法人を管理する戦略と整合した方法により、各株式投資について減損の兆候の有無を毎年評価しており、減損の兆候がある場合にはこれらの資産の減損テストを実施する。	この監査上の主要な事項に対応した監査手続には以下が含まれる:
各株式投資の回収可能価額の算定に用いられたプロセス及び方法は、複雑な仮定に基づいており、その性質上、経営者の判断が必要になる。こうした判断は、主に、減損の兆候の識別、2018-2022年事業計画（Industrial Plan 2018-2022）や長期成長率に基づいて作成されたキャッシュ・フロー予測、及びこの予測に適用された割引率に関連する。	・ 株式投資の減損プロセス及び会社が実施した関連する内部統制の評価 ・ 減損の兆候を識別するために適用された基準の評価 ・ 2018-2022年事業計画及び将来キャッシュ・フローの基礎となる主要な仮定の評価（産業データ及び予測との比較を含む） ・ 各株式投資のキャッシュ・フロー予測が2018-2022年事業計画と整合しているかどうかの評価 ・ 実績と過去の予測の比較による、経営者の予測の正確性の評価
株式投資の減損に関する開示は、注記2「会計方針および測定基準 - 株式投資の回収可能性」及び注記13「株式投資」に記載されている。	監査手続を実施する際には、プロセスで用いられる方法、モデルの数理的正確性、長期成長率と割引率の合理性を検証するために、評価の専門家を利用した。
	最後に、当該監査上の主要な事項に関して、財務諸表の注記における開示の適切性について検討した。

財務諸表に対する取締役及びガバナンス責任者の責任

取締役の責任は、欧州連合で採用される国際財務報告基準及び政令第38/2005号第9条に準拠して、真実かつ公正に表示する財務諸表を作成することにある。これには、法令の定める範囲で、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない財務諸表を作成するために取締役が必要と判断した内部統制に対する責任が含まれる。

財務諸表を作成するにあたり、取締役は、継続企業として存続する会社の能力を評価する責任を負い、また継続企業の前提の適切性及び関連する開示の適切性に対して責任を負う。取締役は、会社を清算又は事業停止する意図があるか、又はそれ以外に現実的な代替案がない場合を除いて、継続企業を前提として財務諸表を作成する。

法定監査委員会（Collegio Sindacale）は、法令の定める範囲で、会社の財務報告プロセスを監督する責任を負う。

財務諸表監査に対する監査人の責任

我々の目的は、財務諸表全体として不正又は誤謬による重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得て、監査意見を含めた監査報告書を発行することにある。合理的な保証は、高い水準の保証ではあるものの、重要な虚偽表示が存在する場合に、国際監査基準（ISAイタリア）に従って実施された監査が常にそれを発見することを保証するものではない。虚偽表示は、不正又は誤謬により生じる可能性があり、個別に又は集計して、かかる虚偽表示がこれらの財務諸表に基づく利用者の経済的意思決定に影響を与えることが合理的に予想される場合、重要なものと判断される。

国際監査基準（ISAイタリア）に準拠して実施される監査の一環として、我々は監査を通して職業的専門家としての判断を行使し、職業的懐疑心を保持している。我々は、また、以下を行った。

- ・ 不正か誤謬かわず、財務諸表の重要な虚偽表示リスクを識別及び評価し、これらのリスクに対応する監査手続を立案及び実施し、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手した。不正には共謀、偽造、故意による不作為、虚偽の陳述又は内部統制の無効化を伴う可能性があるため、不正による重要な虚偽表示を発見できないリスクは、誤謬による重要な虚偽表示を発見できないリスクよりも高い。
- ・ 我々は、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、監査に関連する内部統制の理解を得た（ただし、会社の内部統制の有効性に係る意見を表明することを目的とするものではない）。
- ・ 採用された会計方針の適切性、及び経営者による会計上の見積りや関連する開示の合理性を評価した。
- ・ 継続企業を前提とした会計基準を適用することの適切性、及び入手した監査証拠に基づき、継続企業として存続する会社の能力について重要な疑義を生じさせるような事象又は状況に関する重要な不確実性が存在するかどうかについて結論づけた。我々が重要な不確実性が存在すると結論づけた場合、監査報告書において、財務諸表における関連する開示に対し強調事項を付さなければならず、また、かかる開示が不十分である場合には、監査意見を形成する際に当該事項を考慮する必要がある。監査意見は、監査報告書の日付までに入手した監査証拠に基づいている。しかしながら、将来の事象又は状況により、会社が継続企業として存続できなくなる可能性はある。
- ・ 開示を含む財務諸表の全体的な表示、構成、及び内容、並びに、これらの財務諸表が適正な表示を達成する方法で対象となる取引及び事象を表示しているかどうかを評価した。

