

【表紙】

【提出書類】 有価証券報告書

【根拠条文】 金融商品取引法第24条第1項

【提出先】 関東財務局長

【提出日】 平成27年6月30日

【事業年度】 自 平成26年1月1日 至 平成26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 Strace)
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】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所

【電話番号】 03-6888-1000

【事務連絡者氏名】 弁護士 加 納 さ や か
弁護士 田 中 貴 大

【連絡場所】 東京都港区元赤坂一丁目2番7号 赤坂Kタワー
アンダーソン・毛利・友常法律事務所

【電話番号】 03-6888-4787 / 1134

【縦覧に供する場所】 該当なし

(注) 1. (イ) 本書において、「ドル」、「\$」および「U.S.ドル」は米ドルを意味し、「リラ」、「lire」、「lira」および「Lit.」はイタリアンリラを意味し、「euro」または「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、1.00ユーロ = 135.92円（株式会社三菱東京UFJ銀行が発表した2015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（百万ユーロまたは千ユーロ）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、切上げまたは切捨てを行うことによる一定の調整をしたうえで、1ユーロ単位にしているものがある。しかしながら、日本円およ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」、「企図されている」等の用語および類似の表現は、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、不確実性およ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また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または改訂して公表する義務を負わない。これらのリスク、不確実性および仮定に照らし、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、意図または予想を実際に達成また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。当社の活動および業務の実際の成績が、かかる将来的な記述中の予想と著しく異ならないという保証はし得ない。かかる予想と異なる実際の成績をもたらし得る要素には、以下の事項をはじめ、「第一部 - 第3 - 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、エネルがリスクおよ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、およ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また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また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、および
- ・ 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により支配されているという事実

上記は、かかる将来的な記述中の予想と著しく異なる実際の成績をもたらし得る要素の完全なリストではなく、「第一部 - 第3 - 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・アジオニ（societa per azioni）」または「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また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、優先株式および貯蓄株式からなる。イタリア法にしたがい、無額面株式、連動株式また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、利益の分配およ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、また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を発行することはできない。上場会社はまた、長期保有者が議決権を増やせるロイヤルティ株式を発行することができる（1株式につき2議決権を上限とする。）。通常、エスピーエーの株主は、そのエスピーエーの資本金に抛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すべての行為を取締役が行う。イタリア民法（法令第6/2003号および法令第37/2004号により改正）によれば、エスピーエーは、3つの選択的な経営およ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、取締役会または単独取締役（経営を担当）および法定監査役会（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、これらはすべて株主総会で選任される。代替システム（いわゆる「一元型」または「ワン・ティア」システムおよびいわゆる「二元型」または「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、会社の経営および監査は、（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。）および監査取締役会（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。）およ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、専門性およ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。

取締役の員数および任期は定款により定められる。定款により、取締役の員数また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諸表の承認。
- (b) 取締役の選任および解任、法定監査役の選任なら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および法定監査役の報酬の決定ならびに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、ゼネラルマネージャーおよ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) 取締役およ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、およ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、財務諸表を承認するため、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諸表を作成することが法律により義務付けられている場合または当該会社の構造もしくは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、交替および権能なら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すべ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および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()適用ある法律およびその定款を遵守していること、()正しい管理運営の原則を尊重していること、()適切な組織構成、内部統制ならびに管理運営およ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、()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、ならびに()企業がその遵守を公表している規制市場の管理会社また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、()財務報告の過程、()内部統制システム、内部監査および会社リスク管理の有効性、()年次および連結会計の監査、ならびに()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、連結財務諸表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、その定款および株主総会規則に規定されている。その要約およ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およ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

定時および臨時株主総会は、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、財務諸表を承認するため事業年度終了後120日以内また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、もしくはいかなる場合においても当社の構造およ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、法律の規定にしたがい、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、議題における全てまた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。当社および当社の子会社の従業員なら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および手続によって、株主協会が通信およ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すべ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、また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、定時および臨時株主総会の定足数および議決権の過半数（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) 取締役および取締役会

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. 選任および任期

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、株主およ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、当社ウェブサイトおよ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。

単独また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。かかる規定は、2012年8月12日以降の取締役会の最初の選任のときから適用され、取締役会の最初の3回の選任に適用される。

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。

各名簿とともに、立候補を受け入れ、自己の責任において、不適格性または兼職禁止の原因がない旨および当該役職に関して適用ある法律およ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、不適格性または兼職禁止事由が発生した場合、およ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、いまだ取締役が選任されていない候補者名簿また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いまだ取締役が選任されていない場合また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。

- 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) 決議および上記の手続後、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、従って、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など、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また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、会長または（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、法定監査役会またはその構成員それぞれにより招集されることがある。

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

D. 定足数

取締役会の定足数は、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、吸収合併および会社分割
- b) 支店の設立および閉鎖
- c) 当社の代表権を有する取締役の選任
- d) 1人また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、制限およ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また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、当社の従業員または第三者に特定の行為また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

当社を代表しまた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、当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および補欠監査役は、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また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、提示およ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およびジェンダー・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席およ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名の正規監査役および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。残りの正規監査役およ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日付法務省令第162号の第1章第1項の規定ならびに少数株主の代表の原則およびジェンダー・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) 会社財務および株式に関する事項

2015年6月15日現在における当社の資本金額は9,403,357,795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9,403,357,795株からなる(「第一部 - 第5 - 1 株式等の状況 - (3) 発行済株式総数及び資本金の推移」を参照のこと。)。株式は記名式とし、1株につき1議決権が保有者に付与される。

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

当社の株主は、当社取締役会が提案する中間配当また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およ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。この項は株主に係るイタリアの税に関する事項のすべ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、保有および処分また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」および「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かかる源泉徴収税

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。(2014年6月30日までは、配当金に対する所得税率は20%であった。)

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かか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、長期の遅延およ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したが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(または、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、またはモンテ・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また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したがって低減された税率を適用するために、非居住者保有者がしたがうべき手続は、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。（ ）当該非居住保有者を確認する資料および当該所得税条約の適用を受けるために必要なすべての条件が存在することおよ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、ならびに（ ）非居住保有者の居住国の税務当局による、当該保有者が所得税条約の目的上その国の居住者であり、かかる当局が知る限り、当該保有者はイタリアにおいて恒久的施設を有さないとする証明書（かかる証明書は提出の翌年の3月31日まで効力を有する）。普通株式が非居住仲介機関に預託されている場合、かかる仲介機関はイタリアにおいて、次の者を財務代理人として任命しなければならない。すなわち、イタリアの居住者たる銀行もしくは投資サービス会社、非居住者たる銀行も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、または代用税の適用および管理に関するすべての義務を実行する、集中預託およ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かかる所得税

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

日本の個人または法人の所得が上記(1)の(a)および(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、相続税法およびその他の現行の関連法令に従い、その制限の範囲内で、当該個人また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。

- () 当社は、イタリア法に基づく株式会社（ソシエタ・ペル・アジオリ）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。
- () 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 - 規制および料金問題 - イタリアの規制枠組み」および「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および変更

a) 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およ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

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、保有持分に関わらず、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／負債および費用／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、すべての業績および金融項目の修正をもたらすが、当グループの純利益また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、関連契約ならびに関連する権利およ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。

・ 遡及的効力を持つIAS第32号の新規定の2014年1月1日からの適用。

当該新規定は、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、子会社および共同支配企業に関する金融債権ならびにデリバティブおよ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およ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、貸借対照表およびキャッシュ・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。

（ ）1,577百万ユーロの原料費および設備費を「原料および消耗品」から「サービスおよびその他原料」へ。

（ ）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。

（ ）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日現在および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。

（ ）各基準日においてそれぞれ444百万ユーロおよび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。

（ ）各基準日においてそれぞれ2,285百万ユーロおよび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。

（ ）各基準日においてそれぞれ2,257百万ユーロおよび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。

（ ）各基準日においてそれぞれ2,535百万ユーロおよび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、かかる損益計算書および貸借対照表は、原料およびエネルギー購入費用、建設契約に関する売掛金および買掛金、ならびにデリバティブが業績およ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年度についておよび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

連結財務諸表において比較目的のみのため報告された貸借対照表およ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「IAS19 - 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すべ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およ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。

すべ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）の認識およ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）およびエオリカ・ゾピロアパン（Eólica Zopilapan）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。

より詳細については、連結財務諸表の注記4を参照のこと。以下の表は、当グループの部門ごとの収益、売上総利益および営業利益における効果を表している。

2013年12月31日現在および2013年12月31日に終了した年度の連結財務諸表の注記4を参照のこと。

2011年12月31日現在の比較数値の修正

上述した2012年下半年に導入されたホワイト証書のための新たな会計方針により、2011年12月31日現在の連結財務諸表における貸借対照表および損益計算書の一定の項目が修正されることとなり、それらは、比較目的のみのために2012年12月31日現在の連結財務諸表に含まれている。

2012年12月31日現在および2012年12月31日に終了した年度についての連結財務諸表の注記4を参照のこと。

2010年12月31日現在の比較数値の修正

エスイー・ハイドロパワーの企業結合に関して取得された資産ならびに取得日（2010年6月1日）現在で推計された負債および偶発債務の最終的な公正価格の決定の結果、2010年12月31日現在の連結財務諸表は、親会社の株主に関する連結株式128百万ユーロ、非支配持分に関する株式193百万ユーロおよび繰延税金債務189百万ユーロの増加の結果を反映して修正されている。

かかる取引に支払われた価格はすべてコンセッションの価値に割り当てられたところ、その効果が発生したのは2011年1月1日であるので、連結損益計算書については事業結合による影響がなかったとして連結損益計算書を修正する必要はなかった。

同様に、IAS 1の適用において、2010年1月1日は企業結合の効果の遡及的適用の時点より前であるため、購入価格割当プロセスの完了における影響はなく、2010年1月1日現在の貸借対照表を修正する必要はなかった。

また、前年度における支配権の変動をもたらさない株式持分の取引に関して認識された影響を開示するために、連結包括収益から直接的に株主資本準備金に比較データが再分類された（796百万ユーロ）。その結果、かかる再分類は2010年12月31日現在の株主資本に影響しなかった。

上述したホワイト証書に関する会計方針の変更については、2010年12月31日現在の連結財務諸表における貸借対照表および損益計算書の項目は、修正されておらず、それらは当社の2011年度の年次報告書に含まれているものとして本書において開示されている。上述の変更の影響を含み、当グループの正味残高および株主資本は、105百万ユーロ減となった。

2011年12月31日現在および2011年12月31日に終了した年度についての連結財務諸表の注記5を参照のこと。

b) 部門開示における変更

2012年2月、当グループは、新たな経営モデルを導入した。かかる新たなモデルは、以下の組織的取り決めに基づいている。

- ・グループ全体に対する戦略的活動の指示および統制に責任を有する親会社機能
- ・相乗効果および経済規模を最大化させるサービスを当グループに提供することについて責任を有するグローバルサービス機能
- ・7つの部門に代表される事業ラインならびにアップストリームガス機能（当社のガスの需要を満たすため、戦略的ソーシングの競争力、安全性および柔軟性を向上させるために選別された垂直的統合を遂行する）および炭素戦略機能（世界の二酸化炭素の証書市場において活動する）

2013年の最初の3ヶ月間および2012年度における事業部門別の業績は、新たな経営モデルにおいて設定された組織的取り決めおよびIFRS 8において設定されている重要性の判断基準に関連する開示の簡素化に基づいて開示されている。その結果、部門間の取引の除去の効果に加えて、「その他、除去および調整」の項目は、親会社であるエネル・エスピーエー、サービスおよびその他活動部門、エンジニアリングおよび研究部門（2011年においては別々に報告されていた。）ならびに以前は発電およびエネルギー・マネジメント部門に含まれていたアップストリームガス機能の業績を含んでいる。新たなモデルは、資金生成単位における変更には影響していない。従って、2012年に比較目的で開示された2011年度の業績の数値および2011年12月31日現在の財務内容は、新たな取決めに従って修正されている。

事業部門別の2010年の財務情報は修正されておらず、2011年度の財務諸表における比較目的のために開示されたとおり以下に記載されている。

「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。

連結損益計算書	12月31日に終了した事業年度			
	2014年		2013年（修正済）	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
	(ただし、1株当たりの金額を除く。)			
営業収益	75,791	10,302	78,663	10,692
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	12,670	1,722	6,951	945
その他	59,809	8,129	61,594	8,372
営業費用合計	72,479	9,851	68,545	9,317
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(225)	(31)	(378)	(51)
営業利益	3,087	420	9,740	1,324
財務収益	3,326	452	2,449	333
財務費用	6,456	877	5,253	714
持分法による投資持分収益(費用)	(35)	(5)	217	29
法人税等控除前利益	(78)	(11)	7,153	972
法人税	(850)	(116)	2,373	323
継続事業による利益	772	105	4,780	650
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	772	105	4,780	650
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ/円）	0.05	7	0.34	46
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

	12月31日現在			
	2014年		2013年（修正済）	
	(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)	73,089	9,934	80,263	10,909
流動資産	42,181	5,733	35,369	4,807
資産合計	166,634	22,649	163,865	22,273
流動負債 ⁽²⁾	32,304	4,391	28,515	3,876
短期債務 ⁽³⁾	8,377	1,139	7,142	971
長期債務 ⁽⁴⁾	48,655	6,613	50,905	6,919
株主持分	31,506	4,282	35,941	4,885

	12月31日に終了した事業年度			
	2014年		2013年（修正済）	
	(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	10,058	1,367	7,254	986
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,137)	(834)	(4,103)	(558)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	1,536	209	(4,598)	(625)

	12月31日に終了した事業年度			
	2013年		2012年（修正済）	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書				
営業収益	80,535	10,946	84,949	11,546
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	7,067	961	9,003	1,224
その他	63,146	8,583	69,178	9,403
営業費用合計	70,213	9,543	78,181	10,626
コモディティリスク管理による純利益(費用)	(378)	(51)	38	5
営業利益	9,944	1,352	6,806	925
財務収益	2,453	333	2,185	297
財務費用	5,266	716	5,197	706
持分法による投資持分収益(費用)	86	12	88	12
法人税等控除前利益	7,217	981	3,882	528
法人税	2,437	331	2,440	332
継続事業による利益	4,780	650	1,442	196
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	650	1,442	196
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ／円）	0.34	46	0.03	4
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

	12月31日現在			
	2013年		2012年（修正済）	
	(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)	81,050	11,016	83,115	11,297
流動資産	35,323	4,801	38,222	5,195
資産合計	164,148	22,311	172,097	23,391
流動負債 ⁽²⁾	26,786	3,641	27,336	3,716
短期債務 ⁽³⁾	7,219	981	8,027	1,091
長期債務 ⁽⁴⁾	51,113	6,947	55,959	7,606
株主持分	35,941	4,885	35,775	4,863

	12月31日に終了した事業年度			
	2013年		2012年（修正済）	
	(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	7,241	984	10,415	1,416
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,147)	(564)	(6,588)	(895)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,544)	(618)	(995)	(135)

12月31日に終了した事業年度

	2012年		2011年（修正済）	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
(ただし、1株当たりの金額を除く。)				
連結損益計算書				
営業収益	84,889	11,538	79,514	10,808
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	9,003	1,224	6,327	860
その他	68,189	9,268	62,181	8,452
営業費用合計	77,192	10,492	68,508	9,312
コモディティリスク管理による純利益(費用)	38	5	272	37
営業利益	7,735	1,051	11,278	1,533
財務収益	2,272	309	2,693	366
財務費用	5,275	717	5,717	777
持分法による投資持分収益(費用)	88	12	96	13
法人税等控除前利益	4,820	655	8,350	1,135
法人税	2,745	373	3,027	411
継続事業による利益	2,075	282	5,323	724
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	2,075	282	5,323	724
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ／円）	0.09	12	0.44	5
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

12月31日現在

	2012年		2011年（修正済）	
	(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)	83,115	11,297	80,592	10,954
流動資産	38,222	5,195	35,586	4,837
資産合計	171,656	23,331	169,891	23,092
流動負債 ⁽²⁾	27,336	3,716	26,177	3,558
短期債務 ⁽³⁾	8,027	1,091	14,471	1,967
長期債務 ⁽⁴⁾	55,959	7,606	48,703	6,620
株主持分	36,771	4,998	38,650	5,253

12月31日に終了した事業年度

	2012年		2011年（修正済）	
	(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	10,415	1,416	11,713	1,592
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(6,588)	(895)	(7,400)	(1,006)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(995)	(135)	(2,509)	(341)

12月31日に終了した事業年度

	2011年		2010年（修正済）	
	(百万ユーロ)	(十億円)	(百万ユーロ)	(十億円)
(ただし、1株当たりの金額を除く。)				
連結損益計算書				
営業収益	79,514	10,808	73,377	9,973
株式売買取引による収益	-	-	-	-
営業費用:				
減価償却費	6,351	863	6,222	846
その他	62,069	8,436	56,177	7,636
営業費用合計	68,420	9,300	62,399	8,481
コモディティリスク管理による純利益(費用)	272	37	280	38
営業利益	11,366	1,545	11,258	1,530
財務収益	2,693	366	2,576	350
財務費用	5,717	777	5,774	785
持分法による投資持分収益(費用)	96	13	14	2
法人税等控除前利益	8,438	1,147	8,074	1,097
法人税	3,080	419	2,401	326
継続事業による利益	5,358	728	5,673	771
廃止事業による利益	-	-	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	5,358	728	5,673	771
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ／円）	0.44	60	0.47	64
発行済株式数(百万株)	9,403		9,403	

	12月31日現在			
	2011年		2010年（修正済）	
	(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)	80,592	10,954	78,094	10,615
流動資産	35,585	4,837	36,157	4,914
資産合計	169,805	23,080	168,052	22,842
流動負債 ⁽²⁾	26,177	3,558	22,784	3,097
短期債務 ⁽³⁾	14,471	1,967	11,208	1,523
長期債務 ⁽⁴⁾	48,703	6,620	52,440	7,128
株主持分	38,790	5,272	37,989	5,163

	12月31日に終了した事業年度			
	2011年		2010年（修正済）	
	(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	11,713	1,592	11,725	1,594
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(7,400)	(1,006)	(4,910)	(667)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(2,509)	(341)	(5,976)	(812)

	12月31日に終了した事業年度	
	2010年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結損益計算書		
営業収益	73,377	9,973
株式売買取引による収益	-	-
営業費用:		
減価償却費	6,222	846
その他	56,177	7,636
営業費用合計	62,399	8,481
コモディティリスク管理による純利益(費用)	280	38
営業利益	11,258	1,530
財務収益	2,576	350
財務費用	5,774	785
持分法による投資持分収益(費用)	14	2
法人税等控除前利益	8,074	1,097
法人税	2,401	326
継続事業による利益	5,673	771
廃止事業による利益	-	-
当期純利益（少数株主持分控除前）	5,673	771
1株当たり利益 ⁽¹⁾ （ユーロ／円）	0.47	64
発行済株式数(百万株)	9,403	

	12月31日現在	
	2010年	
	(百万ユーロ)	(十億円)
連結貸借対照表		
固定資産(純額)	78,094	10,615
流動資産	36,157	4,914
資産合計	168,052	22,842
流動負債 ⁽²⁾	22,784	3,097
短期債務 ⁽³⁾	11,208	1,523
長期債務 ⁽⁴⁾	52,440	7,128
株主持分	37,861	5,146

	12月31日に終了した事業年度	
	2010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	11,725	1,594
投資活動から生じたキャッシュ・フロー	(4,910)	(667)
財務活動から生じたキャッシュ・フロー	(5,976)	(812)

	12月31日現在				
	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
営業に係る情報					
純発電容量(GW)	97.3	97.3	97.8	98.9	96.1
純発電量(TWh)	290.2	293.9	294.8	286.1	283.1
エンドユーザーに対する電力販売量(TWh) ⁽⁵⁾	309.0	311.8	316.8	295.5	261.0
電力供給量総計(TWh)	431.6	435.0	414.2	404.0	395.4
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)	8.9	8.5	8.7	8.6	7.8
従業員数	78,313	75,360	73,702	71,394	68,961

- (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 33.64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。2014年12月31日現在、当グループの普通株式をMEFが約25.50%を保有していた。2013年12月31日現在、当グループの株式資本の総額は9,403,357,795ユーロであり、額面金額を1ユーロとして9,403,357,795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。

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。

現行の法令また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また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、フランスおよ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

自由化

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。ベルサーニ法令およびその他自由化は、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および管理ならびに送電業務をMEFの完全子会社であるGRTN(現ジェストレー・デイ・セルヴィッツイ・エレットリシ(GSE))に譲渡した。続いて、イタリアの送電網の90%超を保有する当社の旧完全子会社テルナの株式の94.88%を売却した。その結果、テルナは2005年9月15日付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)およ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年および2005年に、海外の機関投資家および/また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、これら公募および売却によって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・デボジティ・エ・プレスティ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・デボジティ・エ・プレスティ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日および5月28日の決議に基づく当社の増資の全額引受後、MEFの直接所有は当社の株式資本の13.88%となり、カーサ・デボジティ・エ・プレスティ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・デボジティ・エ・プレスティティから、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(CONSOB11971/1999号の34-ter. Cooma 1. let. Bに定義される。)およ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)への登録および関連する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。

当グループの再編および事業の多角化

エネルギー市場の自由化およ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ならびに新規事業(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およびエネル・ディストリブツィオーネが設立された。生産、送電およ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、発電所の建設およ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・テレコムおよびドイツ・テレコムにより設立された電気通信会社)の株式の処分ならびに当社およびフランス・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、当社はイタリアで一流の電気通信会社の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。

国際化およ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およ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(電力およびガス)に注力する新たな戦略に着手した。

当グループは、2002年のスペインの発電およ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)の買収ならびに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、スペインの合併企業であるエネル・ユニオン・フェノーサ・レノバブルズを設立した。その後数年間にわたり、以下を含む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・パナト・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティ・パナト・エスエー（以下「ディストリビューティ・パナト」という。））およびエレクトリカ・ドブロジャ・エスエー（現在のエネル・ディストリビューティ・ドブロジャ・エスエー（以下「ディストリビューティ・ドブロジャ」という。））の株式51%を取得した。2010年12月31日現在、これら2社は、79,109キロメートルの送電網を有している。
- ・2006年、当社はロシアの電力取引会社ルスエネルゴスピトの株式49.5%を105百万米ドルで買収し、2006年11月サンクトペテルブルグにおける第二の複合サイクル火力発電所（発電容量450MW）の運営が可能となった。
- ・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 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、当社およびスペインのパートナーであるアクシオナは、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および合意の後、当社はエンデサ株式の67.05%を保有した。2009年6月、当社およびアクシオナは、アクシオナが直接的また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。詳細に関しては、下記の「エンデサの買収」を参照。
- ・2007年6月、当社およ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。その後の処分および会社経営陣からの少数株式の購入により、2010年12月31日現在のEIHのOGK-5に対する持分は、約56.43%相当であった。
- ・2008年4月25日、当社は、エレクトリカ・ムンテニアに対する50%の持分を395百万ユーロの対価でエレクトリカから取得した。同時に、エレクトリカ・ムンテニアの株主により、425百万ユーロで当社により引き受けられた増資が承認された。これらの取引により、当社の持分割合は64.4%に上昇した。かかる買収に関連して、当社は、3年間有効なプットオプションをエレクトリカに付与した。当該オプションは、エレクトリカに対して、同社が引き続き保有している株式の13.6%以上、およ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・エナジー・ムンテニアとエネル・ディストリビューティ・ムンテニアの2社に分割された。当社また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・プロブリエタテ・エスエーが保有している。
- ・2008年10月30日、エニ、当社およびガスピロムは、既存の協力関係を一層推し進めていくことで合意した。セヴェレネルギアおよびその子会社の開発に関する契約、ならびに2007年の契約で想定されていたガスピ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。当社およびユニは同日、セヴェレネルギアの株式資本に対する51%の持分をガスピロムに売却する旨の契約をガスピロムと締結した。セヴェレネルギアは、アルクティック・ガス、ウレングルおよ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およ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。
- ・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、稼働中の資産およ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・ヴイ（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）およびマリッツァ・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の亜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%、およびマリッツァのプラントの稼働およ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株すべてが引き受けられ、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、直接的におよ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、配送および販売のための南米における当グループの唯一の投資ピークルとなった（エネル・グリーン・パワーにより保有される資産およ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。）。

エンデサの買収

2007年度中、当グループのスペインのパートナーであるアクシオナとともに、当グループは、最大の買収であるエンデサの買収を行った。エンデサは、スペイン有数の電力会社であり、ラテンアメリカにおける有数の民間業者であり、かつヨーロッパにおける主要企業の1社である。エンデサの主な事業は、スペインにおけるガスの販売および配給に加え、電力の生産、配給および販売である。2010年度末時点で、エンデサの設備容量は約39GWで、その内訳は57%がイベリア半島、40%がラテンアメリカおよび3%がその他ヨーロッパにおけるものであった。配電部門において、エンデサは、イベリア半島で約11.8百万人の顧客に対して103.5TWhを配電しており、ラテンアメリカでは約13.3百万人の顧客に67.3TWhの電力を配電している。

2007年2月、当グループは、エンデサ株式の9.99%を総額4,126百万ユーロで購入した。その後、2007年3月に実施された3つの取引により、当グループは、UBSリミテッドおよびメディオバンカとの間で、エンデサの株式資本の最大14.98%を対象株式とする株式交換契約を締結した。2007年6月、必要な行政許可を取得した後、当グループは株式の引渡しによる交換の物理的な決済を請求した。その結果、当グループは、保有割合を株式資本の9.99%から24.97%へ増加させた。

2007年3月、当グループは、エンデサを共同運営するためにアクシオーナと契約を締結したが、かかる共同経営は、株式公開買付けを通じての実施も予定されていた。契約は、エーオンが、契約締結時に進行中の自身の株式公開買付けを通じて、エンデサの50%超を取得しないという（後に充足する）条件に基づいていた。当社はまた、アクシオーナに対し、アクシオーナが直接的または間接的に保有するすべての株式に対するプットオプションを付与した。

2007年4月、当グループは、エーオンが開始した株式公開買付けが成功しなかった場合、エーオンは、当該契約後4年間、エンデサの持分を取得しようとする試みを控えることにつき合意する旨の契約を、エーオンと締結した。同時に、当社およびアクシオーナは、両社が保有する株式投資（ただし、エネル・ウニオン・フェノーサ・レノバブルズを除く。）に加え、エンデサがイタリア、フランス、ポーランドおよびトルコにおいて直接的または間接的に保有する資産および負債、ならびに当社がエネル・ヴィエスゴにおいて有する出資金をエーオンに譲渡することに合意した。

2007年4月、エーオンの株式公開買付けの失敗の後、当社およびアクシオーナはエンデサの直接的および間接的な保有割合を株式資本の67.05%および25.01%に増加させ、これに準じて自らの株式公開買付けを進めた。

2009年2月20日、当社はアクシオーナが直接的および間接的に所有するエンデサの株式25.01%を取得する契約に調印した。アクシオーナによるプットオプションの期限前行使（当初行使日は2010年3月であった）が含まれる当該契約は、多数の停止条件の対象であり、また、エンデサによるアクシオーナに対する特定の使用可能な風力水力資源の移転を定めた。同日、エンデサの取締役会はまた、6.2十億ユーロの配当金の配分を承認した。当社（67.05%）約4.2十億ユーロであり、アクシオーナ（25.01%）約1.5十億ユーロおよびその他の少数持分（7.94%）約0.5十億ユーロである。同会議において、取締役会は、スペインおよびポルトガルにおける総計2,105MWの一定の発電資産、そのうち1,423MWは代替再生資源、682MWは従来型水力資源によるもののアクシオーナへの売却を、同契約に従って、一斉に承認した。

2009年2月20日の契約に適用される条件が満たされた後、当社およびアクシオーナは2009年6月25日において、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）に対してアクシオーナが直接的または間接的に所有しているエンデサの25.01%を移転する合意をした。この取引に伴い、当社は、エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）を通して、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。

エネル・エナジー・ヨーロッパ（EEE）は、移転のために現金9,627百万ユーロを支払った。この金額は、当社およびアクシオーナ間の契約において、2007年3月26日に定められた基準で設定され、2009年2月20日の契約において併合された持ち株の価値（11,107百万ユーロ）から、2009年2月20日以降にアクシオーナから受け取ったエンデサの配当金（1,561百万ユーロ）を差し引き、その日以降発生した利息（81百万ユーロ）を足すことにより決定され、エンデサの25.01%の持分を取得するためにアクシオーナが引き受けた負債の負担額に適用された。

2009年2月20日の契約の一部として、エンデサは、スペインおよびシンガポールにおいて運営している多数の工場を、最初の計画と比較して関連する工場に多数の変更を伴い、主に再生可能エネルギーから総容量2,079MWをアクシオーナに対して売却することを表明した。資産の価格は2,817百万ユーロ（このうち2,814百万ユーロは、2009年12月31日現在に完了した売却に伴い受領した。）であった。

購入の融資を手助けするために、当社は、当初額が35十億ユーロのシンジケート・クレジット・ラインに上乗せするため、2009年4月に8十億ユーロの貸付を契約した（2009年与信契約）。その条件には、2010年度のアクシオーナによるプットオプションの行使の際の、Cトランシェ（2012年満期で10十億ユーロ相当）の増加のオプション（最大8.5十億ユーロまで）が含まれる。12の銀行と合意した総額8十億ユーロの貸付のうち、70%弱の満期は5年（5.5十億ユーロが2014年満期）であり、残りの部分の満期は7年（2.5十億ユーロが2016年満期）である。

8十億ユーロのクレジット・ラインは、2つの契約を構成する。

- ・「ファシリティーCの増加」は、2012年に満期になるCトランシェを総額8十億ユーロまで引上げられる。
- ・8十億ユーロの「ロールオーバー」契約は2012年から「ファシリティーCの増加」を代替および更新することを目的とし、1つは、2014年に満期になる総額5.5十億ユーロで、もう1つは、2016年に満期になる2.5十億ユーロの2つの新たなトランシェを伴う。

2007年与信契約と同様に、2009年与信契約における利率は、当社の格付に伴い変更する。

当社の増資

2009年4月29日の当社臨時株主総会において、最大で合計8十億ユーロ（資本剰余金を含む）の可分の増資を行う権限が取締役会に与えられた。かかる権限は、2009年1月1日から配当請求権が生じる1株当たりの額面価額1ユーロの普通株式の発行を通じて、遅くとも2009年12月31日までに、1回また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およ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、（ ）株式資本の実際の増資額（ ）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および市場慣行に先立って、当社の株価および市況が上昇することが考慮される。）および（ ）発行すべき新株の数およびそれに係る先買率である。

2009年4月29日の臨時株主総会の承認を受けて、2009年5月6日の取締役会において、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、最大で合計8十億ユーロ（プレミアムを含む。）の可分の増資を行うことが決議された。かかる株式は、既に発行済みの株式と同様の特徴を有し、保有する株式数に応じた申込の権利行使の開始日付で、当社の株主に先買で付与された。2009年5月28日、取締役会は、最終的な新株発行の条件を決定し、引受価格は1株当たり2.48ユーロ（そのうち1.48ユーロは資本剰余金）と設定され、オプション・レートについては、既存株式25株について13株であった。最大で3,216,938,192株の新株発行が行われ、これは、3,216,938,192ユーロ相当の株式資本の増加を意味する。一方で、新株発行による総収益は合計7,978,006,716.16ユーロ（資本剰余金を含む。）となった。

当社の株主である経済財務省は、当社に対し、最終的な新株発行期間を考慮した最終評価を行った上で、直接的または間接的に増資に参加する意志を表明している。2009年3月25日、当社の株主であるカッサ・デボジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエーは、自社に直接付与された権利および同省に付与された権利（同省の権利をカッサ・デボジーティ・エ・プリエスティエーティへ移転することが前提となる）を行使することについて、取締役会で満場一致で決定されたことを市場に通知した。

2009年5月28日、ジョイント・グローバル・コーディネーターおよびジョイント・ブックランナーであるメディオバンカ、JPモルガンおよびバンカIMI、共同ブックランナーであるバンク・オブ・アメリカ、メリル・リンチ、クレディ・スイス、ゴールドマン・サックス、モルガン・スタンレー、ユニクレジット、シニアの共同リード・マネージャー1である銀行13行および共同リード・マネージャー2である銀行13行は、当社との引受契約に調印した。かかる契約の規定によれば、上記の銀行は、総額5.5十億ユーロを上限として、すなわち同省に関連する直接的または間接的な引受が期待されない増資部分の正味全額に至るまで、未行使の権利（もしあれば）に関する増資を引受けるものとされている。

市場慣行に準拠する引受契約の一部として、当社は、新株発行の締切日から180日目まで継続するロックアップ条項に合意した。具体的には、当社は、直接株式の発行やその提案をしないことに加えて、当社株式を取得、当社株式へ交換または転換される権利の付与された有価証券、ワラントその他の金融商品の発行を通じて、株式の発行やその提案をしないことに合意している。市場慣行に従い、ロックアップ条項は特に次の（ ）当該新株発行に係る株式の発行もしくは引受、または（ ）現存するストック・オプション制度の下における、当社株の発行もしくは当社もしくは当グループの役員ないし従業員に対するオプションの付与には適用されない。

上記の経済財務省、カッサ・デボジーティ・エ・プレスティーティ・エスピーエーおよび銀行による契約を考慮して、当社は増資が全額引受けられることを期待した。

2009年6月1日に開始され6月19日に終了した募集期間中、総計6,160,693,425の権利が行使された。結果として、当社の募集株式3,216,938,192株の99.58%に等しい合計3,203,560,581株の当社の新規発行普通株式が引き受けられ、当社の手取金は、総額7,944,830,240.88ユーロとなった。

募集期間の終了時、未行使の権利は総計25,726,175であり、これには13,377,611株の新しく発行される当社の株式を引き受ける権利を付与されており、総額33,176,475.28ユーロであった。未行使の権利は、イタリアの民法第2441条第3項に従って、2009年6月26日の議会において、メディオバンカを通してイタリアの証券取引所において募集され、総額13,120,349ユーロで購入された。

増資の決定において、2009年7月9日、カッサ・デポジティ・エ・プレスティティ・エスピーエーは、直接付与された権利およ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%およ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および取引の完了に伴い、カッサ・デポジティ・エ・プレスティティは、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・コーディネーターおよびジョイント・ブックランナーであるバンカIMI、JPモルガンおよびメディアバンカにより調整および管理される引受分については、株式の引受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。

エネル・グリーン・パワー株式のグローバル・パブリック・オファリング

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・アツツィオナリオ - MTA）において株式を取引できるよう認可を求める申請を提出し、公募のための目論見書の公開および株式上場の承認をCONSOBに求めた。

2010年10月13日、EGPIは、公募のための目論見書の公開およびEGP株式の上場についてCONSOBから承認を受けた。この承認に続いて、イタリアのMTAにおけるEGP株式の取引の認可についてのイタリア証券取引所による10月11日付の認可がなされた。スペインの規制市場におけるEGP株式の上場計画に関して、スペインでも行われる公募の観点から、EGPおよび当社はまた、CONSOBに対し、スペインの証券市場委員会（Comisión Nacional del Mercado de Valores）(CNMV)に、目論見書が指令2003/71/ECの規定に従って作成されていることを証明する認可証明書を送付することを求めた。

10月15日、当社は、EGP株式のグローバル・オファリングの一環として、機関投資家からの関心度を測るため、EGPの経済資本の指標となる、EGP株式の価格幅を設定したことを公表した。価格幅は最低額9十億ユーロと最高額10.5十億ユーロの間で設定された（法的拘束力のない最低価格である1株当たり1.80ユーロと法的拘束力のある最高価格である1株当たり2.10ユーロに相当し、後者は最高募集価格に相当する）。

10月28日、当社は、上述の気配値幅を害することなく、重要な資産としてのEGPの想定されうる最高の価値を達成するために関心表明を考慮して1株当たり1.60ユーロ以上にすると発表した。

2010年10月30日、当社は、ジョイント・グローバル・コーディネーターおよびジョイント・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、公募および機関投資家向け私募とも同じ設定で、とりわけ、イタリアおよ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、なら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。

募集は、グローバル・オファリングにおける1,415百万のEGP株式に対して、総額約1,780百万株の需要を生み（そのうち約1,260百万株はイタリアおよびスペインの個人投資家の一部に、約520百万株は、機関投資家の一部に）、グローバル・コーディネーターがさらにEGP株式の取引開始日から30日以内に彼らに留保されたグリーンシュエーションの行使により購入することができる最大210百万株を追加した。上記プロセスの完了後、2010年11月4日より、EGP株式は、イタリア証券取引所のMTA市場およびスペインの規制された市場に上場されている。

2010年12月3日、ジョイント・グローバル・コーディネーターは、目論見書の規定に従って、約126百万株のグリーンシュエーションの行使することを発表し、それはグローバル・オファリングの9%に相当した。かかるグリーンシュエーションの行使後、当社のEGPにおける持分は、その株式資本の69.2%となった。

グループの再編成

2008年に、当グループの経営陣は、新たな部門を創設することにより、当グループの内部構造を再編することを決定した。

当社の国際市場の成長およびその買収に応じて、当グループは、「イベリアおよびラテンアメリカ部門」および「エンジニアリングおよびイノベーション部門」の2部門を追加で設立することによりその組織構造を見直した（2008年1月1日より）。とりわけ、イベリアおよびラテンアメリカ部門はスペイン、ポルトガル、ラテンアメリカの電力およびガス市場に関連する当グループ全体の活動に割り当てられた。エンジニアリングおよびイノベーション部門は、当グループ事業全体のイノベーション機会を高める活動に加え、発電所の開発および建設に関連するすべての活動に割り当てられた。かかる再分離のさらなる過程として、国内販売部門は「販売部門」として、国内発電およびエネルギー・マネジメント部門は「発電およびエネルギー・マネジメント部門」として、また国内インフラストラクチャーおよびネットワーク部門は「インフラストラクチャーおよびネットワーク部門」として改名された。

最後に、2008年9月、当グループは「再生可能エネルギー」部門を設立することによりさらなる変化を組織構造にもたらしした。既存の部門における再生可能資源による発電のすべての活動およびとりわけ次に挙げる活動は、すべて新たに設立された再生可能エネルギー部門に統合された。（ ）以前は発電およびエネルギー・マネジメント部門内であったイタリアに位置する発電所、（ ）以前はイベリアおよびラテンアメリカ部門内にあったラテンアメリカおよびスペインに位置する発電所（エンデサに関連する活動を除く）、（ ）海外の再生可能資源に関連する残存する活動（以前は国際部門内であった）、（ ）以前は販売部門であったイタリアにおける太陽光発電の市場の開発およびエネルギー効率化活動。

新たな構造の下での当社の部門は以下のとおりである。

- ・ 販売部門
- ・ 発電およびエネルギー・マネジメント部門
- ・ エンジニアリングおよび研究部門
- ・ イベリアおよびラテンアメリカ部門
- ・ インフラストラクチャーおよびネットワーク部門
- ・ 国際部門
- ・ 再生可能エネルギー部門

各事業部門は、当社の最高経営責任者に直接報告するシニア・マネージャーに率いられている。さらに、当グループ会社により当グループの他の会社に対して提供されるすべての非中核事業は、サービスおよびその他活動部門に分類された。当社は親会社として、当グループのための戦略的目標を定め、全グループ会社の活動を調整している。当社（報告の便宜上、「親会社」と分類する。）、当グループの部門ならびにサービスおよびその他活動部門は、それぞれ事業および財務の報告の目的上、別個の部門を構成している。

2012年2月から、当グループは、より効果的な決定プロセスに基づいた組織の効率性の強化を意図した新たな経営モデルを導入した。その新たなモデルは、以下の組織的な取決めに基づいている。

- ・ 親会社機能、グループ全体に対する戦略的活動の指示および統制に責任を有する
- ・ グローバルサービス機能、シナジーおよび経済規模を最大化させ、当グループにサービスを提供することについて責任を有する。
- ・ 7つの部門に代表される事業ライン、ならびにアップストリームガス機能（当社のガスの要求を満たすため、戦略的調達の競争力、安全性および柔軟性を高めることを目的として選別された垂直的統合を遂行する）および炭素戦略機能（世界の二酸化炭素の証書市場において展開する）

稼働しているセグメントによる結果は、旧稼働モデルに基づき設定された組織的アレンジメントに基づいて議論されている。

当グループの事業部門およ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およ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

2014年7月31日、エネルグループは、部門および地理的分野の基盤に基づき、新たな組織構造を導入し、当グループの産業目的に焦点をあてた。それは役割および責任を明確に具体化することによって以下を目標としている。

- ・当グループが業務を行うセクターにおいて、優れた運営を確保し、技術的リーダーシップを続行・維持する。
- ・ローカル市場において顧客に提供するサービスレベルを最大限に伸ばす。

かかる組織構造により、当グループは、管理執行および価値創造の重要な要因の分析の複雑さを減少させることができる。

より具体的には、新たなエネルグループの構造は以下に分かれて組織されている。

- ・事業部門（国際インフラストラクチャーおよびネットワーク、国際発電、国際取引、再生可能エネルギーならびにアップストリームガス）：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および展開、パフォーマンスの最適化およ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。
- ・地域および国（イタリア、イベリア、ラテンアメリカ、東欧）：当グループが関わる各国々における、公的機関および規制当局との関係の管理ならびに電力およびガスの販売、また一方、事業部門へのスタッフおよびその他サービスサポートの提供にも責任を負う。
- ・国際サービス機能（プロキュアメントおよびICT）：当グループレベルで情報および通信技術業務の管理および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、財務および統制、人事および組織、通信、法務および会社業務、監査、欧州連合外務、革新および持続可能性）：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。

新たな組織は、2015年度からについてのみ、報告体系、当グループの業績および財務ポジションの分析、ならびに、それに従った連結成績の開示を修正する。その結果、2014年度の年次報告書においては、これまでの期間の実務に沿って、事業分野別の業績が、「管理アプローチ」に関するIFRS 8の規定を考慮して、以前の組織構造を用いて論じられている。

より具体的には、2012年初めに採用された以前の業務モデルは、以下に基づき当グループの組織について規定していた。

- ・グループ全体に対する戦略的活動の指示および統制に責任を有する持株会社機能
- ・相乗効果および経済規模を最大化させるサービスを当グループに提供することについて責任を有するグローバルサービス機能
- ・6つの部門に代表される事業ラインならびにアップストリームガス機能（当社のガスの需要を満たすため、戦略的ソーシングの競争力、安全性および柔軟性を向上させるために選別された垂直的統合を遂行する）および炭素戦略機能（世界の二酸化炭素の証書市場において活動する）

個々の部門の活動は、以下のとおりである。

イタリアにおける発電、エネルギー・マネージメントおよび販売部門は、以下につき責任を負っている。

- ・発電および電力販売
 - エネル・プロデュツィオーネおよびその他の小規模会社を通じたイタリアにおける火力発電所および断続的でない水力発電所による発電
 - 主にエネル・トレードを通じての国際およびイタリア国内市場での取引
- ・エネル・トレードを通じての当グループの全需要に対する供給および卸業者への天然ガス販売を含むエネルギー製品の販売
- ・天然ガスの再ガス化（ヌオーヴェ・エナジー）の開発

・エンドユーザーに対する電力およびガスの商品およびサービスの提供の統合を進めることを目的としたイタリアにおける商業活動。より具体的には、規制市場における電力の販売（エネル・セルヴィジオ・エレクトリコ）ならびに自由市場における電力の販売およびエンドユーザーに対する天然ガスの販売（エネル・エネルギア）。これらの業務は、再生可能エネルギー部門からのエネル・エスピーエーの買収後、2013年7月1日よりイタリアにおけるリテール・プラントおよびフランチャイズ業務を含むよう拡張された。

インフラストラクチャーおよびネットワーク部門の任務は、主にイタリアにおける配電（エネル・ディストリブツィオーネ）と公的および美術照明（エネル・ソール）である。

イベリアおよびラテンアメリカ部門は、スペイン、ポルトガルおよびラテンアメリカの電力およびガス市場における当社のプレゼンスの拡大ならびに事業の調整に焦点をあてている。業務を行っている地理的地域は以下のとおりである。

- ・ヨーロッパ：スペインおよびポルトガルにおいて、発電、電力の配送および販売ならびに天然ガスの販売を行っている。
- ・ラテンアメリカ：チリ、ブラジル、ペルー、アルゼンチンおよびコロンビアにおいて、発電、電力の配送および販売を行っている。

国際部門は、イベリアおよびラテンアメリカ市場以外での海外事業の管理および統合を行い、電力市場および燃料市場におけるビジネスチャンスを監視しこれを開拓すると同時に、当グループの国際的な成長戦略を支援している。当部門における事業活動の主な地理的地域は次のとおりである。

- ・中央ヨーロッパ スロバキアおよびベルギーにおける発電事業（スロベンスケ・エレクトラーネおよびマルチネル・エネルジー（Marcinelle Energie））ならびにフランスにおける電力販売（エネル・フランス）につき積極的に活動している。
- ・東南ヨーロッパ 主にルーマニアにおける発電容量の開発（エネル・プロダクティ）ならびにルーマニアにおける電力の配給および販売（エネル・ディストリビューティー・パナト、エネル・ディストリビューティー・ドブロージャ、エネル・エネルギア、エネル・ディストリビューティー・ムンテニアおよびエネル・エネルギア・ムンテニア）を行っている。
- ・ロシア 発電および販売業務（エネル・ロシアOJSC）を行っている。

再生可能エネルギー部門の使命は、再生可能資源を利用した発電事業の展開および管理を行い、当グループの戦略に沿って当グループ内の統合を確保することである。当部門における事業活動の地理的地域（2014年に、イベリア半島における業務に関して修正されている。）は次のとおりである。

- ・ヨーロッパ イタリア（エネル・グリーン・パワーおよびその他小企業）、ギリシャ（エネル・グリーン・パワー・ヘラス）、フランス（エネル・グリーン・パワー・フランス）、ルーマニア（エネル・グリーン・パワー・ルーマニア）、ブルガリア（エネル・グリーン・パワー・ブルガリア）ならびにスペインおよびポルトガル（エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ）における、断続的な水力発電所を用いた発電および地熱、風力および太陽熱発電
- ・ラテンアメリカ 再生可能資源を利用した発電事業（多数の会社）
- ・北アメリカ 再生可能資源を利用した発電事業（エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ）

エンジニアリングおよび研究部門（旧名称：エンジニアリングおよびイノベーション）の任務は、設定された質的、時間的および財政的な目標を満たしながら、発電所（伝統的なものおよび原子力）の開発および建設に関するエンジニアリング工程管理により当グループでの役目を果たすことである。また、安全性問題について当グループの原子力業務の独立的な監視を提供することで、原子力テクノロジー業務の調整について責任を負っている。また、戦略的研究およびテクノロジー探索に焦点をあてて、イノベーションを管理する過程において特定された研究活動の管理を行っている。

最後に、IFRS 8 に規定された基準に基づき、イタリアにおける発電、エネルギー・マネジメントおよび販売部門の発電およびエネルギー・マネジメントの業績は、トップ・マネジメントへの内部報告の仕組との整合性を保つため、イタリアにおける電力の販売についての業績と別に表示されている。また、計算書は、同様にIFRS 8 に基づき設定された重要性判断基準に関連した開示の簡素化の可能性についても考慮され、その結果、「その他、除去および調整」の項目は、部門間取引の除去からの影響のみでなく、親会社としてのエネル・エスピーエー、サービスおよびその他活動部門およびエンジニアリングおよび研究部門、ならびにアップストリーム・ガス・ファンクションについての数字も含む。

エネルおよび金融市場

	2014年	2013年修正済
1株当たり売上総利益(ユーロ)	1.68	1.78
1株当たり営業利益(ユーロ)	0.33	1.04
1株当たり当グループ純利益(ユーロ)	0.05	0.34
1株当たり当グループ純経常利益(ユーロ)	0.32	0.33
1株当たり配当(ユーロ)(1)	0.14	0.13
1株当たり当グループ株主持分(ユーロ)	3.35	3.82
株価 - 最近12ヶ月間の最高値(ユーロ)	4.46	3.38
株価 - 最近12ヶ月間の最安値(ユーロ)	3.13	2.30
12月の平均株価(ユーロ)	3.75	3.10
時価総額(百万ユーロ)(2)	35,307	29,190
12月31日現在の発行済株式数(百万株)	9,403	9,403

(1) 2015年3月18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⁾	2014年 12月31日	2013年 12月31日	2012年 12月31日	
- FTSE MIB株価指数に対するエネル株式の割合	9.49%	9.45%	8.82%	11.02%	
- ブルームバーグ世界電力会社株価指数 (Bloomberg World Electric index) に対する エネル株式の割合	2.94%	2.89%	3.12%	3.17%	
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	ネガティブ BBB + A-2
ムーディーズ	アウトルック 中期 / 長期 短期	ネガティブ Baa2 P2	ネガティブ Baa2 P2	ネガティブ Baa2 P2	ネガティブ 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	ウォッチ・ネ ガティブ BBB + F2	ウォッチ・ネ ガティブ BBB + F2

(1) 2015年1月31日に更新された数値。

2014年、経済成長は、新興諸国経済、欧州地域および日本において未だ弱い中、米国では、経済成長が加速した。世界的な拡張への見通しは、中国経済のさらなる低迷ならびにロシアの経済および財務状況の悪化といったリスクにより、先行きがみえない。

先進諸国経済圏において、2014年は、長期金利の落ち込みが続いた。欧州地域諸国の10年政府債の利回りは、インフレ予想が下がったため当年度を通して引き続き低下し、多くの国々で低下が記録された。

このような経済状況の中、主なヨーロッパの株価指数の2014年の終値は、大きく変わらなかった。FTSEイタリア全株価指数は、-0.3%のみの低下であった。反対に、ヨーロッパの公益事業部門の株価は、かかる傾向と反対の動きをみせ、当年度は大幅に上昇した終値となった(前年度終値の+約13%)。

2014年度のエネル株式の株価の終値は、イタリア指数およびヨーロッパの公益事業指数の両方が上昇したことから、2013年度の終値から16%上昇して、1株当たり3.696ユーロと大きく上昇した。

2014年6月26日、エネルは2013年度の利益に関する配当の残額として、1株当たり0.13ユーロを支払った。

2014年12月31日現在、イタリア経済財務省は、エネル株式の31.2%を保有しており、機関投資家は44.7%、個人投資家は残りの24.1%を保有している。

2015年2月26日、経済財務省は、当社の株式の5.74%を売却した。かかる取引後、経済財務省の保有は、31.24%から25.50%に減少した。

2014年における経済情勢およびエネルギー状況

経済発展

2014年の経済成長は、主な地理的地域間で異なった。先進経済圏については、米国が、世界経済の主導者となり（2014年において+2.2%）、一方欧州および日本は、回復を支えるために奮闘したが、停滞が続いている。新興経済圏は、近年経験した速度から成長は格段緩やかとなった。

より具体的には、米国は、雇用の回復が金融危機以前のレベルに活気づけられたことによる国内消費の強い回復、賃金の上昇および不動産セクターの回復により恩恵を受けた（これらの展開は、金融刺激策を終結に導くであろうとの連邦準備制度の発表を促した）。成熟した経済圏が直面する困難は日本経済にも影響し、2014年は公的支出の増加による財政刺激策をもってしてもGDP約0%という成長停滞であり、期待された影響には届かなかった。

ヨーロッパ地域については、2014年は、主に消費の落ち込みと低いインフレにより緩やかな成長をみせた（+0.8%）。イタリアは、2014年にGDPが減少した（-0.4%）唯一のG7諸国であり、より大きな負債を抱える欧州諸国の中でも最悪の業績であった。反対に、スペインは、引き続き大幅な回復の兆しをみせ、2014年は1.4%の成長を記録した。かかる国は、民間消費の回復および貿易収支の改善（同様にユーロ安により支えられた輸出の増加による。）を維持する要因である労働市場の回復およびエネルギーコストの低下から利益を受けた。

新興経済圏の成長は、前年度と比較して緩やかとなった（2013年の+4.7%と比較して+4.4%）。中国の成長見通しの悪化および商品価格の下落といった多くの要因が牽引した。中国の低迷は、（新興経済圏からの）資本商品に投資するという傾向を抑制し、（先進経済圏からの）耐久消費財に対する高まる需要を促進させ、原材料を輸出する新興経済圏（アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビア、インドネシア、ペルー、ロシアおよび南アフリカ）に危険な影響を及ぼした。後者については、世界経済の低迷の結果としての2014年の商品価格の急落が、成長をゆるやかにさせ、経常収支および財政赤字を悪化させ、外国為替市場の大きな変動に拍車をかけ、インフレを増加させ、そして競争（特に、手工業製品を輸出する国々（多くは東南アジア諸国）に対するもの）を損なわした。近年は、新興経済諸国への海外直接投資のアウトフローがみられた（2014年は過去15年間で初めてGDPの1%未満の海外直接投資（FDI）であった）。最も経済的に脆弱な国々は、商品輸出に最も特化する国々（アルゼンチン、ブラジル、コロンビア、ペルーおよびロシア）ならびに経常赤字のある国々（南アフリカ、ブラジル、インドネシアおよびペルー）である。ラテンアメリカにおいては、アルゼンチンおよびブラジルが最も奮闘した。アルゼンチン経済は、長年通貨危機で奮闘してきており、現在も30%を超えるインフレ率、輸出の持続的収縮、大きな財政赤字および未解決の外貨債務危機で奮闘している。ブラジルは、引き続き、高いインフレ、緩やかな成長ならびに大きな財政および計上赤字により影響をうけており、ソブリン債の状況を脅かしている。チリ、コロンビアおよびペルーは、依然としてプラスの成長率をみせている（それぞれ+1.8%、+5.1%、+2.6%）ものの、2014年に後退の兆候をみせた。チリは、中国（チリの主な貿易相手）からの需要の減少、鉱物産業のFDIの後退および高いインフレ（目標の3%を超えるコアインフレ）により影響を受けた。オイル価格の急落は、コロンビアにとって主な悪要因であり（原油および石油製品の輸出は、海外販売合計の55%を占めた。）、その結果経常赤字は悪化した（GDPの5%超）。ペルーにおいては、2014年に、外国投資のアウトフローおよび金属価格（銅、金、銀）（全輸出の70%を占める。）の下落により、商品価格の下落を生じさせた。

2014年は、ロシアにおいては、ブレントオイル価格の急落およびウクライナ危機により課された国際的制裁により悪化した景気後退に陥り、特に困難な年となり、資本市場へのアクセスは厳しく制限された。GDP成長は、2013年の1.3%に対して、2014年は0.6%であった。ルーブルの落ち込みに対抗するため、ロシアの中央銀行（CBR）は、12月に公定レートを750bpに引き上げ、17%にもっていき、そして、ブレント価格が財政収支に見合うレベルに回復するまでこの緊縮政策体制を維持すると発表した。

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(%)

	2014年	2013年
イタリア	-0.4	-1.9
スペイン	1.4	-1.2
ポルトガル	0.8	-1.4
ギリシャ	1.0	-4.0
フランス	0.4	0.4
ルーマニア	2.9	3.5
ロシア	0.6	1.3
ブラジル	-0.1	2.5
チリ	1.8	4.1
コロンビア	5.1	4.7
メキシコ	2.2	1.4
ペルー	2.5	5.8
カナダ	2.4	2.0
米国	2.4	2.2

出典：各国の国家統計局なら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、経済協力開発機構およびグローバル・インサイトによるデータに基づく。

国際的な商品価格

2014年に、ブレント価格（年度末で1バレル当たり55.8米ドル（2013年は1バレル当たり110.8米ドル））は、供給および需要の構造的な展開に主に関連した理由により激しく下落し、その落ち込みは2008年末のオイルショック以来の記録であった。

需要サイドでは、（ ）世界経済成長の低迷および（ ）消費を減退させる厳しい環境上の制約を含むいくつかの要因が消費を停滞させた。供給サイドは、（ ）米国およびカナダでの非在来型生産（タイトオイル）の強力な広がりならびに（ ）昨年のリビアの算出の強い回復（需要増は1日当たり0.7百万バレルであったことに対して）1日当たり2.8百万バレルに供給量が増加した。）により特徴付けられた。

これらの要因の影響は、2014年末に市場シェアを維持するために生産レベルを減少するために、サウジアラビアを初めかつ先頭とするOPEC諸国が示した買い控えにより助長された。これらの根底に加えて、拡張的金融措置（量的緩和）の終了および連邦準備制度による金利引き上げ予測結果といったいくつかの財政要因がさらに、下方圧力を増加させた。

ブレントオイル価格の急激な落ち込みは、当年度最終月のガスおよび石炭価格にのみ影響を及ぼした。石炭価格は、当年度末に1メトリックトン当たり71.3米ドルとなり、前年度より13%の減少となった。エネルギー需要の成長は弱まっており、また多くの成熟市場において、経済条件の悪化、新たなエネルギー効率措置、厳しい環境政策および再生可能資源の競争のさらなる高まりといった影響の組み合わせの結果、マイナスとなり、市場の供給超過を引き上げた。

また、海運市場の構造条件もまた供給超過により影響を受け、輸送費用を12月だけで約50%急落させた。

ヨーロッパのゼーブルッヘ拠点における天然ガスのスポット価格は、当年度を通して25%下がり、2013年の1サーム当たり64.8ペンスから2014年は1サーム当たり48.4ペンスとなった。かかる減少は、火力発電目的および居住者利用に対しての需要の弱まりによりもたらされた。火力発電に関しては特に、経済低迷および天候要因に伴う需要の減少が、再生可能資源発電の広がりによりさらに度合いを増した。

電力市場

電力の需要

電力需要の推移

(単位：GWh)

	2014年	2013年	変動
イタリア	309,006	318,475	-3.0%
スペイン	243,395	246,372	-1.2%
ルーマニア	50,452	49,809	1.3%
ロシア ⁽¹⁾	772,255	767,804	0.6%
スロバキア	27,950	28,682	-2.6%
アルゼンチン	130,654	129,166	1.2%
ブラジル ⁽²⁾	474,033	463,626	2.2%
チリ ⁽²⁾⁽³⁾	49,409	48,136	2.6%
コロンビア	63,772	60,885	4.7%

(1) ヨーロッパ / ウラル地方

(2) グリッド損失控除後

(3) SIC - 中央相互接続システムの数値

出典：TSOの数値に基づく当社データ

ヨーロッパにおいて電力需要は、主として工業消費量の落ち込みおよび転校の影響に起因して、地中海周辺諸国において減少した。具体的には、イタリア（-3.0%）およびスペイン（-1.2%）において、産業部門の業績の悪化およびマクロ経済の不確実性が、電力需要のレベルに決定的な影響を与えた。ロシアにおいては、電力需要は、前年度に比べ2014年度はやや増加した（+0.6%）。ラテンアメリカにおいては需要が引き続き増加し、コロンビア（+4.7%）において大幅に増加、チリ（+2.6%）、アルゼンチン（+1.2%）およびブラジル（+2.2%）において比較的には小さくであるが利益をもたらした。

イタリア

国内発電量および電力需要量

(単位：百万kWh)

	2014年	2013年	変動
純発電量：			
- 火力発電	165,684	183,404	(17,720)
- 水力発電	58,067	54,068	3,999
- 風力発電	14,966	14,812	154
- 地熱発電	5,541	5,319	222
- 太陽光発電	23,299	21,229	2,070
純発電量合計	267,557	278,832	(11,275)
純輸入電力量	43,703	42,138	1,565
ネットワーク供給電力量	311,260	320,970	(9,710)
揚水消費量	(2,254)	(2,495)	241
電力需要	309,006	318,475	(9,469)

出典：テルナ - レーテ・エレクトリカ・ナツィオナーレ（月間報告書 - 2014年12月）。

2014年における国内電力需要は、2013年から3.0%減少し、309,006百万kWhに達した。電力需要合計のうち、85.9%（2013年は86.8%）は消費のための純国内発電量に、残りの14.1%（2013年は13.2%）は純輸入電力量に対応する。

2014年の純輸入電力量は、主に、国際市場における平均販売価格の低下の結果、1,565百万kWh増加した。

2014年の純発電量は、4.0%または11,275百万kWh減少し267,557百万kWhとなった。具体的には、電力需要が落ち込む環境の中、主に水の利用条件の改善に起因する水力発電の増加（3,999百万kWh）ならびにイタリアにおける設備容量の増加によるその他の再生可能エネルギーの増加（太陽光発電の2,070百万kWhの増加、地熱発電の222百万kWhの増加および風力発電の154百万kWhの増加）は、電力需要の減少とあわせて火力発電の17,720百万kWhの生産減少を導いた。

スペイン

イベリア半島市場における発電量および電力需要量

（単位：百万kWh）

	2014年	2013年	変動	
純発電量	253,429	260,331	(6,902)	-2.7%
揚水消費量	(5,330)	(5,958)	628	10.5%
純輸出電力量 ⁽¹⁾	(4,704)	(8,001)	3,297	41.2%
電力需要	243,395	246,372	(2,977)	-1.2%

(1) イベリア半島外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・ディアリア - 2014年12月報告書）。2013年の数値は2014年11月30日に修正されている。

2014年のイベリア半島市場における電力需要は、2013年から1.2%減少し、243,395百万kWhとなった。消費のための純国内発電量により需要は全体的に満たされた。

2014年の純輸出電力量は、国際市場の平均販売価格の低下により、輸出の減少および輸入の増加の正味影響を基本的に反映して、2013年と比較して41.2%減少した。

2014年の純発電量は、基本的にイベリア半島市場の電力の需要の減少により、2.7%または6,902百万kWh減少した。

イベリア半島市場外における発電量および電力需要量

（単位：百万kWh）

	2014年	2013年	変動	
純発電量	13,290	13,441	(151)	-1.1%
純輸入電力量	1,298	1,269	29	2.3%
電力需要	14,588	14,710	(122)	-0.8%

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 - 2014年12月報告書）。

2014年のイベリア半島市場外における電力需要は、2013年から0.8%減少し、14,588百万kWhとなった。需要合計のうち91.1%はイベリア半島外地域の純発電量、8.9%は純輸入電力量によるものであった。

2014年の純輸入電力量は、1,298百万kWhを計上し、そのすべてはイベリア半島との取引に関するものであった。

2014年の純発電量は、イベリア半島外の電力需要により、1.1%または151百万kWh減少した。

電力価格

電力価格

	平均ベース負荷価格 (2014)(ユーロ/MWh)	ベース負荷価格の 変動(2014-2013)	平均ピーク負荷価格 (2014)(ユーロ/MWh)	ピーク負荷価格の 変動(2014-2013)
イタリア	52.1	-17.3%	55.7	-16.2%
スペイン	42.1	-4.8%	46.4	-3.5%
ロシア	21.7	-12.6%	25.0	-12.6%
スロバキア	33.6	-9.8%	42.9	-12.2%
ブラジル	220.7	140.7%	263.6	36.3%
チリ	101.5	-12.5%	208.7	-5.8%
コロンビア	84.9	19.1%	180.5	7.2%

主要な市場における価格の推移

ユーロセント / kWh

	2014年	2013年	変動
エンドユーザー市場（住居用顧客）： ⁽¹⁾			
イタリア	15.4	15.0	2.6%
フランス	10.6	10.5	1.0%
ポルトガル	12.7	12.3	3.4%
ルーマニア	9.1	8.9	1.9%
スペイン	17.7	17.7	-
スロバキア	12.2	13.8	-11.0%
エンドユーザー市場（産業用顧客）： ⁽²⁾			
イタリア	10.8	11.2	-3.6%
フランス	7.4	7.2	3.8%
ポルトガル	10.3	10.1	1.6%
ルーマニア	7.5	8.6	-12.6%
スペイン	11.9	11.5	2.7%
スロバキア	11.1	12.3	-10.2%

(1) 半期に係る税引後価格- 年間消費量2,500kWhから5,000kWh

(2) 半期に係る税引後価格- 年間消費量500MWhから2,000MWh

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
	2014年				2013年			
電力取引 - PUN IPEX (ユーロ / MWh)	52.4	46.5	50.5	58.8	63.8	57.4	65.5	65.1
年間消費量2,700kWhの住居用顧客 平均 (ユーロセント / kWh)	19.2	19.0	19.0	19.3	19.1	18.9	19.2	19.0

税込価格
出典：EMO（エネルギー・マーケット・オペレーター）、エネルギー、ガスおよび水システム当局

イタリアにおいて、電力取引における電力の平均国内販売価格は、2013年と比較して17.3%大きく減少した。

エネルギー、ガスおよび水システム当局が定める居住顧客の年間平均価格（税込）は、前年度と基本的に変わらなかった。

天然ガス市場

ガス需要

(単位：百万 m^3)

	2014年	2013年	変動	
イタリア	61,501	69,478	(7,977)	-11.5%
スペイン	25,897	28,662	(2,764)	-9.6%

2014年の天然ガスの需要はイタリアにおいてもスペインにおいても大きく落ち込んだ。かかる減少は、主に、悪化した経済状況および再生可能エネルギーの利用の高まりにより特徴付けられる発電資源の構成に起因している。

イタリア国内

国内ガス需要

(単位：百万 m^3)

	2014年	2013年	変動	
住居用および民間利用	29,239	33,709	(4,470)	-13.3%
産業用およびサービス用	13,098	13,174	(77)	-0.6%
火力発電用	17,368	20,672	(3,304)	-16.0%
その他 ⁽¹⁾	1,796	1,923	(127)	-6.6%
合計	61,501	69,478	(7,977)	-11.5%

(1) その他の消費および損失を含む。

出典：経済開発省およびスナム・レーテ・ガスによる当社データに基づく。

イタリア国内の天然ガス需要は、2014年において合計61,501十億立方メートルとなり、前年から11.5%の減少であった。

火力発電のための消費における減少は、基本的に発電量の減少の結果であり、2013年の例年より冷たい気候の影を反映して住宅用および民間利用の消費の減少によるものであった。

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
	2014年				2013年			
年間消費量1,400 m^3 の住居用顧客								
平均(ユーロセント/ m^3)								
税込価格	86.3	83.0	77.8	82.0	92.8	88.9	88.4	86.2

出典：エネルギー、ガスおよび水システム当局。

イタリアにおける天然ガスの平均販売価格は、2014年に7.6%減少した。

規制および料金問題

ヨーロッパ規制枠組み

国家補助刷新プロセス

2012年5月8日、欧州委員会は、国家補助に関する規則および統制の枠組みを刷新する改革案を打ち出した。目標に密接する主な3つは、強化された、ダイナミックかつ競争的な国際市場における成長を促進すること、内部市場において最大の影響をもって事例に応じて実施に注力すること、ならびに合理化された規則およびより迅速な決断である。エネルギーセクターへの国家補助についての欧州枠組みは、環境およびエネルギー補助ガイドライン（Environmental and Energy Aid Guidelines (EEAG)）、包括的適用除外規制（General Block Exemption Regulation (GBER)）ならびに研究開発および革新プログラム（Research, Development and Innovation Programme (RDI)）ガイドラインを含む。

2014年4月9日に、委員会は、2014年から2020年についての修正EEAGを承認し、2014年7月1日から実施されている。再生可能エネルギー支援のためのオークションまたはフィードインプレミアムといった市場ベースのメカニズムへの段階的以降を促進し、国際的な競争と直面する大規模エネルギー消費者をサポートするための基準を設定し、またインフラストラクチャー補助のための規定および内部エネルギー市場において安全かつ十分な供給を確保するためのメカニズム（例えば、設備容量報酬メカニズム）を含む。

投資サービスの提供における規則（MiFID）

欧州における投資サービスの提供について規定する規則（以下「MiFID」という。）の新たな枠組みが、2014年6月12日付の欧州連合の官報において公表された。MiFIDは、指令第2014/65/EU（MiFID）およびEU規則第600/2014号（MiFIR）から構成され、以前のMiFID指令第2004/39/ECに取ってかわっている。

とりわけ、新たな規則は、金融商品の定義を広げて、商品デリバティブ（電力およびガスを含む。）取引を行う国々が現在利用可能な例外を狭めることにより、財務規制の適用範囲を拡張する。

MiFID規則は、2017年1月から適用開始される。かかる日までに、加盟国は、指令を国内法に置き換えなければならない、一方欧州委員会および欧州証券市場監督局（ESMA）は、MiFIDに基づき規定された実施および委任措置の定義および採用に責任を負う。

市場乱用規則（MARおよびMAD）

市場乱用についてのEU規則第596/2014（MAR）および市場乱用についての刑事制裁措置に関する指令2014/57/EC（MAD）は、2014年6月12日付の欧州連合の官報で公表された。

かかる新たな規則（指令2003/6/ECに取ってかわるもので、2016年6月から実施される予定である。）は、投資家保護および金融市場の統合を確保するために、既存の枠組みを更新し、強化する。

2014年エネルギー効率通信

2014年7月23日、欧州委員会は、エネルギー効率通信を発表し、それは2020年までの規制期間について分析しており、2030年までに達成可能な潜在的な利益を特定することを追求する。先の論点に関して、当初目標が20%であったのに対し、現行措置でEUは2020年までに18-19%の省エネを達成する予定である。これを考慮し、委員会は、全加盟国が合意した法律を適正に実施するよう働いた場合、20%目標は、さらなる措置を必要とせずに達成可能であると主張している。2020年の後の期間については、委員会は、2007年予測比で2030年までにエネルギー使用量30%減目標を提案している。

産業排出指令

産業排出指令（指令2010/75/EU）を施行する過程の一環として、欧州委員会は、巨大な燃焼プラントのために利用できる最高の技術についての参照用文書（BREF LCP）を更新する作業を行っている。これには、統合環境許認可手続で考慮される利用可能な最高の技術に関連する排出量基準を含んでいる。2015年末に計画されている検討過程の完了は、2016年の初頭まで遅れる可能性がある。

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、指令1992/96/EC（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、発電およ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および補助サービスの確保、当社およ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。

指令2003/54/EC（法律第125/2007号に移行された。）および指令2009/72/EC（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およ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。

指令1998/30/EC（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、生成および販売の自由化なら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で、エネルギー、ガスおよび水システム当局（以下「当局」という。）は指令2009/73/ECに基づく所有権分離への移行を命じた。

販売部門

電力

小売市場

指令2003/54/ECに規定されたとおり、すべ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（住居用顧客および低電圧接続の小規模事業者向け）および「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大規模顧客向け）と分類した。

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。エネル・エネルギアは、2014年から2016年までの期間についてのオークションにより、10地域のうち5地域（ヴェネト州、エミリア・ロマーニャ州およびフリウリ・ヴェネツィア・ジュリア州、サルディニア州、カンパニア州、アブルッツォ州、カラブリア州ならびにシチリア州）へのサービスの提供を落札した。

それに対し、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。価格および関連条件は、当局により定められ、事業者のコストがまかなわれることを確保することを目的として定められた基準に基づき四半期ごとに更新される。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、遅延利息および減価償却費）がまかなわれ、公正な資本リターンを受け取ることができるよう確保する。

事業者は自由市場における価格を自ら設定し、当局の役割は顧客および事業者の双方を保護するための規則を定めることに限定されている。

当局はかかる役割において、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多数の措置を採用した。

当局は、統合情報システム（IIS）を現在立ち上げている。かかるシステムは、法律129/2010号に基づき設立され、ガスおよび電力市場の事業者間の情報のフローを管理するために設定され、引き出しポイントの中央データバンクに基づくものであり、当初は電力セクターについて設定され、2015年からガスセクターに拡張される。

ガス

小売市場

法令第164/2000号は、2003年1月1日から、すべ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、同時に事業者は、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号に従い、住居用顧客に対してのみ）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、料金支払が未払ではない小口顧客（標準年間50,000立法メートル未満の消費で住居用およびその他に使用する者）および公共サービスを提供する使用者に対する継続的な供給が、最終的な供給業者により確保されるものとする。顧客が料金支払が遅滞している、または最終的な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、最終的な供給業者と同様に、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、選出される不履行者への供給業者により確保される。2014年10月1日から2016年9月30日の期間において、2014年9月に実行された公的手続により、ラストリゾートの供給者が特定された。エネル・エネルギアはオークションの対象としている8地域から7地域についてラストリゾートの供給者として特定され、8地域から6地域についてデフォルト配電供給者として特定された。

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、それを直物市場価格に完全に連動させ、段階的な要素（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。

原材料費用要素（QE）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・エネルギアおよびエネル・トレードにより提起された訴訟において、2010-2011ガス年度および2011-2012ガス年度のQE要素を決定するための計算を当局が変更した（それによって減少した）判決を無効とした。2014年4月10日、当局は、州裁判所に上訴を提出した。

発電およびエネルギー・マネージメント部門

電力

卸売生産および市場

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基盤を通じて、卸売りすることができる。組織された基盤は、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およ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（送電網上の引渡しおよ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。

当局および経済開発省は、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、地理的な位置、技術的特徴および重要性に基づき、テルナの送電網についてのいくつかの重要な問題の解決に不可欠であるとみなされている。利用可能な電気を生成することが求められ、提供する義務を果たすことと引き換えに、これらのプラントは、当局に定められた特別な報酬を受け取る。

2014年6月24日付法令91号により、シチリアにある設備容量50MW超の全ての計画可能発電ユニットは、「システムセキュリティに絶対必要である」と宣言された。かかる措置は、シチリアとカラブリア間の「ソルジェンテ・リッツィオーニ（Sorgente-Rizziconi）」インターコネクターの完成まで有効であり、その他の作業は、相互接続容量の増加を必要とした。かかる絶対必要なユニットは、2015年1月1日から、エネルギーおよびサービス市場において供給を提供するために必要であり、システムセキュリティに絶対必要なその他の計画に既に適用されているものと類似したルールに基づいて、負担した発電コストをまかなうための手数料を受け取る権利を有する。

2004年に市場が開かれてから、規制により、発電容量のための管理報酬の形式が規定された。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年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98/2011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十分に供給されることを保証するのに必要な発電容量を発電者から購入する。

2014年6月30日付の経済開発省の省令により、当局およびテルナにより協議のために以前に発行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、スポット電力およ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リターンする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、割り当てに基づいている。

承認された規則は、既存の容量について支払われるプレミアムの上限と下限を規定する。下限は、すべての既存の容量について支払われ、それは当局により定められる。

オプション契約の付与のための最初のオークションは2015年に開催され、その受け渡しは、2019年から2020年にかけて行われる。

当局決議第95/2015（2015年3月10日付）により、当局は、いわゆる「最初の実施段階」の実施により、容量市場規制により導入された電力システムの競争および安全についてプラスの効果を見込むようMSEに提案する。この最初の実施段階は、2015年9月末までに最初のオークションを、そして2017年より受渡期間開始を実行するために、完全実施段階と比べて簡略なものとなる。

2012年2月6日および16日の間に発生した事態のようなガスシステムにおける緊急事態に立ち向かうため、2012年8月7日の法律第134号とともに承認された法令第83/2012号は、2012-2013ガス年度より、ガス以外の燃料の使用によりシステムの安全性に貢献することができる火力発電所の年間ベースでの識別を義務付けた。電力システムにとって必要不可欠であるものとは異なる当該発電所は、当局によって確立された手続きに基づいて、各ガス年度の1月1日から3月31日の期間において、供給力を確保することに伴い発生した費用の返済を受ける権利がある。かかるメカニズムの適用において、経済開発省（MED）は、2012-2013ガス年度および2013-2014ガス年度について燃料油を用いるエネル・プロデュツィオーネのプラントのいくつかを選定した。MEDは、2014-2015ガス年度についてはかかるメカニズムを用いなかった。

ガス

卸売市場

天然ガスの採取、輸入（EU諸国から）およ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、国内消費量の40%を超える市場シェアを有することができない。この制限は、事業者が2015年までに新たな貯蔵容量を40億立方メートル作り出すことに取り組む場合、55%に引き上げられる。この規定に基づき、経済開発省は、2011年初めに新たな貯蔵をつくり出すというエニの計画案を承認した。今日現在、新貯蔵容量において2.6十億立方メートルが設定された。法律第9/2014号は、かかるシステムのための費用を制限するために、その市場需要がある場合においてのみ、残りの貯蔵容量（40億立方メートルを上限とする。）が形成されることを規定する。オペレーターは、開催されるオークションにおいて関心を示しておらず、従ってさらなる貯蔵容量は形成されていない。

議会の委員会の承認および当局の肯定的な意見の後、2013年3月6日に、2013年9月2日施行の、天然ガスの先渡市場の規則を承認する省令が調印された。先渡市場は、2010年より稼働しているスポット取引基盤（以下「ガス取引所」という。）と当局により定められた規則に基づき2011年12月に開始された調整市場を統合して、イタリアの卸売市場の構造を完成させた。

輸送、貯蔵および再ガス化

（LNGの）輸送、貯蔵および再ガス化は、当局の規制の対象となっており、当局は各規制期間（4年間）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し、毎年支払を更新する。

ガス輸送料金に関して、エネル・トレードは、2014-2017年期間の料金基準を規定する決議および2014年について支払われる額の承認に対抗して地方行政裁判所に上訴を提起した。以前の料金期間（2010-2013）に関する議論は、ロンバルディア地方行政裁判所がエネル・トレードの要求を認めたが、今なお州裁判所において係争中である。

貯蔵は、法令第164/2000号の要件を満たす申請者に対して経済開発省（以下「MED」という。）により付与される許可（最大20年間有効）に基づき実施されている。MEDの2014年2月19日付省令は、割り当てられる容量の基準を変更し、今後は専らオークションを通じて委ねられることを規定している。

LNGの業務は、特別な行政許可の付与を前提としている。

輸送、貯蔵および再ガス化容量へのアクセスは、第三者アクセス（TPA）を保証するために当局により設定された無差別なメカニズムを通して提供される。経済開発省は、貯蔵もしくは再ガス化プラントまたは国境を越えるガス連絡管を所有する企業に対し、TPA規則を免除する可能性がある。この免除は、関係ある企業の明示的な要求およびシステムのためのインフラによる利益の査定に基づき与えられる。

インフラストラクチャーおよびネットワーク部門

電力

配送および計測

エネル・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、インフラストラクチャーおよびネットワーク部門内で配送および計測を行っている。

配送料金は、配送および計測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（4年間）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、インフレ率および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。資本利益率および減価償却の構成は、新たな投資、減価償却およ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。

2014年から2015年までの期間において、当局はイタリア10年国債（BTP）の利回りを基準として配送料金について資本利益率を6.4%に削減した。

また、資本利益率の1%の増加は、2012年からの投資において想定されていたものであり、WACCのさらなる増加（1.5%と2%の間）は、投資のいくつかのカテゴリー（例えば、歴史的な街の中心部における中圧送電線や再生可能発電が密集している地域における接続）において想定されている。営業費用の構成を更新するために用いられるXファクターは、配送について2.8%、計測について7.1%である。

電力配送は、サービスの質の規則の対象でもあり、当該規則に基づき当局は、低電圧サービスに接続している顧客に対し以下のサービス継続性指標の年間傾向レベルを定める。

長期のサービス中断の期間

長期および短期の中断の数

毎年配送業者は、これらの効率化指標を使用して求められた実際の業績が定められた傾向価値よりも高いか低いにより、賞与または罰則を受ける。

2014年10月9日付決議第483号により、その後さらに2014年12月4日付決議第597号により、当局は、配電についての規制の策定ならびに新規制期間についての料金およびサービスクオリティの計算のプロセスを開始した。

エネルギー効率化

ホワイト証書

イタリアでは、2004年7月20日付の関連法令の条項に従って、主に2005年1月1日に開始したエネルギー効率化証書メカニズム（EECまたはホワイト証書）を通じて最終段階の利用におけるエネルギー効率化が推進されている。

かかるメカニズムは、配送会社によって毎年達成されなければならない国の省エネ目標を定めることをMEDに要求する。

2012年12月28日付の法令によって、MEDは、2013年から2016年までの期間における省エネ目標を設定した。

罰則を避けるため、配電業者は、達成義務の少なくとも50%（2015-2016年期間については60%）に等しいホワイト証書の数保有することを各年の5月31日までに実行しなければならず、義務の残留分はその後数年内にまかなわれる。

かかる法令はまた、ホワイト証書メカニズムの管理をエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）に委任するプロセスについても規定しており、一方、当局は、省令に規定された新基準を用いて補助金率の決定について引き続き責任を負う。

当局は、2014年1月23日付決議第13/2014号をもって、ホワイト証書を購入する費用をまかなうためのメカニズムを導入した。かかる決議は、配電業者に、1証書当たり2ユーロのスプレッド未満で、市場平均に等しい費用を回収することを認めている。

配電業者は、国の目標を満たすためにEECを受け渡しする「物理的」義務を依然として負っているものの、かかるメカニズムの潜在的な財務影響は大幅に減少した。

2014年6月30日に、当局は、2013年度についての確定補助金率を1toe当たり110.27ユーロに、2014年度についての暫定補助金率を1toe当たり110.39ユーロと設定した。暫定補助金率は、参照期間の最終市場価格に基づき修正される予定である。

エネルギー効率についての指令第2012/27/EUを実施する2014年7月4日付法令第102号は、多様なインセンティブを用いて達成されるべき2014-2020年期間についての追加的な国の省エネ目標を規定した。かかる法令はまた、CEEメカニズムが2020年までの目標の少なくとも60%の省エネを達成しなければならないとことを規定した。

かかる法令はまた、CEE発行手続に関するガイドラインを更新する過程において、実務の改善および投機的な実務の防止を目指した措置を通じて達成される省エネを強化して、メカニズムをより効率的にする措置を含むよう、MEDに求めた。

2015年1月9日、MEDは、法令第102/2014号を実施する省令を発行し、電力の効率性に関する活動およびプログラムの協力および促進を目指して、MED、環境省および領土保安庁から構成されるグループの設立、義務および目的を規定した。

再生可能エネルギー部門

イタリアでは、資源および発電所の大きさにより異なる多様なメカニズムが、再生可能資源からの発電を奨励するために用いられている。その目標および支援の施策は、この分野のEU指令と合致するように議会により定められ、再生可能エネルギーへのインセンティブを管理する責任を負うエネルギー・サービス・オペレーター（ESO）によって実施される。

太陽光発電インセンティブ - エネルギー・アカウント

太陽光発電所は、いわゆるエネルギー・アカウントを通じて、20年以上にわたって送電網に送られた電力の価格以上の固定プレミアムの支払で構成されるインセンティブを受領している。

2012年7月5日付の省令によって、太陽光発電に対するインセンティブ・システムは、この分野のより秩序のある成長および料金のヨーロッパ平均との再調整を確保するため、見直された。第5エネルギー・アカウントは、前回のシステムから平均40%料金が減少した包括的固定価格買取制度に基づいている。同省令はまた、インセンティブ総額（従前のエネルギー・アカウントに基づく既払分を含む。）の年間上限を6.7十億ユーロに設定しており、2013年6月6日にこの上限に達した。結果として、第5エネルギー・アカウントに基づくインセンティブは、2013年7月6日に終了した。

太陽光発電以外の再生可能資源：グリーン証書および包括的料金

利用されている主要なインセンティブ・メカニズムはグリーン証書である（法令第79/1999号により導入された。）。かかるシステムのもと、発電業者および輸入業者は、再生可能資源割合を実現させることが求められる。かかる義務は、グリーン証書を再生可能資源による発電業者から購入することにより果たされる。

インセンティブの額は、事業者が義務を果たすためにグリーン証書を購入することができる市場価格に依拠する。かかる市場価格は、一定の範囲内で設定される。その最大値は、ESOが市場において保有する証書に設定する価格に等しく（法律第244/2007号の第2(148)条に規定されたとおり計算される。）、2013年における再生可能資源による発電は1MWh当たり114.46ユーロであった。最低価格は、ESOが要求された割合を超えるグリーン証書を市場から引き揚げる際の額に等しい。2012年から2015年の期間における数年間は、その価格は、あらかじめ決められた金額（1MWh当たり180ユーロ）と前年度についての電力の平均売買価格の差の78%に設定されている。

指令2009/28/ECを置き換えた法令第28/2011号および2012年7月6日の関連省令は、2013年1月1日より稼動する発電所に対する既存のインセンティブ・メカニズムを大幅に修正した。

より具体的には、小規模の発電所（発電容量が5MW以下のものに加え、発電容量10MW以下の水力発電所および20MW以下の地熱発電所）は、発電所の種類および規模によって区別された料金（省令に規定されている。）で、包括的固定価格買取メカニズムを通じてインセンティブを受領する。より大規模な発電所は、ESOにより運営されるダッチ・オークションに基づいて定められた包括的なインセンティブの対象となる。発電所の所有者は、小規模発電所の最終的な容量ブラケットの包括的料金と等しい寄付き価格からの割引率を入札しなければならない。

グリーン証書メカニズムは、以下を通じて徐々に撤廃される。

- ・2015年までの義務割合のゼロへの漸減
- ・証書の現在の払戻価値に相当する交換レートを通じたグリーン証書制度に既に参加している発電所に対するインセンティブの規定（2015年より）

インセンティブ・コストの管理を確保するために、2012年7月6日の同省令は、グリーン証書制度を通じて既にインセンティブを受けている発電所を含めて、太陽光発電以外の資源に対するインセンティブの年間費用合計額の上限を5.8十億ユーロに設定した。

再生可能資源に対するインセンティブを規定するかかるシステムは、2015年5月に管轄の省により発表されたとおり修正される過程にあり、まもなく新たな省令が採用される予定である。

インセンティブの再編

2013年12月23日付法令第145号が承認され、2014年2月21日付法律第9号により修正され、再生可能資源についてのインセンティブに関連する費用の一部を徐々に配分するための措置を導入した。より具体的には、太陽光以外の再生可能資源から発電する業者は、受領したインセンティブを還元して交換できる、インセンティブ期間を7年に延長するオプションを付与される。参加しない発電業者は、引き続き、当初の条件（料金および期間）に基づくインセンティブを受領するが、同じ地域についてのインセンティブ期間の執行後10年間についての電力料金に関するさらなるインセンティブの権利を失う。

2014年6月24日付法令第91号は、2015年1月1日から、名目容量が200kWを超える太陽光プラントにより発電されたエネルギーの補助金率は、（ ）利息なしでインセンティブ期間を20年から24年まで延長する、（ ）20年間のタリフの維持（当初タリフを削減、その後数年は、対応分増加）（フィードインタリフの削減の割合は、2014年10月17日付で採用された省令およびGSEの表に基づき、明確にされる。）、（ ）残りのインセンティブ期間、すなわちインセンティブ期間の21年目の開始までの期間、太陽光プラントの名目発電量に拠って決定される割合分のインセンティブの削減（900kWp超の発電容量の太陽光プラントについては8%）という3つの代替策に基づき再編されることを規定した。発電業者は、2014年11月30日までにGSEに対して当該選択肢を通知するものとし、（ ）に基づくオプションは自動的に、期限までに何を選択したかGSEに通知しない太陽光プラントの所有者に適用される。

計画不可能な発電所の不均衡

直接のインセンティブ（特別レートおよびグリーン証書）に加えて、計画不可能な再生可能資源（NSRRs）は、不均衡（送電網に配送される実際の電力とエネルギー市場に基づいて定められる予定電力配送量の差）料金を免除された。計画不可能な再生可能資源による発電所（本質的には太陽光発電および風力発電）の増加とともに、当局は、決議第281/2012号で、より良いプログラミングおよびかかる発電所の国内電力システムへの統合を促進するため、2013年1月1日より、従前の不均衡料金の免除を撤廃することを決定した。

多数の再生可能資源による発電業者団体から申し立てられた要請の後、州議会は、同時に対象事項の適切な規制において当局が用いるべき基準を規定した決議第281/2012号を無効とした。より具体的には、州議会は、費用の不適切な国有化を避けるため、計画不可能な資源プラントは不均衡費用の分担に参加しなければならないことを明確にした。同様に、かかる規制は、電力のグリッドへの配送の予測という点で各資源の個別の性質を考慮しなければならない。

当局は、2014年10月23日付決議第522号により、州議会のガイドラインに従って、NSRRsにおける不均衡支払を再び課すことを規定し、2015年1月1日から開始された。

イベリアおよびラテンアメリカ部門

スペイン

概要

料金赤字問題に対処するために、電力市場を統制する法律第54/1997号を修正する法律第24/2013号が、2013年12月26日付で公布された。かかる法律は、市場運営についての新たなメカニズムならびに部門別業務および事業者適用される制度を規定した。より具体的には、電力システムの経済的および財務的な持続可能性に関する重要な原則を導入した。かかる原則に従って、収益は、全ての費用をまかなうために十分でなければならない。かかるバランスを達成するために、料金を修正するシステムが導入された。システム費用と収益の一時的な差は、支払システムの参加者全員により按分して資金拠出される。

かかる法律は、2013年について3.6十億ユーロの最高損失を認識し、それは規制に定められたプロセスに従って、証券化されることができ、また15年間で回収されなければならない。政府予算は、イベリア半島外の電力システム（Sistema Eléctrico Insular y Extrapeninsular（SEIE））についての年間報酬の50%を拠出する。かかる法律は、規制業務についての報酬レートを、当初規制期間（2019年12月に終了する。）中、スペイン政府10年債の平均利回りプラス200ベースポイント（再生可能エネルギー、共同発電および居住者廃棄物から発電されるプラントについては300ベースポイント）に固定するよう規定された。

法律第24/2013号の公布に沿って、政府は、SEIE内の輸送、配送および発電、再生可能資源、自己消費、容量支払ならびに電力販売を統制する規制の草案を開始した。これらのメカニズムの一部は2013年および2014年に開始された。

ガスセクターは、主として、法律第34/1998号により規制されており、それは法律第12/2007号により修正されている。

規制活動損失

証券化に従った2013年度の損失を測るため、法律第24/2013号は、補足支払が2014年12月1日までになされるべきであると要求した。かかる支払は、2014年11月26日に承認され、金融機関により証券化された最終損失は3.5十億ユーロとなった。

スペインの国内市場および競争委員会 (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia – CNMC) により発行された通達ならびに2015年の電力利用料金を規定する2014年12月19日付の規制IET/2444/2014号に含まれた計算に基づき、料金のバランスは2014年に達成されている見込みである。

再生可能エネルギー資源、共同発電および廃棄物

2014年、以下の再生可能エネルギー資源から発電するプラント、共同発電および廃棄物についての規制枠組みの展開が完了した。かかる報酬は6年毎に修正される。

- ・報酬システムは、スペイン政府10年債の平均利回りプラス300ベースポイントに基づいて採用された資本リターンを保証する。
- ・市場における電力販売からの収益に加えて、プラントは、投資費用を回収する手助けとなるよう設定された固定料金を受け取る。さらに、発電費用が予想市場価格より高い場合、発電業者は、その差を相殺する追加的な報酬を受け取る。
- ・新しいプラントについては、インセンティブ額は、競争メカニズムを用いて決定される。

国内石炭への補助金

2014年12月31日、石炭供給の保証を促進することを意図する制限の移行のプロセスを統制する勅令第134/2010号の実施期間が終了した。かかる措置を承認する欧州委員会の決定は、かかるメカニズムは延長されないことを述べた。

小規模消費者のための任意価格 (PVPC)

2014年4月より、ラストリゾートの料金 (Tarifa de Último recurso (TUR)) が小規模消費者のための任意価格 (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)) に置き換えられた。これは、ラストリゾートの市場運営者 (Comercializadora de Último Recurso (CUR)) が、適格顧客に提供しなければならない価格となる。

PVPCに含まれる発電費用は、対応する請求期間についての前日および日中市場において報告される時間単位の価格に基づいて計算される。これらの費用に加えて、PVPCは、かかるシステムを適応する費用およびその他の供給関連費用も対象に含む。さらに、CURは、PVPCに適格な顧客に対して代替として固定年間価格を提供することが要求される。

ソーシャルボーナス

法律第24/2013号は、公共サービス義務としてソーシャルボーナスを導入し、その費用は、接続ポイントと供給する顧客の数の合計に比例して、発電、送電および電力販売会社の親会社から拠出される。エンデサの分担は、2014年については41.62%であった。

任意のサービス停止

任意のサービス停止とは、システムが圧迫されているときに、需要を効率的に管理できるよう、消費者が消費を減らすことによりなされる補償サービスである。

サービスの効率的な実施を確保し、システムの費用を最小限に抑えるため、規則第IET/2013/2013号は、任意のサービス停止が、システムオペレーターにより管理されるオークションを通じて割り当てられるよう要求している。2014年の11月および12月中に、かかるサービスを割り当てるために2つのオークションが開催された。2015年に任意のサービス停止にかかる費用は508百万ユーロとなる見込みである。かかる額は、電力を購入する最終消費者により調達されているため、システムにかかる規制費用ではない。

イベリア半島以外の地域における電力システム

イベリア半島およびイベリア半島以外の地域における電力システムの供給の保証と競争の促進について規定する法律第17/2013号は、特定の電力システムにおいて設備容量40%超を有する会社（または会社グループ）により所有される電力システムにおける新しいプラントが、イベリア半島の市場価格を受け取ることを規定した（ただし、かかる規則にはいくつかの適用除外がある。）。

かかる法律はまた、システムオペレーターが揚水および再ガス化プラントの単独の所有者となることも規定している。

2014年度中、法律第17/2013号に規定されたガイドラインの移行作業は継続された。かかる過程において、現在議論中であるイベリア半島内およびイベリア半島外のシステムにおける発電およびディスパッチングを規制する勅令案は、現在のシステムと同様のシステムを規定し、固定費用（投資費用、運営費用および諸経費）の補償および変動費用（燃料費用ならびに変動的な維持および運営費用をまかなうための費用）の補償から構成される。2015年1月に、産業、エネルギーおよび観光省は、勅令の新たな草案を発表し、それはまたエネルギーの持続可能性のための財務措置についての法律第15/2012号から導き出された税制についても組み込んでいる。

さらに、電力セクターについての法律第24/2013号に従って、投資純額に対する報酬レートは、スペイン政府10年債の平均利回りプラス200ベースポイントと設定された。

配送

勅令第1048/2013号は、配電の報酬の原則を、かかる業務の将来の補償を導く要素を組み入れて規定する。かかる勅令に規定される原則は以下のとおりである。

- ・ 配電サービスを提供するために必要な費用のみ報酬対象とされる。
- ・ 投資管理のためのメカニズムが設定される。
- ・ 未だ償却されていない投資対象は、資産価値純額に基づき報酬対象とされ、報酬レートは、スペイン政府10年債の平均利回りプラス200ベースポイントと設定される。
- ・ 質を改善し、また損失および不正を減らすため、規制は、インセンティブおよび罰則メカニズムを含む。
- ・ 2014年度および新たな規制期間が開始されるまでの間、配電への報酬は、勅令第9/2013号の別紙2に想定された方法を適用して計算される。

その他の規制変更

2014年10月15日付で、拡張、競争および効率性向上についての緊急措置に関する法律第18/2014号が承認された。とりわけ、かかる法律は、経済的に持続可能かつ、最終的な消費者のコストを最小限にすることを目標として、ガスシステムの報酬付与方法を改革している。さらに、かかる法律は、エネルギー効率目標達成を手助けするために、国家エネルギー効率基金を導入した。

ラテンアメリカ

当部門は、エンデサを通じてラテンアメリカ（アルゼンチン、ブラジル、チリ、コロンビアおよびペルー）において業務が行われている。各国には独自の規制枠組みがあり、その主な特徴を、多様な事業活動について以下に記載する。

発電

様々な国の権限ある機関（規制当局および省庁）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。近年のエネルギー政策の変更を受け、投資に対しより大きな公的統制を構想する規制枠組みがアルゼンチンにのみ存在する。ブラジルでは、新たな発電容量についての計画が、省令によって課されており、この発電容量はすべてに開放されたオークションを通じて展開されている。

すべての国は、システム限界価格のある集中した送電システムを有している。通常、メリット・オーダーは、市場運営者の入札に基づいているコロンビアを例外として、定期的に測定されている変動生成費用に基づき作成されている。

現在、アルゼンチンおよびペルーにおいて、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、同国に影響を与えた経済およびエネルギー危機後2002年に導入された措置は、アルゼンチンではガスの供給に制限がないという前提に基づいている。それでもなお、政府は、卸売市場が直面している現在の財政的課題を考慮し、既存の規制枠組みを修正し、2013年から2014年の期間には、コスト・プラス・モデルに基づいた電力市場を発展させる意向を発表した。一方、ペルーにおいては、2008年以来スポット価格の形成に対する介入が実施されているが、当時、ガスおよび電力の輸送システムにおける規制の存在が当局に輸送ネットワークにかかる規制がないことを前提とする「理想的な」限界費用を定義する緊急措置を導入させた。

長期のオークション・メカニズムは、卸売エネルギーおよび／または発電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、発電会社の安定性を強化し、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、ペルーおよ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、新たなエネルギーおよ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、チリおよびペルーにおいて近年導入された規制枠組みは、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配送会社に認めている。オークションは、規制された顧客に電力を供給の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、ペルーおよびブラジルはまた、再生可能資源をエネルギー混合に組み込む目標を規定し、発電を統制する、非在来型再生可能資源の利用を奨励する法律を承認した。

配送および販売

配送は、主に、長期契約（その期間は30年から95年に及び、一部の例では不特定期間）を用いて、価格およびネットワークのアクセスを統制する規制を有する許可のもとで実施されている。配送料金は、4年ごと（チリ、ペルーおよびコエルチェ（Coelce）がサービスを提供するブラジルの地域）または5年ごと（コロンビアおよびアンブラ（Ampla）がサービスを提供するブラジルの地域）に修正される。2002年の経済緊急法（*Ley de Emergencia Económica*）の結果、アルゼンチンにおいて、5年ごとに見直しを命じる規則があるにもかかわらず、料金の見直しはアルゼンチンではまだ行われていない。

チリ、ブラジルおよびペルーにおいて、配送会社は、規制市場の顧客のために電力を入手するためのオークションを行っており、一方コロンビアにおいては、販売会社が、エンドユーザーに対する市場平均価格を通じて直接、発電会社と価格を交渉している。概して、すべての国がRABおよびWACCに関係するリターン率に基づく報酬アプローチを導入しており、これは投下資本に対する見返りを保証している。エンドユーザー市場の自由化は、一般的にかなり進んだ段階にあるが、まだ完了していない。適格性が保たれる基準値は、アルゼンチンで30kW（2010年の量の20%）、ブラジルで3MW（容量の30%）、チリで0.3MW（容量の40%）、コロンビアで0.1MW（2010年の量の35%）、ペルーで0.2MW（容量の44%）に設定されている。自由市場顧客は、電力のために発電会社と双務契約を締結することができる。規制当局は、規制市場顧客のための料金を設定する。

集中および垂直的統合の制限

原則的には、既存の法制は、会社に、電力分野における多様な業務（発電、配送、販売）に参加することを認めている。通常、すべての事業者がネットワークを十分に利用することを確保するため、送電業務への参加には、より重い規制がかけられている。アルゼンチン、チリおよびコロンビアにおいて、発電会社および配送会社が、送電会社の持分を保有することについて特別な制限がある。