我々は、ISAイタリアの規定される適切な水準で識別されたガバナンス責任者に対し、計画した監査の範囲とその実施時期、並びに、監査において識別した内部統制の重要な不備を含む監査上の重要な発見事項等についてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者に対し、イタリアで適用される倫理及び独立性の要件に準拠している旨のステートメントを提供した。また、当監査法人の独立性に影響を与えると合理的に考えられる可能性のあるすべての事項と、該当する場合には関連するセーフガードについてもについてコミュニケーションを行った。

我々は、ガバナンス責任者とのコミュニケーション事項のうち、当期の財務諸表監査において特に重要な事項を判断し、監査上の主要な事項とした。我々は、これらの事項を当監査報告書に記載している。

EU規則第537/2014号第10条に準拠した追加情報

エネル・エスピーエーの株主は、2011年4月27日に開催された株主総会において、2011年12月31日に終了した事業年度から2019年12月31日に終了する事業年度までの各年度の財務諸表の監査を我々に委嘱した。

我々は、EU規則第537/2014号第5条第1項で禁じられる非監査業務を提供していないこと、及び監査の対象となる会社から独立性を保持していることを表明する。

我々は、当監査報告書に記載の財務諸表に対する監査意見が、EU規則第537/2014号第11条に準拠して作成した、監査委員会（Collegio Sindacale）宛ての追加報告書の内容と整合していることを確認する。

その他の法的、規制上の要件への準拠に係る報告

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号及び1998年2月24政令第58号123-2条4項に準拠した意見

エネル・エスピーエーの取締役には、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書を作成する責任がある。これには、関連する財務諸表との整合性や適用される法律及び規則への準拠が含まれる。

我々は、1998年2月24政令第58号第123-2条4項により要求されている事業報告書及びコーポレートガバナンスと株主構成に関する報告書の特定の情報と、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の財務諸表との整合性、及び適用される法律及び規則への準拠性に関する意見を表明し、これらの情報に重要な虚偽表示が含まれているかどうかを評価するため、監査基準（ISAイタリア）第720B号で要求される手続を実施した。

監査意見では、事業報告書並びに上述のコーポレートガバナンス及び株主構成に関する報告書に含まれる特定の情報は、エネル・エスピーエーの2017年12月31日現在の財務諸表と整合しており、また適用される法律及び規則に準拠している。

2010年1月27日政令第39号第14条2項e号で求められるステートメントに関して、監査を通して得た企業及びその環境に係る我々の知識及び理解に基づき、我々からの報告事項ははい。

2016年12月30日政令第254号を適用するCONSOB規則第4条に準拠したステートメント

エネル・エスピーエーの取締役は、2016年12月30日付政令第254号に従い、非財務情報を作成する責任を負う。我々は、非財務情報を取締役が承認していることを検証した。

2016年12月30日付政令第254号第3条10項に準拠し、これらの非財務情報は我々が署名する別のコンプライアンス報告書の対象である。

ローマ、2018年4月17日

EY・エスピーエー

署名：マッシモ・アントネッリ、パートナー

[前へ](#)

[次へ](#)

Enel S.p.A.

Financial statements as at December 31, 2017

**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, 2017, and the statement of income, the statement of comprehensive income, the statement of changes in shareholders' equity and the 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, 2017, 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, 2017 include within non-current assets equity investments for Euro 42.811 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 2018-2022 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. “<i>Accounting policies and measurement criteria - Recoverability of equity investments</i>” and Note 13. “<i>Equity Investments</i>”.	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 2018-2022 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 2018-2022; • 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, 2017, 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, 2017 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, 2017 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 have 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 17, 2018

EY S.p.A.

Signed by: Massimo Antonelli, partner

This report has been translated into the English language solely for the convenience of international readers.

[前へ](#)