さらに、コロンビアにおいては、1994年以降に設立された会社は、垂直的統合構造を導入または維持することができない。業界内の集中に関しては、ペルーにおいては一定の基準値を上回る企業結合は、事前承認が必要であるが、アルゼンチン、ブラジルおよびチリにおいては、垂直的または水平的統合において特別な制限は規定されていない。コロンビアにおいては、いかなる会社も、発電および販売市場の25%超を支配できず、ブラジルにおいては、市場シェアが40%を超えることになるか、または年間売上高が400百万ブラジルレアル（約177百万ユーロ）を超える会社が関係する事業結合には行政の承認が必要であるものの、電力分野における統合において明示的な制限はない。

チリ

相互接続についての法律

2014年1月30日付で、電力サービスにおける一般法の規定から適用制限された相互接続についての法律が、公布された。かかる新たな規定に基づき、国は、北部相互接続システム（SING）および中央相互接続システム（SIC）間の相互接続プロジェクトを促進することができる。

エネルギーアジェンダ

2014年5月15日、マイケル・バシュレット（Michelle Bachelet）大統領は、主なエネルギー政策目標を含む新たなエネルギーアジェンダを発表した。かかる文書は、日程表を設定し、講じられるべき次なる規制段階に関与する当事者を明確にし、政府がこの期間末までに予定している投資計画を提示した。

より具体的には、アジェンダは、国によるより積極的な役割を構想し、チリの中央相互接続システム（Sistema Interconectado Central (SIC)）の限界電力費用の減少（2017年までに2013年平均の30%減）を求めて、結果的に生じる価格を低下させる（今後10年間で、2013年価格比の25%減）ために発電業者と配電業者間のオークションの規則を再規定し、2025年までに非従来型再生可能エネルギー（ERNC）により供給される新設備容量が45%を占めるよう目標を設定し、2020年までにエネルギー消費量20%削減する目標を設定し、エネルギー計画に参加するためのシステムを設定し、SICとSING（Sistema Interconectado del Norte Grande）間の相互接続プロジェクトを展開し、最後に2015年までに地熱発電の促進のための新たな法律を導入した。

さらに、アジェンダは、発電における天然ガスの利用を奨励するために短期（再ガス化構造の利用をより透明性が高いものとなるよう目指す。）および長期（現在の容量を拡大させることを目指す。）両方の措置を含む。

アルゼンチン

決議第529/2014号

2014年5月20日付で、エネルギー局は、決議第529/2014号を発表し、それにより以前決議第95/2013号により規定された発電会社が受け取る報酬が更新され、2014年2月より遡及適用された。

固定および変動費用の報酬の引き上げに加えて、新たな決議は、例外的な維持費用をまかなうことを意図した新たな項目を導入し、それはLVFVD（Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir）の発行を通じて支払われる。

エネルギー局通達第4012号

2014年6月24日、エネルギー局は、通達第4012号を承認し、それにより2013年10月から2014年3月までの期間についてEDESURのインフレ率（費用モニタリングメカニズム「MMC」指数）が設定され、同期間のPUREEプログラムについて対応する負債を、通達第6852号により2013年2月から2013年9月までの期間について以前認められていたように、相殺することを認めた。

ブラジル

2014-2018年のアンブラの料金の修正に関する、専門通達第112/2014-SRE-ANEEL号

2014年4月7日、規制当局であるANEELは、配電業者アンブラにより適用された料金の修正に関して、専門通達112/2014-SRE-ANEELを承認し、2014年3月15日より実施された。これは、配電業者が負担する資本支出および運営費用全ての認識を保証する。消費者に対する増加平均は2.64%となり、2014年4月8日から適用される。

スポット市場からの配電業者の強制的エクスポージャー

2014年3月7日に、政府は政府令第8.203号を公表し、スポット市場からの強制的エクスポージャーおよびサーマルディスパッチングから生じる追加費用をまかなうために、エネルギー開発アカウント(Conta de Desenvolvimento Energético (CDE))を開始することを配電業者に認めた。ブラジルの規制は、今後の料金サイクルにおいて、完全適用を保証している。

またこの目的において、2014年4月2日に、政府は、政府令第8.221号を公表し、料金サイクルを通じた追加費用の回復の代替として、新たな規制された環境取引アカウント(Conta ACR)を設定することにより配電業者に即時の財務的補償を提供することを構想し、それはエネルギー商工会議所(Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE))により管理される予定である。2014年4月28日に、銀行融資受領後、CCEEは、アンブラとコエルチェに、スポット市場価格への強制的エクスポージャーの結果負担したより高額な費用の一部および発電プラントからの電力の輸送のより高額な費用の保険対象範囲を補償した。

2014年11月25日に、2015年度についての決済価格(Precio de Liquidación de las Diferencias(PLD))の差の新たな上限と下限を承認した。かかる決定は、パブリック・コンサルテーション第09/2014号に始まり、その後パブリック・ヒアリング第54/2014号で、長時間の議論が費された。

新たな制限の主な影響は、配電業者が負うスポット市場の契約上のエクスポージャーに関連する発生しうる将来のリスクの財務影響を減少させること、また発電量が配電業者の負う契約上の要件を下回る場合、事業の不可逆的リスクおよび財務エクスポージャーを最小限にすることである。

この決済メカニズムは、2014年の損失は2015年に適切な料金により相殺されることを保証する。

最後に、2014年12月10日に、ブラジルの配電業者(アンブラとコエルチェ)のための追補利権契約が調印され、料金を通じて契約期間中に相殺することが不可能な場合に、利権契約期間末に相殺することができる資本の部分としての規制資本の認識を通して回収を保証することで、2014年の損失に関連する債権の認識を認めた。

ICMS費用の全額認識

2014年3月11日、ANEELは、第7回定時理事会において、将来および過去(2003年から2013年までについて)の両方について発電業者に支払う販売税(ICMS)を全額認識するというコエルチェの要求を認めた。料金を通じた金額の回収は、2014年4月から開始され、4年間実施される。

2014年5月20日、連邦検察局は、コエルチェの料金の調整が停止されるべきであると求めた。かかる法的措置は、ANEELが設定した料金を通じてICMCの回収を停止することを求めており、従って、料金引き上げは(16.77%でなく)13.68%に限定された。

国際部門

フランス

法律第344/2014号(産業顧客向け電力およびガスの規制料金の撤廃)

2014年3月27日、フランスの官報において法律第344/2014号が発表され、産業顧客向け電力およびガスの規制料金の段階的廃止が規定され、ガスセクターに関しては2015年1月1日より、電力セクターに関しては2016年1月1日より開始される。

国家エネルギー移行法案

2014年6月18日、新たな国家エネルギー戦略のための以下の4つの基本的ガイドラインを規定したエネルギー移行法案が発表された。

- ・2030年までに1990年比で温室効果ガス40%削減
- ・2030年までに全体の総エネルギー消費量のうち再生可能エネルギー量の占める割合32%目標の達成（全体の電力消費量の約40%）
- ・2050年までに全体のエネルギー消費量50%削減
- ・原子力発電容量上限を63.2GWに設定し、原子力発電の割合は2025年までに国内発電の50%まで、上限は63GWに下げること
法案は下院で2014年10月14日に承認され、その後数ヶ月のうちに、上院での検討に移される。

ベルギー

2014年3月26日付で、安全なエネルギー供給を提供するために構想された戦略的留保を設定する法律が採用された。かかる法律に基づき、プラントを閉鎖することを決定する事業者は、規制当局に時間に余裕をもって通知しなければならず、また、規制当局が必要であると考えた場合、かかる事業者は、かかるシステムにおいて均衡を維持するためにプラントを利用するグリッドオペレーターがプラントを利用できるよう事業者は申し出を提示しなければならない。かかる法律は、エネルギーの安全な供給を提供するために必要である火力プラントの閉鎖を禁止している。

2014年7月22日付で、2つの新たなガスプラントの建設の入札が成立した。しかしながら、受け付けられた買い注文はなかった。2014年10月10日に結成された新ベルギー政府は、エネルギー分野において、2つの原子力プラントの閉鎖を遅らせることと、在来型プラントのためのサポート手段を導入することを含め、いくつかの措置を発表した。

ルーマニア

市場カップリング

2014年4月29日、ルーマニアの国家規制当局（ANRE）は、スロバキア、チェコ、ハンガリーの前日取引市場を統合する市場カップリングモデルを発表した。2014年9月11日付で、ANREは、運営ルールを規定する規則を承認した。共通の取引基盤が、2014年11月19日から開始された。

規制料金

ルーマニアの小売市場の自由化の予定表に基づき、2014年度の居住者顧客向け電力料金は依然として、上半期は80%に、下半期は70%に規制された。非居住者顧客は、2014年7月1日以降規制料金に非適格となった。かかる日から、居住者顧客は、主として共同発電税の46%の低下の結果、平均最終ユニット価格の2.6%減少を受けた。ただし、かかる減少は、特別な建設における新たな税金の導入により一部相殺され、それにより発電費用に影響が及び、規制価格は1.89%増加した。

エネルギー効率

エネルギー効率に関する法律第121号は、2014年6月18日に発行され、販売業者が請求書に開示しなければならない情報について新たな義務が課された。また、新たなスマートメタリングシステムの開始のための基準、および配電会社がエネルギーマネージャーを設置しなければならず、また4年毎にエネルギー監査を実施しなければならないという要件が規定された。

同時に、スマートメーターパイロットプロジェクトの開始が、広範囲の設置のため予定が延長される結果、2014年から2015年に延期された。

配電料金

2014年11月5日、国家規制当局は、2014年から2018年までの第3次規制期間について2013年に承認された配電料金の決定のための方法について以下の変更を行った。

- ・配電業者は、年間ベースでなく、規制期間末に、グリッドの損失に関して達成された効率性から利益を受ける。
- ・第4次規制期間（2019-2023）について、2019年の初めに認識された規制資産ベース（RAB）は、その後インフレ率に指数化されない。
- ・スマートメーターについての加重平均資産コスト（WACC）の0.5%の遡及的ボーナスは廃止された。

また、2014年12月12日に、規制当局であるANREは、2015年1月1日から、8.52%から7.7%に実質税引前WACCを削減した。2015年の新配電料金は、2014年12月19日付で発表された。配電会社バナトの料金についてのみは、2-3%の削減であった。

ロシア

政府令第505/2014号 - 卸売および容量料金の決定

2014年6月4日、政府は、容量市場（KOM）価格が2014年度については指数化されたまま（2013年のCPIの増加に沿って、6.5%）で、2015年からKOM価格の指数化を廃止することならびに2014年および2015年の規制容量およびエネルギー料金を規定した政府令を公表した。

政府令第820/2014号 - 2014年の卸売電力市場の運営および容量オークションについての規則

2014年8月20日に公表された政府令第820/2014号により、政府は、計画されたメンテナンス日程およびシステムオペレーターの注文を発電会社が遵守することを奨励することを求めて、オークションへの参加についてより厳しい要件を提示した。かかる政府令に構想された主な措置は以下を含む。

- ・メンテナンスについてシステムオペレーターによりに設定された制限（1年間に180日または4年間に360日）を越えた場合、容量支払の廃止
- ・2015年1月より、発電業者と事前合意したいくつかのペナルティ係数の値の増加
- ・55年超稼働しているプラントのために容量の買い注文を提示するオプションおよびかかるプラントが前年度に8%超の利用ファクターを有する場合のみ9メガバスカル未満の電流圧の導入

熱市場

2014年10月2日、政府令第1949/2014号が公表され、熱市場の改革の主な手順が規定された。エンドユーザー向け価格の自由化に関して、政府令は移行期間を定め、その期間中は、価格は、レートの間指数化を利用して（今のところまだ決定されていない方法を用いて計算される）国内ボイラーの価格に関して決定される。かかる政府令はまた、それぞれの地域においてシステムオペレーター、供給者および商業拝殿業者として業務を行う「統合熱供給業者（Unified Heat Suppliers（UHS）」）を定義した。新たな市場構造の実施は、2023年始めまでに完了されるべきである。移行期間は2015年に開始され、その期間に、改革を実施するための詳細な措置が、発行される予定である。

2014年12月1日に、熱供給に関する連邦法第404/2014号が制定された。これは熱市場改革を始めて実施する法律の一つである。かかる法律は、2015年1月1日より実施され、熱供給業者ならびに蒸気利用者および/または直接熱接続できる産業ユーザーが、当該タリフに基づいて決定された上限に従って交渉可能な価格で、二当事者間契約を締結することができるよう規定した。2018年1月1日より、年間消費量50,000ギガカロリー（GCal）未満のユーザーを除く直接接続できる産業ユーザー（居住者顧客を含む。）は、完全に自由化された価格で蒸気および/または熱の供給につき二当事者間契約を利用することも可能となる。

ガス取引所の開始

2014年10月24日、サンペテルブルグ国際商品取引所（St. Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX)）により設立された、ロシアにおいて最初のガス取引所における取引が開始された。現在、翌月に受け渡しされる量についての取引契約のみであるが、近い将来、取引所は、週毎および日毎に商品を提供する予定である。ガズプロムおよびその他の独立ガス開発業者は、取引基盤を通じて、それらのガス出力量のいくつかをまわすよう奨励されている。かかる取引ルールは、ガズプロムに、半分の量を取り扱う権利を付与し、残りを独立供給業者が取り扱う。2015年について、目標は、少なくとも35十億立方メートルの取引量を達成することである。取引所で取引されたガスについては輸送が優先される、ガス取引所の開始は、ガス市場の自由化および価格透明性の強化において重要な段階である。

スロバキア

概要

卸売市場は完全に自由化され、透明性があり運用が好調な地域取引プラットフォームのおかげで、流動性が増している。スロバキア、チェコ共和国、ハンガリーの市場を連結させる計画は、流動性を高めかつ短期のバランスをとるために必要な条件を改善しようとしている。

スロバキアで発電される電力の半分超が、原子力発電所により生成され、これに次いで非核地熱発電所および水力発電所で生成される。褐炭は、発電に使用される唯一の国産化石燃料である。これが、その利用が「一般的経済的利益」のためになると考えられ、また利用がノヴァキ発電所（EN0）の運転を統制する特別規則で規制されている理由である。報酬システムは2020年まで効力を有する予定であり、地方規制当局（URSO）は、年次法令で発電所により発生した費用を認識する。

再生可能資源による発電についての規制は、法律第309/2009号の制定につき全面的な改定がなされた。サポートメカニズムは、15年間保証される固定価格買取制度を使用する。

すべての顧客が自身の供給者を選択することができ、市場は2007年以降完全に自由化している。住居用顧客および年間30MWh以下の消費量の中小企業に対する最終料金は、未だ地方規制当局（URSO）により規制されている。

2014年11月5日、政府は、2035年までのエネルギーセクターにおける目的および優先事項を設定する新たなエネルギー政策を採用し、それには、原子力発電プラントの建設、ノヴァキ（Nováky）火力プラントに適用される規則の継続およびスロベンスケ・エレクトラーネ原子力プラントの運転延長許可が含まれる。

電力産業界の規制に関する法令

電力産業界の規制に関するURSOの法令第221/2013号が、2013年7月に最終承認を得た。対処された主要な問題点は以下のとおり要約される。

- ・送電および配送網（G要素）へのアクセス手数料に関して、アクセス手数料が送電または配送網に接続している発電業者に課され、2014年から適用された。手数料は、輸送グリッドに接続した発電業者に対しては1MWh当たり最大0.5ユーロで設定され、一方、配送グリッドに接続した発電業者に対しては、手数料は、予備容量費用の30%（上限なし）で計算された。
- ・補助サービスの供給業者および輸送グリッドへの電力供給業者は、設備容量が5MW未満の水力発電所と同様に、メカニズムから除外される。
- ・EN0発電所の必須義務に関して、褐炭の購入、二酸化炭素排出枠の購入およびその他の費用（水、ナフサ、その他添加剤）に直接関連する変動費用は、適格費用として見なされ、払い戻しがなされる。固定費用は発電所の稼働率を基準に調整される。

エネルギー効率

エネルギー効率についての指令第2012/27/EC号が、2014年10月に国内法制に置き換えられた。指令を置き換える法律の主な要素は、指令に規定された目標を達成するためのエネルギー効率のための規制枠組みの策定、エネルギー会社に向けた非拘束的目標の設定、居住者セクターにおける省エネ義務の導入、エネルギー監査の規定および実施、エネルギー・サービスおよびエネルギーパフォーマンス契約、ならびに国の監視当局の権限および義務の明確化である。

ガブチコヴォ (Gabčíkovo) 水力プラントの停止

スロバキア政府がスロベンスケ・エレクトラーネと国有企業であるヴォドホスポダールスカ・ヴィスタヴバ (Vodohospodárska výstavba) との間の契約を終了することを決定したことを受けて、ガブチコヴォ (Gabčíkovo) 水力発電プラントが2015年3月10日から営業停止される。

再生可能エネルギー部門

ブルガリア

ブルガリアのインセンティブ・システムは、主に、資源をベースとした固定価格買取制度を用いている。陸上の風力発電プラント、太陽光発電プラント、10MW未満の水力発電プラントおよび5MW未満のバイオマスプラントは、これらのインセンティブを受けられる。政府は、再生可能資源についての法律を以下のとおり改正した。

- ・太陽光を除きすべての資源についてインセンティブ期間を15年から12年に短縮した。太陽光については期間を25年から20年に短縮した。
- ・料金は、毎年（6月に）計算され、インセンティブ期間中ずっと定期的に行われる（指数化方式によらずに）。
- ・インセンティブを受けられる資格は、作業が完了した日から発生する。

2014年予算法の承認過程において、再生可能エネルギー発電所に対して課される2つの追加措置が導入され、これは2014年1月より実施される。

- ・電力の販売による利益への20%の課税
- ・国内市場事業者（NEK）に対して優遇価格で販売することができる電力量の上限

2014年6月に、ブルガリアの規制当局は、再生可能エネルギー発電業者が不均衡支払を行うよう要求を開始した。均衡市場を安定化するために、政府は、12月に、不均衡価格（1MWh当たり0ユーロから100ユーロの間のレンジ）に上限を導入することおよび不均衡費用の計算方法のいくつかの変更といった、いくつかの措置を発表した。

ギリシャ

ギリシャのインセンティブ・システムは、再生可能エネルギー資源ごとに異なる固定価格買取制度を用いている。かかるインセンティブは、すべての資源について20年契約を通じて受けられる（10kW未満の発電容量の屋上設置型太陽光発電システムについては例外として25年契約により受けられる。）。

法律第4092/2012号は、法律第4153/2013号により2013年5月に一部修正され、既存の再生可能エネルギープラントの収益について暫定税（2012年7月から2014年6月まで）を導入した（太陽熱を除く再生可能テクノロジー全てについて10%となり、税金はプラントの営業運転日に基づき37-42%または34-40%のいずれかとなる。）。

2014年3月30日に、ギリシャの議会は、再生可能エネルギーのための補助金を合理化することを求めて法律第4254号「ニュー・ディール」を承認した。2014年4月1日以降実施される主な変更は、以下を含む。

- ・信用手形の発行をもって2013年に記録された収益の部分的な縮小（風力および小規模水力の収益の10%、太陽熱の収益の35-37.5%）。
- ・2014年4月1日から既存のプラントに適用されるフィードインタリフ（FITs）について、風力および小規模水力については約6%、太陽熱プラントについては約45%削減すること、また2014年6月末まで有効な取引高税の結果的な廃止
- ・2014年4月1日以降サービスを開始した新たなプラントに対するフィードインタリフの削減
- ・消費者価格指数の25%にフィードインタリフを調整するメカニズムの廃止
- ・一定の条件において電力購入契約（PPAs）の効力の7年拡張

ルーマニア

ルーマニアのすべての再生可能エネルギー資源についてのインセンティブの主要な形態は、グリーン証書システムである。唯一の例外として、発電容量が10MW超の水力発電プラントは、いかなるインセンティブ・メカニズムの対象にもならない。販売業者は、再生可能エネルギーからの総発電量の割合について法律により定められる年間目標に基づきグリーン証書の購入を通じて、毎年、再生可能エネルギーの特定の割合を購入することが必要とされる。ルーマニアの規制当局は需要と供給のバランスをとるために修正した義務的負担分を発行する。グリーン証書の価値は、発電技術により異なる係数に基づき変動する。グリーン証書の価格は、一定の幅（上限および下限）内で法律により決定される。違反があった場合、販売業者には罰金が科せられる。グリーン証書システムを一時的に修正する措置（EGO 57/2013）は、6月に発行され、2013年12月に最終承認を受領した。かかる措置は、再生可能資源による発電業者に対して支払われるグリーン証書の一部につき、一時的に取引を停止した（2013年7月1日から2017年3月31日まで）。支払いが据え置かれたグリーン証書の取引は、太陽光発電業者および小規模水力発電業者に対しては2017年4月1日以降、風力発電業者に対しては2018年1月1日以降に、段階的に再開され、2020年12月まで継続する予定である。

2013年12月16日、決議第994/2013号が公布された。かかる決議は、2014年1月1日以降の新たな発電所のためのグリーン証書の数減らしを、より詳細には、2017年までは風力発電では1MWh当たりで1.5証書（2017年以降は0.75グリーン証書）、太陽光による発電量には1MWh当たりで3証書、水力発電では1MWh当たりで2.3証書である。

2014年3月19日に、ルーマニア政府は、2014年にインセンティブ付与される再生可能資源から発電した電力の割合を15%から11.1%に下げた。

2014年6月11日に、政府は、いくつかの大量電力ユーザーに対してグリーン証書を取得する義務の適用除外についてのメカニズムを導入する決定を承認し、2014年7月4日付官報で公表された。かかる措置は、欧州委員会により2014年10月15日付で承認された。かかるサポートシステムは、期間を10年間とし、2014年12月1日から適用され、最大85%を上限として各会社の電力消費および支出のレベルに連動する変動額における義務を減らすものである。

2014年12月12日に、政府は、2015年にインセンティブ付与される再生可能資源から発電した電力の割合を16%から11.9%とすることを承認した。

スペイン

スペインの再生可能エネルギーについてのインセンティブ・システムは、主に固定価格買取制度および固定プレミアムメカニズムに基づいていた。2012年および2013年についてのエネルギー政策は、主に、「料金赤字」問題を解決する必要性に注視した。それは、勅令第1/2012号をもって、スペイン政府は、事前登録手を停止し、未登録の新たな再生可能エネルギープロジェクトについてのインセンティブ・メカニズムを撤廃したためである。

法律第15/2012号は、あらゆる技術による発電につき税率7%、発電のための水使用については22%の使用料を導入した（50MW未満の設備容量の発電所については、使用料の90%が割引かれる。）。

2013年に、勅令第2/2013号は、市場価格に固定価格買取プレミアムを加えた価格を基準とした報酬オプションを撤廃し、固定価格買取制度のオプション（エネルギー価格が含まれる）または市場価格のみを、プレミアムなしで存続させ、再生可能資源および熱電併給のための固定価格買取制度に使用される指標の基準を改定した。

勅令第9/2013号の導入を通じて2013年7月に開始された電力セクターの改革の一環として、2014年6月6日に、再生可能エネルギー資源からの発電、共同発電および残留廃棄物を規制する勅令第413/2014号が承認された。かかる勅令は、「合理的な採算性」の概念に基づく新たな報酬システムを導入し、10年政府債利回りプラス300ベースポイントが設定された。最初の規制期間については、2013年6月から始まる6年間は、投資リターンは、税引前の実質額の7.4%となると見込まれる。新システムは、市場価格での電力販売に基づく報酬を求めており、市場価格が設定された合理的な採算性を保証するに十分でない場合のみ、補足的な年次報酬が追加される。補足的な報酬は、効率的で経営状態のよい会社およびプラント郡の標準的な営業費用および投資費用に基づき計算される。これらの標準的なパラメーターは、2014年6月20日に省令第IET/1045/2014号の承認をもって決定された。2014年6月8日、エネル・グリーン・パワーは、勅令第413/2014号および省令第IET/1045/2014号の行政不服審査を提出した。勅令の不服審査については、かかる会社は、訴訟手続の次の段階を待機している。省令の不服審査については、スペインの最高裁判所が追加情報を要求し、かかる情報が提示されれば、エネル・グリーン・パワーは、かかる文書の受領後20営業日以内に、訴えを提出しなければならない。

2014年8月5日付で、省令第1459/2014号が公表された。イベリア半島外の電力システムにおける報酬のパラメーターならびに新たな風力および太陽熱プラントに対する特別な報酬規則を割り当てるメカニズムを規定する。

ポルトガル

風力ファームに対する料金システムは主に、フィードインタリフ・メカニズムに基づいている。2014年6月24日、一定の技術的要件および風力資源を満たす既存の風力ファームの容量を増加することを目指し、法令第94/2014号が公表された。かかる法令は、グリッドへの接続容量を超過した発電の受け渡しのための条件および関連する報酬を規定する。

ラテンアメリカ

ラテンアメリカにおける再生可能エネルギー資源の開発は、ヨーロッパほど多様ではない。具体的には、近年段階的な多様化が進められているものの、ラテンアメリカの電力基盤はこれまで、多数の大規模な水力発電プラントであった。主な報酬のアプローチには、長期的な電力購入契約（PPA）、税務上のインセンティブおよび輸送料金の補助がある。

ブラジル

ブラジルにおける再生可能エネルギーについてのインセンティブ・システムは、固定価格買取制度（PROINFA）の実施をもって2002年に設定され、競争オークションを用いた従来型の電力の販売システムと調和させた。かかるオークションは、新たなプラントと既存のプラントで分けられており、以下から構成されている。

- レイラオ・フォンテス・アルテルナティヴァス（*Leilão Fontes Alternativas*）：再生可能な風力、バイオマスおよび水力テクノロジーを50MWを上限としてリザーブする
- レイラオ・エネルギー・デ・レゼルヴァ（*Leilão Energia de Reserva*）：オークションが開催される日から3年以内に稼働開始される全プロジェクトが適格する。これらのオークションは、通常、予備発電容量を増加させ、そして/または、特定のテクノロジー（再生可能エネルギー等）の発展を促進するために組織される。
- ・ レイラオ・デ・エネルギー・ノヴァ（*Leilão de Energia Nova*）：オークションが開催される日から3年超以降に稼働開始される全プロジェクトが適格する。これらのオークションは、3年または5年後に与えられるエネルギーを供給する発電業者の義務に基づいてA-3およびA-5オークションに分けられる。

オークションは、主として、オークション主催者がオークションの開始価格を設定し、発電業者が下げた買値を言うしくみとなっている低下方向フェーズと、電力供給がオークションに出されるすべての需要を満たすまで残りの発電業者がさらに競り下げるペイ・アズ・ビッドフェーズの、2つの段階を有する。勝ち残った入札者は、資源により期間の異なる（バイオマスプラントについては15年、風力プラントについては20年、水力プラントについては30年）長期の契約を与えられる。

4回のオークションが2014年に開催され、合計8GW超（うち90%超が新たな容量）について契約が調印された。より具体的には、2014年10月31日に、太陽光発電についてリザーブされた容量につき最初の連邦リザーブオークションが開催され、約890MW付与された。2014年12月17日に、エネルギー省は、再生可能エネルギーの容量の大幅な増加を構想する新たなセクター拡張計画（PDE2023 - Plano Decenal de Expansão de Energia）を発表した。提示された計画に基づき、政府は、風力発電容量を2023年まで毎年平均2GW増加させ、一方、太陽光およびバイオマスの容量は、2023年までにブラジルの総設備容量の約13%を占めるよう、見積もっている。

2014年11月25日に、決議第1832号により、規制当局であるANEELは、決済価格（Preço de liquidação das diferenças (PLD)）の差の範囲について、新たな下限（1MWh当たり約12ユーロ）および上限（1MWh当たり約151ユーロ）を設定してその間の変動が許容されるよう修正した。

チリ

チリは、配送業者または販売会社を通じた販売のために電力を引き出す業者に対して特定の再生可能エネルギー目標の達成を強制するシステムを定めている。かかる法律は、契約が調印された日に基づき以下の2つの異なる目標を設定している。

- ・2007年8月31日から2013年6月30日までの契約に基づく全ての発電については、2014年から再生可能資源からの発電の割合が電力の5%を占める（2024年までに10%の割合に到達するようかかる割合は毎年0.5ポイントずつ増加する）
- ・2013年7月1日以降に調印された全ての契約については、2013年法律第20698号により、2025年までに20%の目標（2014年の6%の当初割合から徐々に引き上げることによって達成する）が設定された

すべての再生可能エネルギー資源は、要件を満たす目的に適切である。発電容量40MW以下の水力発電プラントについて、当該システムは、20MWまでについては修正要素で考慮され、20MWから40MWまでについては容量の一部削減について規定している。かかるメカニズムはまた、義務割合を達成することができなかった場合についての罰則についても規定している。

2014年5月に、チリの新たなエネルギーアジェンダが発表され、対処されるべき次なる規制措置として主なエネルギー政策目標を規定し、政府が次の期間に行う予定の投資計画が明らかにされた。特に再生可能資源に関して、かかるアジェンダは、エネルギー消費を2025年までに20%削減する目標を確認し、2014年から2025年までに設置される新たな容量の45%が再生可能エネルギー発電プラントから供給されるという追加目標を導入する。

メキシコ

2014年、エネルギーおよび石油業界を再編することを目的として、2013年12月20日に公表された重要なエネルギー改革措置に基づく法令が、段階的に承認され、公表された。

8月に、第二次エネルギー改革法が公表された。電力セクターに関して以下が公表された。

- ・「エネルギー業界法（Ley de la Industria Eléctrica）」：競争的な発電市場の導入、市場を運営する独立事業者の設置、クリーンエネルギー証書メカニズムの導入および卸売発電市場の公式な開始前の移行期間を統制する規則の制定を求める。
- ・「地熱エネルギー法（Ley de Energía Geotérmica）」：探査活動および地熱資源からの発電の特別規制枠組み、利権対象となる分野の特定のためのメカニズムおよびかかる利権の付与のための手続を規定する。
- ・「連邦電力委員会法（Ley de la Comisión Federal de Electricidad）」：かつての公共電力独占体（連邦電力委員会（Federal Electricity Commission(CFE)））の役割および構造を再規定する。

2014年10月31日に、2024年までに非汚染資源からの発電が35%となる目標を達成するための「クリーンエネルギー証書（Certificados de Energía Limpia）」メカニズムについてのガイドラインを含む関連規制が公布された。この要件は、2018年から実施され、それに対応する目標が2015年3月に決定される。

2016年1月1日に予定された卸売市場の開始のための準備において、独立の市場オペレーター（CENACE – Centro Nacional de Control de la Energía）が公式に設定された。

再生可能資源から発電するプラントの報酬に関して、改革に先立つ規制枠組みは、2008年に公布された再生可能エネルギー促進法（LAERFTE）に基づいた。とりわけ、個人投資家は、独立発電業者（オークション・メカニズムを用いて連邦エネルギー委員会（Comisión Federal de Energía）に対して、その発電量すべてを売却する業者）、自己発電業者または小規模発電業者（30MW未満の発電設備容量）（連邦電力委員会により管理された料金でその発電量を売却する業者）のいずれかとして参加した。

新たな規制構造に沿って、以下のとおりとなる。

- ・市場が開始された日に稼働しているプラントおよびその相互接続契約の当事者は、改革前の報酬取り決めを維持することを許可される。
- ・新プラントおよび現在のところ未だ相互接続契約の当事者となっていない者は、現在規定されている改革（規制された顧客への供給のためのオークション、自由市場顧客との二当事者間契約および卸売スポット市場）に基づき導入される異なる販売システムの利益を受けることができる。

2015年の最初の数ヶ月間に、連邦電力委員会（Comisión Federal de Electricidad）は、地熱発電を独立して開発することを計画する場合その土地を確認し、そしてその土地は後に開発のために個人投資家にオークションで売却される予定である（ロンダ・ゼロ）。

中米

シエパク（SIEPAC） - 地域電力市場

地方電力市場（REM）へのSIEPEC輸送ラインの最終セクションは、地方規制当局（Comisión Regional de Interconexión Eléctrica(CRIE)）により2013年6月1日に公式に開始され、2014年9月29日に完了した。

2014年下半期中、CRIEはまた地域規則を完成させるため、また2013年3月以降実施された暫定システムを終了させるために規定された一連の決議を発行した。地域規制の導入は、中南米の6カ国（グアテマラ、エルサルバドル、ホンジュラス、ニカラグア、コスタリカおよびパナマ）における電力の国境を越えた取引を統制する規則の統合に向けた最初の一步を示している。

パナマ

2013年6月12日、エネルギー構成の多様化に向けたエネルギー政策に沿って、パナマ政府は、太陽光発電の開発を支援するための税額インセンティブを定めた法律第605号を承認した。新たなインセンティブは、輸入税の免除、税額控除および減価償却の推進オプションを提供している。

2014年3月31日に、共和国大統領は、決議第41号を公表し、2014年3月31日から2016年12月31日にかけて行われる、エネルギーグループの水力発電プラントであるフォーチュナに対する75百万米ドルの支払を認めた。かかる額は、パナマ送電グリッドの拡張に際して政府が遅れをとったために、プラントに対して政府により課された発電制限の結果として認められた。

2014年10月22日付で、地域電力市場を通じて電力を輸出するオプションを導入する決議第AN7966号が公表された。かかる措置は、2016年から2017年に計画されている輸送グリッドの拡張を見込んで、市場が送電グリッドの現在の制限外で機能することを認める。

コスタリカ

規制当局であるARESEPは、11月に開催された一連の公開意見交換の結果に基づき、新規および既存の再生可能発電プラントについての料金を修正した。かかる変更は、既存のプラント（水力および風力）へのプラスの影響を有し、その料金は、13%増加された。ただし、新規のプラントへの影響は、料金が2014年レベルと比較して16%減少されたため、マイナスとなる。

アメリカ合衆国

アメリカ合衆国は、2つのレベルの再生可能エネルギーのインセンティブ・システムを有する。連邦レベルでは、生成および投資についての税務上のインセンティブ（生成についての税額控除および投資についての税額控除）、加速償却および連邦助成金を含む多様な支援を想定している。州レベルでは、主要なインセンティブは、再生可能エネルギーポートフォリオ基準（RPS）メカニズム、すなわち、設備についての再生可能エネルギーからの発電の義務割合に関して州ごとに目標を設定するシステムである。ほとんどの州は、取引可能な証書のシステムを採用しているが、連邦レベルで機能しているそれに対応する基盤はない。

再生可能エネルギー発電を奨励する税金インセンティブである発電税クレジット（PTC）は、2013年末に終了した。それは2014年12月20日付の税金増加防止法により更新された。かかる延長により、2014年12月31日まで「建設中」とされた適格プロジェクトは、PTCに認定された。内国歳入庁（IRS）は、「継続的努力」の概念を定義する追加ガイドラインを発行することを予定しており、2015年の第1および第2四半期にそれが認定されることが要求されている。

再生可能資源への投資に対する税制上の優遇措置である投資税クレジットは、2016年12月31日までに稼動開始するプラントには引き続き適用される。

2014年6月2日付で、環境保護局（Environmental Protection Agency（EPA））は、2030年までに2005年比で二酸化炭素排出量30%削減を達成することを目指した、現在稼働中の化石燃料発電プラントについての規制案を発表した。個別の排出量削減目標が各州について制定され、それらは、採用された政策および戦略において十分な柔軟性をもつ。協議段階は終了し、規制案は現在修正中であるが、EPAは、2015年第3四半期までに確実に承認されることを目指す。かかるケースにおいて、州は、EPAに対して目標達成のための計画を2016年6月までに提示しなければならない。

南アフリカ

2011年5月、南アフリカは、2010-2030年統合リコースプランに規定さ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プロキュアメント(Renewable Energy Independent Power Producer Procurement (REIPPPP))であり、2014年から2020年にかけて新たな再生可能発電容量を約7GWインストールすることを求める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、集中型太陽熱発電および太陽光発電、風力、バイオマスおよびランドフィルガス)。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。現在、ラウンド4を含み、約5,000MWの容量が付与され、受注獲得者は2015年第1四半期に報告される。

技術および財務面について検討される仮認定段階後、認定プロジェクトが、買値(加重70%)およびプロジェクトの経済開発項目(加重30%)という2つの基準に基づき選ばれた。後者は、国の経済開発に注視した一連のパラメーターに基いており、地域的項目および南アフリカ人、とりわけ非白人の雇用の創出を含む。

受注獲得者は、国の公益事業体であるEskomと20年のPPAを締結するよう誘致され、支払は政府により保証される。

4【関係会社の状況】

(1)親会社

該当なし。

(2)子会社および関連会社

2014年12月31日におけるエネルグループの子会社、関連会社およびその他重要な株式投資

2006年7月28日のCONSOB通知第DEM/6064293号および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、2014年12月31日におけるエネル・エスピーエーの子会社、関連会社およ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、その所有率および当該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	9,403,357,795.00	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 (ニューヨーク)	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・ブラック・リバー・インク ハイドロ・ディベロップメント・グループ・インク	50.00% 50.00%	68.29%
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%	42.67%
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	ソーラーパネルの製造を行うプラントの開発、設計、建設および運転	エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	33.33%	22.76%
アダム・ソーラー・ビーヴィ・プロジェクト・スリー (ビーティーワイ) エルディーディー (Adam Solar PV Project Three (Pty) Ltd)	モウブレイ	南 アフリカ	1.00	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) エルディーディー	100.00%	68.29%
アダム・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・エルディーディー (Adam 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) エルディーディー	60.00%	40.97%
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、構築および経営	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)	ミネアポリス (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%	34.83%
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%	54.63%
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	設計およびサービス	エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	16.67%	11.69%

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 %
アグイロン・トゥウェンティー・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 パーニャ・エスエル	51.00%	35.21%
アルバニー・ソーラー・エルエル シー (Albany Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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%	68.23%
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	発電所の管理お よび維持	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	100.00%	69.03%
アルベ・アドリア・エネルギア・エ スピーエー (Alpe Adria Energia SpA)	ウディネ	イタリア	450,000.00	ユーロ	貿易網の設計、 構築および経営	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	40.50%	40.50%
アルトモンテ・エフヴィ・エスアー ルエル (Altomonte Fv Srl)	コゼンツァ	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・ソー ラー・エネルギー・エスアールエ ル	100.00%	68.29%
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	発電および電力 販売	エネル・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%	68.29%
アンブラ・エネルギア・エ・セル ヴィソス・エスピーエー (Ampla Energia e Serviços SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	129,823.00	ブラジル レアル	発電、送電およ び配電	チレクトラ・インヴェルスード・ エスピーエー チレクトラ・エスピーエー エネルシス・エスピーエー エンデサ・ブラジル・エスピーエー	21.02% 10.34% 21.38% 46.89%	55.79%
アンドーラ・デサロージョ・エス エー (Andorra Desarrollo SA)	テルエル	スペイン	901,520.00	ユーロ	地域開発	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.14%
アナデール・ソーラー・エルエル シー (Annadale Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
アバメア・トゥーサウザンド・エス エル (Apamea 2000 SL)	マドリッド	スペイン	3,010.00	ユーロ	サービス	エンデサ・エスピーエー	100.00%	70.14%
アピアカス・エネルギア・エスピー エー (Apiacàs 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・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%	68.29%
アクエナジー・システムズ・インク (Aquenergy Systems Inc.)	グリーンビル (サウス・ カロライナ)	アメリカ	10,500.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	コンソリデティッド・ハイド ロ・サウスイースト・インク	100.00%	68.29%
アクイレ・ソーラー・エスピーエー (Aquilae Solar SL)	ラ・パルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリヤ・エ スエルユー	50.00%	35.07%
アラゴネサ・デ・アクティヴィダデ ス・エネルジェティカス・エスピー 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・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.14%
アソシアシオン・ヌークリア・アス コ・ヴァンデリヨス・・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	発電所の管理お よび維持	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	85.41%	59.91%
アテア・エスピーエー (Atea Srl)	ラ・スペツィア	イタリア	10,001.00	ユーロ	産業用機械およ び施設の設置	エネル・イタリア・エスピーエー エル	0.01%	0.01%

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	10,001.00	ユーロ	研究開発および 設計	エネル・イタリア・エスアールエ ル	0.01%	0.01%
アットウォーター・ソーラー・エル エルシー (Atwater Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	68.29%
オータム・ヒルズ・エルエルシー (Autumn Hills LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
アエサ・アドバンスト・テクノロ ジー・エスエー (Ayesa Advanced Technologies, S.A.)	セビリア	スペイン	663,520.00	ユーロ	ITサービス	エンデサ・セルヴィシオス・エス エル	22.00%	15.43%
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	エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー 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	0.51% 99.00%	18.54%
アイセン・トランスミッション・エ スエー (Aysén Transmisión SA)	サンティアゴ	チリ	22,368,000.00	チリペソ	発電および電力 販売	エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー 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	0.51% 99.00%	18.54%
バーネット・ハイドロ・カンパニー (Barnet Hydro Company)	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	スウィートウォーター・ハイドロ エレクトリック・インク エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	90.00% 10.00%	68.29%
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 ングス・エルティエディー	67.50%	46.09%
ビーバー・ヴァレー・ホールディン グス・エルティエディー (Beaver Valley Holdings Ltd)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	アメリカ	2.00	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・インク	100.00%	68.29%
ビーバー・ヴァレー・パワー・カン パニー (Beaver Valley Power Company)	フィラデルフィア (ペンシルバニア)	アメリカ	30.00	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・インク	100.00%	68.29%
バイオワット・ルクソス・エネル ジェティコス・エルディーエー (Biowatt - Recursos Energéticos Lda)	ポルト	ポルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電プロ ジェクトのマー ケティング	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	51.00%	35.21%
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	75.00%	51.22%
ボイロ・エネルギア・エスエー (Boiro Energía 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 バーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
ボローニャ・リアル・エステート・ エスエル (Bologna Real Estate SL)	マドリッド	スペイン	3,008.00	ユーロ	不動産	エンデサ・エスエー	100.00%	70.14%
ブート・フィールド・エルエルシー (Boott Field 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	ブート・ハイドロパワー・インク	100.00%	68.29%
ブート・ハイドロパワー・インク (Boott Hydropower Inc.)	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	ブート・シェルドン・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	68.29%
ブート・シェルドン・ホールディン グス・エルエルシー (Boott Sheldon Holdings 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	ハイドロ・ファイナンス・ホール ディング・カンパニー・インク	100.00%	68.29%

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 %
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・インク エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	68.00% 32.00%	68.29%
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	フルクラム・インク ビービー・ハイドロ・アソシエーツ	24.08% 75.92%	68.29%
ブライラ・パワー・エスエー (Braila Power SA)	サット・キスカニ、 コミユナ・キスカニ	ルーマニア	1,900,000.00	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・ビーヴィ	29.93%	29.93%
ブルートゥン・ソーラー・エルエル シー (Brooten Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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 ス・エルエルシー	75.00%	51.22%
ビジネス・ベンチャー・インベストメン ツ 1468 (ビーティーワイ) エル ティーディー (Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd)	ロンバー ディー ・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 (ビーティーワイ) エ ルティーディー	100.00%	68.29%
バイパス・リミテッド (Bypass Limited)	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	ノースウェスト・ハイドロ・イン ク エル・ドラド・ハイドロ シーエイチアイ・ウェスト・イン ク	69.35% 1.00% 29.65%	68.29%
バイパス・パワー・カンパニー (Bypass Power Company)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ	1.00	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・イン ク	100.00%	68.29%
カンボスジェン・エネルギー・エル ディーエー (Camposgen - Energia, Lda)	オエイラス	ポルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	ティービー・ソシエタッド・テル ミカ・ポルトゲーズ・エスエー ビービー・シーオー・ゲラサオ・ エスエー	80.00% 20.00%	69.03%
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	エセックス・カンパニー	100.00%	68.29%
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・ウインド・エ ルエルシー	100.00%	68.29%
カーボエクス・エスエー (Carboex SA)	マドリッド	スペイン	24,040,484.18	ユーロ	燃料供給	エンデサ・ジェネレーション・エ スエー	100.00%	70.14%
カーボペゴ・アバステシメントス・ エ・コンビュスチヴェイス・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・ジェネレーション・ボル トガル・エスエー エンデサ・ジェネレーション・エ スエー	0.01% 49.99%	35.07%
カロクラフト (ビーティーワイ) エル ティーディー (Carocraft (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 ルティーディー	97.00%	66.24%
カロデックス (ビーティーワイ) エル ティーディー (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 ルティーディー	98.49%	67.26%

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・グリーン・パワー・カナ ダ・インク エネル・アルバータ・ウィンド・ インク	99.90% 0.10%	68.29%
セフェイダス・デサロージョ・ソー ラル・エスエル (Cefeidas Desarrollo Solar SL)	ブエルト・デル ・ロザリオ	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.07%
セントレイス・エレクトリカス・カ ショエイラ・ドゥラダ・エスエー (Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA)	ゴイアニア	ブラジル	289,340,000.00	ブラジル レアル	発電および電力 販売	エンデサ・ブラジル・エスエー	99.75%	51.03%
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、送電およ び配電	インヴェルソラ・ドック・スー ド・エスエー	69.99%	24.24%
セントラル・エオリカ・カネラ・エ スエー (Central Eólica Canela SA)	サンティアゴ	チリ	12,284,740,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー	75.00%	27.96%
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	エンデサ・ブラジル・エスエー	100.00%	51.15%
セントラル・ハイドラウリカ・グエ ハル・シエラ・エスエル (Central Hidráulica Güejar-Sierra SL)	セビリア	スペイン	364,210.00	ユーロ	水力発電所の運 営	エネル・グリーン・パワー・エス パーニャ・エスエル	33.30%	22.99%
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	火力発電所の運 営	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	33.33%	23.38%
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	ハイドロエレクトリカ・エル・ チョコン・エスエー エンデサ・コスタネラ・エスエー セントラル・ドック・スード・エ スエー	33.20% 1.30% 6.40%	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	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・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	原子力発電所の 管理	スクレノール・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	0.69% 23.57%	16.77%
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 Vedula Vyskum Sro)	カルナ・ナッド・ フロノム・モホフ チェ 6	スロバキア	6,639.00	ユーロ	自然科学および エンジニアリン グの研究および 開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	66.00%
シーイーエスアイ・チェントロ・エ レットロテクニコ・スペリメンター レ・イタリアーノ・ジャチント・ モッタ・エスピーエー (CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA)	ミラノ	イタリア	8,550,000.00	ユーロ	研究およびテス トサービス	エネル・エスピーエー	42.70%	42.70%
チェペイ・デサロージョ・ソー ラー・エル (Chepei Desarrollo Solar L)	ラ・パルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エ スエルユー	50.00%	35.07%

[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 %
シーエイチアイ・ブラック・リ バー・インク (Chi Black River 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%	68.29%
シーエイチアイ・アイダホ・インク (Chi Idaho 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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
シーエイチアイ・ウェスト・インク (Chi West 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%	68.29%
チレクトラ・インヴェルスード・エ スエー (Chilectra Inversud SA)	サンティアゴ	チリ	569,020,000.00	米ドル	持株会社	チレクトラ・エスエー	100.00%	60.07%
チレクトラ・エスエー (Chilectra SA)	サンティアゴ	チリ	36,792,868,194.00	チリペソ	持株会社、配電	インモビリアリア・マンソ・デ・ ヴェラスコ・エルティエデーエー エネルシス・エスエー	0.01% 99.08%	60.07%
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 および送電	エデジェル・エスエー	80.00%	28.42%
チナンゴ・ソーラー・エルエルシー (Chinanco Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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	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	75.00%	51.22%
クラディアーチェ・ヴェーゼ・ボフ ニチェ・スボル・エスアールオー (Chladiace Veze Bohunice Społ Sro)	ボフニチェ	スロバキア	16,598.00	ユーロ	エンジニアリン グおよび建設	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	35.00%	23.10%
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	13,209,330,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力 販売	エネルシス・エスエー チレクトラ・エスエー	39.13% 9.35%	29.34%
コジェネレーション・エル・サルト・ エスエル (Cogeneración El Salto SL) (清算中)	サラゴサ	スペイン	36,060.73	ユーロ	電力および熱エ ネルギーの熱電 併給	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	20.00%	13.81%
コジェネレーション・リップサ・エスエ ル (Cogeneración Lipsa SL)	バルセロナ	スペイン	720,000.00	ユーロ	電力および熱エ ネルギーの熱電 併給	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	20.00%	13.81%
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	21,372,000.00	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%

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 %
コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー (Companhia Energética do Ceará SA)	フォルタレサ	ブラジル	442,950,000.00	ブラジル レアル	発電、送電および配電	エンデサ・ブラジル・エスエー エネルシス・エスエー	58.87% 15.18%	39.32%
コンパニア・テルミカ・ルソル・エーシーイー (Companhia Térmica Lusol ACE)	バレイロ	ポルトガル	-	ユーロ	発電	ティービー・ソシエダッド・テルミカ・ポルトゲーザ・エスエー	95.00%	65.58%
コンパニア・テルミカ・オリヴェイラ・フェレイラ・エーシーイー (Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE) (清算中)	リヴァ・デ・アヴェ	ポルトガル	-	ユーロ	発電	ティービー・ソシエダッド・テルミカ・ポルトゲーザ・エスエー	95.00%	65.58%
コンパニア・テルミカ・リベイラ・ヴェルハ・エーシーイー (Companhia Térmica Ribeira Velha ACE)	サオ・パイオ・デ・オレイロス	ポルトガル	-	ユーロ	発電	ティービー・コージェラカオ・エスエー ティービー・ソシエダッド・テルミカ・ポルトゲーザ・エスエー	49.00% 51.00%	69.03%
コンパニア・デ・インテルコネクション・エネルジェティカ・エスエー (Compañía de Interconexión Energética 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、送電および配電	エンデサ・ブラジル・エスエー	100.00%	51.15%
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 (Compañía de Transmisión del Mercosur SA)	ブエノス・アイレス	アルゼンチン	14,175,999.00	アルゼンチン ペソ	発電、送電および配電	コンパニア・デ・インテルコネクション・エネルジェティカ・エスエー	100.00%	51.15%
コンパニア・エレクトリカ・タラパカ・エスエー (Compañía Eléctrica Tarapacá SA)	サンティアゴ	チリ	331,815,034,140.00	チリペソ	発電、送電および配電	エネルシス・エスエー エンブレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	3.78% 96.21%	37.28%
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	ジェネラリマ・エスエー	100.00%	60.62%
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	35.63%	24.60%
コンパニア・トランスポルティスタ・デ・ガス・デ・カナリア・エスエー (Compañía Transportista de Gas de Canarias SA)	ラ・パルマ・デ・グラン・カナリア	スペイン	800,003.00	ユーロ	天然ガス輸送	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	47.18%	33.09%
コンポスティエーリャ・アールイー・エスエー (Compostilla Re. SA)	ルクセンブルグ	ルクセンブルグ	12,000,000.00	ユーロ	再保険	エネル・インシュランス・エヌヴィ	100.00%	85.07%
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・インジェグネリア・エ・リチエルカ・エスピーエー エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	49.00% 51.00%	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	アクエナジー・システムズ・インク	100.00%	68.29%

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 %
コンソリデイティッド・ハイドロ・ニューハンブシャー・インク (Consolidated Hydro New Hampshire Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	130.00	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%	68.29%
コンソリデイティッド・ハイドロ・ニューヨーク・インク (Consolidated Hydro New York Inc.)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	200.00	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%	68.29%
コンソリデイティッド・ハイドロ・サウスイースト・インク (Consolidated Hydro Southeast 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 ゴーリー・リバー・パワー・パートナーズ・エルピー	95.00% 5.00%	68.29%
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%	55.87%
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)	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%	34.52%
コペンハーゲン・アソシエーツ (Copenhagen Associates)	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 ハイドロ・ディベロップメント・グループ・インク	50.00% 50.00%	68.29%
コーポラシオン・エオリカ・デ・サラゴサ・エスエル (Corporación Eólica de Zaragoza SL)	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%	17.26%
コートネイ・ウィンド・ファーム・エルエルシー (Courtenay Wind Farm LLC)	ビスマーク (ノース・ダコタ)	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%	68.29%
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	100.00%	68.29%
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・エスパーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
デサロージョ・フォトソーラー・エスエル (Desarollo Photosolar SL)	ラ・パルマ・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー	50.00%	35.07%

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 %
デサロージョ・デ・フュエルガス・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	5,313,807.00	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	99.99% 0.01%	68.29%
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・エレクトリカ・パンギブジ・エスエー	100.00%	68.23%
ディオフラッシュ (プロプリタリー) リミテッド (Dioflash (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%	68.29%
ディセーニョ・デ・システマス・エン・シリシオ・エスエー (Diseño de Sistemas en silicio SA) (清算中)	バレンシア	スペイン	578,000.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・セルヴィシオス・エスエル	14.39%	10.09%
ディストリビュードラ・デ・エネルギア・エレクトリカ・デル・パジェス・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	配電および電力販売	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	55.00% 45.00%	70.14%
ディストリビュードラ・エレクトリカ・デ・カンディマルカ・エスエー・イーエスピー (Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	1,000,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力販売	コデンサ・エスエー・イーエスピー	49.00%	14.38%
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・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、送電および配電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.14%
ディストリレック・インヴェルソラ・エスエー (Distrielec 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	チレクトラ・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	23.42% 0.89% 27.19%	30.87%
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)	ミネソタ	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%	68.29%
ドミニカ・エネルギア・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)	コロニア・ グアダループ・イン	メキシコ	279,282,225.00	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・グアテマラ・エスエー	99.96% 0.04%	68.29%
イーストウッド・ソーラー・エルエルシー (Eastwood Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
エデジェル・エスエー (Edegel SA)	リマ	ペルー	2,064,301,735.00	ヌエボソル	発電、配電および電力販売	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー ジェネランデス・ペルー・エスエー	29.40% 54.20%	35.53%
イード・エンブレエンディメントス・エオリコス・ド・ドウロ・エスエー (Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA)	ポルト	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス・エスエー	100.00%	69.03%
イーヴム・エンブレエンディメントス・エオリコス・ヴァレ・ド・ミンホ・エスエー (Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA)	ポルト	ポルトガル	200,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エオルヴェルデ・エスジーピーエス・エスエー	50.00%	25.89%
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・ブリア・エスアールエル	100.00%	68.29%
イージービー・ジェロニモ・ホールディング・カンパニー・インク (EGP Geronimo Holding Company Inc)	ウィルミントン (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・ス・アメリカ・インク	100.00%	68.29%
イージービー・ジュエル・ヴァリー・エルエルシー (EGP Jewel 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	バドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	68.29%

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・ソーラー１・エルエルシー (EGP Solar1 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%	68.29%
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・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	68.29%
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	バドマ・ウィンド・パワー・エルエルシー	100.00%	68.29%
イージービーエヌエー・ディベロップメント・ホールディングス・エルエルシー (EGPNA Development Holdings, 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%	68.29%
イージービーエヌエー・ウィンド・ホールディングス１・エルエルシー (EGPNA Wind Holdings 1 LLC)	ウィルミントン (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%	68.29%
エル・ドラド・ハイドロ (El Dorado Hydro)	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	シーエイチアイ・ウェスト・インク ノースウェスト・ハイドロ・インク	82.50% 17.50%	68.29%
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% 4.32%	33.07%
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	100.00%	68.29%
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%	35.07%
エレクトラ・キャピタル（アールエフ）ピーティーワイ・エルティエディー (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（ピーティーワイ）エルティエディー	60.00%	40.97%
エレクトリカ・カボ・ブランコ・エスエー (Eléctrica Cabo Blanco SA)	リマ	ペルー	46,508,170.00	ヌエボソル	持株会社	ジェネラリマ・エスエー エネルシス・エスエー	20.00% 80.00%	60.62%
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	165,880.00	ユーロ	配電および電力販売	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	47.46%	33.29%
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	送電および配電	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.07%
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	配電および電力供給	エンデサ・レッド・エスエー	50.00%	35.07%
エレクトロガス・エスエー (Electrogas SA)	サンティアゴ	チリ	61,832,327.00	米ドル	持株会社	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	42.50%	15.45%
エムゲサ・パナマ・エスエー (Emgesa Panama SA)	パナマ	パナマ	10,000.00	米ドル	電力取引	エムゲサ・エスエー・イーエスピー	100.00%	22.87%
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	発電および電力販売	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	26.87% 21.61%	22.87%

[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 %
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー (Emittenti Titoli SpA)	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%
エンブレエンディメント・エオリコ・デ・レゴ・エルディエー (Empreendimento Eólico de Rego Lda)	ポルト	ポルトガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス・エスエー	51.00%	35.21%
エンブレエンディメントス・エオリコス・ダ・セラ・ド・シコ・エスエー (Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA)	ポルト	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	ティービー・ソシエダッド・テルミカ・ポルトゲーザ・エスエー	52.38%	36.16%
エンブレエンディメントス・エオリコス・デ・ヴィアエーデ・エルディエー (Empreendimentos Eólicos de Viade Lda)	ポルト	ポルトガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス・エスエー	80.00%	55.22%
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%	70.14%
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・エスエーエー (Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA)	リマ	ペルー	638,560,000.00	ヌエボソル	配電および電力販売	エネルシス・エスエー・インヴェルシオンズ・ディストリリマ・エスエー	24.00% 51.68%	45.79%
エンブレサ・デ・エネルギア・カンディナマルカ・エスエー・イーエスピー (Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	39,699,630,000.00	コロンビア ペソ	配電および電力販売	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・エスエー・イーエスピー	82.34%	11.84%
エンブレサ・ディストリビューイドラ・スール・エスエー (Empresa Distribuidora Sur SA)	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	配電および電力販売	チレクトラ・エスエー・エネルシス・エスエー・ディストリレク・インヴェルソラ・エスエー	20.85% 22.25% 56.36%	43.41%
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、送電および配電	チレクトラ・エス・エー	100.00%	60.07%
エンブレサ・エレクトリカ・デ・ピウラ・エスエー (Empresa Eléctrica de Piura SA)	リマ	ペルー	73,982,594.00	ヌエボソル	発電	ジェネラリマ・エスエー・エレクトリカ・カボ・ブランコ・エスエー	36.50% 60.00%	58.50%
エンブレサ・エレクトリカ・パンギブジ・エスエー (Empresa Eléctrica 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・ラテンアメリカ・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・チリ・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	68.23%
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	200,319,020.73	チリペソ	発電、送電および配電	エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	92.65%	33.69%
エンブレサ・ナショナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー (Empresa Nacional de Electricidad SA)	サンティアゴ	チリ	1,331,714,090,000.00	チリペソ	発電、送電および配電	エネルシス・エスエー	59.98%	36.36%

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 %
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%	34.80%
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	送電および配電	エンデサ・ラティノアメリカ・エ スエー	11.11%	11.11%
イーエヌ・ブラジル・コメルシオ・ エ・セルヴィソス・エスエー (En- Brasil Comercio E Serviços SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	1,000,000.00	ブラジル レアル	電気に関する業 務	セントラル・グラドローラ・テルメ レトリカ・フォルタレザ・エス エー エンデサ・ブラジル・エスエー	0.01% 99.99%	51.15%
エンデサ・アルジェンチーナ・エス エー (Endesa 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	カンバーニャ・エレクトリカ・タ ラバカ・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	0.34% 99.66%	36.36%
エンデサ・ブラジル・エスエー (Endesa Brasil SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	1,028,760,000.00	ブラジル レアル	持株会社	チレクトラ・エスエー エデジェル・エスエー チレクトラ・インヴェルスード・ エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー エネルシス・エスエー	5.33% 4.00% 5.94% 34.64% 50.09%	51.15%
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%	70.14%
エンデサ・セムサ・エスエー (Endesa Cems SA)	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	エネルギー 取引	エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー エネルシス・エスエー	45.00% 55.00%	49.70%
エンデサ・コメルシアライザサオ・ デ・エネルギー・エスエー (Endesa Comercialização de Energia SA)	オポルト	ポルト ガル	250,000.00	ユーロ	発電および電力 販売	エンデサ・エネルギー・エスエー	100.00%	70.14%
エンデサ・コスタネラ・エスエー (Endesa 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	発電および電力 販売	サザン・コーン・パワー・アル ジェンチーナ・エスエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー エンデサ・アルジェンチーナ・エ スエー	1.15% 24.85% 49.68%	27.52%
エンデサ・ディストリブシオン・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%	70.14%
エンデサ・エネルギー・エスエー (Endesa Energía 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%	70.14%
エンデサ・エネルギー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 およびエネル ギー関連サービ ス	エンデサ・エネルギー・エスエー	100.00%	70.14%
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%	70.14%
エンデサ・ガス・エスエーユー (Endesa Gas SAU)	サラゴサ	スペイン	45,261,350.00	ユーロ	ガスの生産、輸 送および供給	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.14%
エンデサ・ジェネラシオン・ 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%	70.14%

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 %
エンデサ・ジェネラシオン・ニュークリア (Endesa Generacion Nuclear)	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%	70.14%
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	ポルトガル	50,000.00	ユーロ	発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス・エスエー エンデサ・エネルジア・エスエー エネル・グリーン・パワー・エスパニャ・エスエル エネルジアス・デ・アラゴン・エスエル エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	0.20% 0.20% 0.20% 99.20%	70.14%
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	1,945,329,830.00	ユーロ	発電および電力販売	エンデサ・エスエー	100.00%	70.14%
エンデサ・インジェニエiria・エスエルユー (Endesa Ingeniería SLU)	セビリア	スペイン	1,000,000.00	ユーロ	コンサルティングおよびエネルギアリングサービス	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.14%
エンデサ・ラティノアメリカ・エスエー (Endesa Latinoamerica SA)	マドリッド	スペイン	796,683,058.00	ユーロ	持株会社	エネル・イベロアメリカ・エスアールエル	100.00%	100.00%
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・エネルジア・エスエー	100.00%	70.14%
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%	70.14%
エンデサ・レッド・エスエー (Endesa Red SA)	バルセロナ	スペイン	714,985,850.00	ユーロ	配電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.14%
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・イベロアメリカ・エスアールエル	70.14%	70.14%
エンデサ・セルヴィシオス・エスエル (Endesa Servicios SL)	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%	70.14%
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%	68.29%
エネル・アトランティック・カナダ・エルピー (Enel Atlantic Canada LP)	セントジョン (ニューファンドランド)	カナダ	-	カナダドル	風力発電	ニューウィンド・グループ・インク エネル・グリーン・パワー・カナダ・インク	0.10% 99.90%	68.29%
エネル・ブラジル・パルティチパソ・エス・エルティーディー・エー (Enel Brasil Participações Ltda)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	1,631,724,677.53	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・エルティーディー・エー エネル・グリーンパワー・インターナショナル・ビーヴィー	0.01% 99.99%	68.29%
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・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	68.29%

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・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	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・ エルエルシー	100.00%	68.29%
エネル・ディストリビューティー・バナ ト・エスエー (Enel 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・ビーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・ディストリビューティー・ド ブロジャ・エスエー (Enel Distributie Dobrogea SA)	コスタンツァ	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・ビーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・ディストリビューティー・ム ンテニア・エスエー (Enel 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・ビーヴィ	64.43%	64.43%
エネル・ディストリブツィオーネ・エ スピーエー (Enel 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%
エネル・エネルギア・エスピーエー (Enel Energia SpA)	ローマ	イタリア	302,039.00	ユーロ	ガスおよび電力 の販売	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エネルギー・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・ビーヴィ	64.43%	64.43%
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・ビーヴィ	51.00%	51.00%
エネル・イベロアメリカ・エスアー ルエル (Enel Iberoamérica Srl)	マドリッド	スペイン	500,000,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・イーエスエヌ・エネルゴ・ エルエルシー (Enel ESN Energo LLC) (清算中)	サンクト ペテルブルク	ロシア 連邦	2,700,000.00	ロシア ルーブル	発電所の運営お よび維持	エネル・イーエスエヌ・マネージ メント・ビーヴィ	100.00%	75.00%
エネル・イーエスエヌ・マネージメ ント・ビーヴィ (Enel ESN Management BV)	アムステルダム	オランダ	18,000.00	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	75.00%	75.00%
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	1,478,810,370.00	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%	34.18%
エネル・フランス・エスエーエス (Enel France Sas)	パリ	フランス	34,937,000.00	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・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ガス・ルス・エルエルシー (Enel Gas Rus LLC)	モスクワ	ロシア 連邦	350,000.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ジオサーマル・エルエル シー (Enel Geothermal LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ		- 米ドル	再生可能資源か らの発電	エセックス・カンパニー	100.00%	68.29%
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、 管理および維持	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%

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・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	19,017,956.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・シー エーアイ・アグロエネルギー・エス アールエル (Enel Green Power CAI Agroenergy 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 ビーエー	100.00%	68.29%
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 ビーエー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
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	15,649,360,000.00	チリペソ	再生可能資源か らの発電	ハイドロマック・エネルギー・ ビーヴィ エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー	0.01% 99.99%	68.23%
エネル・グリーン・パワー・コロ ンビア (Enel Green Power Colombia)	ボゴタ 首都特別区	コロンビア	300,000,000.00	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・コスタ リカ (Enel Green Power Costa Lica)	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・クリ スタル・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Cristal Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	104,833,130.71	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電および 販売	エネル・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%	68.29%
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	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	バルケ・エオリコ・セーハ・ア ズール・エルティーディーエー エネル・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	68.29%
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	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・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	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・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	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・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	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・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	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・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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・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・エルティーディー エー	99.99% 0.01%	68.29%
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	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・バル デシバツィオーニ・スペシャリ・ エスアールエル	100.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ エネル・グリーン・パワー・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー	99.00% 1.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・エルサ ルバドル・エスエー・デ・シー ヴィ (Enel Green Power El Salvador SA de Cv)	サンサルバドル	エルサル バドル	3,071,090.00	エルサルバ ドルコロン	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	99.00%	67.61%

[前へ](#)[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 %
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	120,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー パルケ・エオリコ・クルヴァ・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスエル (Enel Green Power España SL)	マドリッド	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 エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	40.00% 60.00%	69.03%
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー・エスベランサ・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	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・デセソヴォルヴィメント・エルティーディーエー エネル・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	68.29%
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	12,834,623.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・フィナレ・エミリア・エスアールエル (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・エスピーエー	70.00%	47.80%
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・エスピーエー	65.00%	44.87%
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	5,000.00	グアテマラ ゲツアル	持株会社	エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エルティーディーエー	98.00% 2.00%	68.29%
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	7,687,850.00	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・インターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー (Enel Green Power International BV)	アムステルダム	オランダ	244,532,298.00	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%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・イチュヴェラヴァ・ノルテ・ソーラー・エスエー (Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA)	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・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	1,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	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・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	99.00%	67.61%
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	120,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー パルケ・エオリコ・クルヴァ・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エルティーディーエー (Enel Green Power Latin America Ltda)	サンティアゴ	チリ	30,728,470.00	チリペソ	持株会社	ハイドロマック・エネルギー・ビーヴィー エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	99.90% 0.01%	68.23%
エネル・グリーン・パワー・マニコーバ・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Manicoba Eólica SA)	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	パルケ・エオリコ・セーハ・アズール・エルティーディーエー エネル・ブラジル・パルティチパソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・メキシコ・エス・デ・アールエル・デ・シーヴィー (Enel Green Power México S de RL de Cv)	メキシコシティ	メキシコ	973,703,665.00	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・エルティーディーエー エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	0.01% 99.99%	68.29%

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・モデル・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Modelo I Eolica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	125,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エンデサ・ブラジル・エスエー	99.00% 1.00%	68.12%
エネル・グリーン・パワー・モデル・エオリカ・エスエー (Enel Green Power Modelo II Eolica SA)	リオ・デ・ジャネイロ	ブラジル	1,250,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電	エネル・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー エンデサ・ブラジル・エスエー	99.00% 1.00%	68.12%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・バルティチパソ・エオリカ・エスエー (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%	68.29%
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	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・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー バルケ・エオリコ・フォンテス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.28%
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	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・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー バルケ・エオリコ・フォンテス・ドス・ヴェントス・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.28%
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	1,000.00	ヌエボソル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・エルティーディーエー	99.90% 0.01%	68.23%
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	140,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源からの発電および販売	エネル・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・デゼンヴォルビメント・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・プリア・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%	68.29%
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)	サト・ルス・デ・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・インターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・アールエスエー（ピーティーワイ）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・サウス・アフリカ	100.00%	68.29%
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・ブラジル・バルティチパソエス・エルティーディーエー バルケ・エオリコ・セーハ・アズール・エルティーディーエー	99.00% 1.00%	68.29%

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	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	80.00%	54.63%
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 São Judas Eólica SA)	リオ・デ・ ジャネイロ	ブラジル	100,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電および 販売	エネル・ブラジル・パルティチバ 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%	68.29%
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	太陽光発電所の 設計、開発、建 設および運営 (持株会社)	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	100.00%	68.29%
エネル・グリーン・パワー・サウ ス・アフリカ (Enel Green Power South Africa)	アムステルダム	オランダ	18,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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	1,000,000,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・エスピーエー	68.29%	68.29%
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	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	60.00%	40.97%
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	80,000,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・ブラジル・パルティチバ ソエス・エルティーディーエー パルケ・エオリコ・フォンテス・ ドス・ヴェントス・エルティー ディーエー	99.00% 1.00%	68.28%
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 (Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim ̐irketi)	イスタンブール	トルコ	10,154,658.00	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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
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	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%	34.83%
エネル・インジェグネリア・エ・リ チェルカ・エスピーエー (Enel Ingegneria e Ricerca SpA)	ローマ	イタリア	30,000,000.00	ユーロ	エンジニアリン グ作業の分析、 計画、構成およ び維持	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・ビーヴィ エンデサ・エスエー	50.00% 50.00%	85.07%
エネル・インベストメント・ホール ディング・ビーヴィ (Enel Investment Holding 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	労務管理活動、 情報テクノロ ジーおよびビジ 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%	68.29%
エネル・リース・イーユーアールエ ル (Enel Lease Eurl))	リヨン	フランス	500,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・フランス・エスエーエス	100.00%	100.00%
エネル・ロンガネージ・ディベロッ プメント・エスアールエル (Enel Longanesi Developments Srl)	ローマ	イタリア	10,000,000.00	ユーロ	炭化水素分野の 探査および開発	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・エム・アット・ピー・エス アールエル (Enel M̐p Srl)	ローマ	イタリア	100,000.00	ユーロ	電力線搬送通信 による計量、遠 隔操作および接 続サービス	エネル・ディストリブツィオー ネ・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・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%	68.29%
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー (Enel Oil & Gas 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・エスピーエー	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	炭化水素探査、開発および生産	エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	100.00%	100.00%
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・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・ルーマニア・エスアールエル (Enel Romania Srl)	ジュデトウル・イルフォヴ	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・ビーヴィ	100.00%	100.00%
エネル・ロシア・オージェーエスシー (Enel Russia OJSC)	エカテリンブルグ	ロシア連邦	35,371,898,370.00	ロシアルーブル	発電	エネル・インベストメント・ホールディング・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%	68.29%
エネル・セルヴィツィ・コミューン・エスエー (Enel Servicii Comune SA)	ブカレスト	ルーマニア	33,000,000.00	ルーマニアレイ	エネルギーサービス	エネル・ディストリビューティー・ドプロジャ・エスエー エネル・ディストリビューティー・バナト・エスエー	50.00% 50.00%	51.00%
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー (Enel Servizio Elettrico 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%
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	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネル・ソリュソエス・エネルジェティカス・エルティーディーエー (Enel 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・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	99.99% 0.01%	68.29%
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%	68.29%
エネル・ストッカージ・エスアールエル (Enel Stocaggi Srl) (清算中)	ローマ	イタリア	3,030,000.00	ユーロ	天然ガスの貯蔵、貯蔵地の建設および運営	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
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・ジオサーマル・エルエルシー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
エネル・トレード・ディーオーオー (Enal 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%
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	電力の調達および取引	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 (Enal 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%

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・エスピーエー (Enel Trade SpA)	ローマ	イタリア	90,885,000.00	ユーロ	燃料の売買および物流・電力販売	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・ニューハイドロ・エスアールエル (Enel.NewHydro Srl)	ローマ	イタリア	1,000,000.00	ユーロ	エンジニアリングおよび用水設備	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	プラント設計およびエネルギー関連サービス	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	プラントの建設、運転および管理	エネル・インベストメント・ホールディング・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、 運転および維持 管理	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・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー エネル・ブラジル・パルティチパ ソエス・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	68.29%
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 グおよび建設	エネル・エスピーエー	100.00%	100.00%
エネオブ・エオリカス・デ・ポルト ガル・エスエー (ENEOP-Eólicas de Portugal SA)	バルコ・ デ・アルコス	ポルト ガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	ティービー・ソシエダッド・テル ミカ・ポルトゲーザ・エスエー フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	17.98% 17.98%	24.82%
エネルコール・プロドゥサオ・デ・ エネルギア・エーシーイー (Enercor - Produção de Energia ACE)	モンチホ	ポルト ガル	-	ユーロ	発電	ティービー・ソシエダッド・テル ミカ・ポルトゲーザ・エスエー ビービー・シーオー・ジェネラカ オ・エスエー	70.00% 30.00%	69.03%
エネルジェティカ・デ・ロッセロ・ エーアイイー (Energética de Rosselló AIE)	バルセロナ	スペイン	3,606,060.00	ユーロ	電力および熱エ ネルギーの熱電 併給	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	27.00%	18.64%
エネルギア・デ・ラ・ロマ・エス エー (Energía de La Loma SA)	ハエン	スペイン	4,450,000.00	ユーロ	バイオマス	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	50.86%	35.11%
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 ビーエー	51.00%	34.83%
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・イン ターナショナル・ビーヴィ	99.00%	67.61%

[前へ](#)[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 %
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%	68.29%
エネルジア・マリーナ・エスピー エー (Energia Marina SpA)	サンチャゴ	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・エルディーディーエー	25.00%	17.06%
エネルジア・ヌエヴァ・デ・イッ グ・エスアールエル・デ・シーヴィ (Energía Nueva de Iggu Srl de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	3,139,737,500.00	メキシコ ペソ	再生可能資源か らの発電	エネルジア・ヌエヴァ・エネルジ ア・リンピア・メキシコ・エス アールエル・ディーイー 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	0.01% 99.90%	68.23%
エネルジア・ヌエヴァ・エネルジ ア・リンピア・メキシコ・エスア ールエル・デ・シーヴィ (Energía Nueva Energía 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・イン ターナショナル・ピーヴィ エネル・グリーン・パワー・グア テマラ・エスエー	99.96% 0.04%	68.29%
エネルジას・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・バルマ デ・グラン・ カナリア	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	50.00%	34.52%
エネルジას・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、配電およ び電力販売	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	100.00%	70.14%
エネルジას・デ・アラゴン・ 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 バーニャ・エスエル	100.00%	69.03%
エネルジას・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 バーニャ・エスエル	66.67%	46.02%
エネルジას・デ・ラ・マンチャ・ エスエー (Energías de La Mancha SA)	ビジャルタ・デ・ サン・ファン (シ ウダード・レアル)	スペイン	279,500.00	ユーロ	バイオマス	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	68.42%	47.23%
エネルジას・エスベシアレス・ デ・カレオン・エスエー (Energías Especiales de Careon SA)	ラ・コルーニャ	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 バーニャ・エスエル	77.00%	53.15%
エネルジას・エスベシアレス・ デ・ペナ・アルマダ・エスエー (Energías Especiales de Pena Armada SA)	マドリッド	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 バーニャ・エスエル	80.00%	55.22%
エネルジას・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)	マドリッド	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 バーニャ・エスエル	100.00%	69.03%
エネルジას・エスベシアレス・デ ル・ビエルゾ・エスエー (Energías Especiales del Bierzo SA)	トッレ・デル ・ビエルゾ	スペイン	1,635,000.00	ユーロ	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	50.00%	34.52%
エネルジას・レノバブルズ・ラ・ マタ・エスエービーアイ・デ・シー ヴィ (Energías 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	エネルジア・ヌエヴァ・デ・イッ グ・エスアールエル・デ・シー 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	0.01% 99.99%	68.29%
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%	22.45%
エネルゴスルズビー・エーエス (Energosluzby AS) (清算中)	トルナヴァ	スロバキア	33,194.00	ユーロ	ビジネスサービ ス	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	100.00%	66.00%

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 管理	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	20.00%	13.20%
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	電力購入および 販売	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	51.00%	51.00%
エネルラサ・エスエー (Enerlasa SA) (清算中)	マドリッド	スペイン	1,021,700.58	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	45.00%	31.06%
エネルリーヴ・エスアールエル (Enerlive Srl)	ローマ	イタリア	6,520,000.00	ユーロ	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%	40.97%
エネルシス・エスエー (Energis SA)	サンティアゴ	チリ	5,669,280.72	チリペソ	発電および配電	エネル・イペロアメリカ・エス アールエル エンデサ・ラティノアメリカ・エ スエー	20.30% 40.32%	60.62%
エネクソン・ヘラス・エスエー (Enxon Hellas SA)	マルーシ	ギリシャ	18,771,600.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	100.00%	68.29%
エオルシンフ・プロドゥサオ・デ・ エネルジア・エオリカ・エルディー エー (Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda)	ボルト	ポルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	51.00%	35.21%
エオルフロール・プロドゥサオ・ デ・エネルジア・エオリカ・エル ディーエー (Eolflor - Produção de Energia Eólica Lda)	ボルト	ポルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	51.00%	35.21%
エオリカ・デル・ノロエステ・エス エル (Eólica del Noroeste SL)	ラ・コルニャ	スペイン	36,100.00	ユーロ	風力発電所の開 発	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	51.00%	35.21%
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	90,000.00	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%	27.61%
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・エネルジア・エスエー (Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia SA)	リオ・グランデ・ ド・ノルテ	ブラジル	1,839,000.00	ブラジル レアル	風力発電所	エンデサ・ブラジル・エスエー	99.95%	51.13%
エオリカ・ヴァレ・デル・エプロ・ 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 バーニャ・エスエル	50.50%	34.86%
エオリカ・ソピロアパン・エスエー ビーアイ・デ・シーヴィ (Eólica Zopiloapan, SAPI de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	1,877,201,540.00	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・バル デシバツィオーニ・スペシャリ・ エスアールエル エネル・グリーン・パワー・メキ シコ・エス・デ・アールエル・ デ・シーヴィ	39.50% 56.98%	65.88%
エオリカス・デ・アガエテ・エスエ ル (Eólicas de Agaete SL)	ラ・パルマ・ 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 バーニャ・エスエル	80.00%	55.22%

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 %
エオリカス・デ・フエンカリエン デ・エスエー (Eólicas de Fuencaiente SA)	ラ・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	55.00%	37.97%
エオリカス・デ・フエルテベンチュ ラ・エーアイイー (Eólicas de Fuerteventura AIE)	フエルテ ベンチュラ (ラ・バルマ)	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 バーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
エオリカス・デ・ラ・パタゴニア・ エスエー (Eólicas de La Patagonia SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼン チン	480,930.00	アルゼンチ ンペソ	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	50.00%	34.52%
エオリカス・デ・ランサローテ・エ スエル (Eólicas de Lanzarote SL)	ラ・バルマ・ デ・グラン・ カナリア	スペイン	1,758,000.00	ユーロ	電力発電および 配電	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
エオリカス・デ・テネリフェ・エー アイイー (Eólicas de Tenerife AIE)	サンタ・クルズ・ 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 バーニャ・エスエル	50.00%	34.52%
エオリカス・デ・ティラハナ・エー アイイー (Eólicas de Tirajana AIE)	ラ・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	60.00%	41.42%
エオルヴェルデ・エスジービーエ ス・エスエー (Eolverde - SGPS SA)	ボルト	ボルト ガル	50,000.00	ユーロ	用水処理および 配送	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	75.00%	51.77%
エレコサルズ・エスエル (ErecoSalz SL) (清算中)	サラゴサ	スペイン	18,000.00	ユーロ	電力および熱エ ネルギーの熱電 併給	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	33.00%	22.78%
エセックス・カンパニー (Essex Company)	ボストン (マサチューセッ ツ)	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%	68.29%
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%	68.29%
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 バーニャ・エスエル	70.00%	48.32%
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)	テルヴェル	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 バーニャ・エスエル	73.60%	50.81%
エクсп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%	44.87%
エクсп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%	62.13%
エクсп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%	62.13%
フィエスタ・シティ・ソーラー・エ ルエルシー (Fiesta City Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%

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 %
フィネルジェ・ジェスタオ・デ・プロジェクトス・エネルジェティコス・エスエー (Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA)	ポルト	ポルトガル	750,000.00	ユーロ	電力および熱エネルギーの熱電併給、ならびに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%	69.03%
フローレンス・ヒルズ・エルエルシー (Florence Hills LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
フォトルボティカ・インシュラー・エスエル (Fotovoltaica Insular SL)	ラ・パルマ・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニエリア・エスエルユー	50.00%	35.07%
フエンテス・レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスエー (Fuentes Renovables de Guatemala SA)	グアテマラ	グアテマラ	5,000.00	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・グアテマラ・エスピーエー レノバブルズ・デ・グアテマラ・エスピーエー	60.00% 40.00%	66.61%
フルクラム・インク (Fulcrum Inc)	ボイジー (アイダホ)	アメリカ	1,002.50	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%	68.29%
ガス・アタカマ・チリ・エスピーエー (Gas Atacama Chile SA)	サンティアゴ	チリ	185,025,186.00	米ドル	発電	コンパニア・エレクトリカ・トラバカ・エスピーエー ガス・アタカマ・エスピーエー	0.05% 99.90%	36.80%
ガス・アタカマ・エスピーエー (Gas Atacama SA)	サンティアゴ	チリ	291,484,088.00	米ドル	持株会社	インヴェルシオンズ・ガス・アタカマ・ホールディング・エルティエーディーエー	100.00%	36.82%
ガス・イ・エレクトリシダッド・ジェネラシオン・エスピーエーユー (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・ジェネラシオン・エスピーエー	100.00%	70.14%
ガシフィカドラ・リジオナル・カナリア・エスピーエー (Gasificadora Regional Canaria SA)	ラ・パルマ・デ・グラン・カナリア	スペイン	240,000.00	ユーロ	ガスの供給	エンデサ・ガス・エスピーエーユー エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスピーエー	72.00% 28.00%	70.14%
ガソデクト・アタカマ・アルジェンチーナ・エスピーエー (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	コンパニア・エレクトリカ・トラバカ・エスピーエー ガス・アタカマ・チリ・エスピーエー ガス・アタカマ・エスピーエー	0.03% 42.71% 57.23%	36.80%
ガソデクト・アタカマ・アルジェンチーナ・エスピーエー・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・エスピーエー	100.00%	36.80%
ガソデクト・タルタル・エスピーエー (Gasoducto Taltal SA)	サンティアゴ	チリ	18,638.52	チリペソ	天然ガス輸送	ガス・アタカマ・チリ・エスピーエー ガソデクト・アタカマ・アルジェンチーナ・エスピーエー	99.88% 0.12%	36.80%
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	エセックス・カンパニー	100.00%	68.29%
ゴーリー・リバー・マネージメント・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%	68.29%
ゴーリー・リバー・パワー・パートナーズ・エルピー (Gauley River Power Partners LP)	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	ゴーリー・リバー・マネージメント・コーポレーション	100.00%	68.29%
ジェネラドラ・デ・オクシデンテ・エルティエーディーエー (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・インターナショナル・ピーヴィー	99.00%	68.29%
ジェネラドラ・モンテクリスト・エスピーエー (Generadora Montecristo SA)	グアテマラ	グアテマラ	3,820,000.00	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・インターナショナル・ピーヴィー エネル・グリーン・パワー・グアテマラ・エスピーエー	99.99% 0.01%	68.29%

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 %
ジェネラリマ・エスエー (Generalima SA)	リマ	ペルー	146,534,335.00	ヌエボソル	持株会社	エネルシス・エスエー	100.00%	60.62%
ジェネランデス・ペルー・エスエー (Generandes Perú SA)	リマ	ペルー	853,429,020.00	ヌエボソル	持株会社	サザン・コーネ・パワー・ペルー エスエーエー エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	39.00% 61.00%	45.82%
ジオテルミカ・デル・ノース・エス エー (Geotermica Del North SA)	サンティアゴ	チリ	64,779,811,451.00	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・エルティエディーエー	51.00%	34.80%
ジェロニモ・ヒューロン・ウィン ド・ファーム・エルエルシー (Geronimo Huron Wind Farm LLC)	ミシガン	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%	68.29%
ジェロニモ・ウィンド・エナジー・ エルエルシー (Geronimo Wind Energy LLC)	ミネアポリス (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・インク	49.20%	33.60%
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(ビーティエワイ)エ ルティエディー	60.00%	40.97%
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	設計および液化 天然ガスの供給	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	33.33%	12.12%
ジーエヌエル・ノルテ・エスエー (Gnl Norte SA)	サンティアゴ	チリ	1,000,000.00	チリペソ	発電	ガソデクト・タルタル・エス エー ガス・アタカマ・チリ・エスエー	50.00% 50.00%	36.80%
ジーエヌエル・クインテロ・エス エー (Gnl Quintero SA)	サンティアゴ	チリ	114,057,353.00	米ドル	設計および液化 天然ガスの供給	エンブレサ・ナショナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	20.00%	7.27%
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	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	68.29%
ゴロナ・デル・ビエント・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	23,936,710.00	ユーロ	エル・イエロ発 電所の開発およ び維持	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	30.00%	21.04%
グリーン・フュエル・コーポラシオン ・エスエー (Green Fuel Corporación SA) (清算中)	マドリッド	スペイン	1,717,049.55	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	24.24%	16.73%
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・ジェネラシオン・ エスエー	100.00%	70.14%
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	675,400.00	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	100.00%	68.29%
ハドレー・リッジ・エルエルシー (Hadley Ridge LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
ヘイスティンクス・ソーラー・エル エルシー (Hastings Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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	送電および配電	エンデサ・レッド・エスエー	100.00%	70.14%
ハイドロエレクトリカ・デ・オウ ロール・エスエル (Hidroeléctrica de Ouel 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 バーニャ・エスエル	30.00%	20.71%

[前へ](#)[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 %
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%	44.39%
ハイドロエレクトリカ・エル・チョコン・エスエー (Hidroeléctrica 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	発電および電力の販売	エンブレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エンデサ・アルゼンチン・エスエー ハイドロインヴェスト・エスエー	2.48% 6.19% 59.00%	23.77%
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・シーヴィー (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・シーヴィー	99.99%	68.28%
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	配電および電力の販売	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	75.00%	52.61%
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	エンブレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー エンデサ・アルゼンチン・エスエー	41.94% 54.15%	34.94%
ハイドロモンデゴ・ハイドロエレクトリカ・ド・モンデゴ・エルディエー (Hidromondego - Hidroeléctrica 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・エスエー エンデサ・ジェネラシオン・ポルトガル・エスエー	90.00% 10.00%	70.14%
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%	68.29%
ヒポテカリア・デ・サンタ・アナ・エルティーディーエー・デ・シーヴィー (Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv)	コロニア・エスカロン	エルサルバドル	404,930.00	エルサルバドル コロン	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・エル・サルバドル・エスエー・デ・シーヴィー	20.00%	13.52%
ヒスパーノ・ジェネラシオン・デ・エネルギア・ソーラー・エスエル (Hispano Gneración de Energia 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%	35.21%
ホープ・クリーク・エルエルシー (Hope Creek LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
ハイドロ・ディベロップメント・グループ・インク (Hydro Development Group Inc)	アルバニー (ニューヨーク)	アメリカ	12.25	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%	68.29%
ハイドロ・ドロミティ・エネル・エスアールエル (Hydro Dolomiti Enel Srl)	トレント	イタリア	3,000,000.00	ユーロ	発電および電力の売買	エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	49.00%	49.00%
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%	68.29%
ハイドロ・ファイナンス・ホールディング・カンパニー・インク (Hydro Finance Holding 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%	68.29%
ハイドロゲン・パーク・マルグラ・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	水素利用の研究およ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	60.00%	60.00%
ハイドロマック・エネルギー・ビーヴィー (HydRomac Energy BV)	アムステルダム	オランダ	18,000.00	ユーロ	持株会社	エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%
アイシーティー・セルヴィシオス・インフォルマティコス・エルティーディーエー (Ict Servicios Informáticos Ltda)	サンティアゴ	チリ	500,000,000.00	チリペソ	ICTサービス	チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	1.00% 99.00%	60.61%

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 %
アイ・イーエム・エスアールエル (I-EM Srl)	トリノ	イタリア	10,001.00	ユーロ	設計および開発	エネル・イタリア・エスアールエル	0.01%	0.01%
インジェンデサ・ド・ブラジル・エル ティエーディーエー (Ingendesa do Brasil Ltda)	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 アリングおよび コンサルティン グ	コンパニア・エレクトリカ・タラ バカ・エスエー エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	99.00% 1.00%	37.27%
インキア・ホールディングス（アク ター）エルティエーディー （Inkia Holdings (Acter) Ltd)	リマ	ペルー	6,055,300.00	米ドル	持株会社	エネルシス・エスエー	100.00%	60.62%
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・エーアイイー（Inkolan Información y Coordinación 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・ディストリブシオン・ エレクトリカ・エスエル	14.29%	10.02%
インモビリアリア・マンソ・デ・ ヴェラスコ・エルティエーデー （Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda）	サンティアゴ	チリ	25,916,800,510.00	チリペソ	エンジニアリン グおよび建設	エネルシス・エスエー	100.00%	60.62%
インターナショナル・エンデサ・ ビーヴィー（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%	70.14%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・グラマトィコ・エスエー （International Eolian cf Grammatiko SA）	マルレーシ	ギリシャ	436,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・コリンシア・エスエー （International Eolian of Korinthia SA）	マルレーシ	ギリシャ	6,471,798.00	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%	54.63%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・1・エス エー（International Eolian of Peloponnisos 1 SA）	マルレーシ	ギリシャ	418,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・2・エスエー （International Eolian of Peloponnisos 2 SA）	マルレーシ	ギリシャ	514,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・3・エスエー （International Eolian of Peloponnisos 3 SA）	マルレーシ	ギリシャ	423,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・4・エスエー （International Eolian of Peloponnisos 4 SA）	マルレーシ	ギリシャ	465,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・5・エス エー（International Eolian of Peloponnisos 5 SA）	マルレーシ	ギリシャ	509,500.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・ オブ・ペロポネソス・6・エス エー（International Eolian of Peloponnisos 6 SA）	マルレーシ	ギリシャ	447,000.00	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%	20.49%

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・エオリアン・オブ・ペロポネソス・7・エスエー (International Eolian Of Peloponnisos 7 SA)	マルーシ	ギリシャ	418,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・オブ・ペロポネソス・8・エスエー (International Eolian Of Peloponnisos 8 SA)	マルーシ	ギリシャ	418,000.00	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%	20.49%
インターナショナル・エオリアン・オブ・スコペロス・エスエー (International Eolian Of Skopelos SA)	マルーシ	ギリシャ	224,000.00	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%	20.49%
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)	ローマ	イタリア	24,000.00	ユーロ	通信教育	エネル・イタリア・エスアールエル	13.04%	13.04%
インヴェルシオンズ・ディストリリマ・エスエー (Inversiones Distrilima SA)	リマ	ペルー	287,837,245.00	ヌエボソル	持株会社	チレクトラ・エスエー エネルシス・エスエー	30.15% 69.85%	60.45%
インヴェルシオンズ・ガス・アタカマ・ホールディング・エルティーディーエー (Inversiones Gasatacama Holding Ltda)	サンティアゴ	チリ	333,520,000.00	米ドル	天然ガス輸送	コンパニア・エレクトリカ・トラバカ・エスエー エンプレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	50.00% 50.00%	36.82%
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	送電および配電	コデンサ・エスエー・イーエスビー	100.00%	29.34%
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	エネルシス・エスエー	57.14%	34.64%
イサム・イケダ・エネルギー・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	発電および電力販売	エネル・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%	68.29%
イタルジェスト・エネルギー（ピーティーワイ）エルティーディー (Italgest Energy (Pty) Ltd)	ヨハネスブルグ	南 アフリカ	1,000.00	南アフリカランド	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%	68.29%
ジャック・リバー・エルエルシー (Jack River LLC)	ミネアポリス （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%	34.83%
ジェシカ・ミルズ・エルエルシー (Jessica Mills LLC)	ミネアポリス （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%	34.83%
ジュリア・ヒルズ・エルエルシー (Julia Hills LLC)	ミネアポリス （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%	34.83%
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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%

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 Energi Sanayi Ve Ticaret Anonim Sirketi)	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%	68.29%
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・ガス・エスエーユー	29.26%	20.52%
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%	23.38%
ラシュート・ハイドロ・カンパ ニー・インク (LaChute 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%	68.29%
レイク・エミリー・ソーラー・エル エルシー (Lake Emily Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
レイク・プラスキ・ソーラー・エル エルシー (Lake Pulaski Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
ラテンアメリカ・ホールディング エルティーディー (Latin America Holding I Ltd)	リマ	ペルー	13,701,000.00	米ドル	持株会社	サザン・コーン・パワー・エル ティーディー	100.00%	60.62%
ラテンアメリカ・ホールディング エルティーディー (Latin America Holding II Ltd)	リマ	ペルー	74.00	米ドル	持株会社	ラテンアメリカ・ホールディング エルティーディー	100.00%	60.62%
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	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%	68.29%
ローレンス・ハイドロエレクトリッ ク・アソシエーツ・エルビー (Lawrence Hydroelectric Associates LP)	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	エセックス・カンパニー エネル・グリーン・パワー・ノー ス・アメリカ・インク	92.50% 7.50%	68.29%
レスター・プレリー・ソーラー・エ ルエルシー (Lester Prairie Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
リベツクエネルゴスビット・エルエル シー (Lipetskenergosbyt LLC)(清 算中)	リベツカヤ・ オブラスト	ロシア 連邦	7,500.00	ロシア ルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビット・エルエル シー	75.00%	18.93%
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	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%	68.29%
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	ハイドロ・ディベロップメント・ グループ・インク	100.00%	68.29%
ローワー・サラナック・コーポレー ション (Lower Saranac Corporation)	ニューヨーク (ニューヨーク)	アメリカ	1.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	ツイン・サラナック・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	68.29%
ローワー・サラナック・ハイドロ・ パートナーズ・エルビー (Lower Saranac Hydro Partners LP)	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	ツイン・サラナック・ホールディ ングス・エルエルシー ローワー・サラナック・コーポ レーション	99.00% 1.00%	68.29%
ルズ・アンデス・エルティーディー エー (Luz Andes Ltda)	サンティアゴ	チリ	1,224,348.00	チリペソ	電力および燃料 の輸送、配送お よび販売	エネルシス・エスエー チレクトラ・エスエー	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 ビーエー	60.00%	40.97%
マンレノクス (ピーティーワイ) エ ルティーディー (Manlenox (Pty) Ltd)	ホートン	南 アフリカ	97.00	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	98.87%	67.52%
マルシネル・エネルジー・エスエー (Marcinelle Energie SA)	シャルルロア	ベルギー	110,061,500.00	ユーロ	発電、電力の輸 送および販売	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ビーヴィ	100.00%	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%	68.29%
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	バドマ・ウィンド・パワー・エル エルシー	100.00%	68.29%
マトリジェニクス (プロプライエタ 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%	68.29%

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 %
メイフュー・レイク・ソーラー・エルエルシー (Mayhew Lake Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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	ヌクレノール・エスエー	50.00%	17.54%
メトロ・ウィンド・エルエルシー (Metro Wind LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
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	181,728,701.00	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%	68.28%
ミッドウェイ・ファームズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Midway 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	トレード・ウィンド・エナジー・エルエルシー	100.00%	68.29%
ミル・ショールズ・ハイドロ・カンパニー・インク (Mill Shoals 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%	68.29%
ミナス・デ・エステルキューエル・エスエー (Minas de Estercuel SA)	マドリッド	スペイン	93,160.00	ユーロ	鉱床	ミナス・ガルガリオ・エスエル	99.65%	69.84%
ミナス・ガルガリオ・エスエル (Minas Gargallo SL)	マドリッド	スペイン	150,000.00	ユーロ	鉱床	エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	99.91%	70.08%
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・エスパニーャ・エスエル	15.00%	10.35%
ミニセントラレス・デル・カナル・インペリアル・ガリョール・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・エスパニーャ・エスエル	36.50%	25.20%
ミシスquoi・アソシエーツ・ジーピー (Missisquoi Associates GP)	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	シェルドン・スプリングス・ハイドロ・アソシエーツ・エルピー シェルドン・バーモント・ハイドロ・カンパニー・インク	99.00% 1.00%	68.29%
モリノス・デ・ヴィエント・デル・アレナル・エスエー (Molinos De Viento Del Arenal SA)	サンホセ	コスタ リカ	9,709,200.00	米ドル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・コスタリカ	49.00%	33.46%
モンローゼ・ソーラー・エルエルシー (Montrose Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
ムスタング・ラン・ウィンド・プロジェクト・エルエルシー (Mustang Run Wind Project LLC)	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	エネル・カンザス・エルエルシー	100.00%	68.29%
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%	68.29%
ニューバリー・ハイドロ・カンパニー (Newbury Hydro Company)	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	スウィートウォーター・ハイドロエレクトリック エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	1.00% 99.00%	68.29%
ニューウィンド・グループ・インク (Newind Group Inc.)	セントジョン (ニューファンドランド)	カナダ	578,192.00	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%	68.29%
ノジョリ・ウィンド・ファーム (アールエフ) ビーティーワイ・エルディー (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(ビーティーワイ)エルディー	60.00%	40.97%
ノースウェスト・ハイドロ・インク (Northwest Hydro 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	シーエイチアイ・ウェスト・インク	100.00%	68.29%

[前へ](#)[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 %
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%	68.29%
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・ジェネレーション・エスエー	50.00%	35.07%
ヌエヴァ・コンパニア・デ・ディストリブシオン・エレクトリカ・4・エスエル (Nueva Compañia de Distribución Eléctrica 4 SL)	マドリッド	スペイン	3,010.00	ユーロ	発電	エンデサ・エスエー	100.00%	70.14%
ヌエヴァ・マリナ・リアル・エステート・エスエル (Nueva Marina Real Estate SL)	マドリッド	スペイン	3,200.00	ユーロ	不動産	エンデサ・エスエー	60.00%	42.09%
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアーエル (Nuove Energie Srl)	ボルト・エンペドクレ	イタリア	54,410,000.00	ユーロ	液化天然ガスの再気体化基盤の建設および管理	エネル・トレード・エスピーエー	100.00%	100.00%
オクラナ・ア・ベツペクノスト・エスイー・エーエス (Ochraňa A Bezpečnost 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%	66.00%
オデル・ウィンド・ファーム・エルエルシー (Odell Wind Farm LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	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%	68.29%
オフィシナ・デ・カンビオス・デ・スミニストラドル・エスエー (Oficina De Cambios de Suministrador SA)	マドリッド	スペイン	70,000.00	ユーロ	エネルギー製品のマーケティング関連サービス	エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル エンデサ・ガス・エスエーユー エンデサ・エネルギー・XXI・エスエル エンデサ・エネルギー・エスエー	5.19% 0.35% 2.96% 11.50%	14.03%
OGK5・ファイナンス・エルエルシー (OGK-5 Finance LLC)	モスクワ	ロシア連邦	10,000,000.00	ロシアルーブル	金融会社	エネル・ロシア・オージェーエスシー	100.00%	56.43%
オペラシオン・イ・マンテニミエント・ディエラス・モレナス・エスエー (Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA)	サンホセ	コスタリカ	30,000.00	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	85.00%	58.05%
オリジン・グッドウェル・ホールディングス・エルエルシー (Origin Goodwell Holdings LLC)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	-	米ドル	再生可能資源からの発電	イージービーエー・ウィンド・ホールディングス1エルエルシー	100.00%	68.29%
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	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ・インク	100.00%	68.29%
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	エネル・カンザス・エルエルシー	50.00%	34.14%
オットーケチー・ハイドロ・カンパニー・インク (Ottawaquechee 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%	68.29%
オクサゲーサ・エーアイイー (Oxagesa AIE)	テルエル	スペイン	6,010.00	ユーロ	電力および熱エネルギーの熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エスパニーヤ・エスエル	33.33%	23.01%
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・アーエルエスエー (ビーティーワイ) エルティーディー	100.00%	68.29%
ピーイー・コート・エスエー (P.E. Cote 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%	44.39%
ピーヴィー・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%	44.39%
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%	68.29%
パラVENTO・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・エスパニーヤ・エスエル	90.00%	62.13%
バルク・エオリック・エルス・アリガルス・エスエル (Parc Eolic Els Aligars SL)	バルセロナ	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・エスパニーヤ・エスエル	30.00%	20.71%
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)	バルセロナ	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・エスパニーヤ・エスエル	30.00%	20.71%

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・ア・カペラダ・ エーアイイー (Parque Eólico A Capelada AIE)	サンティアゴ・ デ・コンボステー 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 バーニャ・エスエル	100.00%	69.03%
バルケ・エオリコ・カッレテラ・ デ・アリナガ・エスエー (Parque Eólico Carretera de Arinaga SA)	ラ・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	80.00%	55.22%
バルケ・エオリコ・クルヴァ・ド ス・ヴェントス・エルティーディー エー (Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda)	バイーア	ブラジル	420,000.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・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%	68.29%
バルケ・エオリコ・デ・アラゴン・ エーアイイー (Parque eólico de Aragón AIE)	サラゴサ	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	80.00%	55.22%
バルケ・エオリコ・デ・バルバン ザ・エスエー (Parque Eólico de Barbanza SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	3,606,000.00	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	75.00%	51.77%
バルケ・エオリコ・デ・ベルモン テ・エスエー (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 バーニャ・エスエル	50.16%	34.63%
バルケ・エオリコ・デ・ジヴァンカ ス・エスエー (Parque Eólico de Gevancas SA)	ボルト	ボルト ガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	100.00%	69.03%
バルケ・エオリコ・デ・サン・アン ドレス・エスエー (Parque Eólico de San Andrés SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	552,920.00	ユーロ	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	82.00%	56.61%
バルケ・エオリコ・デ・サンタ・ル チア・エスエー (Parque Eólico de Santa Lucía SA)	ラ・バルマ・ 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 バーニャ・エスエル	65.67%	45.33%
バルケ・エオリコ・ド・アルト・ ダ・ヴァカ・エルディーエー (Parque Eólico do Alto Da Vaca Lda)	ボルト	ボルト ガル	125,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	75.00%	51.77%
バルケ・エオリコ・ド・ヴァレ・ ド・アバーデ・エルディーエー (Parque Eólico do Vale Do Abade Lda)	ボルト	ボルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	51.00%	35.21%
バルケ・エオリコ・エンゲーニョ・ ゲラドロー・デ・エネルギア・エル ティーディーエー (Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda)	フォルタレザ	ブラジル	685,423.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・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%	68.29%

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・ モーガン・エスエー (Parque Eólico Finca De Mogán SA)	ラ・バルマ・ デ・グラン ・カナリア	スペイン	3,810,340.00	ユーロ	風力発電所の建 設および管理	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	90.00%	62.13%
バルケ・エオリコ・フォンテス・ド ス・ヴェントス・エルティーディー エー (Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda)	レシフェ	ブラジル	5,091,945.30	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	0.04% 99.00%	67.63%
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	風力発電所の建 設および管理	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	75.50%	52.12%
バルケ・エオリコ・オウロヴェント ス・エルティーディーエー (Parque Eólico Ouroventos Ltda)	バイーア	ブラジル	566,347.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・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%	68.29%
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 バーニャ・エスエル	52.00%	35.90%
バルケ・エオリコ・レナイコ・エス ビーエー (Parque Eólico Renaico SpA)	サンチャゴ	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・チ リ・エルティーディーエー	100.00%	68.23%
バルケ・エオリコ・セラ・アズル・ エルティーディーエー (Parque Eólico Serra Azul Ltda)	バイーア	ブラジル	940,567.00	ブラジル レアル	再生可能資源か らの発電	エネル・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%	68.29%
バルケ・エオリコ・セラ・ダ・カプ チャ・エスエー (Parque Eólico Serra Da Capucha SA)	ボルト	ボルト ガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	ティービー・ソシエダッド・テル ミカ・ボルトゲーザ・エスエー フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	50.00% 50.00%	69.03%
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 バーニャ・エスエル	58.00%	40.04%
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・ラテ ンアメリカ・エルティーディー エー エネル・グリーン・パワー・チ リ・エルティーディーエー	0.01% 99.99%	68.23%
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・エルティーディー エー	99.99% 0.01%	68.23%
バルケ・エオリコ・ヴェンタニア・ ゲラドロー・デ・エネルジア・エル ティーディーエー (Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda)	フォルタレザ	ブラジル	440,267.00	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・デセ ンヴォルヴィメント・エルティー ディーエー エネル・ブラジル・バルティチバ ソエス・エルティーディーエー	1.00% 99.00%	68.29%
バルケ・ソーラー・カレラ・ピン ト・エスエー (Parque Solar Carrera Pinto SA)	サンティアゴ	チリ	10,000,000.00	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・チ リ・エルティーディーエー	99.00%	67.54%
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 ビーエー	60.92% 34.57%	65.17%
ペイネスヴィル・ソーラー・エルエ ルシー (Paynesville Solar LLC)	ミネソタ	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 ディット・ソーラー・エルエル シー	100.00%	68.29%
ペゴブ・エネルジア・エレクトリ カ・エスエー (Pegop - Energia Eléctrica SA)	アブランテス	ボルト ガル	50,000.00	ユーロ	発電	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー エンデサ・ジェネラシオン・ボル トガル・エスエー	49.98% 0.02%	35.07%

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・ インク (Pelzer 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	コンソリデティッド・ハイド ロ・サウスイースト・インク	100.00%	68.29%
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・ エスエー	70.00%	49.10%
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 タリカ エネル・グリーン・パワー・エス ビーエー	40.31% 22.17%	42.67%
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 タリカ	33.44%	22.84%
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 タリカ	65.00%	44.39%
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 タリカ	34.32%	23.44%
パイン・アイランド・ディストリ ビュティッド・ソーラー・エルエ ルシー (Pine Island Distributed Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
パインストーン・ソーラー・エルエ ルシー (Pipestone Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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 バーニャ・エスエル	56.12%	38.74%
パワークロップ・マチアレデュー・ 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%	34.14%
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	10,000.00	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%	34.14%
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 ビーエー	50.00%	34.14%
ピービー・シーオー・ゲラサオ・エ スエー (Pp - Co - Geração SA)	サン・パイオ・ デ・オレイロス	ポルト ガル	50,000.00	ユーロ	電力および火力 の熱電併給	ティービー・ソシエダッド・テル ミカ・ポルトゲーザ・エスエー	100.00%	69.03%
プレーリー・ローズ・トランスミッ ション・エルエルシー (Prairie Rose Transmission LLC)	ミネアポリス (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%	51.22%
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	エネル・カンザス・エルエルシー	75.00%	51.22%
プリマヴェーラ・エネルギー・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	発電および電力 販売	エネル・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%	68.29%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギー・レノバブル・ エスエー (Productor Regional de Energía Renovable III SA)	バリャドリッド	スペイン	88,398.00	ユーロ	風力発電所の開 発および建設	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	82.89%	57.22%
プロダクトール・リージョナル・ デ・エネルギー・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	風力発電所の開 発および建設	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	85.00%	58.68%
プロドクトラ・デ・エネルギー ス・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 バーニャ・エスエル	30.00%	20.71%
プロフ・エネルギー・エルエルシー (Prof-Energó LLC)	スレドネ ウラリスク	ロシア 連邦	10,000.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	サナトリウム・ブレventリウ ム・エネルギーティック・エルエ ルシー	100.00%	56.43%
プロガス・エスエー (Progas SA)	サンティアゴ	チリ	1,526,000.00	チリペソ	ガスの供給	ガス・アタカマ・チリ・エスエー ガス・アタカマ・エスエー	99.90% 0.10%	36.80%

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 Energéticas 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%	69.03%
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 アールエル・デ・シーヴィ (Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv)	メキシコ シティ	メキシコ	89,708,735.00	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%	68.28%
プロジェクト・アルメリア・メディ テラネオ・エスエー (Proyecto Almería Mediterraneo SA)	マドリッド	スペイン	601,000.00	ユーロ	海水脱塩および 水の供給	エンデサ・エスエー	45.00%	31.56%
プロジェクト・エオリコ・エル・ペ ドレガル・エスエー (Proyecto Eólico El Pedregal 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%	44.39%
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 Energías 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%	23.01%
ピーティー・バヤン・リソーシー ズ・ティーピーケー (PT Bayan Resources Tbk)	ジャカルタ	インド ネシア	333,333,350,000.00	インドネシ アルピア	エネルギー	エネル・インベストメント・ホー ルディング・ピーヴィ	10.00%	10.00%
ピュリダ・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	1,000,000.00	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	52.70%	35.99%
パイライツ・アソシエーツ・ジー ビー (Pyrites Associates GP)	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 ハイドロ・ディベロップメント・ グループ・インク	50.00% 50.00%	68.29%
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・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%	68.29%
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%	68.29%
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	原子力の研究	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	49.00%	32.34%
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 (Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA)	パナマ	パナマ	2,700,000.00	米ドル	通信	エンデサ・ラティノアメリカ・エ スエー	11.11%	11.11%
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・イン ターナショナル・ピーヴィー 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	42.83% 0.01% 51.00%	64.08%
レス・ホールディングス・ビーヴィ (Res Holdings BV)	アムステルダム	オランダ	18,000.00	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・ピーヴィ	49.50%	49.50%

[前へ](#)[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 %
ロック・クリーク・リミテッド・ パートナーシップ (Rock Creek Limited Partnership)	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	ノースウエスト・ハイドロ・イン ク シーエイチアイ・ウエスト・イン ク	17.50% 82.50%	68.29%
ロッキー・ケニー・ウインド・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%	68.29%
ロッキー・リッジ・ウインド・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・ウインド・エ ルエルシー	100.00%	68.29%
ルスエネルゴスビット・エルエルシー (RusEnergosbyt LLC)	モスクワ	ロシア 連邦	2,760,000.00	ロシア ルーブル	電力取引	レス・ホールディングス・ビー ヴィ	100.00%	49.50%
ルスエネルゴスビット・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 連邦	4,600,000.00	ロシア ルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビット・エルエル シー	50.00%	24.75%
ルスエネルゴスビット・ヤロスラヴリ (RusEnergosbyt Yaroslavl)	ヤロスラヴリ	ロシア 連邦	100,000.00	ロシア ルーブル	電力販売	ルスエネルゴスビット・エルエル シー	50.00%	24.75%
ルストン・リッジ・エルエルシー (Ruthton Ridge LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
サクメ・エスエー (Sacme SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼンチ ン	12,000.00	アルゼンチ ンペソ	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・エスエー	50.00%	21.71%
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・エス パーニャ・エスエル	50.00%	34.52%
サン・フアン・メサ・ウインド・ブ ロジェクト・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・ウインド・パワー・エル エルシー	100.00%	68.29%
サナトリウム・プレVENTorium・ 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 連邦	10,571,300.00	ロシア ルーブル	エネルギーサー ビス	OGK5・ファイナンス・エルエル シー エネル・ロシア・オージェーエス シー	0.01% 99.99%	56.43%
サント・ロストロ・コジェネラシオ ン・エスエー (Santo Rostro Cogeneración SA) (清算中)	セビリア	スペイン	207,000.00	ユーロ	電力および熱エ 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	45.00%	31.06%
スカンジナ・ソーラー・エルエル シー (Scandia Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
エスイー・ヘーゼルトン・エー・エ ルビー (Se Hazelton A 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	シーエイチアイ・ウエスト・イン ク バイパス・パワー・カンパニー	99.00% 1.00%	68.29%
エスイー・ハイドロパワー・エス アールエル (Se Hydropower Srl)	ボルツァーノ	イタリア	30,000,000.00	ユーロ	水力発電および 電力の売買	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	40.00%	40.00%
エスイー・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%	66.00%
セルヴェ・ソシエタッド・エレクト リカ・デ・アルヴァイアゼレ・エス エー (Sealve - Sociedade Elétrica de Alvaíazere SA)	ポルト	ポルト ガル	50,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	100.00%	69.03%

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 %
セラ・ド・モンコソ・カンバス・エ スエル (Serra do Moncoso Cambas SL)	ラ・ コルーニャ	スペイン	3,125.00	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%	69.03%
セルヴィシオ・デ・オペラシオン・ イ・マンテニメント・パラ・エネ ルジアス・レノバブルス・エス・ デ・アールエル・デ・シーヴィ (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	0.01%	0.01%
エスエフ・エネルギー・エスアール エル (SF Energy Srl)	ロヴェレート	イタリア	7,500,000.00	ユーロ	発電	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	33.33%	33.33%
シェルドン・スプリングス・ハイド ロ・アソシエーツ・エルビー (Sheldon Springs Hydro Associates LP)	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	シェルドン・バーモント・ハイド ロ・カンパニー・インク	100.00%	68.29%
シェルドン・バーモント・ハイド ロ・カンパニー・インク (Sheldon Vermont 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	ブート・シェルドン・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	68.29%
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、 設計および調査	エネル・ニューハイドロ・エス アールエル	41.55%	41.55%
シスコネル・エクスプロサオ・ デ・システマス・デ・コンヴェルサ オ・デ・エネルギア・エルディー エー (Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversao de Energia Lda)	ポルト	ポルト ガル	5,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	55.00%	37.97%
システマ・デ・ジェルチオン・エネ ルジェティカ・エン・ラ・ヌーベ・ エスエル (Sistema de Gestión Energética en la Nube SL)	マドリッド	スペイン	4,943.00	ユーロ	研究開発および 設計	エネル・イタリア・エスアールエ ル	30.00%	30.00%
システマ・エレクトリコ・デ・コネ クシオン・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%	11.53%
システマ・エレクトリコ・デ・コネ クシオン・ヴァルケール・エスエ ル (Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire, SL)	マドリッド	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%	19.42%
システマス・エネルジェティコス・ マニョン・オルチゲイラ・エスエー (Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA)	ラ・コルーニャ	スペイン	2,007,750.00	ユーロ	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%	66.27%
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・インク	100.00%	68.29%
スレイト・クリーク・ハイドロ・カ ンパニー・インク (Slate Creek 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%	68.29%
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	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	66.00%	66.00%

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	エネル・セルヴィツィオ・エレッ トリコ・エスピーエー	10.00%	10.00%
スマート・・エスーアルエル (SMART-I Srl)	ローマ	イタリア	14,571.43	ユーロ	研究開発および 設計	エネル・イタリア・エスアールエ ル	30.00%	30.00%
スモークー・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%	68.29%
スモークー・ヒルズ・ウィンド・ブ ロジェクト・・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%	68.29%
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%	68.29%
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	発電および電力 販売	エネル・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%	68.29%
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	インモビラリア・マンソ・デ・ ヴェラスコ・エルティーデーエー	57.50%	34.86%
ソシエダッド・コンセシオナリア・ チュネル・エル・メロン・エスエー (Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA)	サンティアゴ	チリ	19,028,480,104.00	チリペソ	エンジニアリン グ	コンパニア・エレクトリカ・トラ バカ・エスエー エンブレサ・ナシオナル・デ・エ レクトリシダッド・エスエー	0.01% 99.99%	36.36%
ソシエダ・エオリカ・デ・アングアル シア・エスエー (Socieda Eólica De Andalucía SA)	セビリア	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 バーニャ・エスエル	64.74%	44.69%
ソシエダ・エオリカ・エル・プンタ ル・エスエル (Socieda Eólica El Puntal SL)	セビリア	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 バーニャ・エスエル	50.00%	34.52%
ソシエダ・エオリカ・ロス・ランセ ス・エスエー (Socieda 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 バーニャ・エスエル	60.00%	41.42%
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	港湾建設および 経営管理	インヴェルソラ・コデンサ・エス エーエス エムゲサ・エスエー・イーエス ビー	4.90% 94.95%	23.15%
ソシエタ・アグリコラ・トリノ・エ スアールエル (Società Agricola Trino Srl)	ミラノ	イタリア	50,000.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	アガトス・グリーン・パワー・ト リノ	100.00%	54.63%
ソシエタ・ディ・スヴィルツポ・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 シ・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	エネルギーおよ びインフラ部門 においてのエン 지니어リング	エネル・プロデュツィオーネ・エ スピーエー	15.62%	15.62%

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 %
ソシエテ・デュ・バルク・エオリエン・グランド・テール・ウエスト・イユーアールエル (Société Du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl)	リヨン	フランス	21,000.00	ユーロ	再生可能資源からの発電	エネル・フランス・エスエーエス	100.00%	100.00%
ソル・デ・メディア・ノッチェ・フォトヴォルタイカ・エスエル (Sol de Media Noche Fotovoltaica SL)	ラ・バルマ・デ・グラン・カナリア	スペイン	3,008.00	ユーロ	太陽光発電所	エンデサ・インジェニERIA・エスエルユー	50.00%	35.07%
ソリロキ・リッジ・エルエルシー (Soliloquoy Ridge LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
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%	68.29%
ソタVENTO・ガリシア・エスエー (Sotavento Galicia SA)	サンティアゴ・デ・コンボステラ	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・エスパニャ・エスエル	36.00%	24.85%
サウス・フォーク・ウィンド・エルエルシー (South Fork Wind, LLC)	ミネアポリス (ミネソタ)	アメリカ	100.00	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%	68.29%
サザン・コーン・パワー・アルジェンチーナ・エスエー (Southern Cone Power Argentina SA)	ブエノス・アイレス	アルゼンチン	19,874,798.00	アルゼンチンペソ	持株会社	コンパニア・エレクトリカ・タラパカ・エスエー エンブレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダッド・エスエー	1.97% 98.03%	36.38%
サザン・コーン・パワー・エルティエーディー (Southern Cone Power Ltd)	リマ	ペルー	7,517,500.00	米ドル	持株会社	インキア・ホールディングス (アクター) エルティエーディー	100.00%	60.62%
サザン・コーン・パワー・ペルー・エルティエーディー (Southern Cone Power Perú SAA)	リマ	ペルー	159,183,286.00	ヌエボソル	持株会社	ラテンアメリカ・ホールディング エルティエーディー ラテンアメリカ・ホールディング エルティエーディー	0.01% 99.99%	60.62%
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)	ミネアポリス (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%	34.83%
スパータン・ヒルズ・エルエルシー (Spartan Hills LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
スティバ・ナヤア・エスエー・デ・シーヴィ (Stipa Nayaá, SA de Cv)	コロニア・クアウテモック	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・バルデシバツィオーニ・スペシアリ・エスアールエル	55.21% 40.16%	65.13%
サブリュナリー・トレーディング (アールエフ) プロプライエタリー・リミテッド (Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited)	ヨハネスブルグ	南アフリカ	8,757,214.00	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%	38.92%
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	配電および電力の供給	エンデサ・レッド・エスエー	33.50%	23.50%
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	送電	ハイドロエレクトリカ・デ・カタルーニャ・エスエル	60.00%	42.09%
サミット・エナジー・ストレージ・インク (Summit Energy Storage Inc)	ウィルミントン (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%	51.22%
サン・リバー・エルエルシー (Sun River LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%

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 %
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル (Sviluppo Nucleare Italia Srl)	ローマ	イタリア	200,000.00	ユーロ	欧州加圧水型炉（EPRS）の開発、建設および管理	エネル・インジェグネリア・エ・リチェルカ・エスピーエー	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・インク (Sweetwater Hydroelectric Inc)	コンコード (ニュー ハンプシャー)	アメリカ	250.00	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%	68.29%
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・グリーン・パワー・エス ピーエー	51.00%	34.83%
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	発電およびサービス	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	45.00%	31.56%
テクノグアット・エスエー (Tecnoguat SA)	グアテマラ	グアテマラ	30,948,000.00	グアテマラ グツアル	再生可能資源からの発電	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィー	75.00%	51.22%
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・エスエー (Tejo Energia Produção E Distribuição de Energia Elétrica SA)	バルコ・ デ・アルコス	ポルト ガル	5,025,000.00	ユーロ	発電、送電および配電	エンデサ・ジェネラシオン・エス エー	38.89%	27.28%
テプロブレグレス・オーシェーエス シー (Teploprogress OJSC)	スレドネ ウラリスク	ロシア 連邦	128,000,000.00	ロシア ルーブル	電力の販売	OGK5・ファイナンス・エルエル 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	複合サイクル発 電の建設および 運営	エンデサ・コスタネラ・エスエー セントラル・ドック・スード・エ スエー ハイドロ・エレクトリカ・エル・ チョコン・エスエー	5.51% 5.32%	7.29%
テルモエレクトリカ・マニュエル・ ベルグラノ・エスエー (Termoeléctrica Manuel Belgrano SA)	ブエノス・ アイレス	アルゼン チン	500,000.00	アルゼンチ ンペソ	複合サイクル発 電の建設および 運営	セントラル・ドック・スード・エ スエー エンデサ・コスタネラ・エスエー ハイドロ・エレクトリカ・エル・ チョコン・エスエー	5.32% 5.51% 18.85%	7.29%
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	電力および火力 の熱電併給	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	45.00%	31.06%
テラ・イニツィアヴ・ベル・ロ・ス ヴィルッポ・アグロインダストリア レ・エスピーエー (TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA)	ローマ	イタリア	19,060,811.37	ユーロ	農工業	エネル・グリーン・パワー・エス ピーエー	20.00%	13.66%
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%	68.29%
ティーケーオー・パワー・インク (Tko Power Inc)	ロサンゼルス (カリフォルニア)	アメリカ	1.00	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・イン ク	100.00%	68.29%
トビヴォックス（アールエフ）ビー 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 ルエスエー（ビーティーワイ）エ ルティーディー	60.00%	40.97%
トレド・ビーヴィー・エーイーアイ イー (Toledo Pv AEIE)	マドリッド	スペイン	26,890.00	ユーロ	太陽光発電所	エネル・グリーン・パワー・エス バーニャ・エスエル	33.33%	23.01%

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 %
ティービー・ソシエダーデ・テルミ カ・ボルトゲーザ・エスエー (TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA)	リスボン	ポルト ガル	3,750,000.00	ユーロ	電力および熱エ ネルギーの熱電 併給	フィネルジェ・ジェスタオ・デ・ プロジェクトス・エネルジェティ コス・エスエー	100.00%	69.03%
トレード・ウインド・エナジー・エ ルエルシー (Trade Wind Energy 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	シーエイチアイ・パワー・インク エネル・カンザス・エルエルシー	1.00% 99.00%	68.29%
トレードウインド・エナジー・イン ク (Tradewind EnergyInc.)	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%	13.59%
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	237,341,200.00	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・イン ターナショナル・ビーヴィー	100.00%	68.29%
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	配電および送電	コンパニア・エレクトリカ・タラ パカ・エスエー	50.00%	18.64%
トランスボルタドラ・デ・エネルジ ア・エスエー (Transportadora de Energia 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	発電、送電およ び配電	コンパニア・デ・インテルコネク シオン・エネルジェティカ・エス エー	100.00%	51.15%
トランスボルテス・イ・ディストリ ブシオーネス・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・ディストリブシオン・ エレクトリカ・エスエル	73.33%	51.44%
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%	68.29%
ツァー・ニコラス・エルエルシー (Tsar Nicholas LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
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・インク	51.00%	34.83%
ツイン・フォールズ・ハイドロ・カ ンパニー・インク (Twin Falls Hydro Company Inc)	ウィルミントン (デラウェア)	アメリカ	10.00	米ドル	再生可能資源か らの発電	ツイン・サラナック・ホールディ ングス・エルエルシー	100.00%	68.29%
ツイン・レーク・ヒルズ・エルエル シー (Twin Lake Hills LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
ツイン・サラナック・ホールディン グス・エルエルシー (Twin Saranac Holdings LLC)	ウィルミントン (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%	68.29%
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 パーニャ・エスエル	40.00%	27.61%
ウクカラ・ソーラー・プロプライエ 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(ビーティーワイ)エ ルティーディー	100.00%	68.29%
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 (Unión Eléctrica De Canarias Generación SAU)	ラ・バルマ 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%	70.14%

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%	68.29%
ウスタヴ・ヤデルネホ・ヴィズク ム・ジェズ・エーエス (Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS)	レズ	チェコ	524,139,000.00	チェココ ルナ	原子力研究およ び開発	スロベンスケ・エレクトラーネ・ エーエス	27.77%	18.33%
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	740,000.00	トルコリラ	プラント建設お よび再生可能資 源からの発電	エネル・グリーン・パワー・イン ターナショナル・ビーヴィ	100.00%	68.29%
ヴィディジェニクス（ピーティーワ イ）エルティーディー (Vidigenix (Pty) Ltd)	ホートン	南 アフリカ	97.00	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	97.75%	66.75%
ヴィルレイロス・エスエル (Viruleros 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 パーニャ・エスエル	67.00%	46.25%
ワセカ・ソーラー・エルエルシー (Waseca Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
ウェスト・ファー・ソーラー・エル エルシー (West Faribault Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
ウェスト・ワコニア・ソーラー・エ ルエルシー (West Waconia Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
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%	68.29%
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%	68.29%
ウィンド・パーク・オブ・コリファ オ・エスエー (Wind Park Of Koryfao SA)	マルーシ	ギリシャ	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・ヘラ ス・エスエー	100.00%	68.29%
ウィンド・パークス・オブ・アナト リ・プリニア・エスエー (Wind Parks Of Anatoli-Prinia SA)	マルーシ	ギリシャ	1,110,400.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	80.00%	54.63%
ウィンド・パークス・オブ・ボリバ 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%	20.49%
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%	20.49%
ウィンド・パークス・オブ・ドリモ ナキア・エスエー (Wind Parks Of Drimonakia SA)	マルーシ	ギリシャ	736,500.00	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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%
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%	20.49%

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 %
ウインド・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%	20.49%
ウインド・パークス・オブ・カサ ラ・エスエー (Wind Parks Of Kathara SA)	マルーシ	ギリシャ	296,500.00	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	80.00%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・ケラシ ア・エスエー (Wind Parks Of Kerasia SA)	マルーシ	ギリシャ	252,000.00	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%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・コリン シア・エスエー (Wind Parks Of Korinthia SA)	マルーシ	ギリシャ	3,504,500.00	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	80.00%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・マクリ ラッコマ・エスエー (Wind Parks Of Makrilakkoma SA)	マルーシ	ギリシャ	614,000.00	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%	20.49%
ウインド・パークス・オブ・ミリ ア・エスエー (Wind Parks Of Milia SA)	マルーシ	ギリシャ	399,000.00	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%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・ミロ ヴィグリ・エスエー (Wind Parks Of Mirovigli SA)	マルーシ	ギリシャ	225,000.00	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%	20.49%
ウインド・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%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・ペラギ ア・エスエー (Wind Parks Of Pelagia SA)	マルーシ	ギリシャ	653,500.00	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%	20.49%
ウインド・パークス・オブ・ベタ ロ・エスエー (Wind Parks Of Petalio 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%	20.49%
ウインド・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	179,000.00	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%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・サジア ス・エスエー (Wind Parks Of Sagias SA)	マルーシ	ギリシャ	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・ヘラ ス・エスエー	30.00%	20.49%
ウインド・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%	20.49%
ウインド・パークス・オブ・スピリ ア・エスエー (Wind Parks Of Spilia SA)	マルーシ	ギリシャ	496,100.00	ユーロ	再生可能資源か らの発電	エネル・グリーン・パワー・ヘラ ス・エスエー	80.00%	54.63%
ウインド・パークス・オブ・ストロ ブーラス・エスエー (Wind Parks Of Stroboulas 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%	20.49%
ウインド・パークス・オブ・トリコ ルフォ・エスエー (Wind Parks Of Trikorfo SA)	マルーシ	ギリシャ	260,000.00	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	29.25%	19.97%
ウインド・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%	20.49%

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%	20.49%
ウィンターズ・スポン・エルエルシー (Winter's Spawn LLC)	ミネアポリス (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%	34.83%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
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、運営および管理	エネル・グリーン・パワー・ブルガリア・イーエーディー	100.00%	68.29%
ウォミング・ソーラー・エルエルシー (Wyoming Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%
ヤシーレク・エスエー (Yacylec SA)	ブエノス・アイレス	アルゼンチン	20,000,000.00	アルゼンチンペソ	送電	エネルシス・エスエー	22.22%	13.47%

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) (清算中)	アルメリア	スペイン	234,000.00	ユーロ	電力および火力 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%	27.61%
ズムプロタ・ソーラー・エルエル シー (Zumbrota Solar LLC)	ミネソタ	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%	68.29%

[前へ](#)

5【従業員の状況】

2014年12月31日現在、当グループの従業員は68,961人であり、そのうち1,538人が管理職であった。以下の表は、2014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。

	従業員数	
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在 修正済
販売部門	3,633	3,687
発電およびエネルギー・マネジメント部門 ⁽¹⁾	5,314	5,621
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	17,398	17,689
イベリアおよびラテンアメリカ部門 ⁽²⁾	22,801	22,541
国際部門 ⁽³⁾	10,403	11,439
再生可能エネルギー部門	3,609	3,469
その他、除去および調整	5,803	5,896
合計	68,961	70,342

(1) このうち41人が2014年12月31日現在「売却目的保有」に分類されるユニットに属する。

(2) このうち15人が2014年12月31日現在「売却目的保有」に分類されるユニットに属する。

(3) このうち4,374人が2014年12月31日現在「売却目的保有」に分類されるユニットに属する(2013年12月31日現在(修正済)は37人)。

2014年12月31日現在、エネルグループの従業員数は68,961人(2013年末より1,381人減少)であった。当グループの労働人口の減少は、新規雇用と退職のバランス(1,404人の正味減少)および連結範囲の変更(23人の増加)に起因する。

地理的領域別の従業員の内訳(2014年12月31日現在)

イタリア	48%
イベリア半島	16%
ロシア	4%
ラテンアメリカ	19%
その他の諸国	13%

「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】

2014年度は、エネルグループにとって1つの大きな変革の年であった。当社は、ますます動的かつ複雑な環境の課題に対処する一連の戦略的かつ経営上のイニシアチブを開始した。当年度上半期において、当社は、ラテンアメリカにおける少数株主の買収および東欧における資産売却の開始に重点を置いた。下半期において、新たな取締役会およびトップ・マネジメントの任命後、当社は、当社の効率性向上および方向転換の加速化の重要な要素である新しい組織構造を開始した。

再編の取組みに合わせて、当社は、エンデサをラテンアメリカの5ヶ国で事業を行っているエネルシスの子会社から分離することにより、会社再構築に取り組んだ。最終的に、当社は、エンデサの約22%の持分を売却し、市場におけるその流動性は増加した。

当社が債務を当社の目標レベルに引き下げたこれらの措置により、当社は現在、今後何年間の新たな課題に向き合うことができる。

マクロ経済環境

過去1年間の世界のマクロ経済環境は、不規則で停滞気味の景気動向により特徴付けられている。成熟市場において、欧州が本格的かつ持続的な回復を引き起こすのに再び困難に直面していることを示している一方で、米国は、世界の成長の推進力として自らを確立している。新興市場は、比較的高水準の成長を維持する一方で、停滞の最初の兆候を示した。石油価格の下落、米国における金利上昇の期待およびユーロ圏における量的緩和の両方の結果としてのユーロの下落、激しいロシア通貨危機およびウクライナ全体の緊張は、昨年度大きな影響を及ぼした。今後数ヶ月間において、これらの要因のいくつかにより、エネルグループが存在し、信用を利用する機会の増加および工業生産の現在の水準の上昇により家計消費を刺激しているイタリアおよびスペイン等の欧州経済の成長の復活が助長される。エネルギー効率の発展により一部吸収されるにもかかわらず、予測される経済回復により、当年度底を打った電気消費の増加が生じる。ラテンアメリカ諸国は、堅調な拡大の10年間の後、停滞の何らかの兆候を見せた。世界貿易の成長速度の低下、商品価格の下落および特定通貨の過度の変動は、現在の景気動向に全面的に影響を及ぼしたが、発展の中期動向を転換しておらず、依然として高い率の人口増加、消費増加および都市化の拡大等のファンダメンタルズに基づいており、これらのすべてによって電力およびガスの需要が目覚しく増加する。

経営イニシアチブ

かかる複雑な環境にもかかわらず、当グループは、戦略の健全性、数年間にわたり進展した技術的リーダーシップおよび2014年度の経営イニシアチブの迅速な実施のおかげで、市場に公表した目的を何とか達成した。ラテンアメリカの非支配持分の買戻しにより、南米における当グループの事業を率いているエネルの企業であるエネルシスは、コエルチェ、エデジェルおよびガス・アタカマ等の、エネルが既に多大な持分を保有していた多くの会社の資本における持分を増加させることができた。これらの取引は、ラテンアメリカにおける組織再編および会社再構築のより広大な計画の一部であり、かかる計画において、当社は、イベリア半島における当社の活動をラテンアメリカにおける当社の活動から分離することに決定しており、これにより、エネルシスは、エネル・エスピーエーに直接報告することができ、同時にかかるチリの会社における当社の持分を約5%増加させる。当社の債務の削減過程の一環として、当社は、引き続き投資家に対して以前発表された売却プログラムを実施した。特に、エネルシスからの分離後に実施されたエンデサの21.92%の株式の売出し、およびその他のより小規模の事業により、当社は目標を達成することができた。

最後に大切なこととして、当グループの再編は、5つのグローバル事業ライン（インフラストラクチャーおよびネットワーク、発電、再生可能エネルギー、トレーディングならびにアップストリームガス）の構築を経験し、これらは、各地域への投資の割当てならびに当グループのレベルおよび4つの地理的地域（イタリア、イベリア、ラテンアメリカおよび東欧）における最善慣行の共有に責任を負い、その主要な任務は、収益およびキャッシュ・フローの生成を支えることである。

この新しくかつより反応の早い構造はまた、親会社の部署を簡略化および効率化しており、より簡潔かつ機動的な形で2015年に入った。

2014年度の業績

2014年度の収益は、2013年度の78.7十億ユーロから3.7%減少し、合計75.8十億ユーロとなった。これは主に、当グループが事業を行っているいくつかの国（特にラテンアメリカの国およびロシア）の通貨の為替レートの動向のマイナス影響により悪化した、電力販売の収益の減少、販売量の減少の結果そのものによるものであった。EBITDAは、2013年度の16.7十億ユーロから5.6%減少し、15.7十億ユーロとなった。これは主に、2年間における売却の業績に対する様々な貢献によるものであった。これらの項目を除き、EBITDAは、主に為替レートの変動により、1.9%減少し、15.5十億ユーロ（2013年度は15.8十億ユーロ）となった。この要因は、イタリア市場における電力販売のマージンの改善により一部相殺された。2014年度末の純金融負債は、2013年度末の39.7十億ユーロから2.3十億ユーロ減少して、37.4十億ユーロ（「売却目的」に分類される純資産に関する0.6十億ユーロを除く。）となった。この減少は、当年度第4四半期に特に著しかった通常業務および臨時取引からのキャッシュ・フローによるプラスの影響を反映している。これらのプラスの影響は、当該期間の配当支払の現金需要および投資、ならびに主にユーロ以外の通貨建ての中長期債務に関する為替レートによる損失（1.1十億ユーロ）により一部相殺された。

将来の戦略および2015年度の見通し

今日および明日のマクロ経済環境において効率的に競合し、同時にエネルギー産業の新たな事業機会を掴むために、エネルグループは、以下の4つの主要な柱に基づく新たな産業戦略に移行している。（ ）費用および当社資産のメンテナンス資本支出の最適管理による高レベルの業務効率の達成、（ ）成長の資本支出の急激な増加を伴う当グループの「産業の」成長の回復、（ ）価値創出を目的とする当社のポートフォリオの積極的管理、ならびに（ ）当グループの新たな配当政策。したがって、エネルグループの新たな事業計画は、これらの目的を追求するのに必要な優先事項およびアクションプランを提示している。業務効率を高めるために、当社は、営業費用の最適化および資産効率管理のための内部の最善慣行を共有するために新たなグローバル事業ラインを活用する。産業の成長への新たな道筋は、ラテンアメリカ等の当社が既に事業を行っている地域における当社の位置づけの拡大およびその他の事業におけるその後の当社の位置づけを一部目的とする新たな諸国への参入による、再生可能エネルギーを始めとする有望な市場および事業に対する主要投資により支えられる。その他の成長地域には、新しいスマート・グリッドならびに小売市場における付加価値製品およびサービスの当社の範囲の拡大が含まれる。当社のポートフォリオのアクティブ運用は、価値を創出し、当グループの構造を合理化するために、非戦略資産の売却およびその後の手取金の再投資を目標とする。最後に、新たな配当政策の導入は、中期から長期の著しい成長の可能性を有する、近い時期の支払いに確実性を与えることを意図している。

当グループは、規模、技術的多様性、価値連鎖全体に沿ったプレゼンスおよび地理的多様性の両方により、世界の電力市場において独自のプレゼンスを有している。当社の新しい組織構造は、経営陣に、急速に変化する世界の環境においてさらににより多くの価値を創出するためにこれらの特徴を活用するツールを与えている。

業績の概要

業績に係る情報

収益

2014年度の収益は、2013年度に対して2,872百万ユーロ（-3.7%）減少し、75,791百万ユーロとなった。この減少は主に、電力の販売による収益の減少（販売量の減少、当グループが事業を行っている多くの国の通貨のユーロに対する為替レートの変動による悪影響および戦略的株式持分の処分による業績への寄与の減少が主因である。）によるものである。これらの要因は、燃料販売による収益の増加により一部のみ相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	変動	
販売部門	15,226	16,921	(1,695)	-10.0%
発電およびエネルギー・マネジメント部門	22,606	22,798	(192)	-0.8%
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	7,366	7,698	(332)	-4.3%
イベリアおよびラテンアメリカ部門	30,547	30,674	(127)	-0.4%
国際部門	5,278	6,296	(1,018)	-16.2%
再生可能エネルギー部門	2,921	2,769	152	5.5%
その他、除去および調整	(8,153)	(8,493)	340	4.0%
合計	75,791	78,663	(2,872)	-3.7%

売上総利益

2014年度の売上総利益は、2013年度から5.6%減少し、15,757百万ユーロであった。経常外取引の影響を除き、売上総利益は、267百万ユーロ減少し（-1.7%）、15,502百万ユーロ（2013年度は15,769百万ユーロ）となった。かかる変動は、為替レートの変動による悪影響を反映していたが、その影響は、国内市場における電力販売の利益の改善により相殺された。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	変動	
販売部門	1,081	866	215	24.8%
発電およびエネルギー・マネジメント部門	1,163	1,084	79	7.3%
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	3,979	4,009	(30)	-0.7%
イベリアおよびラテンアメリカ部門	6,294	6,638	(344)	-5.2%
国際部門	1,204	1,293	(89)	-6.9%
再生可能エネルギー部門	1,938	1,780	158	8.9%
その他、除去および調整	98	1,021	(923)	-90.4%
合計	15,757	16,691	(934)	-5.6%

営業利益

2014年度の営業利益は、2013年度（9,740百万ユーロ）から68.3%減少して、3,087百万ユーロとなった。売上総利益の減少に加えて、この減少は、2013年度と比較した2014年度の減損損失の増加によるものである。より具体的には、2013年度において、この項目は、エネル・ロシアの現金生成単位（旧エネルOGK-5）の一部ののれんの評価損により主に計上された一方で、2014年度において、減損損失は、6,427百万ユーロの合計額の減損テストの後、認識された。かかる減損は、スロベンスケ・エレクトラーネに関する売却目的の純資産の公正価値の調整（2,878百万ユーロ）、イタリアの従来型発電資産（2,108百万ユーロ）およびチリのアイセン州の多数の河川の水利権（589百万ユーロ）を含んでいた。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	変動	
販売部門	455	362	93	25.7%
発電およびエネルギー・マネジメント部門	(1,539)	493	(2,032)	-
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	2,943	3,029	(86)	-2.8%
イベリアおよびラテンアメリカ部門	2,789	3,767	(978)	-26.0%
国際部門	(2,682)	(23)	(2,659)	-
再生可能エネルギー部門	1,124	1,205	(81)	-6.7%
その他、除去および調整	(3)	907	(910)	-
合計	3,087	9,740	(6,653)	-68.3%

純利益

親会社の株主に帰属する純利益は、前年度の3,235百万ユーロと比較して、2014年度は517百万ユーロであった。かかる減少は、主に、営業利益の減少、純金融費用および当グループが保有する多くの少数持分の減損損失の増加に起因している。これらの要素は、2014年度の税金の減少により一部相殺されたが、2014年度第4四半期に実行された主要な企業の実施に続いてエンデサが分配した配当に関する1,392百万ユーロの税金控除の認識および減損損失の繰延税金に対する影響を反映していた。

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1,488百万ユーロ（主にスロベンスケ・エレクトラーネ）を含む。）は、2014年12月31日現在、88,528百万ユーロであり、これは、親会社株主に帰属する持分および非支配持分51,145百万ユーロから資金拠出され、また純金融債務は37,383百万ユーロであった。2014年12月31日現在における負債／資本の比率は、0.73（2013年12月31日現在は0.75）であった。

純金融債務は、2013年12月31日現在から2,323百万ユーロ減少して37,383百万ユーロとなった。より具体的には、事業によるキャッシュ・フロー、いくつかの非戦略的資産の売却および11月のエンデサの21.92%の売出しによる処分の手取金は、かかる会計期間の資本支出および配当金支払に対象とされたよりも多かった。

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2014年度に10,058百万ユーロを計上し、前年度と比較して2,804百万ユーロの増加であった。

資本支出

資本支出は、2014年度において、2013年度に対して781百万ユーロ増加して、6,701百万ユーロとなった。このうち、6,019百万ユーロは有形固定資産であった。

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	変動	
販売部門	111	99	12	12.1%
発電およびエネルギー・マネジメント部門	285	313	(28)	-8.9%
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	996	1,046	(50)	-4.8%
イベリアおよびラテンアメリカ部門	2,602	2,160	442	20.5%
国際部門	936	924	12	1.3%
再生可能エネルギー部門	1,658	1,294	364	28.1%
その他、除去および調整	113	84	29	34.5%
合計	6,701	5,920	781	13.2%

2013年についての数値においては、「売却目的」に分類されるユニットに属する1百万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
	2014年			2013年修正済		
エネルによる純発電量 (TWh)	71.8	211.3	283.1	71.2	210.6	281.8
エネル配電網による送電量 (TWh)	221.8	173.6	395.4	228.9	173.7	402.6
エネルの電力販売量 (TWh) (1)	87.6	173.4	261.0	92.2	178.3	270.5
エンドユーザーに対するガス販売量 (十億立方メートル)	3.5	4.3	7.8	4.1	4.5	8.6
年末時従業員数 (人) (2)	33,405	35,556	68,961	34,246	36,096	70,342

(1) 再販売業者への販売を除く。

(2) 2014年12月31日現在「売却目的」に分類されるユニットに属する4,430人（2013年12月31日現在（修正済）は37人）を含む。

2014年度のエネルによる純発電量は、海外（+0.7TWh）およびイタリア国内（+0.6TWh）の発電量の増加から、1.3TWh増加した（+0.5%）。より具体的には、再生可能資源からの発電量の増加（発電容量の拡大およびより好ましい天候の結果として）（+3.6TWh）は、スペインの特に急激な原子力発電量の減少（-1.3TWh）およびラテンアメリカの多数の発電所の閉鎖に起因する火力発電量の減少（-1.0TWh）により相殺された。

原料別の純発電量の内訳（2014年度）

再生可能エネルギー源	34%
石炭	29%
原油およびガスタービン	10%
原子力	14%
ガスコンバインドサイクル	13%

エネル配電網による送電量は、イタリアおよびスペインにおける電力需要の減少が主因で、7.2TWh減少し（-1.8%）、395.4TWhとなった。これは、ラテンアメリカ、特にブラジルにおける成長により一部相殺された。

エネルの電力販売量は9.5TWh減少し（-3.5%）、この減少は主に、イタリア（-4.6TWh）、フランス（-4.6TWh）およびイベリア半島（-2.2TWh）での販売量の減少を反映したものであったが、ラテンアメリカでの販売量の増加（+1.9TWh）により一部のみ相殺された。

地理的領域別の電力販売量の内訳（2014年度）

イタリア	34%
イベリア半島	36%
ラテンアメリカ	24%
その他の諸国	6%

損益計算書および貸借対照表の修正

本書連結財務書類において比較目的のみのため報告された2013年12月31日現在の損益計算書および貸借対照表の数値は、以下を反映するために修正されている。

- ・ 2014年1月1日より遡及的効力をもって適用される新しいIFRS第11号の適用。これに基づき、ジョイント・ベンチャーの会計処理の唯一許容される方法は、持分法である。当該変更は当グループの正味残高または連結株主持分を変更しなかったが、この変更により、以前のIAS第31号に基づき許容され、当グループによりこれまでに利用された、かかる持分の比例連結の選択を除外し、これにより、損益計算書および貸借対照表のすべての数値を修正する。
- ・ 一定の状況における金融資産および負債の相殺に関する、2014年1月1日より遡及的効力をもって適用されるIAS第32号の新規定の適用。これにより、2013年12月31日現在の連結貸借対照表におけるいくつかの項目が修正された。これらの変更は、連結株主持分に影響を及ぼさなかった。
- ・ 2013年12月31日以降に完了された取引において再生可能エネルギー部門（パルケ・エオリコ・タリネイ・オリエンテを含む。）における多くの会社の購入価格の配分の決定。その結果、かかる日付現在の貸借対照表の多くの項目は修正された。

より詳細については、連結財務書類の注記4を参照のこと。

以下の表は、2013年度における事業分野ごとの収益、売上総利益および営業利益に対する修正の影響を表している。

収益

(単位：百万ユーロ)	2013年	IFRS第11号による影響	2013年 修正済
販売部門	16,921	-	16,921
発電およびエネルギー・マネージメント部門	22,919	(121)	22,798
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	7,698	-	7,698
イベリアおよびラテンアメリカ部門	30,935	(261)	30,674
国際部門	7,737	(1,441)	6,296
再生可能エネルギー部門	2,827	(58)	2,769
その他、除去および調整	(8,502)	9	(8,493)
合計	80,535	(1,872)	78,663

売上総利益

(単位：百万ユーロ)	2013年	IFRS第11号による影響	2013年 修正済
販売部門	866	-	866
発電およびエネルギー・マネージメント部門	1,176	(92)	1,084
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	4,008	-	4,008
イベリアおよびラテンアメリカ部門	6,746	(108)	6,638
国際部門	1,405	(112)	1,293
再生可能エネルギー部門	1,788	(8)	1,780
その他、除去および調整	1,022	-	1,022
合計	17,011	(320)	16,691

営業利益

(単位：百万ユーロ)	2013年	IFRS第11号による影響	2013年 修正済
販売部門	362	-	362
発電およびエネルギー・マネージメント部門	554	(61)	493
インフラストラクチャーおよびネットワーク部門	3,028	-	3,028
イベリアおよびラテンアメリカ部門	3,836	(69)	3,767
国際部門	85	(108)	(23)
再生可能エネルギー部門	1,171	34	1,205
その他、除去および調整	908	-	908
合計	9,944	(204)	9,740

持続可能性指標

	2014年	2013年 修正済	変動	
ISO14001認定の純効率限度容量（全体に対する割合(%)）	94.3	93.9	0.4	0.4%
火力発電所の平均効率性(%)	40.3	39.8	0.5	1.3%
純発電量からの二酸化炭素実質排出量合計（gCO ₂ /kWh _{eq} ）(1)	395	396	(1)	-0.3%
「排出量ゼロ」発電（全体に対する割合(%)）	47.4	46.8	0.6	1.3%
エネルギー負傷事故発生率(2)	1.32	1.43	(0.1)	-7.8%
エネルギー重傷・重症事故率(3)	0.07	0.07	-	-
エネルギーにおける重傷・重症および重体事故	4	13	(9)	-69.2%
請負業者における重傷・重症および重体事故	38	26	12	46.2%
従業員1人当たりの平均教育時間	42	40	2	5.7%
倫理規定侵害の立証(4)	27	36	(9)	-25.0%

(1) 実質排出量は、再生可能資源発電、原子力発電、単一火力発電ならびに電力および熱の熱電併給（MWh相当の熱の寄与を含む。）の合計に対する、単一火力発電ならびに電力およ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) この指標は、労働時間に対する負傷者数合計の割合として計算されている（INAIL基準）。

(3) この指標は、労働時間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（INAIL基準）。

(4) 2013年に受領した報告の分析は、2014年度に完了した。かかる理由により、2013年の侵害の立証数は27件から36件に修正された。

ISO14001対応の発電限度容量の割合は、2014年12月31日現在、94.3%であった。

かかる増加は、エネル・グリーン・パワーの新たな発電容量が反映されている。

2014年度において、火力発電所の平均効率性は、最も効率的な火力発電所の運営の増加の結果、2013年度に提示された39.8%から40.3%に上昇した。

具体的な二酸化炭素排出量は、2013年度と比較して変わらない。

2014年度において、エネルの発電量の47.4%は、ゼロ・エミッション資源から発電され、2013年度から1.3%の増加であった。かかる割合の増加は、630MWとなった2014年度中の再生可能資源の発電容量の増加によるものであり、無炭素発電の開発への当グループのコミットメントを裏付けており、それは今後も継続される。

あらゆるレベルにおいて安全重視のカルチャーを広めまた安全重視の行動の浸透を促進するために取り組まれた情報の常時更新および集中化、教育ならびに意識向上の活動、さらに職場の健康を強化するための措置、安全性基準および管理プロセスの継続的实施により、エネルギー重傷・重症事故率が変化しなかった一方、エネルギー負傷事故発生率は、8%減少した。

エネルギーの職員の重傷・重症および重体は、2013年度と比較し約70%減少したが、命に関わる従業員の事故は3件発生した。エネルギーの請負業者の従業員の重傷・重症および重体は、2013年度から12件増加した。

従業員1人当たりの平均教育時間は、エネルのこの分野への継続的コミットメントを明確に示して、前年度に対して5.7%増加した。

倫理規定に関しては、違反認定数は、主に当年度に受領した報告の数の減少と一致して、25%減少した。

「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」および「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【対処すべき課題】

エネルグループは、イタリア、スペインおよびラテンアメリカにおいて主流の総合公益事業会社として、また発電（従来型の発電に加えてEGPを通じての再生可能エネルギー資源からの発電）、配電ならびに電力およびガス販売の分野において首位の国際的事業者の1つとして、主導的地位を維持している。業務上および地理的な多様化は、厳しいマクロ経済状況に対する当グループの戦略の弾力性を確かなものとするとともに、将来の成長に前進する道を開いている。

多様な地域および発電形態の融合という独自の組み合わせに61百万の顧客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いポジションが相まって、エネルは相対する同業他社より競争優位性を有する。2014年度は、EBITDAの70%超は、規制または準規制業務（PPAまたは特別形態に基づくネットワークおよび発電（在来型および再生可能資源）を含む。）から由来している。さらに、発電の約50%はCO₂フリーであり、顧客および政府の双方が環境保護および企業の社会的責任をより一層掲げる世界において成長推進力となっている。

その上で、当グループは、今後5年間の活動を推進する以下の4つの戦略的目標を定義した。

1. 業務の効率性：かかる目標の追求は、燃料の発展に向けて資源を発掘し放出すること、また革新および新たなビジネスアイデアを追跡するための創造性を解放することとなる。
2. 産業の成長：これは、技術的に集中され、地理的に分散されている。成長はゆくゆくは緩やかとなるため、数年間にかけての調整および実際の展開の双方においてより柔軟かつ管理可能となる。
3. ポートフォリオ管理：ユニットの業務に健全な緊張を投与するために、資産ローテーション戦略を導入する。また、当グループがシナリオの展開に順応するのをより容易くする。
4. 当グループの株主に対して短期間に最低の報酬を保証することを目指した配当方針

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、成長の予測可能性を確保するために長期的な価格シグナルに焦点を当て、成熟市場におけるプレゼンスを再形成し、新興市場における発電能力を高めること
- ・ 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づけを強化することおよび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の積極的な役割を果たすこと
- ・ 小売においては、顧客基盤の拡大およ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

2014年7月30日付で、新たな戦略の実現要因として、エネルの取締役会は、事業ラインと地理的地域のマトリックスに基づく新たな組織構造を検討し、承認した。

- ・ 国際事業ライン（国際インフラストラクチャーおよびネットワーク、国際発電、国際取引、再生可能エネルギーおよびアップストリームガス）：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および発展、パフォーマンスの最適化およ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、最善の実務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をもって多様な地域にわたる、維持および成長間の資本的支出の効率的な割り当てならびに運営費用効率性となる。
- ・ 地域および国（イタリア、イベリア、ラテンアメリカ、その他ヨーロッパ）：当グループが業務を展開している各国々において、機関および規制当局との関係の管理ならびに電力およびガスの販売とともに、スタッフおよびその他サービスサポートの国際事業ラインへの提供にも責任を負う。主な地域的なKPIは、収益およびキャッシュ・フローの運転となる。

当グループの総合的な目標を遂行するために、国際事業ラインおよび地域または国はそれぞれ、独自の責任および個別戦略を掲げている。詳細は以下のとおりである。

国際インフラストラクチャーおよ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および投資リターン目標を最大化させながら、資本的支出の割り当てを最適化すること
- ・業務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ーおよ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ーおよ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。

- ・発電フリート業務および維持を管理し、業務効率性を最大化させ、そして地域にわたる相乗効果を有効利用すること
- ・新規および既存の国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およ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。

- ・同業者市場において、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および商品リスクエクスポージャーを最適化すること
- ・発電プラントフリートの地域分散、ガスおよびその他燃料（例えば石炭、石油コークス、石油商品、バイオマス）の供給ならびに関連物流および運営（在庫管理含む。）を通して、生産を最適化すること
- ・卸売市場におけるガス（LNGを含む。）および電力ならびにその他のエネルギー商品、エネルギーデリバティブおよびストラクチャードエネルギープロダクトの取引、ならびに関連組成活動

再生可能エネルギー事業ラインは、再生可能資源からのエネルギー発電に関する当グループの活動の展開および管理に当グループレベルで責任を負う。

アップストリームガス事業ラインは、資産展開プロセスの管理、アップストリームプロジェクトの統制の確保およびアップストリームガス分野の全技術的側面の監視に当グループレベルで責任を負う。

イタリアおよびイベリア半島諸国ならびにラテンアメリカおよび東欧地域は、適切なビジネス環境および顧客との親和の確保ならびに以下の関係するペリメーターの管理に責任を負う。

- ・当グループの利益に影響を及ぼす機関、規制当局、メディアおよびその他のステークホルダーとの関係
- ・関係経済圏における責任をもって地域の顧客ポートフォリオを展開すること
- ・費用における責任をもって効率性および質を最大化する、国レベルで存在する事業ラインに対するスタッフ業務およびサービス

4【事業等のリスク】

事業の性質上、当グループは特に、市場リスク、信用リスク、流動性リスク、産業および環境リスクなら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、当グループでは、以下に記載のとおり、活動の個別の分析、監視、管理および制御を行っている。

組織的な見地から、エネルは、金融リスク（市場リスク、信用リスクおよび流動性リスク）の管理および制御のために、グループレベルおよび部門／会社／事業ラインレベルの両方において、特別委員会に対して、戦略方針の設定およびリスク管理についての監視責任を委ね、リスクの管理および制御の任務および責任を特定する方針および手続を設定し、また営業制限体系を定義する、ガバナンス取決めを採用している。

市場の自由化および規制の動向に関連するリスク

当グループが事業を展開しているエネルギー市場は、現在、段階的に自由化が進められている。この自由化は、国ごとの異なるアプローチおよびタイムテーブルにより実施されている。

こうした経緯により、当グループは、新規参入者および組織的市場の発展から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、多様化およ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、発電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または規制制度の下で業務を行っている。かかる市場およびかかる制度下での業務に適用される規制の変更ならびに当グループが従わなければならない関連する指示および要件は、当グループの業務およ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、各国政府およ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、環境保護にあ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、将来大幅に増加する可能性のあるコストを強いるものである。この関係上、排出権市場の不安定性は状況の管理および監視を一層困難にする。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およびイタリアの立法の動向および施行を監視し、再生可能エネルギーおよび原子力に重点を置いた低炭素技術およ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。

市場リスク

業務の一環としてエネルは、多様な市場リスク、とりわけ、金利、為替相場および商品価格の変動に伴うリスクにさらされている。

当グループが採用した金融リスクのガバナンス取決めは、方針の設定およびリスク管理の監視、ならびに運用に責任を負う部署およびリスク管理を担当する部署の組織的分離の遵守を確保する、リスク管理、監視および制御プロセスの役割および責任を確立する当グループおよび各部門／各事業ラインレベルでの特別な方針に責任を負う特別な内部委員会を設置している。

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、当グループおよび各部門／各事業ラインレベルでの様々な種類のリスクの制限の運用システムを定めている。

市場リスクを当グループのリスク管理方針に定められた限度内に留めるために、エネルは、市場において取得されるデリバティブを使用している。

商品価格および供給の継続性に関連するリスク

事業の性質により、エネルは燃料およ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または卸販売業者向けの燃料供給およ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。

当グループはまた、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およびデリバティブを用いたヘッジ戦略の遂行について定めている形式的な手続を実施している。

商品リスクの管理および残存するデリバティブポートフォリオの詳細な検証については、連結財務諸表の注記41を参照のこと。

燃料供給障害のリスクを制限するために、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、輸送および貯留インフラの建設を奨励している。

為替相場リスク

当グループは、ユーロとその他の主要通貨の為替相場の変動により、外貨で表示される業績および財政全体をユーロに換算した際の価値が悪化するリスクにさらされている。為替相場リスク（主に米ドル建て）に対するエクスポージャーは、以下に起因している。

- ・国際市場における燃料または電力の購入または売却に関するキャッシュ・フロー
- ・外貨建ての投資、非連結外国子会社からの配当金または株式投資の購入もしくは売却に関するキャッシュ・フロー
- ・負債を有する会社の勘定通貨または機能通貨以外の通貨で表示される親会社または個々の子会社の金融負債
- ・公正価値で測定される金融資産または金融負債

連結財務書類もまた、ユーロ以外の通貨で表示される株式投資の連結価値に関連した為替相場リスクにさらされている（換算リスク）。

為替相場リスクは、当グループの金融リスク管理方針（換算リスクを除く為替相場の変動による影響を安定化させるもの）に従って管理される。これに向けて、当グループは、通常金融デリバティブの利用を伴う適切なヘッジ戦略を通じて、エクスポージャーの組織的なヘッジを確保する運用プロセスを展開した。

詳細については、連結財務諸表の注記41を参照のこと。

金利リスク

当グループがさらされている金融リスクの性質として、金利の変動により純財務費用の増加または公正価値で測定される資産もしくは負債の価値の悪化が生じる可能性を有することが挙げられる。

エネルグループに対する金利リスクへのエクスポージャーの主要な源泉は、変動利付金融負債に関連した金利の変動および市場の契約条件の変更による満期債務の借り換えの必要性である。

当グループの金利リスク管理方針は、正式なリスク・ガバナンスの手続の枠組み内で設けられたリスク・プロファイルの維持を追求しており、長期的な借入コストの抑制および業績変動の制限を行っている。かかる目標は、戦略的に当グループの金融資産および金融負債の性質を多様化することならびに店頭取引市場におけるデリバティブの利用を通じて追求される。

詳細については、連結財務諸表の注記41を参照のこと。

信用リスク

当グループは、商業上、また商品および金融事業により、信用リスクにさらされる。信用リスクとはすなわち、破産（不履行リスク）または市場価値の変動（スプレッド・リスク）に関して、相手方の信用力に関する予測不能な変化が債権者としての状況に影響を及ぼすという可能性である。

数年前から、金融市場の不安定性および不確実性ならびに世界的経済危機により、相手方による売掛金の平均的支払回数は増加している。信用リスクの最小化を実行するため、当グループの基本的方針は、信用の低下を迅速に察知するために、削減措置を実施する決定をして、またグループレベルでのエクスポージャーの統合および監視を可能にするために、信用エクスポージャーの測定のためのすべての主要部門／主要国／主要事業ラインにおける統一基準の適用を求めている。

商品取引に係る信用リスクに関して、エネルは、当グループ全体で統一した相手方の査定システムを使用しており、これはまた地方レベルで実施されている。2013年から、当グループの信用リスク委員会が承認したポートフォリオ限度額は、地域／国／事業ラインレベルと連結レベルで、適用および監視された。

デリバティブ取引を含む金融取引に関する信用リスクについては、主要なイタリアの銀行および国際金融機関からの高い信用格付を有する相手方を選択することによって、また、ポートフォリオの多様化、現金担保の換金のための信用取引契約の締結、または相殺契約の適用によってリスクが最小化される。2014年において、当グループの金融リスク委員会が承認した信用リスクに関する運用限度額は、内部評価システムを用いて、各地域／各国／各事業ラインレベルと連結レベルの両方で、再び適用および監視された。

信用リスクのさらに効率的な管理の一環として、これまで何年にもわたって当グループは、商業ポートフォリオの特定のセグメントにおいて、債権のノンリコース譲渡を実行してきた。部分的にはマクロ経済環境を考慮して、2011年度から、当該譲渡の利用は、地理的にも、小売販売以外の電力業界のその他のセグメントにおいて業務を行っている会社が請求しまたは請求すべき受取債権（例えば、発電事業、エネルギー管理業務の一環としての電力の販売、グリーン証書の販売または電力輸送サービスからの債権等）にも、拡張された。

上記の取引はすべて会計目的でノンリコース取引としてみなされ、そのため、当該譲渡資産に関するリスクおよび利益は射移転されたものとして、対応する譲渡資産は貸借対照表において全く認識されない。

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、市場におけるそのリスク性の認知またはシステム上の危機（信用収縮、国債危機等）に関連する要因により、債務を適時に履行できないまたは好ましくない条件でしか履行できないリスクである。

当グループの正式なリスク・ガバナンスの手続の一環として、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、および想定外の債務の履行に十分な健全な流動性バッファを維持することを目的としたリスク管理方針が設定されている。また、当グループがその中期およ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およびバランスのとれた満期日構成を定めた借入戦略を追求する。流動性要件は、主に通常業務によるキャッシュ・フローを通じて、過剰流動性の適切な管理を確保することにより満たされている。

当グループ内における流動性管理を最適化するために、エネル・エスピーエーは（直接およびその子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィを通じて）、資金および資本市場への集中アクセスを通じて当グループ会社の現金需要を満たしており、また、市場から直接資金調達を行うことができる当グループ会社に対しては管理および調整サービスを提供している。

近年の金融市場危機にもかかわらず、エネルグループの信用市場への継続的なアクセスの程度は際立っており、2014年において当グループは、合計2.4十億ユーロの債券発行を実行したが、そのうち1.6十億ユーロはエネル・エスピーエーによるハイブリッド商品であり、436百万ユーロはエンデサ・チリによるヤンキー債であった。

2014年度第4四半期において、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィは、2015年12月31日までに実行予定の総額4十億ユーロの負債管理プログラムを開始した。これは、過剰流動性の管理の最適化を意図しており、これにより、債務総額の減少、基金の平均費用の減少および満期日構成の改善が可能になる。

当社はその後、額面金額合計額762百万ユーロの自己社債の買戻しにより、最初の取引を実行した。

詳細については、連結財務諸表の注記40「金融商品」を参照のこと。

格付リスク

格付機関により付与された信用格付は、会社の多様な資金調達源へのアクセスの可能性やかかる資金調達の関連コストに影響を与える。格付の引き下げは資本市場へのアクセスを制限し、資金調達コストを増加させ、会社の業績および財務状態に悪影響を及ぼす可能性がある。

2014年末現在、イタリア共和国の国債の格下げ（これまでのネガティブな見通しのBBBと比較して、安定的な見通しのBBB-）にもかかわらず、スタンダード・アンド・プアーズは、エネルの格付を安定的な見通しのBBBと確認した。

かかる決定は、主に当グループの欧州外における広範な地理的および技術的多様性、ならびに当社が継続的なレバレッジ解消のための取組みおよび規制業務による多大な貢献により、現在の格付に見合った業績および財政目標を達成し、それを維持するとの予想を反映したものである。

当年度末現在、エネルは、（ ）スタンダード・アンド・プアーズより安定的な見通しの「BBB」、（ ）フィッチより安定的な見通しの「BBB+」、そして（ ）ムーディーズよりネガティブな見通しの「Baa2」を付与されている。

カントリーリスク

これまで、エネルグループの収益の50%超は、イタリア国外で生み出されてきた。当グループの主な国際展開は、ラテンアメリカおよびロシアを中心に広がり、そのため、当グループは、かかる国々の政策表明等が収益に悪影響をもたらし得るまたは会社の資産を危機にさらし得るマクロ経済上、財務上、規制上、市場上、地理上および社会上のリスクといった、カントリーリスクにさらされるリスクを評価することが求められている。このリスク形態を軽減するため、当グループは、当グループの業務を行っている地域におけるカントリーリスクのレベルを具体的に測定するカントリーリスク算定モデル（シャドー・レーティングアプローチを用いている）を採用した。

全体的に、世界経済は、2014年において経済活動の弱気な回復を経験し、今後2年間において未だに逆戻りのリスクの恐れがある。6年前の金融危機以前の期間におけるよりもより緩やかに拡大している世界貿易は、昨年秋まで勢いを増すべく苦闘した。

ヨーロッパにおいては、内需および外需の増加、金融政策の極めて緩和的な立場および広く中立的な財政政策により、2015年の成長率は、欧州連合全体では1.7%、ユーロ圏では1.3%まで上昇することが見込まれており、2016年においてはそれぞれ2.1%および1.9%まで上昇すると見込まれている。

欧州全体における成長の見込みは、投資にとって不利な環境および高い失業率により未だに弱められている。しかしながら、昨秋の主要な発展は、短期の見通しを改善した。石油価格は以前よりもより急速に下落し、ユーロは急激に下落し、ECBは量的緩和プログラムを開始すると公表し、欧州委員会は欧州の投資計画を提示した。これらの要因のすべてが、成長にプラスの影響を及ぼす。

米国経済のマクロ経済予測は、非常に拡張的な金融政策の立場および大幅に下落した失業率についての極めて肯定的なデータを反映して、極めて楽観的である。

世界のその他の地域の見通しは、いまだに肯定的であるが、入り混じっている。日本では、2014年4月の消費税の引上げが、予想以上に経済に損害を与えた。今後の四半期における金融政策の拡張的な立場を前提として、日本経済は、緩やかな成長に回帰するはずである。中国では、経済活動は、依然として比較的堅調だが、構造的に低率（6-7%）であり、同国が達成した発展の水準および労働力が示す制約の可能性を前提とすれば、ほとんど驚くに値しない。その他の主要な新興経済における状況は、変化している。すなわち、インド経済が勢いを増している一方で、ブラジルにおける回復は不安定である。ロシアの予測は再び悪化している。すなわち、ウクライナに対する地政学的緊張および石油価格の下落の結果、同国は、外国為替危機を引き起こす恐れのある景気後退に陥っている。中東および北アフリカにおける警戒態勢は、地域および世界的なバランスにおいて継続的な変化を引き起こす可能性があるシリアおよびリビアにおける動向と、その結果として生じる世界のマクロ経済環境に影響を及ぼす可能性のある不確実性のため、依然として高い。

産業および環境リスク

エネルのプラントにおいて業務を一時的に中断させる故障や事故は、当グループの事業に関連する追加的なリスクを表している。

産業および環境リスクは、統計的モデリング技法を使用する、グローバル発電事業ラインにより管理されており、かかる技法は、プラント/送電網/プロジェクトそれぞれの確率および金銭の面においてリスクを評価する。典型的な産業リスク・モデル（事業中断、運営および維持）に加えて、エネルは、地震に関連する災害リスクを測定する開発モデル、火災リスクを評価するモデルならびに空気、水、土地および地表下といった環境のあらゆるセグメントを含むリスクに対する各プラントのエクスポージャーを評価する環境モデルを有している。このすべてが、最も危機的な地域を特定してプラントの産業的価値を保護するための適切な措置を準備する目的をもって、行われる。

2014年において、エネルは、アップストリームガス地域の産業および環境リスクのための評価モデルを開発した。

さらに、当社は、インフラストラクチャーおよびネットワーク事業ラインが管理する配電網の運営に関するリスクを評価する訓練も実施した。

かかるリスクを最小限に抑えるため、当グループは、リスクの特定および管理を目的とした予防的・予測的なメンテナンス手法および技術調査ならびに国際的なベストプラクティスへの依拠を含む、優れた予防・保護戦略を採用している。

残存リスクは、会社の資産を保全し、電力およびガスの生産および販売の際に生じる可能性のある事故（汚染を含む。）により第三者に損害が及んだ場合の賠償責任補償を提供する特定の保険契約により管理している。

発電業務を行う市場においてコスト・リーダーシップを維持し発展させる戦略の一環として、当グループは、発電所の開発、改良および再転換に関する数多くのプロジェクトに関与している。これらのプロジェクトは一般に、建設活動に関するリスクにさらされるが、当グループは、特定の保証の提供を供給業者に対して要求すること、また可能な場合には、建設リスクのすべての段階に対して保険による担保を取得することにより、かかるリスクを軽減している。

新たなリスク評価モデルはまた、リスク管理を計画するために開発され、これにより、当グループは、資本の徹底的イニシアチブの一環として、商業的操業日の延期の量的かつ統計的側面及び関連リスク（環境要因により引き起こされるリスクを含む。）による投資費用の増加の可能性を測定することができた。

原子力発電に関して、エネルは、スロベンスケ・エレクトラーネを通じてスロバキアにおいて、エンデサを通じてスペインにおいて事業を行っている。原子力業務に関して、当グループは事業リスクにさらされており、とりわけ、事故、安全性の問題、テロ行為、自然災害、設備の機能不全、蓄電の機能不全、ならびに原子力原材料の移送、運搬および取扱いに関して追加的なコストに直面する可能性がある。原子力事業者は、国際協定に基づく特別な法律により、エネルが原子力事業を行っている国において、核燃料の使用および輸送に関するリスクについての責任を補償するための保険に加入することを義務付けられている（当該補償には上限があり、また、法律で規定されるその他の条件に従う。）。その他の緩和措置については、国際的なベストプラクティスに従っている。

5【経営上の重要な契約等】

ハイブリッド金融商品の発行

2013年5月7日付の取締役会決議を実行して、2014年1月8日、エネルは、総額約1.6十億ユーロのユーロおよびポンド建の平均満期約61年間のハイブリッド劣後債の様式による、国際市場での機関投資家向け非転換型社債のマルチ・トランシェの発行を開始した。

かかる発行は、2013年3月13日に金融界に発表された事業計画において規定されるエネルグループの財務構造を強化するための措置の一環を成す。

かかる取引は以下の2トランシェにより構成された。

- ・2075年1月15日を満期日とし、初回早期償還日である2020年1月15日までは年率5%の固定クーポンが付される、発行価格が99.368の1,000百万ユーロ。かかる初回早期償還日から満期日まで、利率は、5年のユーロスワップレートプラス364.8ベースポイントに、2025年1月15日からは25ベースポイントのステップアップ金利、2040年1月15日からはさらに75ベースポイントを上乗せした値となる。
- ・2076年9月15日を満期日とし、初回早期償還日である2021年9月15日までは年率6.625%（約5.60%の利率でユーロにスワップされる。）の固定クーポンが付される、発行価格が99.317の500百万ポンド。かかる初回早期償還日から満期日まで、利率は、5年のポンドスワップレートプラス408.9ベースポイントのスプレッドに、2026年9月15日からは25ベースポイントのステップアップ金利、2041年9月15日からはさらに75ベースポイントを上乗せした値となる。

かかる募集は、ユーロ建トランシェに関しては、バンカ・イミ（Banca Imi）、バンコ・ビルバオ・ビズカヤ・アルジェンタリア・エスエー（Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.）、BNPパリバ、クレディ・アグリコル・CIB、ドイツ銀行、ING、JPモルガン、メディオバンカ、ナティクシス、ソシエテ・ジェネラル・コーポレート・アンド・インベストメント・バンキング、ユニクレジット・バンクが、ポンド建トランシェに関しては、パークレイズ、BNPパリバ、ドイツ銀行、HSBC、JPモルガン、ロイヤル・バンク・オブ・スコットランド、サンタンデール・グローバル・バンキング・アンド・マーケッツ、UBSインベストメント・バンクが組成する銀行のシンジケート団によって実施された。

メキシコにおける地熱発電およびスマート・グリッドの開発についての契約

2014年1月13日、エネルは、メキシコの電力研究機関であるインスティチュート・デ・インヴェスティガシオネス・エレクトリカス（Instituto de Investigaciones Eléctricas）と、地熱発電およびスマート・グリッドにおける協力を目的として、覚書を締結した。かかる契約を通じて、2当事者は、それぞれの関心分野におけるパイロット・プロジェクト、研修プログラムおよびテクノロジー伝達により、スマート・グリッドおよび地熱発電に関する情報および経験を交換して協力する。

メキシコ政府は、効率性およびサービスの質を改善させるため、国のスマート・グリッド・プロジェクトを実施することを目指している。これは、発電の多様化によりもたらされ、国のエネルギーミックスにおける再生可能資源の寄与を高めることにより供給の安全性を強化させるための鍵になる。

コエルチェの15.18%の持分の追加取得

ラテンアメリカにおける株式投資の再編成の一環として、2013年のエネルシスの増資後、2014年1月14日に、エネルグループのチリにある子会社であるエネルシスは、ブラジルで配電セクターにおいて事業を行っているコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（コエルチェ）（Companhia Energética do Ceará (Coelce)）（以下「コエルチェ」という。）（既に間接的にその約58%を保有している。）の約42%の友好的公開買付けを開始した。募集期間の終了後、2014年2月17日に、エネルシスは、ブラジルのボヴェスパ（Bovespa）証券取引所においてを約242百万米ドル（176百万ユーロ）でコエルチェの15.13%を追加取得した。普通株式についてのみ、ブラジルの法律に従って、募集に応じなかった株主に決断するために必要な時間を付与するために、さらに90日間募集が続けられた。追加購入を考慮に入れ、募集期間の終了時にエネルシスが保有する株式数は、ブラジルの会社の株式資本の15.18%となった（総費用180百万ユーロ）。

アルティック・ロシアの処分における価格修正

2014年1月15日に、エニは、エニ・インターナショナルを通じて保有するエニのアルティック・ロシア持分60%をロシアの会社であるヤマル・ディベロップメント（Yamal Development）に売却することを発表した。エニのアルティック・ロシア持分40%の売却の完了に先立ちイテラ（Itera）およびエネルグループにより締結された契約を考慮して、当グループは、イテラに対して、約112百万米ドルまでアルティック・ロシアの価格を修正することを求め、それは2014年7月11日に回収された。

EGPはバンコ・サントデルから153百万ユーロの貸付を受けた

2014年3月24日、EGPは、オランダの子会社のエネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィーを通じて、バンコ・サントデル（Banco Santander）を貸手かつ唯一のエージェントとする153百万ユーロの貸付契約を締結した。かかる契約は、スペインの輸入信用機関（以下「CESCE」という。）により保証されている。かかる12年の貸付は、市場ベンチマークに沿った利率が付され、またメキシコに所在する風力ファームへの投資の資金調達を目的としている。

中国国家電網会社との覚書

2014年4月8日、エネルは、世界最大の配電および送電会社であり、中国の当該セクターにおける主導者である中国国家電網会社と北京で覚書を締結した。かかる契約は、持続可能な都市開発のためのスマート・グリッド・テクノロジー分野での協力および再生可能資源による発電における経験の共有に重点を置いている。

米国からガスを供給するための契約

2014年4月8日、エネルは、年間合計3十億立方メートル（そのうち2十億立方メートルはイベリア市場向け、約1十億立方メートルはイタリア市場向け）の、米国のシェールガスフィールドからのLNG（液化天然ガス）の供給について、チニア・エナジー（Cheniere Energy）の子会社であるコーパス・クリスティ・リクエファクション（Corpus Christi Liquefaction）と2つの20年契約を締結した。これらの契約により、エネルは、今後数年間のガス供給ポートフォリオの多様性および柔軟性を高めた。

これらは、10年の更新オプションの付された20年の期間の契約であり、2018年に開始される予定の最初の受け渡しから実施される。

かかるガスは、チニア・エナジーがテキサス海岸（かかる国の主なガスパイプラインがしっかり結合される地域）に建設しているコーパス・クリスティ・ターミナルで、本船甲板渡し条件（FOB）ベースで（従って、輸送先指定に完全な柔軟性がある。）、LNGとして供給される。そこから、かかる燃料は当グループの再ガス化施設に輸送される。

インヴェルシオネス・ガス・アタカマの50%の追加取得

2014年4月22日、エンデサ・チリは、サザン・クロス（Southern Cross）から総額309百万米ドル（約224百万ユーロ）でインヴェルシオネス・ガス・アタカマ（Inversiones Gas Atacama）の50%の取得を完了した。2007年8月に2当事者間により締結された株主間契約を終了させるかかる取得の結果、当グループは、間接的に174百万ユーロの帳簿価額のチリの会社を100%保有する（以前は50%保有していた）。購入価格はまた、アタカマ・パシフィック・エナジー・ファイナンス（Atacama Pacific Energy Finance）（サザン・クロスの子会社）に付与された貸付（取引日付で約29百万米ドル（約22百万ユーロ））を含む。インヴェルシオネス・ガス・アタカマは、チリ北部に781MWの発電容量の火力発電所、メジロネス（Mejillones）およびタルタル（Taltal）の都市間のガスパイプラインならびにチリとアルゼンチンを結ぶ別のパイプラインを運営している。

ジェネランデス・ペルーの39%の追加取得

2014年4月30日に、チリにある子会社であるエネルシスは、413百万米ドル（約300百万ユーロ）でインキア・アメリカス・ホールディング・リミテッド（Inkia Americas Holding Limited）からジェネランデス・ペルー（Generandes Perú）（エデジェルの54.2%を保有する会社である。）の株式資本39%を取得する契約を締結した。

バッファロー・デューンズ・ウィンド・ファームの支配権の取得

2014年5月12日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、GEキャピタルの子会社であるEFSバッファロー・デューンズ・エルエルシー（EFS Buffalo Dunes, LLC）から、約60百万米ドルで、250MWの発電容量を有するバッファロー・デューンズ・ウィンド・ファームを運営するバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト・エルエルシーの「クラスA」株式の26%を追加購入する契約を締結した。

追加持分を購入するオプションは、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカおよびGEキャピタルの子会社の間の当初の契約に規定された。かかる取引は、連邦エネルギー規制委員会による承認をもって完了した。エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカは、それゆえ、ウィンド・ファームを運営する会社の「クラスA」株式の75%を保有し、一方GEキャピタルの子会社は25%の株式を保有する。

バッファロー・デューンズ・ウィンド・ファームはカンサス州に設置され、2013年12月以降稼働しており、昨年営業を開始した米国における最大の風力プロジェクトであった。かかるプラントは、投資総額約370百万米ドルを要し、長期電力購入契約によりサポートされている。

7月に、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およびEFSバッファロー・デューンズは、かかるプロジェクトのために約260百万米ドルの融資を得るために、ウェルズ・ファargo・ウィンド・ホールディングス・エルエルシー（Wells Fargo Wind Holdings LLC）、メトロポリタン・ライフ・インシュアランス・カンパニーおよびステート・ストリート・バンク・アンド・トラスト・カンパニーとともにJPMキャピタル・コーポレーションを主幹事とするコンソーシアムと、資本拠出契約を締結した。

ブラジルにおける再生可能資源の開発のためのEGPおよびIFCの200百万米ドルの貸付契約の締結

2014年5月15日、EGPは、エネル・グリーン・パワー・グループのブラジルの子会社のホールディング・カンパニーである、ブラジルの子会社であるエネル・ブラジル・パルティシパコエス・エルティーディーイー（Enel Brasil Participações Ltda.）を通じて、ワールド・バンク・グループのメンバーであるIFCと、200百万米ドルの貸付契約を締結した。かかる貸付は、ブラジルの北東部に位置するパイア（Bahia）、ペルナンブーコ（Pernambuco）およびリオ・グランデ・ド・ノルテ（Rio Grande do Norte）の各州に300MW超の発電容量を有する風力プラントを建設するために融資援助される予定である。

かかるIFCの10年貸付は、市場ベンチマークに沿った利率が付され、EGPにより発行された親会社保証により保証される。

中国の主導的な電力会社との覚書

2014年6月11日、エネルは、中国の主導的な電力会社である中国華能集団および中国核工業集団のトップらと2つの契約を締結した。

二酸化炭素の回収および貯蔵の分野において2009年に開始された共同事業に続いて、エネルおよび中国華能集団は、科学的および技術的協力の分野における共同努力、在来型および再生可能エネルギー資源からの電力の利用についてのプロジェクトの展開、社会経済、持続可能な開発、政策および規制の分野におけるマネジメント・リサーチならびに炭素資産および炭素戦略のマネジメントを着実に進めながら、関係性をさらに広げ、深めていくことを決意した。

中国の原子力プログラムのあらゆる面について責任を有する国営会社である中国核工業集団との覚書は、原子力プラントの開発、設計、建設、運営および維持に関する情報および最善の実務の共有についての枠組みを規定する。

米国における2基の風力発電所に係る資本拠出契約

2014年7月8日、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（以下「EGP NA」という。）は、JPモルガン投資銀行を主幹事とするコンソーシアムと、約400百万米ドルの資本拠出契約に署名した。かかる契約に基づき、コンソーシアムは、オクラホマ州にある150MWのオリジン風力発電プロジェクトならびにオクラホマ州およびテキサス州における200MWのグッドウェル・プロジェクトに対して融資を行うことを約束した。このコンソーシアムは、かかる契約に規定された要件を遵守したうえで、オリジンの発電所の運転開始に際し、2014年11月にオリジンに対して資金を支出しており、また2015年第4四半期にはグッドウェルへの資金の支出を行う予定である。このプロジェクトはいずれも長期電力購入契約を伴うものである。かかる契約の枠組みの中で、JPモルガンを主幹事とするコンソーシアムは、EGP NAに対して総額約400百万米ドルの資本拠出を行う予定である。これと引換えに、コンソーシアムは議決権の制限された株式持分を受け取るることとなる。この持分により、コンソーシアムは、オリジンおよびグッドウェルのプロジェクトによる一定の割合の税制優遇を受けることができる。

アイセン水力発電プロジェクトに係るチリ政府の決議

2014年7月9日、チリ政府の閣僚委員会は、市民および地域社会により提出された申立てに応じて、決議第569号および第570号を公布した。かかる申立ては、エンデサ・チリとコルバン（Colbun）の間のジョイント・ベンチャーであるセントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン（Centrales Hidroeléctricas de Aysén）により提案された水力発電プロジェクトにつき環境許可を付与した旨の、アイセン地区評価委員会（Comisión de Evaluación de la Región de Aysén）により公布された先の決議第225 / 2011号を無効とすることを求めるものであった。

コルバンは、2014年7月14日にこれらの決議の通知を受けた。受領した書類の評価を行った後に、当社は現在、チリにおける当グループの利益を最大限に守るために法律選択肢を分析している。

スロバキアおよびルーマニアにおける株式投資の処分の開始

2014年7月10日の会合において、エネル・エスピーエーの取締役会は、2014年-2018年事業計画に規定された当グループの財務構造を強化するために実施されている処分計画における進展を精査した。より具体的には、最高経営責任者は、かかる計画の一環として、取締役会に対してエネルグループが行う可能性のある処分には以下のものが含まれると通知した。

- ・スロバキアの大手発電会社で、80%近くの市場シェアを有するスロベスケ・エレクトラーネ（エネル・プロデュツィオーネを通じてエネルにより保有）の66%。
- ・エネル・ディストリビューティー・ムンテニアおよびエネル・エネルギー・ムンテニアの64.4%、エネル・ディストリビューティー・バナト、エネル・ディストリビューティー・ドロジャおよびエネル・エネルギーの51%、ならびにサービス会社であるエネル・ルーマニアの100%（いずれもエネル・インベストメント・ホールディングを通じてエネルにより保有）。

スロバキアとルーマニアについては、当グループは子会社およびその非支配株主（国有企業または事業体）に対して、処分過程の開始を正式に通知し、財務顧問（スロバキアの資産に関してはBNPパリバとドイツ銀行、ルーマニアの資産に関してはシティグループとウニクレディット）および運営に係るサポートを提供する法律顧問を任命した。

2015年2月25日、取締役会は、新たな事業計画に規定されたガイドラインに基づき、ルーマニアにおける資産の分配および販売の処分過程を停止し、スロバキアにおいて保有される発電資産の処分を継続することを決定した。

詳細については、「注30 売却目的資産および負債」を参照のこと。

EGP、シャープおよびSTマイクロエレクトロニクス間で達した合意

2014年7月11日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエー（以下「EGP」という。）およびシャープ株式会社は、オフテイク契約（EGP、シャープおよびSTマイクロエレクトロニクス間の対等保有のジョイント・ベンチャーである、カターニアの3 SUNの工場が製造した太陽光発電パネルの全発電量をEGPとシャープが購入することを約束した契約）より生じるシャープの義務をEGPが引き受けることで合意に達した。かかる工場で製造されたパネルは、とりわけ高温用途に適しており、南アメリカおよび北アフリカを含め、当社の2014年-2018年事業計画において構想された様々な地理的地域において太陽光発電所を建設するためにEGPにより利用された。シャープによりEGPに対して支払われる価格は、95百万ユーロと定められ、複数に分けて分割払いされ、最後の支払いは2015年3月に行われる予定である。この契約に従い、2014年7月22日に、EGPは、3 SUNの工場において製造された太陽光発電パネルを利用する太陽光発電所の開発、建設および運転を行うために設立された対等保有のジョイント・ベンチャーである、エネル・グリーン・パワー・アンド・シャープ・ソーラー・エネルギー・エスアールエルにおけるシャープの50%の持分を（30百万ユーロで）取得した。この取得により、当グループはエネル・グリーン・パワー・アンド・シャープ・ソーラー・エネルギーの100%の支配力を有することとなった。

最終的に、2014年7月23日にEGPはかかるジョイント・ベンチャーの別のパートナーであるSTマイクロエレクトロニクスとの契約を締結し、かかる契約に基づきSTマイクロエレクトロニクスはEGPに対して15百万ユーロを支払い、これによりSTマイクロエレクトロニクスはジョイント・ベンチャーへの参加に付随する義務またはEGPに関する義務を完全に免れることとなる。この合意では、3 SUNにおけるその他のジョイント・ベンチャー参加者であるシャープ株式会社とSTマイクロエレクトロニクスにより保有されていた持分をEGPが買い上げることが定められている。この契約は、貸出銀行および（必要な場合は）管轄当局の承認を得ることにより有効となる。

定款の変更

2014年7月20日、エネル・エスピーエーの取締役会は、戦略的産業におけるイタリア政府の特別権限に関する2012年3月15日付法令第21号（2012年5月11日付法律第56号による修正をもって法律に移行された。）により導入された規定を確実に遵守し、また（主にストック・オプション制度の提供において）株式資本を増やすための数多くの承認（かつて承認され、現在でも遂行されているかまたはもはや効力のないもの。）への参照をなくすことを目的として、多くの定款の修正を承認した。

エデジェル の21.1%の取得

2014年9月4日に、エネルグループのチリにある子会社であるエネルシスは、1,524MWの発電容量を有するペルーの発電会社であるエデジェルの過半数の持分を取得するために前年4月に開始された活動を無事に完了した。この取引には、インキア・アメリカス・ホールディング・リミテッドがジェネランデス・ペルー（54.20%の保有をもってエデジェルを支配する会社である。）において間接的に保有するすべての株式を、（株式資本の39.01%に相当する）421百万米ドルで取得する取引が含まれていた。これにより、エネルシスは現在、エデジェルにおいて58.6%の直接的および間接的持分を有しており、その持分をすでに子会社であるエンデサ・チリを通じて間接的に保有されていた37.5%から21.1%増加させている。

電気自動車のためのハブジェクトとの合意

2014年9月24日、エネル・ディストリブツィオーネとハブジェクト（Hubject）（2013年以降、120超のオペレーターをまとめた欧州のeローミングのプラットフォームを運営してきたドイツの会社）は、かかる両当事者が欧州全体に及びeローミングのプラットフォームの開発に向けて協力するという覚書に署名したことを発表した。eローミングを通じて、電気自動車のドライバーは、自分たちが顧客となっている公共事業体により保有または運営されていない施設において自動車の充電を行うことができる。この合意の目的は、シチリアからラップランドにわたる全域において、約5,000ものステーションで電気自動車の充電を可能にすることである（この場合顧客の通常の公共料金の請求額は自動引き落としされる。）。

eローミング分野におけるエネルとハブジェクトの提携は、業界、エネルギー部門、電気自動車製造会社、地元当局、大学および研究機関から集めた43のパートナーが一体となった電気自動車に関する欧州の研究プロジェクトであるグリーン・エモーション（Green eMotion）の主な成果の1つである。

アルジェリアにおけるアップストリーム認可の取得

2014年9月30日、エネルは、多国籍企業であるドラゴン・オイル（Dragon Oil）と協同で、アルジェリアの国家石油ライセンス供与機関により2014年1月に開始された、炭化水素の探査および開発協定を認める4回目の入札の枠組みにおいて、2つのガス探査区画を付与された。

エネルは、南東アルジェリアのムサリ・アカブリ（Msari Akabli）のパートナーシップの70%を保有することとなり、これにより前途有望な石油とガスの発掘がすでに開始されている。エネルはプロジェクトのオペレーターを務め、一方でドラゴン・オイルは残りの30%を保有する予定である。

多くの生産油田のある地域で、エネルが南東イリジ許可をすでに有している、西アルジェリアのイリジ地域に位置するティンヘルト・ノルド（Tinrherth Nord）において、エネルはパートナーシップの30%を保有し、（プロジェクトのオペレーターを務める）ドラゴン・オイルは70%を保有する予定である。

中国銀行との覚書

2014年10月14日に、エネルは中国の銀行セクターにおける主導者である中国銀行との覚書に署名した。この合意は、今後5年間にわたり、将来的な潜在力のある金融取引の協同評価を請け負うことを要求するものである。特に、中国銀行は、エネルとの協同評価に従い、その本店および世界中のネットワークを通じて、エネルに対して上限1十億ユーロの潜在的な融資枠を供与できると宣言している。これらの融資枠には、ローン、与信サポートならびにプロジェクト・ファイナンスおよび貿易金融が含まれており、これらが採用された場合には、中国やその他の地域におけるエネルグループのプロジェクトへの融資に部分的に利用される予定である。さらに、人民元の通貨市場における経験に基づき、中国銀行はかかる市場における運営について、エネルに対して助言サービスを提供する予定である。これに対して、エネルは世界的な人民元建ての取引について中国銀行を戦略パートナーとみなし、中国銀行との取引について人民元を基本通貨として利用する可能性を考慮に入れる予定である。中国銀行が提供するその他のサービスには、ヘッジ商品、財務コンサルティング、ならびに中国およびアジア地域における戦略パートナーとの関係に対する支援が含まれる予定である。

エネル・ファイナンス・インターナショナルによる社債の買戻し

2014年10月31日、エネルの完全保有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、2014年10月20日から27日の間に行われた拘束力のない株式公開買付けに従い、自らが発行し、ダブリン証券取引所に上場されたエネルの保証付の社債を総額約762百万ユーロで購入した。

この活動は、エネル・ファイナンス・インターナショナルの財務運営の最適化に向けた努力の一環として行われ、満期と債務返済費用を積極的に管理することを目的としたものである。

財務報告書の作成につき責任を負う役員の任命

2014年11月4日、エネルの取締役会は、監査役会の賛成意見を受けて、ルイジ・フェラーリ（Luigi Ferraris）に替わり、2014年11月12日よりアルベルト・デ・パオリ（Alberto De Paoli）をエネル・エスピーエーの財務報告書の作成につき責任を負う役員として任命した。同氏はまた、同日より当社の最高財務責任者としてのルイジ・フェラーリの後任となる。

エスイー・ハイドロパワーおよびエスエフ・エネルギーの売却に関する合意

2014年11月7日、エネル・プロデュツィオーネおよびソシエタ・エレクトリカ・アルトアテシナ・エスピーエー（Società Elettrica Altoatesina SpA）（ボルツァーノの自治州により支配された会社であり、以下「SEL」という。）は、エスイー・ハイドロパワーおよびエスエフ・エネルギーにおけるエネル・プロデュツィオーネの保有持分を総額400百万ユーロで売却する契約を締結した。

より具体的には、エネル・プロデュツィオーネのエスイー・ハイドロパワーにおける保有持分40%の売却価格は総額345百万ユーロとなると見込まれている。この取引の完了は、イタリアの独占禁止当局からの承認を受け、SELが上記の株式保有分を購入するために銀行から融資提供のコミットメントを取得することを条件とする。

エネル・プロデュツィオーネのエスエフ・エネルギー（その株式資本はエネル・プロデュツィオーネ、SELおよびドロミティ・エネルギー（Dolomiti Energia）により同額で保有されている。）における保有持分の売却価格は、総額55百万ユーロとなると見込まれている。この取引の完了は、株主であるドロミティ・エネルギーにより比例配分で保有される優先買取権に従い、またSELが上記の株式保有分を購入するために銀行から融資提供のコミットメントを取得することを条件とする。

この取引は、エネルが市場に向けて発表した処分計画の一環であり、これにより当グループは、その連結純金融負債を、およそ上記に報告された総額に相当する金額分だけ減らすことができるであろう。

EGPIはバンコ・サンタンデル（Banco Santander）と104百万米ドルの融資契約を締結した

2014年11月14日、その完全保有子会社であるドミニカ・エネルギー・リンピアを通じて活動するEGPIは、貸し手、単独幹事会社および代理業者としてのバンコ・サンタンデルと104百万米ドルの融資契約を締結した。この契約はスペイン輸出信用機関（以下「CESCE」という。）により保証されている。

15年間のターム・ローンは、EGPIにより発行された親会社保証により保証されている。このローンは、会社の100MWの「ドミニカ」風力発電所に対して行われる投資を支援することを目的としており、その額はおよそ196百万米ドルである。

メキシコのサン・ルイス・ポトシ州のチャカス自治区にある運転中の発電所は、2 MWのタービン50基で構成され、年間260GWhまで発電することができる。

このローンは、市場のベンチマークに沿った金利で利息が発生し、2014年においてCESCEの保証付でバンコ・サンタンデルよりエネル・グリーン・パワー・グループに対して提供された2番目のローンであり、これによりかかるローンに関連する全体の金額は230百万ユーロ超まで増額された。

エネルは、CDPイタリア・クライメート・ディスクロージャー・リーダーシップ・インデックス2014およびSTOXXグローバルESGリーダーズ・インデックスに認定された

2014年11月19日、エネルグループはCPDイタリア100気候変動レポート2014において公表された、名誉あるCDPイタリア・クライメート・ディスクロージャー・リーダーシップ・インデックス2014に認定された。エネルは、かかるインデックスにおいて、持続可能な経済を促進する国際的なNGOであるCDPを通じて市場に対して提供した気候変動データの質、包括性および透明性に関して、先進企業としてランクインした。

エネルはさらに、強力な環境・社会・ガバナンス（ESG）活動を示している企業の実績を測るために策定されたベンチマークである、STOXXグローバルESGリーダーズ・インデックスに初めて認可された。このインデックスは、ドイツおよびスイスの証券取引所がともに保有する金融サービス供給会社であるSTOXXリミテッド（STOXX Limited）により設定されたものである。

イベリア半島およびラテンアメリカにおける事業再編

再編計画の承認

2014年7月30日、エネル・エスピーエーの取締役会は、イベリア半島およびラテンアメリカにおける当グループ事業の再編についての計画を承認した。このプロジェクトの主な目的は以下のとおりである。

- ・当グループの新たな組織構造に沿った会社構造を整える。それにより、ラテンアメリカにおいて運営している会社の一連の管理を簡素化し、当グループのキャッシュ・フローの最適化の条件を創出する。
- ・最新の事業基盤の展開に重点を置き、かつスペインおよびポルトガルにおける事業の競争力を活用した新たな事業計画により、イベリア半島のエネルギー市場における主導的な会社としてのエンデサの事業に重点を置く。

エネルシスおよびエンデサ・ラティノアメリカの持分の取得に係るEEEからエンデサに対する拘束力のある提案

2014年9月11日、取締役会は以下について合意し、承認した。

- ・エネル・エネルギー・ヨーロッパ（以下「EEE」といい、スペインにあるエネルの完全保有子会社であり、一方エンデサの92.06%を保有する。）によりエンデサに対して提示された、エンデサが直接的および間接的に保有するチリの会社であるエネルシス（ラテンアメリカ事業の親会社である。）の60.62%の持分の取得に係る拘束力のある提案。より具体的には、取得される持分は、エンデサにより直接保有されているエネルシスの20.30%およびエンデサ・ラティノアメリカ（エネルシスの40.32%を保有する。）の100%である。この提案では、8,252.9百万ユーロ（215.0チリ・ペソ（2014年9月10日における為替レートで0.28ユーロ相当）のエネルシス株式の暗黙の価格に基づく。）から、諸経費およびエンデサ・ラティノアメリカの純負債（マイナス144百万ユーロ相当）を差し引いた額を上記の持分の購入総額と定めている。かかる価格は、これらの事業について一般に承認され、メディオバンクを財務顧問として交付された公正意見書により裏付けられた国際評価手続および方法を利用して決定されたものである。
- ・EEEにより同時に提示された、エネルシスの60.62%の売却に関しエンデサが受領した対価に相当する額の臨時現金配当をエンデサが分配することについての提案。その支払いは、売却の実行によって決定されることとなる。

エネルシスの60.62%の購入に関する提案には、とりわけかかる取引の完了日から2年間の期間に、エネルシスの株式資本における持分のエネルグループ以外の購入者に対する現金での売却（直接的または間接的な）保有持分の合計を60.62%未満まで減少させるもの。）があった場合は、かかる売却において基づいたエネルシスの株式1株当たりの価格とエネルシスの60.62%の購入において基づいたエネルシスの株式1株当たりの価格のプラスの差額に、売却されたエネルシスの株式の数を乗じた金額を、EEEがエンデサに対して支払うという条項が規定されている。

エンデサの取締役会によるEEEの提案の承諾

エネルシスの60.62%の売却および臨時現金配当についての提案は、いずれもその後エンデサの取締役会により検討された。2014年9月17日、取締役会はその事業を承認し、再編計画が経済的、財務的、法律のおよび戦略的な観点からエンデサの会社の利益に沿っていることを実証する権限を与えられており、その全員が独立取締役により構成される特別内部委員会により策定された提案に基づき、株主総会の承認を求めてEEEの提案を提出している。

エンデサの取締役会による、臨時配当の分配およびエンデサの新しい配当政策についての承認

2014年10月7日、エンデサの取締役会は、会社の事業計画の改訂を行う中で、以下について議論し、承認した。

- ・より均衡の取れた効率的な財務構造を構築する目的で、2014年の利益に係る中間配当という手段による、1株当たり6.00ユーロ、総額で6,353百万ユーロ相当の追加の臨時現金配当の分配。この配当金は、チリの会社であるエネルシスの株式資本においてエンデサが直接的および間接的に保有していた持分60.62%のEEEに対する売却に関して、2014年9月17日に公表され、2014年10月21日の臨時株主総会においてエンデサの株主に対して承認を求めた、1株当たり7.795ユーロ、総額で8,253百万ユーロ相当の臨時配当に加えて支払われる。
- ・2014年-2016年の財務年度に係る新たな配当政策。これはエンデサにより生み出されることが期待されているより大きな現金の流れを前提としており、以下が含まれる。
 - 2014年について、上記の1株当たり6.00ユーロおよび1株当たり7.795ユーロの2回の臨時現金配当に加え、1株当たり0.76ユーロ、総額で約800百万ユーロ相当の普通現金配当の分配。2015年にその支払いが行われる予定である。
 - 2015年および2016年について、1株当たり0.76ユーロの普通現金配当を少なくとも5%年次増加させるという目標。
 - 普通配当の支払いは、エンデサの主要な競合会社のしきたりに従って、1月および7月において2回に分けて行われる予定である。

EEEの提案のエンデサの株主総会による承認および配当の分配に係る決議

2014年10月21日、エンデサの株主総会は、エンデサの取締役会により提示された上記のエネルシスの取得および2回の臨時現金配当の分配に関する拘束力のある提案を承認した。

EEEによるエンデサの一部の株式資本の市場における募集に係るエネル・エスピーエーの取締役会の決議

最終的に、2014年11月4日、取締役会はエネル・エネルギー・ヨーロッパによるエンデサの株式の市場における募集を承認した。募集を予定された当初の価額は、エンデサの株式資本の17%に相当し、最大で22%にまで達する可能性がある。かかる募集にはいずれの場合でもグリーンシュール・オプションが含まれており、かかるオプションに基づきジョイント・グローバル・コーディネーターは募集を予定された株式の最大15%までを取得することができる。

エンデサ株式の公募

2014年11月6日、スペインの証券市場委員会(Comisión Nacional del Mercado de Valores)(以下「CNMV」という。)は、上記の株式の募集に関して目論見書の公開を承認した。かかる募集は以下を含む。

- ・スペインにおける個人投資家に対する株式の公募。これは当初募集(グリーンシュール・オプションを除く。)の15%を占めており、元々は機関投資家向け募集を対象とした株式の一部を公募に再度割り当てる可能性(いわゆるクローバック条項)を有しており、かかる場合、公募の額は、当初募集の最大30%および最大募集(グリーンシュール・オプションを除く。)の最大23.27%まで引き上げられる可能性がある。2014年11月7日に開始された公募を通じて募集されるエンデサ株式の最高価格は、2014年10月29日から11月5日までの期間にスペイン証券取引所において報告されたエンデサ株式の終わり値の最高値に相当する、1株当たり15.535ユーロと定められた。公募の最終価格は、上記の最高価格と機関投資家向け募集につき設定された価格のいずれか低いほうに相当する金額である。無償株式インセンティブが公募において利用される予定であり、公募において購入され、当該決算の日より12ヶ月もの間継続的に保有された40株につき、1株のエンデサの無償株式を割り当てることと定められている。2014年11月5日現在の公募に基づくエンデサの株主に対する株式の優先割当ての仕組みについても構想されている。
- ・スペイン国内外の機関投資家に対する株式の募集。これは当初募集(グリーンシュール・オプションを除き、公募に係るクローバック条項が行使された場合を除く。)の85%を占めている。2014年11月13日に開始された機関投資家向け募集を通じて募集された株式の価格は、ジョイント・グローバル・コーディネーターとの協議により、その他の検討事項の中でもとりわけ機関投資家向け募集について受領した注文の量と質、ならびにグローバル・オファリングに関する全体的な需要と市場の状況を勘案したうえ、2014年11月20日に決定された。

2014年11月19日に、かかる公募は完了した。ジョイント・グローバル・コーディネーターにより提供された情報によれば、需要は合計で当初募集された金額のおよそ1.7倍となった。公募の結果を考慮し、EEEはジョイント・グローバル・コーディネーターからの助言を受け入れて、当初個人投資家向けに意図されていた株式の数を増加させる可能性を利用すると決定し、公募に追加の11,333,823株を割り当て、これにより、個人投資家向けの株式の総数を34,810,500株まで増加させた。個人投資家に対する株式の割当ては、目論見書に記載された条項に従って行われた。その後2014年11月23日に、エネル・エスピーエーの取締役会は、ジョイント・グローバル・コーディネーターからの助言を受け入れ、その権限の範囲内で、機関投資家を対象とした募集(以下「本機関投資家向け募集」という。)の価格をエンデサ株式1株当たり13.50ユーロと定めた。

この価格は、個人投資家向け募集(以下「本公募」といい、本機関投資家向け募集と併せて「本グローバル・オファリング」という。)にも適用される予定である。以前に市場に向けて公表されたように、その後、本公募の価格は本公募の最高価格(1株当たり15.535ユーロ)および本機関投資家向け募集につき設定された価格のいずれか低いほうに相当する予定である。

本グローバル・オフリングを通じて募集された株式の数は、232,070,000株（超過割り当てされた、また実行された場合はグリーンシュール・オプションに基づく30,270,000株を含む。）であり、これはエンデサの株式資本の21.92%に相当し、その総額は3,133百万ユーロである。本グローバル・オフリングの株式の数は、機関投資家の需要、本グローバル・オフリングの価格および市場の状況を勘案して決定された。これにより、本グローバル・オフリングを通じて割り当てられた株式の最終的な数は、本公募については34,810,500株、本機関投資家向け募集については197,259,500株（グリーンシュール・オプションに基づく30,270,000株を含む。）であった。本公募を通じて募集された株式は、目論見書に記載されたとおり個人投資家に対して割り当てられた。機関投資家を対象とした募集は、ジョイント・グローバル・コーディネーターとしてのバンコ・サンタンデル、BBVA、クレディ・スイスおよびJPモルガンを主幹事としたコンソーシアムにより運営され、ゴールドマン・サックス・インターナショナル、モルガン・スタンレーおよびUBSリミテッドがジョイント・ブックランナーを務めた。

BBVAとサンタンデルは、スペインにおける個人投資家向けの募集を運営するコンソーシアムもまとめた。メディアバンカは、エネルおよび（募集を行う者としての立場における）エネル・エネルギー・ヨーロッパ・エスエルに対する財務顧問として行為した。

グリーンシュール・オプションの行使

2014年11月25日、機関投資家を対象とした本公募を運営する銀行のコンソーシアムに代わり、安定操作代理業者として行為するクレディ・スイス・セキュリティーズ（ヨーロッパ）リミテッド（Credit Suisse Securities (Europe) Limited）は、合計30,270,000株のエンデサ株式について、1株当たり13.50ユーロの募集価格でのグリーンシュール・オプションを全部行使した。グリーンシュール・オプションの行使を受けて、EEEによって開始された本グローバル・オフリングは、これにより会社の株式資本の21.92%に相当する232,070,000株のエンデサ株式の、総額3,132,945,000ユーロの対価での売却を伴うものとなった。グリーンシュール・オプションの行使により、当初は2014年12月15日に終了することが予定されていた安定操作期間は終了した。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、エンデサの株式において安定操作取引を遂行していない。

エネルは中国のZTEコーポレーション（ZTE Corporation）と電気自動車、スマート・グリッドおよび再生可能エネルギーに係る協定を締結した

2014年11月27日、エネル・エスピーエーは、中国で有数の電気通信企業であるZTEコーポレーションとの包括協定に署名した。この協定は、持続可能な革新的技術の開発を通じて戦略的目標を達成するために、電気自動車、スマート・グリッドおよび再生可能エネルギー発電の分野における2つのグループ間の協力を促すものとなる。

電気自動車について、エネルとZTEは自動車の充電に関して両企業によって開発された技術的ソリューションに係る情報に加え、共同の商業的発展の可能性に向けた統合的なソリューションとシナジーの探索に係る情報を共有することに合意した。

スマート・グリッドにおいては、かかる分野におけるエネルの技術とソリューションに基づき、両当事者は共通の利益のある市場における事業機会を評価することに合意した。

再生可能エネルギー分野においては、エネルとZTEは、再生可能エネルギー発電所の性能の向上に向けたITソリューションをより良く統合させるための最適化の機会を特定するために、既存のエネルのプロジェクトの共同実施を開始した。

チリのオジャグエの敷地における提携を含めて、オフ・グリッドの再生可能エネルギー発電における協力に対して献身的な努力が集中して行われた。ボリビア国境近くの村、オジャグエにおいて、EGPIは、太陽光発電と小型風力発電機を組み合わせ、エネルギー貯蔵システムと一体となった革新的なオフ・グリッドのハイブリッド発電所（232kW）を建設している。オジャグエのプロジェクトに取り組むかかる共同努力は、最適化の可能性の探索と同種の設備のためのさらなる開発機会の特定を目指したものである。

EGPはブラジルの公開入札において114MWの風力発電容量を付与された

2014年12月1日、A-5のブラジル公開電源入札の後、EGPは、ブラジルの電力配電会社一団との間で、新たに114MWの風力発電プロジェクトにより発電される電力について、20年間の電力供給契約を締結する権利を付与された。

モーホ・ド・シャペウという風力発電ファームが、ブラジル北東部のパイア州において建設される予定であり、そこでは当該会社が操業中または建設中の約400MWの風力発電プロジェクトを既に管理しており、先の「レイラオ・デ・レゼルヴァ（Leilão de Reserva）」の公開入札において254MW超の太陽光発電プロジェクトに関する権利が付与されている。

総設備容量が114MWで平均負荷率が50%超、1年間に約4,500時間のエネルギー生産を行うモーホ・ド・シャペウは、1年間に500GWh超を発電することができ、150,000トン超の空気中への二酸化炭素の年間排出量を防ぐことができる。

EGPおよびイタウ・ウニバンコは100百万米ドルのローン契約を締結した

ブラジルの子会社であるエネル・ブラジル・パルティシパコエスを通じて行為するEGPとイタウ・ウニバンコは、2014年12月11日に、260百万ブラジル・レアル（約100百万米ドル）超の10年間のターム・ローン契約を締結した。イタウとのローンは、インターナショナル・ファイナンス・コーポレーション（以下「IFC」という。）が手配し、ブラジルの北東部に位置するパイア州、ペルナンブーコ州およびリオ・グランデ・ド・ノルテ州における260MW超の風力発電所の建設に対する投資の一部に充てられる予定である。かかるローンは、かかる地域におけるEGPの風力発電開発プロジェクトを支援するべく、IFCの自己勘定で2014年5月に完了した200百万米ドルのブラジル・レアル連動ローンに加えて行われたものである。

ラジェオの売却

2014年12月12日、EGPおよびエル・サルバドルの国有エネルギー会社であるインベルシオネス・エネルジェティカス（以下「INE」という。）は、EGPがラジェオ（エル・サルバドルにおける地熱発電の開発のためのEGPとINEのジョイント・ベンチャー）において保有する36.2%の持分をINE（既に63.8%を有し、エル・サルバドルの企業の主要株主である。）に対して売却する契約を締結した。

この契約により、EGPはラジェオにおけるすべての株式保有分をINEに対して約280百万米ドル（約224百万ユーロ）で売り払い、かかる国における事業を終了させた。

EGPとINEは、相互に有益なソリューションを発見し、2つの会社間の8年に及ぶ紛争を終わらせることを目指して、ワシントンDCにある世界銀行の国際投資紛争解決センター（ICSID）の保護下で協議を開始した。

かかる売却は、継続中のICSID訴訟に関してエル・サルバドル政府との間で締結した調停契約の枠組みに基づき行われた。エル・サルバドル共和国との紛争の最終的な解決は、今後6ヶ月間で実証される特定の条件（EGPおよびその代表者に対する係属中の地元の訴訟の終了）を満たすことで完全に有効なものとなる。

エネル・グリーン・パワー・フランスの売却

2014年12月18日、EGPの完全保有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（以下「EGPI」という。）は、エネル・グリーン・パワー・フランス（以下「EGPフランス」という。）のすべての株式資本を、カナダの企業であるボラレックス・インク（Borallex Inc.）の間接保有のフランス子会社であるボラレックス・イーエヌアール（Borallex EnR）に対して、EGPフランスに供された株主ローンの残高の返済分を含めて、総額298.4百万ユーロで売却した。この売却により、EGPIはフランスにおける再生可能分野から撤退する。

EGPIに対して支払われた総額298.4百万ユーロは、3.3百万ユーロの正味現金ポジションからなり、この種類の取引の基本的な手続に沿って価格調整が行われる。取引の完了時に全額が支払われた。

6【研究開発活動】

イノベーションは、エネルの戦略および企業文化の重要な部分を担っており、当社はその顧客に対して優れたサービスの質を提供するために、常に最先端のモデル、方法および技術を採用することに熱心に取り組んできた。このイノベーションへの意欲は、伝統的な発電から再生可能エネルギーまで、スマート・グリッドやエネルギー効率を含めて、あらゆる分野の価値連鎖に作用する。

2014年、エネルグループは、様々な事業分野にわたり、研究およびイノベーションに対して74百万ユーロの投資を行った。

利用可能な最高のソリューションを発見し、これを開発し、活用するために、エネルは最近、当社が技術的能力とその他イノベーションのエコシステム全体より生じる機会の両方を最大限に活用することができるオープン・イノベーションの方法を採用し、組織の内外において多様な参加者がこれに携わっている。

当グループの全従業員が利用でき、これにより4,000超ものアイデアを集めたクラウドソーシングのプラットフォームであるエディオス・マーケット（Edios Market）に加え、EGPにより開始された「クリーン・エネルギーの将来に向けた競争に加わろう」という構想や多様性に富んだ革新者の世界を目指したプロジェクトである「エンデサ2244」といった様々なプロジェクトが開始された。

2014年、エネルはドイツ・フラウンホーファー協会（German Fraunhofer Institute）により「技術インテリジェンス」の欧州の上位5企業の1つとして指名された。同協会は、技術インテリジェンスとイノベーションに係る当社の組織、方式およびツールを認め、207の欧州の企業の中からエネルを選出している。

再生可能エネルギー

再生可能エネルギーは、二酸化炭素の排出を削減し、同時に当グループの発電ポートフォリオの競争力を高めるための、エネルの重要な戦略の1つである。発電容量に関しては大きな成長の可能性がある、世界中で様々な状況において利用することのできる、より効率的かつ効果的なテクノロジーを開発するための集中的な取り組みが進行中である。そのため、エネルは、主導的な再生可能エネルギー発電のテクノロジーすべてにおいて積極的に事業展開しており、当グループは、海洋エネルギーといった現在利用されていない資源を活用する手助けとなるテクノロジーを見い出している。

2014年10月、EGPは、フランス企業DCNLとともに、チリ経済開発公社（Corporación de fomento de la Producción（CORFO））により、海洋エネルギー研究革新センター（MERIC）として知られる海洋エネルギーのための優れた国際センターを設立するために選任された。

太陽エネルギーの分野においては、太陽光および熱力学の分野で活動している企業であり、集光システムを専門とするイノヴァ・ソーラー・エネルギー（Innova Solar Energy）との技術提携が十分に成熟し、トリナ（Trinum）機（小規模な集光による熱電供給の熱力学太陽光システム）がイタリア、チリおよびブラジルにおいて無事に設置された。

2014年、地熱技術におけるエネルのノウハウは、非凝縮ガスの取扱いのための既存のAMIS（Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato - 「マーキュリー・アンド・ハイドロゲン・サルファイド・アバットメント」）システム、発電システム、および工場に入る前の蒸気処理を行うシステムの信頼性を向上させ、その運転費用と維持費を削減するために、診断力を開発することに重点を置いた。スティルウォーターの敷地（米国、ネバダ州）で最初のハイブリッドな太陽光・地熱発電所の開業を支援するための取り組みも行われ、これにはモデルの開発やアルキメデス発電所において得られた経験を活用することが含まれていた。

エネルギー貯蔵

エネルギー貯蔵は、再生可能資源からの発電が高度に不連続で断続的であることを特徴とする送電網の高品質な安全性の高い管理を確保する中で重要な一面である。イタリアにおいて、当社は「送電網に向けた積極的なRES」プロジェクトを開始し、これにはそれぞれのシステムにおける電気化学的貯蔵技術を検査するための国際的主導者との提携が含まれている。より具体的には、2つの風力発電所と1つの太陽光発電所において、中電圧の送電網に連結された3つの貯蔵システムが設置される予定であり、後者については2014年に完了した。このプロジェクトの目的は、送電の中断を最小化し、既存の接続部の利用を最大化するために、高度なエネルギー管理機能を検査することである。当年度において、チリのオジャグエ村において、ディーゼル補助発電機付のオフ・グリッドのハイブリッド風力・太陽光発電所にエネルギー貯蔵システムが設置された。この場合、かかるシステムは村に絶えず電力を供給することができ、再生可能エネルギーという方法で住民のニーズの85%近くを満たすことができる。

スマート・グリッドおよび分散型発電

エネルは、送電網の効率性を継続して高めるためのエネルギー供給システムにおけるイノベーションを展開する多数の取組みにおいて、イタリア国内においても国際的にも主導的な役割を担っている。現在進行中である最も重大なプロジェクトおよびイニシアチブは「スマート・グリッド」に関連するものであり、情報の収集方法の効率性を高めることにより送電網管理をより柔軟に行うために、革新的なデジタルソリューションと伝統的なテクノロジーを結び付けている。

これらのスマート・グリッドの早急な応用の1つに、再生可能エネルギーとの一体化があり、これは欧州委員会により定められた環境目標の達成を手助けするものである。欧州全体にわたり、エネルはベストプラクティスを共有するように努め、スマート・グリッド技術の欧州の送電網への一斉導入に向けた長期戦略の策定に参加している。

イタリアにおいて、当社は送電網の効率性と当社の顧客に対して提供されるサービスの質の向上のための革新的なソリューションを応用することを目指したイゼルニア・カルピノーネ・プロジェクトに基づき要求された実証を完了させた。エネルは、様々な国における6つの異なるプロジェクトを含めた、ヨーロッパのプロジェクトであるグリッド4EUの技術ディレクターとしての責任も負っている。このプロジェクトは、分散型発電の利用および管理を促進し、エネルギー効率化をサポートし、アクティブディマンドと電力の新たな利用を可能にし、かつこれらを一本化することを目指す高度なスマート・グリッドの実際の運用状況に基づき大規模な試験を行うことを目標としている。スペインおよびラテンアメリカにおいて、様々なスマート・グリッドのプロジェクト（分散型発電を監視し、ネットワークの自動化を行い、運営の効率性、信頼性および安全性を改善するための機能を開発するプロジェクトICONOを含む。）もまた進行中である。

エネルグループにより開発された革新的なテクノロジーおよびスキルにより、当グループは世界中の様々なところで「スマート・シティ」というコンセプトを促進することができ、単一の都市モデルにおける環境保護、エネルギー効率性および経済的持続可能性を統合している。

イタリアにおいては、最初のパイロット・プロジェクトが、エネルが自治体の評議会をサポートしているジェノヴァ、バリ、コゼンツァおよびラクイラにおいて進行中である。エネルはまた、ヨーロッパレベルにおいて、資金提供が行われたスマート・シティ・プロジェクトに意欲的に取り組んでいる。2014年に、チリのサンティアゴおよびブラジルのブージオスにおけるスマート・シティの創設と開発に係る取組みが続けられた。

ブラジルにおいて、当社は新たな試作品である三角型の総合目的ビル（TOB）の設置を完了し、これは地元の住民のためのマイクロ・クレジットの開発のためのフロント・オフィスとして利用される予定である。エネルが国際的な特許権を取った設計に基づき、TOBは太陽光モジュールと貯蔵システムの両方を利用し、地元の住民に対して利用法に応じて様々なサービスを提供することができる。

エネルグループはまた、様々な国において、電気自動車の利用を促し、より持続的な機動性を優先させるべく、電気自動車を充電するための革新的で技術的に高度なスマート・インフラストラクチャーのネットワークを構築することを目指した多くのプロジェクトに多大な力を注いでいる。イタリアにおいては、当社は2014年に交流式充電ソリューションに関する作業を完了させ、3つのスマート・メーターを統合し、それにより同時に3台の自動車を充電することのできる最初のマルチスタンダードな急速充電所を設置した。

最終用途およびエネルギー効率性

エネルギー効率性および欧州の長期（2030年-2050年）の二酸化炭素削減に向けた目標に寄与するために、エネルは、エネルギー消費を最適化するための革新的なテクノロジーおよび顧客向けの新たな電力サービスを開発している。顧客は、消費をわかりやすくする電子的支援ツールの利用の参加者になっており、これによりエネルギー市場への積極的な関与が促され、エネルギーの合理的な利用を促進する一方で、システム全体がより利用しやすく、より信頼性のあるものになるにつれて、環境持続性とシステム全体に利益がもたらされている。

これに関連して、イゼルニア（Isernia）におけるエネル・インフォ+のパイロット・プロジェクトが2012年に開始され、2014年には終了した。このプロジェクトは、初めてのエネルのスマート・インフォの大規模なテストとして取り上げられている。この装置は、エネルギーの消費と発電に関する計量データを顧客が容易に入手することができるようにするものであり、これにより消費傾向に対する深い認識とより効果的な消費活動の採用が促されている。2012年から2014年までに、約6,000組がイゼルニア県における低電圧のユーザーに対して分配された。この経験は、エネルギー効率を模索する中でのスマート・インフォの有効性を示すものであり、これにより技術の新しい機能や改善点を特定することが可能になり、2014年に実施された。

エネル・エネルギーは、消費を分析することが可能になるコネクテッド・ホーム（Connected Home）のための独自のソリューションを開発している。これらの努力の一環として、エネルは、個別の家庭電化製品の消費の計算における非侵入負荷モニタリング（NILM）のアルゴリズムの専門家となっている。2014年に、家庭消費のモニタリングを可能にする最初のプロジェクト「コメ・コンスーモ（いかに消費するか）（Come Consumo）」は、消費傾向のモニタリングを行う中でのかかる装置の影響を判断するために、80の電力消費者によるテストの開始をもって進められた。

様々なプロジェクトがスペインおよび南米においても進行中であり、それには以下が含まれている。

- ・インターネットを通じた発電とエネルギー消費の分析と制御に基づく、スマート・エネルギーの管理のための低価格のセンサー原型である「エネルグリッド」
- ・家庭でのエネルギー効率性を向上させることのできるエンデサの多重サービス・プラットフォームに統合する温度自動調節器および低価格の付随装置の開発と試験のための「グリーンモミット」
- ・住宅または事務所の毎日の管理において顧客を支援するその他のサービスを受けることに加えて、顧客がエネルギー消費の情報を容易に入手できるようにし、様々な用途を規定し、消費をいかに最適化するかということに関する情報を提供することを目標とした「多重サービス・プラットフォーム」

従来型の発電

当社の発電所の運転上の多用途性を改善させることについて、エネルは性能および変換効率を確保し、継続的に向上させることを目指した多くのプロジェクトに携わった。2014年に、これらの目標を達成するために、当社は、酸化窒素排出を削減するための微調整の効く低価格の技術に焦点を当て、一方で運転を最適化し、消費量および排出物を削減し、かつ保守管理を最適化するための、ガス燃料および石炭燃料火力発電所の監視、診断および管理を行うツールの開発も行った。

当社はまた、より適応性のある運転の下で発電所の信頼性を高め、既存の発電所において利用することのできる燃料の幅を拡大することができる新たな技術を研究している。

含有排出量を削減することに関して、当社は2014年に、高性能の排気処理システムにおけるマクロ汚染物質およびミクロ汚染物質の排出について、改善の余地および経時的な実績を評価することを目標に、これらを特性化する取り組みを行った。

昨年度にわたり、エネルは組織の能力を統合し、当グループの火力発電所における水の消費量を削減し最適化することのできる過程および技術を開発することに焦点を当て、当社は先進自動化と診断法に関するプロジェクトに継続的に取り組んだ。

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、当グループおよび親会社の成績を示したその財務構造を分析するため、当グループおよびエネル・エスピーエーが導入しているIFRS-EUの下に構想され、連結・個別財務諸表それぞれ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・個別財務諸表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および親会社の業績を監視するのに有効であり、当グループ事業の財務成績を反映するものであると考えている。2005年11月3日に発表されたCESR（欧州証券規制当局委員会）/05-178bの提言に従ってこれらの指標を算出する基準は、以下のとおりである。

売上総利益

「減価償却費、償却費および減損損失」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。

グループ純経常収益

通常の事業によるグループ純収益をいう。

固定純資産

「固定資産」および「固定負債」間の差をいう。ただし、以下は除く。

- ・「繰延税金資産」
- ・「満期保有目的の有価証券」、「損益を通じ公正価額で指定された、ファンドまたはポートフォリオマネジメントプロダクトにおける金融投資資産」、「売却可能有価証券」および「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」
- ・「退職後給付およびその他の従業員給付」
- ・「リスクおよび費用に対する引当金」
- ・「繰延税金負債」

流動純資産

「流動資産」および「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）」、「前受けのファクタリング債権」、「有価証券」、「金融債権および現金担保」および「その他の金融債権」
- ・「現金および現金同等物」
- ・「短期借入金」および「長期借入金の当期支払分」

売却目的の純資産

「売却目的の資産」および「売却目的の負債」の代数和をいう。

純投下資本

以前は考慮されていなかった条件である「繰延税金負債」、「繰延税金資産」および「売却目的の純資産」ならびに「固定純資産」および「流動純資産」の代数和をいう。

純金融負債

「長期借入金」、当該借入金の当期支払分および「短期借入金」から、他の貸借対照表指標において以前は考慮されていなかった「現金および現金同等物」、「流動金融資産」および「固定金融資産」を差し引いたものにより決定される金融構造指標をいう。より一般的に、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（欧州証券規制当局委員会）/05-054bの第127項の提言に準拠し、かつ2007年7月26日のCONS0Bの指令に従い、金融債権なら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期間に行われた以下の主な取引により、連結の範囲が変更された。

2013年

- ・ 2013年3月22日、チリの風力発電部門に従事するバルケ・エオリコ・タリネイ・オリエンテ (Parque Eólico Talinay Oriente) の持分の100%を取得。
- ・ 2013年3月26日、バイオマス発電部門に従事するパワー・クロップ (PowerCrop) の持分の50%を取得。別の運営会社とともに行使している共同支配権を考慮し、当該会社は現在IFRS11の規定に基づき持分法を用いた会計処理が行われている。
- ・ 2013年4月8日、米国の風力発電部門に従事するバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト (Buffalo Dunes Wind Project) の持分の51%を処分。
- ・ 2013年5月22日、チソルム・ビュー・ウィンド・プロジェクト (Chisolm View Wind Project) およびプレーリー・ローズ・ウィンド (Prairie Rose Wind) という米国の風力発電部門に従事する2社に対する26%の持分を取得。以前は49%の持分を所有していたが、かかる取得の結果、両社は、持分法を用いた会計処理ではなく、完全に連結されている。
- ・ 2013年8月9日、バイオマス発電部門に従事するドムス・エネルギー (Domus Energia) (現在はエネル・グリーン・パワー・フィナーレ・エミリア (Enel Green Power Finale Emilia)) の持分の70%を取得。
- ・ 2013年10月31日、ペルーにおける水力発電所の開発に従事するコンパーニャ・エネルジェティカ・ヴェラクルズ (Compañía Energética Veracruz) の持分の100%を取得。
- ・ 2013年11月13日、アルティック・ロシア (Artic Russia) の持分の40%を処分し、その結果、アルティック・ロシアが保有するセヴェレネルギア (SeverEnergia) の持分は連結から除外されている。
- ・ 2013年11月および12月、米国における風力発電プロジェクトの発展に従事する9社 (3つの企業結合を示す。) の持分の取得。
- ・ 2013年12月20日、以前は持分法を用いた会計処理が行われていたエネル・レーテ・ガス (Enel Rete Gas) の残りの持分の処分。

2014年

- ・ 2014年1月1日付でエスイー・ハイドロパワー (SE Hydropower) に対する支配権を喪失。これは、同社を2010年に取得した際に締結した諸契約に基づくもので、当該契約には同日付のガバナンス構造の変更が規定されていた。この結果、エネルグループは同社に対する支配の要件を満たさなくなり、同社は共同支配下にある事業体となった。これらの新しいガバナンスの取決めに応じて、かかる投資はIFRS11に基づき共同支配事業に再分類された。
- ・ 2014年1月14日から2014年5月16日の期間に実施された公開買付により、ブラジルの配電会社であり、公開買付を実施する前から当グループの支配下にあったコエルチェ (Coelce) に対する15.18%の追加持分を取得。
- ・ 2014年4月22日、チリの天然ガス輸送部門及び発電部門に従事するインベルシオネス・ガス・アタカマ (Inversiones Gas Atacama) の持分の50%を取得。既に50%の持分を所有していたため、かかる取得後、同社は、持分法を用いた会計処理ではなく、完全に連結されている。
- ・ 2014年5月12日、米国の風力発電部門に従事するバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト (Buffalo Dunes Wind Project) の持分の26%を取得。以前は49%の持分を所有していたが、かかる取得後、同社は、持分法を用いた会計処理ではなく、完全に連結されている。
- ・ 2014年7月22日、太陽光発電所の開発、デザイン、建設および運営に従事するイタリアの会社であるエネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジーの持分の残り50%を取得。既に50%の持分を所有していたため、かかる取得後、同社は、持分法を用いた会計処理ではなく、完全に連結されている。
- ・ 2014年9月4日、ペルーの発電部門に従事するエデジェル持分の54.20%を支配する、ジェネランデス・ペルーの持分の残り39% (以前は61%の持分の所有を通じて支配していた) を取得。

- ・ 2014年9月17日、米国において150MWの風力開発プロジェクトを所有するオセージ・ウィンド・エルエルシー（Osage Wind LLC）の持分の100%を取得。2014年10月に同社の持分の50%が売却された。結果として共同支配により所有されることとなった同社は、持分法を用いて会計処理されている。
- ・ 2014年11月21日、公募においてエンデサの持分の21.92%を処分。かかる処分により支配権が喪失されることはなかった。
- ・ 2014年度中、チリにおける風力および太陽光プロジェクトの取得に関する約7百万ユーロ相当の契約ならびにウルグアイにおける風力プロジェクトの取得に関する約4百万ユーロ相当の契約の締結が完了した。
- ・ 2014年12月、エルサルバドルの地熱発電会社であるラゲオに対する全持分（36.2%）の処分。
- ・ 2014年12月、フランスの再生可能発電者であるエネル・グリーン・パワー・フランスの持分100%の処分。

さらに、イベリア半島およびラテン・アメリカ部門の所有持分を再編成することを目的として考案された当グループの内部再編に続いて、複数の子会社において非支配持分の変更がなされた。より具体的には、2014年10月23日、エンデサ（当グループがその92.06%を保有している。）は、エンデサ・ラティノアメリカ（エネルシスの持分の40.32%を所有していた投資持株会社）に対する100%の持分およびラテン・アメリカ事業に関する親会社であるエネルシスに対する20.3%の持分を、完全子会社であるエナル・エナジー・ヨーロッパ（現エネル・イベロアメリカ）に売却した。かかる売却により、エネルシスに対する当グループの持分は4.81%増加した。

当グループの成績

	2014年	2013年 修正済	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
総収益	75,791	78,663	(2,872)	-3.7%
総費用	59,809	61,594	(1,785)	-2.9%
公正価値で評価された商品取引からの純利益/(費用)	(225)	(378)	153	-40.5%
売上総利益	15,757	16,691	(934)	-5.6%
減価償却費、償却費および減損損失	12,670	6,951	5,719	82.3%
営業利益	3,087	9,740	(6,653)	-68.3%
財務利益	3,326	2,449	877	35.8%
財務費用	6,456	5,253	1,203	22.9%
財務利益/(費用)合計	(3,130)	(2,804)	(326)	-11.6%
持分法を利用した投資持分利益(費用)	(35)	217	(252)	-
法人税控除前利益	(78)	7,153	(7,231)	-
法人税	(850)	2,373	(3,223)	-
継続事業からの純利益	772	4,780	(4,008)	-83.8%
廃止事業からの純利益	-	-	-	-
純利益(グループおよび少数株主持分)	772	4,780	(4,008)	-83.8%
親会社の株主に起因する純利益	517	3,235	(2,718)	-84.0%
少数株主持分に起因する純利益	255	1,545	(1,290)	-83.5%

収益

	2014年	2013年 修正済	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
電力販売および送電ならびに電力平衡基金および類似機関からの繰入金	59,844	65,504	(5,660)	-8.6%
エンドユーザー向けガス販売および配給	4,087	4,452	(365)	-8.2%
支配の変更後の公正価値での再評価	82	21	61	-
資産の処分利益	292	943	(651)	-69.0%
その他のサービス、販売および収益	11,486	7,743	3,743	48.3%
合計	75,791	78,663	(2,872)	-3.7%

2014年度の**電力販売および送電ならびに電力平衡基金および類似機関からの繰入金**からの収益は、2013年度と比較して5,660百万ユーロ（8.6%の減少）減少し、59,844百万ユーロとなった。とりわけロシア、チリおよびブラジルにおける為替変動のマイナスの影響をも反映するこの減少は、主に以下の要因によるものである。

- ・ 電力卸売事業からの収益2,958百万ユーロの減少。かかる減少は主に電力取引の売上減少に起因するものであり、電力会社間で締結された双務契約による売上増加により僅かに相殺された。
- ・ エンドユーザー向けの電力販売からの収益1,662百万ユーロの減少。うち規制市場における減少が1,477百万ユーロ、自由市場における減少が185百万ユーロであった。かかる減少は基本的に電力に対する需要の低下に関連する。
- ・ 取引量の減少に伴う、電力取引からの収益807百万ユーロの減少。
- ・ 規制市場における送電からの収益の低下に主に起因する、送電からの収益470百万ユーロの減少。
- ・ スペインのイベリア半島外の地域で事業を展開する会社に対する規制枠組みの変化を実質的に反映する、電力平衡基金および類似機関からの繰入金からの収益237百万ユーロの増加。

エンドユーザー向けガス販売および配給からの収益は、前年度に比べて、365百万ユーロ（8.2%の減少）減少し、4,087百万ユーロであった。かかる縮小は主に、配給量の減少に伴うエンドユーザー向けガス配給からの収益の減少を反映している。

資産の処分利益は、2014年度には292百万ユーロとなった。これらは主に、以下の事項に関する。

- ・ エルサルバドルの地熱発電会社であるラゲオの持分の処分からの利益123百万ユーロ。
- ・ 2013年度第4四半期に売却されたアルティック・ロシアの売却価格の調整額82百万ユーロ。かかる調整は、売却のクロージング前に購入者との間で合意した契約に含まれていたアーンアウト条項の発動を受け、2014年度第1四半期になされた。
- ・ エネル・グリーン・パワー・フランスの持分の100%の売却による利益31百万ユーロ。

支配の変更後における公正価値での再評価による収益は、2014年度は82百万ユーロ（2013年度は21百万ユーロ）となった。かかる利益は、当グループに帰属する以下の資産及び負債の公正価値での再評価に起因する。

- ・ 同社のガバナンスの取決めの変更に伴い、2014年1月1日以降、エスイー・ハイドロパワーに対する支配権の喪失（50百万ユーロ）。
- ・ インベルシオネス・ガス・アタカマ（29百万ユーロ）およびバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト（3百万ユーロ）に対する完全支配権を取得する前からエネルが保有していた分。

2013年度中、これらの利益は、バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトに対する支配権の喪失後における当グループの残存持分（49%）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、2014年度は合計11,486百万ユーロ（2013年度は7,743百万ユーロ）となり、前年度比3,743百万ユーロ増加（48.3%増加）した。かかる増加は主に以下の要因に起因するものである。

- ・ 燃料取引の売上3,035百万ユーロの増加。これは、船による輸送サービスを含み、主に発電活動における取扱縮小量の増加および二酸化炭素の排出枠や環境証書といった環境証明書の売上における893百万ユーロの増加に起因する。
- ・ メカニスム・デ・モニトレオ・デ・コストス（Mecanismo de Monitoreo de Costos）に関連するアルゼンチンの配給会社エデスルに対する政府からの補助金71百万ユーロの減少と合わせて、接続料156百万ユーロの減少。

費用

	2014年	2013年 修正済	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
電力購入	23,317	27,325	(4,008)	-14.7%
発電のための燃料消費	6,005	6,675	(670)	-10.0%
取引用燃料およびエンドユーザー向け販売のためのガス	7,848	5,196	2,652	51.0%
原料	2,275	1,550	725	46.8%
人件費	4,864	4,555	309	6.8%
サービス、リースおよびレンタル費	14,662	14,906	(244)	-1.6%
その他の営業費用	2,362	2,821	(459)	-16.3%
資本化費用	(1,524)	(1,434)	(90)	-6.3%
合計	59,809	61,594	(1,785)	-2.9%

電力購入費用は、2014年度は合計23,317百万ユーロとなり、4,008百万ユーロ（14.7%の減少）減少した。この減少は、電力取引所における電力購入の減少（3,105百万ユーロ）の影響および全般的な需要低下に起因する国内外市場における電力購入費用の減少（853百万ユーロ）を反映している。

2014年度の発電のための燃料消費費用は、前年度から670百万ユーロ（10.0%の減少）減少し、6,005百万ユーロとなった。この減少は、火力発電による電力量および関連する燃料の平均調達価格の低下に起因している。

取引用燃料およびエンドユーザー向け販売のためのガスの購入費用は、2013年度から2,652百万ユーロ（51.0%）増加し7,848百万ユーロとなった。この増加は「収益」のセクションにおいて説明されているとおり、商品市場における仲介取引の増加を反映している。

2014年度の原料費は、2,275百万ユーロとなり、主に、二酸化炭素の排出枠および環境証書の在庫の変動を受け、2013年度から725百万ユーロ増加した。

2014年度の人件費は、前年度と比較して309百万ユーロ（6.8%の増加）増加し、4,864百万ユーロとなった。

より具体的には、かかる増加は、主に、2014年のスペインにおける任意早期退職制度の導入により認識された費用345百万ユーロならびに法令第92/2012号第4条に規定される措置の実施およびこれと同時に廃止された退職遷移計画により2013年にイタリアにおいて認識された純便益（170百万ユーロ）を反映している。これらの要因を除けば、人件費は主に平均従業員数の縮小に起因し206百万ユーロ減少した。とりわけイタリアにおいては、早期退職制度により平均従業員数が大きく減少（794人の減少）した。

2014年12月31日におけるエネル・グループの従業員数は合計68,961人（2013年12月31日は70,342人）であり、うち52%は海外で雇用されている。

当グループの従業員数は、新規雇用および雇用終了の正味増減数（1,404人の減少）ならびに連結範囲の変更を反映し、当該年度において1,381人減少した。これは主に、インベルシオネス・ガス・アタカマに対する持分50%の追加取得（163人の増加）、エネル・グリーン・パワー・フランスの処分（48人の減少）、ガバナンスの取決めの変更に伴いエスイー・ハイドロパワーに対する支配権を喪失し、その結果同社の連結方法が完全連結から比例連結へと変更されたこと（51人の減少）およびその他の軽微な処分（41人の減少）に起因する。

2013年12月31日と比較した総従業員数の変更の内訳は、以下のとおりである。

2013年12月31日現在の従業員数（修正済）	70,342
連結範囲の変更	23
雇用	4,821
雇用の終了	(6,225)
2014年12月31日現在の従業員数 ⁽¹⁾	68,961

(1) 「売却目的保有」のユニットに分類される4,430人を含む（2013年12月31日時点では37人）。

2014年度の**サービス、リースおよびレンタル費**は、2013年度と比べて244百万ユーロ（1.6%の減少）減少し、14,662百万ユーロとなった。これは、主に当グループが従事する主要な市場での消費量の低下を受けた電力輸送費用の減少（294百万ユーロ）に関連するものである。もう1つの要因はエナジー・マーケット・オペレーター（EMO）に関する輸送容量の使用権利の費用を含む電力システムの営業費用の減少（265百万ユーロ）である。これらの要因は、とりわけスペインにおいて法律第15/2012により導入された水道料金の改定の影響を含むリースおよびレンタル費の増加に一部相殺された。

2014年度の**その他の営業費用**は、前年度に比べて459百万ユーロ（16.3%の減少）減少し、2,362百万ユーロとなった。より具体的には、この減少は主に、スペインにおいて法律第15/2012により導入された従来型の発電に対する課税が2013年度に認識されたこと、および排出量に対する課税に係る費用が減少したことを反映している。これらの要因は、スペインにおけるボーノ・ソーシャル（Bono Social）の再導入に関連する費用の合計204百万ユーロの増加により一部相殺された。

2014年度の**資本化費用**は、1,524百万ユーロ（2013年度は1,434百万ユーロ）となった。かかる増加は、主に投資の増加を反映している。

2014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、純損失が225百万ユーロ（前年度は378百万ユーロ）となった。さらに具体的には、2014年度の純損失には、当該期間の未実現純利益43百万ユーロ（2013年度は純損失264百万ユーロ）および当該年度末における未決済のデリバティブ・ポジションの公正価値の評価からの純損失268百万ユーロ（2013年度は114百万ユーロ）が含まれている。

減価償却費、償却費および減損損失は、5,719百万ユーロ（82.3%）増加し、12,670百万ユーロとなった。この増加は、主に次の要因の正味の影響を反映している。

- ・ 入札額に基づいて決定された見積実現可能価額による評価後におけるスロベンスケ・エレクトラーネの減損損失2,878百万ユーロの増加。同社は、「売却目的保有」資産に分類されている。
- ・ 有形固定資産の減損損失2,727百万ユーロの増加。かかる増加は主に、イタリアにおける従来型発電所の2014年度の減損損失2,096百万ユーロ、ロシアの火力発電所の減損損失205百万ユーロおよびスロバキアのガブチコボ水力発電所の減損損失103百万ユーロから構成される。
- ・ 無形固定資産の減損損失698百万ユーロの増加（主にチリのアイセン地域における複数の河川の水利権の減損に起因する）。
- ・ のれんの減損損失551百万ユーロの減少。より具体的には、2014年度におけるのれんの評価損は、エネル・ロシアおよびエネル・グリーン・パワー・ヘラスの資金生成単位に関連する合計評価損194百万ユーロに関連した。2013年度においては、エネル・ロシアの資金生成単位に関連するのれんの減損損失744百万ユーロが同項目に含まれていた。
- ・ 売掛金に関する減損損失135百万ユーロの増加。

これらの要因は、スペインの原子力発電所の耐用年数が2013年に延長されたことが一因となり減価償却費が122百万ユーロ減少したことにより一部のみ相殺された。

2014年度の**営業利益**は、3,087百万ユーロとなり、前年度に比べて6,653百万ユーロ（68.3%の減少）の減少となった。

2014年度の**純財務費用**は、合計3,130百万ユーロとなり、前年度(2,804百万ユーロ)と比較して326百万ユーロ増加した。この増加は、主に以下の要因による。

- ・ 純金融負債の利息費用221百万ユーロの増加。
- ・ デリバティブからの純利益1,616百万ユーロの増加。かかる増加は、純為替差損の1,551百万ユーロの増加を相殺してもなお余りあるものとなった。
- ・ 株式投資からの純利益78百万ユーロの減少。この減少は、2013年度に認識されたメドガズの処分利益(64百万ユーロ)を反映している。
- ・ 2014年にブラジルのアンプラおよびコエルチェにおける料金の見直しを受け、サービス譲与に関連する金融資産が評価損(92百万ユーロ)を計上したこと。
- ・ 2013年度におけるスロバキア国立原子力基金からの未回収金価値の戻入りの影響66百万ユーロ。この影響は、2014年度のガブチコボ水力発電所のファイナンス・リースの再交渉後に認識された同額の利益により完全に相殺された。かかる再交渉の結果、契約の終了が当初の2036年から2015年に繰り上げられた。
- ・ 売掛金の遡及権付譲渡に関連する損失78百万ユーロの減少。
- ・ 引当金の増加に伴う費用36百万ユーロの増加。

2014年度の**持分法を利用した株式投資持分利益(損失)**は前年度と比較して252百万ユーロ悪化し、35百万ユーロの純損失となった。かかる減少は、(チリにおいて水力発電所の開発を行うための許可の取得可能性に関する不確実性を原因とする)セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセンに対する投資の減損損失88百万ユーロおよび再生可能エネルギー部門のギリシャの会社(「エリカ2」)における減損損失計89百万ユーロを含む。

2014年度の**法人税**は、850百万ユーロの債権ポジションを示した(2013年度は2,373百万ユーロの負債)。より具体的には、2014年度の税負担の変化(2013年度の実効税率33.2%と比較して)は、第4四半期におけるエンデサの配当金分配に関連する1,392百万ユーロの税額控除および減損損失の税効果を反映している。さらに、2014年度の税負担は、スペイン、チリ、コロンビア、ペルーおよびイタリアにおける税率改定からの純便益138百万ユーロも反映している。後者の改定は、ロビン・フッド税を違憲とする裁判判決に関連するもので、かかる判決により長年に及んだ行政紛争に終止符が打たれた。

当グループの財務状況の分析

	2014年 12月31日	2013年 12月31日 修正済	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
固定純資産：				
有形固定資産および無形固定資産	89,844	98,499	(8,655)	-8.8%
のれん	14,027	14,967	(940)	-6.3%
持分法の使用による株式投資	872	1,372	(500)	-36.4%
その他の固定純資産/(負債)	(741)	(1,209)	468	-38.7%
合計	104,002	113,629	(9,627)	-8.5%
流動純資産：				
売掛金	12,022	11,378	644	5.7%
棚卸資産	3,334	3,555	(221)	-6.2%
電力平衡基金および類似機関からの純売掛金	(2,994)	(2,567)	(427)	-16.6%
その他の流動純資産/(負債)	(4,827)	(5,058)	231	-4.6%
買掛金	(13,419)	(12,363)	(1,056)	8.5%
流動純資産合計	(5,884)	(5,055)	(829)	-16.4%
総投下資本	98,118	108,574	(10,456)	-9.6%
引当金：				
退職後給付およびその他の従業員給付	(3,687)	(3,677)	(10)	0.3%
リスクおよび費用に対する引当金ならびに繰延税金	(7,391)	(12,580)	5,189	-41.2%
引当金合計	(11,078)	(16,257)	5,179	31.9%
売却目的の純資産	1,488	221	1,267	-
純投下資本	88,528	92,538	(4,010)	-4.3%
株主持分合計	51,145	52,832	(1,687)	-3.2%
純金融負債	37,383	39,706	(2,323)	-5.9%

有形固定資産および無形固定資産（投資用財産を含む。）は、8,655百万ユーロ減少して2014年12月31日には89,844百万ユーロになった。この減少は主に、資産の「売却目的保有」資産への再分類（とりわけスロベンスケ・エレクトラーネ（5,966百万ユーロ））、当該年度の減価償却費、償却費および減損損失8,835百万ユーロ（うち2,108百万ユーロはイタリアにおける従来型の発電所について認識された減損損失、そして589百万ユーロはチリのアイセン地域における複数の河川の水利権の減損に起因する。）ならびに為替差損（917百万ユーロ）に起因した。これらの要因は、当該年度の資本支出6,701百万ユーロにより部分的に相殺された。

のれんは、2013年12月31日から940百万ユーロ減少し、14,027百万ユーロとなった。この減少は基本的にエネル・ロシアCGUの減損テスト後に認識された減損損失（160百万ユーロ）およびスロベンスケ・エレクトラーネののれんの再分類（697百万ユーロ）（かかるのれんはその後、同社の見積実現可能価額の評価結果を受けて評価損を計上した。）に起因する。これらの要因が他の通貨に対するユーロの上昇による影響（約52百万ユーロ）と、事業体の処分（とりわけ、エネル・グリーン・パワー・フランスの処分）によるのれんの減少（かかる減少は、インベルシオネス・ガス・アタカマおよびパッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの取得に伴い認識されたのれんにより十二分に相殺された）と組み合わせられた。

持分法の使用による株式投資は、2013年12月31日現在と比較して500百万ユーロ減少し、872百万ユーロであった。かかる減少は、インベルシオネス・ガス・アタカマ、パッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトおよびエネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジーの支配権の取得（これらは以前は本項目において認識されていたが、現在は完全に連結されている。）ならびにスペインのティルメおよびエル・サルバドルのラゲオの持分の処分を反映している。さらに、本項目は、セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセンに対する投資および持分法を用いて会計処理されているギリシャの会社（「エリカ2」）の減損計177百万ユーロによる影響も受けた。これらの経常外業務に起因する減少は、各事業体が計上した親会社の持分に帰属する純利益により部分的に相殺された。

その他の固定純負債については、2013年12月31日と比較して468百万ユーロ減少し、2014年12月31日現在741百万ユーロ（純負債額は1,209百万ユーロ）となった。

この変化は、主に以下の要因によるものである。

- ・ 為替レートに対するキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの純資産667百万ユーロの増加。かかる増加は、類似したデリバティブの金利についての公正価値純額の減少により一部のみ相殺された。
- ・ 繰延収益の減少（36百万ユーロ）およびペイアン・リソースズの投資の公正価値での再評価を含むその他の株式投資の価値の低下（72百万ユーロ）。

流動純資産は、2014年12月31日においてマイナス5,884百万ユーロとなり、2013年12月31日と比較して829百万ユーロの増加となった。この変化は、以下の要因によるものである。

- ・ 燃料、とりわけガスの売上増加による債権の増加を主要因として売掛金が644百万ユーロ増加したこと。
- ・ 核燃料在庫が約202百万ユーロ縮小したことが最大要因となり棚卸資産が221百万ユーロ減少したこと。
- ・ 電力平衡基金および類似機関からの純売掛金が、電力売上の平準化メカニズムの適用の結果、427百万ユーロ増加したこと。
- ・ 関連負債を差引いたその他の流動資産が231百万ユーロ増加したこと。この変化は主に以下の要因によるものである。
その他の債権が74百万ユーロ減少したこと。この減少は、主に商品デリバティブ取引に関する債権が減少したこと
に起因する。
法人税の純負債が170百万ユーロ減少したこと。この減少は、主に2014年度のエネル・エスピーエーによる内金払い
が減少したこと
に起因する。
非支配持分株主に対する配当金支払に係る負債の増加により、その他の流動負債が224百万ユーロ減少したこと。こ
れは、一部エンデサの持分の希薄化を反映している。
流動金融純利益が251百万ユーロ増加したこと。この増加は、基本的に商品デリバティブの公正価値の上昇に起因す
るもので、デリバティブの為替レートについての公正価値の変動により一部相殺された。
- ・ 買掛金1,056百万ユーロの増加。

引当金は、前年度から5,179百万ユーロ増加し、11,078百万ユーロとなった。この増加は基本的に以下の要因を反映してい
る。

- ・ リスクおよび費用に対する引当金2,733百万ユーロの減少。この減少は主に、スロバキアにおける原子力発電所の廃炉
化に対する引当金が「売却目的保有」負債に再分類されたこと、エネル・ディストリブツィオーネおよびエー2
エー間の紛争を解決する和解契約の締結により訴訟に対する引当金が減少したことならびにイタリアおよびスペイン
における早期退職の奨励条項の利用を反映するものであった。早期退職の奨励条項の利用は、新たに導入された任意
早期退職制度により一部相殺された。
- ・ 繰延税金の2,456百万ユーロの減少。この減少は主に、エネル・イペロアメリカ（旧エネル・エナジー・ヨーロッパ）
が2014年度第4四半期において実行した経常外業務において受け取った配当金について1,392百万ユーロの繰延税金資
産を認識したこと
に起因する。その他の要因は、「売却目的保有」に分類された事業体の繰延税金資産および負債の
再分類による正味の影響、2014年のスペイン、チリおよびコロンビアにおける税率の改定ならびにイタリアにおける
ロビンフッド税の廃止による影響であった。

「売却目的保有」の純資産は、2014年12月31日において1,488百万ユーロ（2013年12月31日において221百万ユーロ）と
なった。これは、経営陣が下した決定により、IFRS第5条の売却目的の資産の分類要件を満たしたスロベンスケ・エレクト
ラーネ、エスイー・ハイドロパワーおよび他の小規模企業の純資産からなる。

純投下資本は、2014年12月31日において88,528百万ユーロとなった。これは、親会社の株主および非支配持分に起因する
株主資本51,145百万ユーロならびに純金融負債37,383百万ユーロにより調達されたものである。2014年12月31日現在の負債
資本比率は0.73（2013年12月31日は0.75）となった。

グループの財務構造の分析

純金融負債

純金融負債および各期間の変化は以下の表のとおりである。

	2014年 12月31日	2013年 12月31日 修正済	(単位：百万ユーロ) 年度間の増減	
長期債務:				
-銀行借入れ	7,022	7,873	(851)	-10.8%
-社債	39,749	41,483	(1,734)	-4.2%
-その他借入れ	1,884	1,549	335	21.6%
長期債務	48,655	50,905	(2,250)	-4.4%
長期金融債権および有価証券	(2,701)	(4,965)	2,264	-45.6%
純長期債務	45,954	45,940	14	-
短期債務:				
銀行借入れ:				
-長期銀行借入れの短期部分	824	1,750	(926)	-52.9%
-その他短期銀行借入れ	30	118	(88)	-74.6%
短期銀行借入れ	854	1,868	(1,014)	-54.3%
社債(短期部分)	4,056	2,648	1,408	53.2%
その他借入れ(短期部分)	245	260	(15)	-5.8%
コマーシャル・ペーパー	2,599	2,202	397	18.0%
現金担保およびその他デリバティブに対する資金調達	457	119	338	-
その他短期金融債務	166	45	121	-
その他短期債務	7,523	5,274	2,249	42.6%
長期金融債権(短期部分)	(1,566)	(2,976)	1,410	47.4%
ファクタリング売掛債権	(177)	(263)	86	32.7%
金融債権および現金担保	(1,654)	(1,720)	66	3.8%
その他短期金融債権	(323)	(527)	204	38.7%
銀行に預託された現金および現金同等物ならびに短期有価証券	(13,228)	(7,890)	(5,338)	-67.7%
現金および現金同等物ならびに短期金融債権	(16,948)	(13,376)	(3,572)	-26.7%
純短期負債	(8,571)	(6,234)	(2,337)	37.5%
純金融負債	37,383	39,706	(2,323)	-5.9%
「売却目的の純資産」の金融負債	620	(10)	630	-

2014年12月31日の純金融負債は、2013年12月31日と比較して2,323百万ユーロ減少し、37,383百万ユーロとなった。とりわけ、純長期債務の14百万ユーロの増加は、純短期債務の2,337百万ユーロの減少により一部相殺された。

より具体的には、長期銀行借入れが851百万ユーロ減少し、7,022百万ユーロとなった。この変化は主に以下の要因を反映している。

- ・ 2014年度末時点におけるスロベンスケ・エレクトラーネの借入れ1,557百万ユーロが「売却目的保有」資産に再分類されたこと
- ・ スロベンスケ・エレクトラーネによる信用供与450百万ユーロの返済
- ・ エネル・ディストリブツィオーネによるEIBローン266百万ユーロの返済
- ・ エンデサによる880百万ユーロの返済
- ・ エネルシスによる合計221百万ユーロの返済

これらの要因は、エネルシスによる105百万ユーロの財務の引出し、エネル・グリーン・パワー・インターナショナルによるEIBローン150百万ユーロおよび銀行からの借入れ153百万ユーロ、エネル・プロデュツィオーネによるEIBローン150百万ユーロ、エネル・グリーン・パワー・チリによるEIBローン103百万ユーロ、エネル・グリーン・パワー・ブラジルによるEIBローン217百万ユーロ、スロベンスケ・エレクトラーネによるEIBローン855百万ユーロならびにエネル・グリーン・パワー・メキシコによるEIBローン77百万ユーロにより一部相殺された。

社債は、2013年度末と比較して1,734百万ユーロ減少し、39,749百万ユーロとなった。これは主に、エネル・エスピーエーが2007年に発行した社債1,000百万ユーロの返済、エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した社債1,250百万ユーロの返済、エネル・ファイナンス・インターナショナルが発行した社債762百万ユーロの返済および2014年度に実行されたハイブリッド金融商品の新規発行（2075年1月15日満期5%固定利付2020年1月15日コール・オプション行使可能社債1,000百万ユーロおよび2076年9月15日満期6.625%固定利付2021年9月15日コール・オプション行使可能社債500百万ポンドを含む。）を反映している。

これらの影響は、2011年にエネル・エスピーエーにより発行された社債の現在の持ち高1,195百万ユーロおよびエンデサにより発行された社債の現在の持ち高480百万ユーロの短期への再分類により一部相殺された。

2014年12月31日の純短期負債は、2013年度末と比較して2,337百万ユーロ減少し、8,571百万ユーロの債権ポジションとなった。この結果は主に、基本的に信用供与および銀行借入れの短期部分約926百万ユーロの減少に起因する短期銀行借入れ1,014百万ユーロの減少、現金および現金同等物ならびに短期金融債権3,572百万ユーロの減少ならびにその他の短期債務2,249百万ユーロの増加に起因する、によるものである。

コマーシャル・ペーパーには、エネル・ファイナンス・インターナショナル、エンデサ・ラティノアメリカおよびエンデサ・キャピタルにより発行された合計2,599百万ユーロが含まれる。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、為替レートおよび商品の現金担保は1,654百万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457百万ユーロであった。

現金および現金同等物ならびに短期金融債権は、2013年度末と比較して3,572百万ユーロ増加し、16,948百万ユーロとなった。これは主に、銀行および短期有価証券の流動性資産5,338百万ユーロの増加および現在の長期金融債権の1,410百万ユーロの減少（詳細については、連結財務諸表の注記27.1を参照のこと）を反映している。

2014年の主要な取引のひとつとして、2014年4月24日に、エネル・エスピーエーは2016年に満期を迎える二社間リボルビング式信用供与550百万ユーロの再交渉を行い、2013年7月18日に取得し2015年7月に期間満了が予定されていた400百万ユーロの信用供与から置き換わることになった。

さらに、財務活動の最適化ならびに満期および資金に係る費用の積極的管理の一環として、2014年10月28日、エネル・ファイナンス・インターナショナルは、エネルにより保証されている自社債合計約762百万ユーロによる買戻しを行った。

キャッシュ・フロー

	(単位：百万ユーロ)		
	2014年	2013年 修正済	年度間の増減
期首における現金および現金同等物⁽¹⁾	7,900	9,768	(1,868)
営業活動によるキャッシュ・フロー	10,058	7,254	2,804
投資/ディスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(6,137)	(4,103)	(2,034)
財務活動によるキャッシュ・フロー	1,536	(4,598)	6,134
為替レートの変化による現金および現金同等物への影響	(102)	(421)	319
期末における現金および現金同等物⁽²⁾	13,255	7,900	5,355

(1) うち2014年1月1日時点の現金および現金同等物7,873百万ユーロ（2013年1月1日時点で9,726百万ユーロ。）、2014年1月1日時点の短期有価証券17百万ユーロ（2013年1月1日時点で42百万ユーロ。）ならびに2014年1月1日時点の「売却目的保有」資産に関する現金および現金同等物10百万ユーロ（2013年1月1日時点はなし。）。

(2) うち2014年12月31日時点の現金および現金同等物13,088百万ユーロ（2013年12月31日時点で7,873百万ユーロ。）、2014年12月31日時点の短期有価証券140百万ユーロ（2013年12月31日時点で17百万ユーロ。）ならびに2014年12月31日時点の「売却目的保有」資産に関する現金および現金同等物27百万ユーロ（2013年12月31日時点は10百万ユーロ。）。

2014年度の営業活動によるキャッシュ・フローは、前年度から2,804百万ユーロ増加し、10,058百万ユーロであった。この増加は、営業利益の減少により一部相殺された流動純資産の変化に関連する現金の使用の減少を反映している。

投資／ディスインベストメントによるキャッシュ・フローによる資金の使用は、2013年度の4,103百万ユーロに対し、6,137百万ユーロであった。より具体的には、以下のとおりである。

- ・ 有形固定資産および無形固定資産への投資は合計6,701百万ユーロとなり、前年度から781百万ユーロ増加した。この増加は、主に再生可能エネルギー部門における支出の増加に起因する。
- ・ 事業体および事業単位への投資（取得した現金および現金同等物の控除後）は73百万ユーロとなり、複数の会社に対する支配権の取得に関する企業結合に関連していた。これらには、インベルシオネス・ガス・アタカマの持分50%の追加取得、バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの持分26%の追加取得（かかる取得後、同社に対するエネルの持分は75%に増加）、アローラ・ディストリビューテッド・ソーラーの持分100%の取得およびエネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジーの持分50%の追加取得が含まれる。
- ・ 事業体および事業単位の処分（売却された現金および現金同等物の控除後）は、312百万ユーロとなり、エネル・グリーン・パワー・フランスの持分の100%の処分、2013年のアルティック・ロシアの処分の価格調整額の回収、コンストラクションズ・イ・プロジェクトス・ロス・マイテネスの処分および再生可能エネルギー部門におけるより小規模な会社の処分に関連していた。
- ・ その他の投資／ディスインベストメント活動によって生じた流動性は、合計325百万ユーロになった。これは主に、ラゲオの36.2%の処分、ティルメに対する投資の処分、オサージ・ウィンドの100%取得およびその後の50%の処分および当期中におけるその他通常のディスインベストメントから構成されている。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2013年度の現金4,598百万ユーロの使用に対し、現金1,536百万ユーロを生み出した。より具体的には、ハイブリッド金融商品の発行および少数株主持分の処分／取得からの手取金純額によるプラスの影響は、当グループの少数株主に対する配当金支払に必要とされる金額により一部のみ相殺された。より具体的には、少数株主持分に係る取引は、以下に関連していた。

- ・ ブラジルにおけるコエルチェの持分15.18%の追加取得（180百万ユーロ）
- ・ エデジェルの持分の54.20%を支配する、ジェネランデス・ペルー（以前は61%の持分の所有を通して支配）の持分39%の追加取得（321百万ユーロ）
- ・ エンデサがエナル・エナジー・ヨーロッパ（現エネル・イベロアメリカ）にエンデサ・ラティノアメリカ（現エネル・ラティノアメリカ）の100%およびエネルシスの20.3%を売却した後、エネルシスに対する非支配持分4.81%を取得したこと（取引費用を含み659百万ユーロ）
- ・ 公募によるエンデサの持分21.92%の処分（取引費用控除後3,087百万ユーロ）

営業活動によるキャッシュ・フロー10,058百万ユーロおよび財務活動によるキャッシュ・フロー1,536百万ユーロにより、投資活動に係る6,137百万ユーロの現金需要は十二分に賄われた。この差異は、現金および現金同等物の増加に反映されており、2013年度末は7,900百万ユーロであったのに対し、2014年12月31日は13,255百万ユーロとなった。また、この差異は為替差損の影響（102百万ユーロ）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。「第一部 - 第3 - 1 業績等の概要」における記載のとおり、当グループが採用し、2014年1月1日より遡及的に適用されたいくつかのIFRS-EUの改定に伴い、2013年度の当グループの各部門および各事業分野の業績は比較のためにのみ修正再表示されている。これらの改定は、影響を受けた部門および事業分野の2013年度の事業データの適正な調整をももたらした。

2014年および2013年の事業分野別の業績

2014年の業績⁽¹⁾

(単位: 百万ユーロ)	販売	発電および エネルギー・ マネージ メント	インフラスト ラクチャー および ネットワーク	イベリア および ラテン アメリカ	国際	再生可能 エネルギー	その他、 部門間消去 および調整	合計
第三者からの収益	15,116	18,908	3,618	30,412	4,920	2,662	155	75,791
その他の部門との取引からの 収益	110	3,698	3,748	135	358	259	(8,308)	-
収益合計	15,226	22,606	7,366	30,547	5,278	2,921	(8,153)	75,791
公正価値で評価された商品取 引からの純利益/(費用)	(34)	(146)	-	(115)	(5)	76	(1)	(225)
売上総利益	1,081	1,163	3,979	6,294	1,204	1,938	98	15,757
減価償却費、償却費および 減損損失	626	2,702	1,036	3,505	3,886	814	101	12,670
営業利益	455	(1,539)	2,943	2,789	(2,682)	1,124	(3)	3,087
資本支出	111	285	996	2,602	936	1,658	113	6,701

(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。当期のその他の収益および費用については同様の方法が採用された。

2013年の業績(修正済)⁽¹⁾⁽²⁾

(単位: 百万ユーロ)	販売	発電および エネルギー・ マネージ メント	インフラスト ラクチャー および ネットワーク	イベリア および ラテン アメリカ	国際	再生可能 エネルギー	その他、 部門間消去 および調整	合計
第三者からの収益	16,704	18,758	3,669	30,563	5,662	2,281	1,026	78,663
その他の部門との取引からの 収益	217	4,040	4,029	111	634	488	(9,519)	-
収益合計	16,921	22,798	7,698	30,674	6,296	2,769	(8,493)	78,663
公正価値で評価された商品取 引からの純利益/(費用)	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
売上総利益	866	1,084	4,008	6,638	1,293	1,780	1,022	16,691
減価償却費、償却費および 減損損失	504	591	980	2,871	1,316	575	114	6,951
営業利益	362	493	3,028	3,767	(23)	1,205	908	9,740
資本支出	99	313	1,046	2,160	924	1,294⁽³⁾	84	5,920

(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。当期のその他の収益および費用については同様の方法が採用された。

(2) 数値は、遡及的効果を有するIFRS11に基づく会計処理の変更の結果、修正されている。

(3) 「売却目的保有」に分類されるユニットに属する1百万ユーロを含まない。

販売部門

事業

電力販売

	2014年	2013年 修正済	(単位：百万kWh) 増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	25,148	25,913	(765)	-3.0%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	10,742	9,265	1,477	15.9%
- セーフガード市場の顧客	1,479	1,721	(242)	-14.1%
自由市場合計	37,369	36,899	470	1.3%
規制市場				
- 保護強化市場の顧客	49,734	54,827	(5,093)	-9.3%
合計	87,103	91,726	(4,623)	-5.0%

(1) 大規模な顧客およびエネルギー大量消費顧客（年間消費量が1 GWhを超える）。

平均顧客数

	2014年	2013年 修正済	増減	
自由市場				
- 大衆市場の顧客	5,387,579	4,693,080	694,499	14.8%
- 事業者顧客 ⁽¹⁾	51,215	38,566	12,649	32.8%
- セーフガード市場の顧客	34,528	37,558	(3,030)	-8.1%
自由市場合計	5,473,322	4,769,204	704,118	14.8%
規制市場				
- 保護強化市場	21,734,575	23,050,677	(1,316,102)	-5.7%
合計	27,207,897	27,819,881	(611,984)	-2.2%

(1) 大規模な顧客およびエネルギー大量消費顧客（年間消費量が1 GWhを超える）。

2014年における電力販売は、前年と比較して4,623百万kWh減少し87,103百万kWhとなった。より具体的には、規制市場における販売の減少は基本的に規制システムから自由市場に顧客が継続的に移行していることを反映しており、かかる減少は事業者顧客への販売量の増加により一部のみ相殺された。

ガス販売および顧客

	2014年	2013年 修正済	増減	
ガス販売（百万立方メートル）				
- 大衆市場の顧客 ⁽¹⁾	2,937	3,394	(457)	-13.5%
- 事業者顧客	559	707	(148)	-20.9%
ガス販売合計	3,496	4,101	(605)	-14.8%
平均顧客数	3,470,692	3,245,996	224,696	6.9%

(1) 居住用顧客および小規模事業を含む。

2014年におけるガス販売は、前年と比べて605百万立方メートル（14.8%減少）減少し3,496百万立方メートルとなった。この減少は、すべての区分の顧客に影響を及ぼしており、主にイタリアにおける景気の悪化を反映している。

業績

	(単位：百万ユーロ)			
	2014年	2013年 修正済	増減	
収益	15,226	16,921	(1,695)	-10.0%
売上総利益	1,081	866	215	24.8%
営業利益	455	362	93	25.7%
資本支出	111	99	12	12.1%

2014年の**収益**は、2013年と比べて1,695百万ユーロ減少（10.0%減少）し、合計15,226百万ユーロとなった。かかる減少は、主に以下の要因を反映している。

- ・規制電力市場における収益の1,055百万ユーロの減少。これは、主に販売量の減少（5.1TWhの減少）および発電コストをまかなう料金の構成要素からの収益の減少に関連している。これらの要因は、販売サービスによる収益の増加および主として前年度の売買の平準化支払に関連した過年度項目によるプラスの影響109百万ユーロにより一部のみ相殺された。
- ・エンドユーザー向けの天然ガス販売による収益の359百万ユーロの減少。これは主に、とりわけ大衆市場セグメントにおける販売量の減少に起因している。
- ・自由電力市場における収益の293百万ユーロの減少。この減少は主に、様々な顧客セグメントに対する平均販売価格の低下および全国送電系統運用者に通知された量の調整に伴う過年度費用の認識に起因した。これらの要因は、販売量の増加（0.5TWhの増加）により一部のみ相殺された。

2014年の**売上総利益**は、2013年と比べて215百万ユーロ（24.8%の増加）増加し、1,081百万ユーロとなった。より具体的には、かかる増加は以下を反映している。

- ・電力およびガスの自由市場におけるマージン239百万ユーロの増加。これは主に、両商品の単位マージンの上昇に起因しており、主に顧客獲得および管理に関連する費用の増加により一部相殺された。
- ・規制電力市場におけるマージン24百万ユーロの減少。これは主に、インフラストラクチャーおよびネットワーク部門の会社に提供されたサービスの減少に起因した。この要因は、（販売量の減少にかかわらず）電力販売のマージンが39百万ユーロ増加したことおよび特定の営業費用の減少により一部のみ相殺された。

2014年の**営業利益**（626百万ユーロ（2013年は504百万ユーロ））の減価償却費、償却費および減損損失を控除後のもの）は、2013年と比べて93百万ユーロ増加し、455百万ユーロとなった。この増加は主に、売上総利益の変動および売掛金に関する減損損失111百万ユーロの増加を反映している。

資本支出

資本支出は、2013年（99百万ユーロ）と概ね一致し、合計111百万ユーロとなった。

発電およびエネルギー・マネージメント部門

事業

純発電量

	(単位：百万kWh)			
	2014年	2013年	増減	
火力発電	42,528	42,728	(200)	-0.5%
水力発電	15,861	16,612	(751)	-4.5%
その他の資源	8	9	(1)	-11.1%
純発電量合計	58,397	59,349	(952)	-1.6%
- うちイタリア	57,707	57,976	(269)	-0.5%
- うちベルギー	690	1,373	(683)	-49.7%

2014年における発電およびエネルギー・マネージメント事業分野による純発電量は、2013年と比較して1.6%減少し、58,397百万kWhとなった。水力発電による発電量の減少（751百万kWhの減少）は主に、ガバナンスの取決めににおける変更によりエスイー・ハイドロパワーの連結範囲が変更されたこと（1,451百万kWhの減少）に起因する（かかる変更の結果、同社に対する支配権は喪失され、同社の会計処理は完全連結から（共同事業とみなされるため）持分法を用いた連結に変更された）。かかる変更の影響は、当期中における水質の向上に関する水力発電量の増加（700百万kWhの増加）により一部のみ相殺された。

イタリアにおける火力発電は石炭を燃料とする発電所の好業績のおかげで483百万kWh増加した。ベルギーにおいては、2014年度末までトーリング契約に従って運営されたマルシネル・エナジー発電所が、北ヨーロッパにおける悪状況を反映し発電量の減少（683百万kWhの減少）を記録した。

火力発電総量への寄与率

	(単位：百万kWh)					
	2014年		2013年		増減	
高硫黄含有燃料油（0.25%超）	475	1.0%	426	0.9%	49	11.5%
低硫黄含有燃料油（0.25%未満）	24	0.1%	165	0.4%	(141)	-85.5%
燃料油合計量	499	1.1%	591	1.3%	(92)	-15.6%
天然ガス	7,761	16.9%	9,616	20.9%	(1,855)	-19.3%
石炭	37,146	80.9%	35,106	76.3%	2,040	5.8%
その他の燃料	498	1.1%	696	1.5%	(198)	-28.4%
合計	45,904	100.0%	46,009	100.0%	(105)	-0.2%

2014年の火力発電総量は2013年と比較して105百万kWh減少（0.2%の減少）して45,904百万kWhとなった。この減少は、石炭を除き、すべての主要な種類の燃料においてみられた。これは特にイタリアにおける景気後退により電力需要が低下している環境下で、イタリアの燃料構成において従来型の火力発電の競争力が低下していることに関連している。

純有効発電容量

	(単位：MW)			
	2014年 12月31日	2013年 12月31日 修正済	増減	
火力発電所 ⁽¹⁾	22,463	24,629	(2,166)	-8.8%
水力発電所	11,186	11,550	(364)	-3.2%
代替資源	41	41	-	-
合計	33,690	36,220	(2,530)	-7.0%

(1) うち5,460MW（2013年12月31日現在は3,631MW）は、長期の技術的問題により利用できなかった。

2014年の純有効発電容量は、前年度から2,530MW減少し33,690MWとなった。長期の技術的問題により利用できなかった発電量の増加は主に、2003年10月27日付の法令第290号の規定に従い、環境省および経済開発省から発電資産の閉鎖を求める追加の要請を受けたことに関連している。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	増減	
収益	22,606	22,798	(192)	-0.8%
売上総利益	1,163	1,084	79	7.3%
営業利益	(1,539)	493	(2,032)	-
資本支出	285	313	(28)	-8.9%

2014年の**収益**は、2013年から192百万ユーロ減少（0.8%の減少）し、22,606百万ユーロとなった。この減少は、主に以下の要因に起因する。

- ・電力販売による収益2,685百万ユーロの減少。より具体的には、平均販売価格の低い市場における発電量の減少に関連した電力交換所における販売による収益の減少（3,713百万ユーロ）は、その他の国内再販売業者への電力販売による収益の増加（904百万ユーロ）およびその他のグループ会社、とりわけ、エンドユーザー市場において事業を展開するイタリアの会社への電力販売による収益の増加（149百万ユーロ）により一部のみ相殺された。
- ・国際電力市場における取引による収益811百万ユーロの減少。これは主に、取引量の減少（4.3TWhの減少）に起因する。
- ・燃料取引による収益2,392百万ユーロの増加。これは主に、天然ガスの取引量の増加（2,433百万ユーロ）に起因している。
- ・エスイー・ハイドロパワーの資産および負債の公正価値での再評価から得られた利益（50百万ユーロ）（2014年1月1日付の同社のガバナンスの取決めの変更に伴い同社に対する支配権が失われたため、これらの利益については当グループの持分に対応した部分に限られる。）。これらの利益は、前述の連結方法の変更により、当該分野の収益に対する同社の貢献が62百万ユーロ減少したことにより一部のみ相殺された。
- ・二酸化炭素排出権およびグリーン証書の販売による収益848百万ユーロの増加。これらの増加はそれぞれ、（市場の不安定性の増大による）取引量の増加およびポートフォリオ最適化戦略の採用に起因する。

2014年の**売上総利益**は、2013年の1,084百万ユーロから79百万ユーロ（7.3%の増加）増加し、1,163百万ユーロとなった。かかる増加は基本的に以下に起因する。

- ・天然ガスおよびその他の商品の販売および取引におけるマージン170百万ユーロの増加。
- ・エスイー・ハイドロパワーの資産および負債の公正価値での再評価から得られた利益50百万ユーロ。この利益は、同社の連結方法の変更によるマージンの減少（29百万ユーロ）により一部相殺された。
- ・発電マージン72百万ユーロの減少。これは実質的に電力販売価格の低下に起因しており、水質向上による発電構成の改善およびグリーン証書のマージンの増加により一部のみ相殺された。
- ・営業費用の増加および年度末時点における残存商品リスクの評価による正味のマイナスの影響。

営業成績は、2013年に計上された493百万ユーロから2,032百万ユーロ減少し、1,539百万ユーロの損失を示した。この変化は減損損失の増加を反映しており、かかる増加は特定の発電所の耐用年数の見直しに起因した償却費および減価償却費の減少により一部のみ相殺された。より具体的には、エネル・プロデュツィオーネCGUの減損テスト実施後に計上された2014年度の減損損失は、2,108百万ユーロに上った。これは、イタリアにおいて現在進行中の経済危機およびこれらの条件が従来型の発電セグメントに与える悪影響を反映している。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	増減	
発電所				
- 火力	187	210	(23)	-11.0%
- 水力	69	71	(2)	-2.8%
- 代替エネルギー資源	1	5	(4)	-80.0%
発電所合計	257	286	(29)	-10.1%
その他の有形固定資産および無形固定資産への投資	28	27	1	3.7%
合計	285	313	(28)	-8.9%

資本支出は合計285百万ユーロとなり、このうち257百万ユーロは発電所のためのものであった。2014年の主要な投資は、引き続き火力発電所の建設または修繕（187百万ユーロ）を含むものであり、その中にはボルト・エンペードクレ発電所の建設、プリンディジ発電所およびトーレヴァルダリガ・ノルド発電所のさまざまな作業ならびにソベルツェーネ発電所およびゲロサ発電所に関するその他の作業を含んでいる。

[次へ](#)

インフラストラクチャーおよびネットワーク部門

事業

電力の供給および配電ネットワーク

	2014年	2013年 修正済	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	20	-	20	-
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	350,358	349,386	972	0.3%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	786,289	782,624	3,665	0.5%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	1,136,667	1,132,010	4,657	0.4%
エネルの供給ネットワークで送電された電力（百万kWh） ⁽¹⁾	221,850	228,918	(7,068)	-3.1%

(1) 2013年の数値は、より正確な送電量の測定を反映している。

配電ネットワークは、4,657キロメートル拡張した。これは実質的に、前年からは減少したものの、顧客（エンドユーザーおよび発電機の両者を含む。）による送電網への新しい接続に起因している。2014年、イタリアにおけるエネルのネットワークにより送電された電気量は、221,850百万kWhであり、国内需要の低下を反映して前年から3.1%減少した。

業績

	2014年	2013年 修正済	増減	(単位：百万ユーロ)
収益	7,366	7,698	(332)	-4.3%
売上総利益	3,979	4,008	(29)	-0.7%
営業利益	2,943	3,028	(85)	-2.8%
資本支出	996	1,046	(50)	-4.8%

2014年の**収益**は、前年から332百万ユーロ減少（4.3%の減少）し、7,366百万ユーロとなった。かかる減少の実質的な要因は以下のとおりである。

- ・過年度からの調整額の認識および見積額の修正合計224百万ユーロ。
- ・接続料100百万ユーロの減少。かかる減少は、主に上記の接続数が前年から減少したことに起因する。
- ・料金の収益96百万ユーロの減少。この減少は、主に接続料平準化メカニズム（エネルギー、ガスおよび水システム当局（当局）による決議第607/2013号）の2013年の適用および送電量の減少に起因する。これらの要因は、上記決議に起因する送電料金の引上げにより一部のみ相殺された。
- ・ホワイト証書の販売のための電力平準化ファンドによる助成金81百万ユーロの増加。

売上総利益は、29百万ユーロ（0.7%の減少）減少し、合計3,979百万ユーロとなった。これは、実質的に以下の影響によるものである。

- ・電力のマージンの235百万ユーロの減少。これは、以下の要因を反映している。
 - 上記の前年度項目。
 - 2013年に適用された接続料平準化メカニズムの影響。
 - 送電量の低下。
これらの要因は、送電料金の引上げおよび電力平準化ファンドによる助成金により一部のみ相殺された。
- ・新規顧客からの接続料103百万ユーロの減少。
- ・ホワイト証書のマージンの改善（268百万ユーロ）。かかる改善は、管理局決議第13/2014号の導入による変化がもたらした、当該証書の購入に関する費用弁済メカニズムに起因する。

- ・2014年初期に実施された費用およびリスクに対する引当金のプラスの調整63百万ユーロ。この調整は、エネル・ディストリブツィオーネ、A2AおよびA2Aレティ・エレクトリック（A2A Reti Elettriche）間の和解契約の締結を受けてなされ、当該契約には、エネル・ディストリブツィオーネがA2Aレティ・エレクトリックに89百万ユーロ支払いを行うことで、後者は追加の請求権を放棄する旨が規定されていた。

営業利益（1,036百万ユーロ（2013年は980百万ユーロ）の減価償却費、償却費および減損損失を控除後のもの）は、前年と比べて86百万ユーロ減少（2.8%減少）し、2,943百万ユーロとなった。この減少は、主に売掛金の減損損失が46百万ユーロ増加したことに起因する。

資本支出

(単位：百万ユーロ)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
配電ネットワーク	996	997	(1)	-0.1%
その他の有形固定資産および無形固定資産への投資	-	49	(49)	-
合計	996	1,046	(50)	-4.8%

2014年の**資本支出**は、前年に比べて50百万ユーロ減少し、996百万ユーロとなった。この減少は主に、顧客および発電所による接続に対する支出の減少によるもので、サービスの質の向上のための支出により一部のみ相殺された。

イベリアおよびラテンアメリカ部門

事業

純発電量

(単位：百万kWh)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
火力発電	62,283	63,472	(1,189)	-1.9%
原子力発電	24,762	25,892	(1,130)	-4.4%
水力発電	42,777	40,379	2,398	5.9%
風力発電	158	145	13	9.0%
純発電量合計	129,980	129,888	92	0.1%
- うちイベリア半島	69,681	68,439	1,242	1.8%
- うちアルゼンチン	14,390	15,743	(1,353)	-8.6%
- うちブラジル	5,225	4,992	233	4.7%
- うちチリ	18,063	19,438	(1,375)	-7.1%
- うちコロンビア	13,559	12,747	812	6.4%
- うちペルー	9,062	8,529	533	6.2%

当部門による純発電量合計は、2013年と比べて92百万kWh増加し、129,980百万kWhとなった。

特に、2014年におけるイベリア半島の純発電量は1,242百万kWhの増加（1.8%の増加）となり、これは火力発電の増加（9.4%の増加）に起因し、原子力発電および水力発電の減少（後者は水の供給状況の改善に起因）により一部のみ相殺された。これに対し、ラテンアメリカにおける純発電量は、1,150百万kWhの減少となった。これは主に、とりわけボカミナII発電所の閉鎖を反映してアルゼンチンおよびチリにおける火力発電が減少したことに起因し、水の供給状況の改善によるチリおよびコロンビアにおける水力発電の増加により一部のみ相殺された。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)

	2014年		2013年 修正済		増減	
高硫黄含有燃料油 (0.25%超)	7,050	7.7%	7,789	8.4%	(739)	-9.5%
天然ガス	24,541	26.9%	24,233	26.2%	308	1.3%
石炭	27,958	30.7%	27,154	29.3%	804	3.0%
核燃料	25,776	28.3%	26,983	29.2%	(1,207)	-4.5%
その他の燃料	5,831	6.4%	6,400	6.9%	(569)	-8.9%
合計	91,156	100.0%	92,559	100.0%	(1,403)	-1.5%

2014年の当部門による火力発電総量は、前年と比較して1,403百万kWh減少(1.5%減少)し、91,156百万kWhとなった。この減少は主に、原子力および燃料油による発電量の減少に起因し、石炭および天然ガスによる発電量の増加により一部のみ相殺された。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2014年12月31日	2013年12月31日 修正済	増減	
火力発電	21,405	20,569	836	4.1%
原子力発電	3,318	3,318	-	-
水力発電	13,514	13,334	180	1.3%
風力発電	78	78	-	-
純有効発電容量合計	38,315	37,299	1,016	2.7%
- うちイベリア半島	21,713	21,699	14	0.1%
- うちアルゼンチン	4,403	4,403	-	-
- うちブラジル	976	977	(1)	-0.1%
- うちチリ	6,286	5,521	765	13.9%
- うちコロンビア	3,012	2,878	134	4.7%
- うちペルー	1,925	1,821	104	5.7%

2014年12月31日現在の純有効発電容量は、2013年末と比較して1,016MW増加し、38,315MWとなった。この増加は、インベルシオネス・ガス・アタカマの取得による影響を含む。かかる取得により、アタカマ砂漠における781MWの発電容量を有する火力発電所が連結された。

電力の供給および配電ネットワーク

	2014年	2013年 修正済	増減	
年末現在の高圧送電線(キロメートル)	31,686	31,428	258	0.8%
年末現在の中圧送電線(キロメートル)	272,644	270,409	2,235	0.8%
年末現在の低圧送電線(キロメートル)	321,950	329,419	(7,469)	-2.3%
配電ネットワーク合計(キロメートル)	626,280	631,256	(4,976)	-0.8%
エネルの配電ネットワークで送電された電力(百万kWh)	159,512	159,704	(192)	-0.1%
- うちイベリア半島	96,404	98,456	(2,052)	-2.1%
- うちアルゼンチン	14,980	14,953	27	0.2%
- うちブラジル	19,982	18,799	1,183	6.3%
- うちチリ	13,257	13,030	227	1.7%
- うちコロンビア	8,225	8,010	215	2.7%
- うちペルー	6,664	6,456	208	3.2%

2014年12月31日現在、イベリアおよびラテンアメリカ部門の配電ネットワークの規模は、4,976キロメートル減少した。とりわけスペインにおいて低圧送電線が大幅に縮小し、ラテンアメリカ諸国の配電ネットワークの拡張により一部相殺された。

2014年に送電された電力量は192百万kWh減少し、159,512百万kWhとなった。これは、当部門が担当する2つの地域における異なった電力需要の変移を反映している。イベリア半島においては需要が落ち込んだ一方、ラテンアメリカ、特にブラジルおよびコロンビアにおいては需要が増大した。

電力販売

(単位：百万kWh)

	2014年	2013年 修正済	増減	
自由市場	99,819	101,806	(1,987)	-2.0%
規制市場	57,217	55,565	1,652	3.0%
総計	157,036	157,371	(335)	-0.2%
- うちイベリア半島	93,928	96,123	(2,195)	-2.3%
- うちアルゼンチン	14,980	14,953	27	0.2%
- うちブラジル	19,982	18,799	1,183	6.3%
- うちチリ	13,257	13,030	227	1.7%
- うちコロンビア	8,225	8,010	215	2.7%
- うちペルー	6,664	6,456	208	3.2%

2014年のエンドユーザー向け電力販売は、2013年と比べて335百万kWh減少し、157,036百万kWhとなった。継続する景気後退によるイベリア半島における販売量の縮小(2,195百万kWhの減少)は、ラテンアメリカ、特にブラジルおよびコロンビアにおける電力需要の大幅な増加による当該地域における販売量の増加(1,860百万kWhの増加)により一部のみ相殺された。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	増減	
収益	30,547	30,674	(127)	-0.4%
売上総利益	6,294	6,638	(344)	-5.2%
営業利益	2,789	3,767	(978)	-26.0%
資本支出	2,602	2,160	442	20.5%

下表は地理的地域別に業績を示した表である。

(単位：百万ユーロ)

	収益			売上総利益			営業利益		
	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減
ヨーロッパ	20,900	21,123	(223)	3,203	3,195	8	1,240	1,382	(142)
ラテンアメリカ	9,647	9,551	96	3,091	3,443	(352)	1,549	2,385	(836)
合計	30,547	30,674	(127)	6,294	6,638	(344)	2,789	3,767	(978)

2014年の**収益**は、127百万ユーロ減少した。これは以下を反映している。

- ・ヨーロッパにおける収益223百万ユーロの減少。これは主に以下によるものである。
 - 発電量およびエンドユーザー市場における販売量に対して悪影響を及ぼした電力需要の減少。この減少は、平均卸売価格およびエンドユーザー市場における販売価格の低下を背景とする。
 - 販売価格の低下による、天然ガスの輸送からの収益の減少。
これらの要因は、イベリア半島外の発電に対する助成金の増加（217百万ユーロ）、スペインにおける規制枠組みの改訂により増額された助成金の正味の影響、および発電量の減少に関連した助成金の減少により一部相殺された。
- ・ラテンアメリカにおける収益96百万ユーロの増加。これは主に、以下によるものである。
 - ガス・アタカマに対する持分50%の追加取得に伴う連結範囲の変化（150百万ユーロ）。かかる取得により同社の支配権が取得され、その結果同社は完全に連結された。
 - ラテンアメリカ諸国、特にブラジルの配電会社における料金の引上げ。
 - 特にコロンビアおよびペルーにおける電力販売からの収益の増加。かかる増加は、取引量の増加および平均販売価格の上昇に起因する。
 - ユーロに対する現地通貨の為替レートが不利に推移したこと。これによるマイナスの影響は、全体で1,208百万ユーロであった。

売上総利益は、2013年と比べて344百万ユーロ減少（5.2%の減少）し、6,294百万ユーロとなった。これは、以下を反映している。

- ・ヨーロッパにおける売上総利益8百万ユーロの増加。この増加は、実質的に規制事業のマージンの改善（主に、イベリア半島外の発電に起因する）に起因し、非規制活動のマージンの減少および2014年における新しい早期退職奨励制度に関する費用の認識により相殺された。
- ・ラテンアメリカにおける売上総利益352百万ユーロの減少。これは、実質的に以下に起因している。
 - 為替による影響、合計294百万ユーロ。かかる影響は、値上げが進む環境下での発電量の増加によりマージンが改善されたことにより大幅に相殺された。
 - 電力供給に係る費用の増加。かかる増加は、とりわけチリのボカミナII発電所の閉鎖を要因としており、この閉鎖により、当グループは、顧客の需要を満たすためにスポットおよびプール市場により頼らざるを得ない状況に置かれた。
 - アルゼンチンにおける営業費用の増加。かかる増加は、2014年初頭に発生した猛暑による緊急事態による停電への対応および費用監視メカニズムに基づくエデスルへの助成金が前年度と比較して減少したことにより起因する。

2014年の**営業利益**は、売上総利益の推移と一致し、2013年と比較して978百万ユーロ減少し、2,789百万ユーロとなった。2014年における減損損失の増加は、エンデサ・チリが保有するアイセン地方の水資源の使用権に係る減損損失（589百万ユーロ）を含む。かかる減損損失は、法律上および手続き上の規制からプロジェクトの継続が不確実なものになったことにより認識された。また、当グループがボルトガルおよびスペインにおいて保有する、より小額の営業権複数について認識された減損損失（合計66百万ユーロ）も一要因となった。

資本支出

(単位：百万ユーロ)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
発電所				
- 火力	508	326	182	55.8%
- 水力	385	366	19	5.2%
- 原子力	138	128	10	7.8%
- 代替エネルギー資源	4	-	4	-
発電所合計	1,035	820	215	26.2%
配電ネットワーク	1,049	919	130	14.1%
その他の有形固定資産および無形固定 資産への投資	518	421	97	23.0%
合計	2,602	2,160	442	20.5%

資本支出は、前年と比較して442百万ユーロ増加し、合計2,602百万ユーロとなった。特に2014年の資本支出は、送電ネットワークに係る取組み（1,049百万ユーロ。そのうちヨーロッパが502百万ユーロ、ラテンアメリカが427百万ユーロ。また、営業権に基づき運営される発電所への投資を含む。）が含まれる。発電所に対する投資（1,035百万ユーロ）は主に、コロンビアのエル・キンボ（El Quimbo）水力発電所の建設に集中していた。

国際部門

事業

純発電量

(単位：百万kWh)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
火力発電	44,229	43,802	427	1.0%
原子力発電	14,420	14,624	(204)	-1.4%
水力発電	4,225	4,759	(534)	-11.2%
その他の資源	52	59	(7)	-11.9%
純発電量合計	62,926	63,244	(318)	-0.5%
- うちロシア	42,376	41,901	475	1.1%
- うちスロバキア	20,550	21,343	(793)	-3.7%

2014年の純発電量は、2013年と比較して318百万kWh減少し、62,926百万kWhとなった。この減少は、スロベンスケ・エレクトラーネによる水力発電が前年度比で減少したこと（534百万kWhの減少）に起因し、エネル・ロシア（旧エネルOGK-5）による火力発電の増加（475百万kWhの増加）によって一部のみ相殺された。

火力発電総量への寄与率

(単位：百万kWh)						
	2014年		2013年 修正済		増減	
高硫黄含有燃料油（0.25%超）	186	0.3%	120	0.2%	66	55.0%
天然ガス	25,325	40.7%	23,159	37.3%	2,166	9.4%
石炭	21,255	34.1%	23,027	37.1%	(1,772)	-7.7%
核燃料	15,499	24.9%	15,720	25.4%	(221)	-1.4%
合計	62,265	100.0%	62,026	100.0%	239	0.4%

2014年の火力発電総量は、2013年の62,026百万kWhから239百万kWh増加し、62,265百万kWhとなった。かかる増加は、ロシアにおいて天然ガスの発電量および混合サイクルによる発電所の発電量が増加したことに起因し、その他の資源による発電量の減少を完全に相殺した。より具体的には、石炭による発電量の減少は、技術的問題によるレフティンスカヤ発電所の多数の運転停止に起因する。

純有効発電容量

(単位：MW)

	2014年12月31日	2013年12月31日 修正済	増減	
火力発電所	10,310	10,742	(432)	-4.0%
原子力発電所	1,814	1,814	-	-
水力発電所	2,329	2,329	-	-
その他の資源	28	27	1	-
純有効発電容量合計	14,481	14,912	(431)	-2.9%
- うちロシア	9,107	9,107	-	-
- うちスロバキア	4,968	5,399	(431)	-8.0%
- うちベルギー	406	406	-	-

2014年の純有効発電容量は、スロバキアにおけるヴォジャニ石炭火力発電所の1基の停止に起因し、431MW減少した。

電力の供給および配電ネットワーク

	2014年	2013年 修正済	増減	
年末現在の高圧送電線（キロメートル）	6,572	6,586	(14)	-0.2%
年末現在の中圧送電線（キロメートル）	34,998	34,923	75	0.2%
年末現在の低圧送電線（キロメートル）	49,562	49,397	165	0.3%
配電ネットワーク合計（キロメートル）	91,132	90,906	226	0.2%
エネルの配電ネットワークで送電された電力 （百万kWh）	14,063	13,996	67	0.5%

2014年12月31日現在、配電ネットワーク（そのすべてがルーマニアにある。）の規模は、226キロメートル拡張し、これは主に当年に新たに導入された低圧の接続線に起因する。

送電された電力量は、2014年中、13,996百万kWhから0.5%増加し14,063百万kWhとなった。

電力販売

(単位：百万kWh)

	2014年	2013年 修正済	増減	
自由市場	10,410	13,737	(3,327)	-24.2%
規制市場	5,926	7,210	(1,284)	-17.8%
合計	16,336	20,947	(4,611)	-22.0%
- うちルーマニア	8,156	8,754	(598)	-6.8%
- うちフランス	3,442	8,068	(4,626)	-57.3%
- うちスロバキア	4,738	4,125	613	14.9%

2014年において国際部門により販売された電力は、2013年と比較して4,611百万kWh減少（22.0%の減少）し、16,336百万kWhであった。かかる減少は、以下に起因する。

- ・ルーマニア市場における販売が598百万kWh減少したこと。かかる減少は、2014年初めから完全操業している事業市場の漸進的な自由化を反映している。
- ・エネル・フランスによる販売電力が4,626百万kWh減少したこと。これは、発電容量の低下に大きく起因する。
- ・スロバキアにおける販売量613百万kWhの増加。

業績

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	増減	
収益	5,278	6,296	(1,018)	-16.2%
売上総利益	1,204	1,293	(89)	-6.9%
営業利益	(2,682)	(23)	(2,659)	-
資本支出	936	924	12	1.3%

下記の表は、地理的地域別の業績を示している。

	収益			売上総利益			営業利益		
	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減
中央ヨーロッパ	2,776	3,488	(712)	547	605	(58)	(2,676)	360	(3,036)
東南ヨーロッパ	1,008	1,116	(108)	299	289	10	195	154	41
ロシア	1,494	1,692	(198)	358	399	(41)	(201)	(537)	336
合計	5,278	6,296	(1,018)	1,204	1,293	(89)	(2,682)	(23)	(2,659)

2014年の**収益**は、前年（6,296百万ユーロ）から1,018百万ユーロ減少し、5,278百万ユーロとなった。この業績は、以下を反映したものである。

- ・中央ヨーロッパにおける収益712百万ユーロの減少。これは主に、主に販売価格の低下に起因するスロバキアにおける収益の減少（397百万ユーロの減少）および発電容量の減少に起因するフランスにおける収益の減少（315百万ユーロの減少）によるものである。
- ・ロシアにおける収益198百万ユーロの減少。これは、ユーロに対するルーブルの急落を反映している。この要因は、電力市場における販売価格の上昇による現地通貨での販売収益の増加を完全に相殺した。
- ・東南ヨーロッパにおける収益108百万ユーロの減少。かかる減少はすべてルーマニアに起因し、自由市場における価格の低下による。

売上総利益は、2013年（1,293百万ユーロ）と比較して89百万ユーロ減少し、1,204百万ユーロであった。かかる減少は、以下の要因に関連するものである。

- ・中央ヨーロッパにおける売上総利益58百万ユーロの減少。これは、発電量の縮小および電力価格の低下に起因する、スロバキアにおける発電量（171百万ユーロの減少）に一部起因している。かかる減少は、2013年に複数の外国企業への投資に関する訴訟について認識されたリスクおよび費用に対する引当金の認識ならびにフランスにおけるマージンの改善の影響により相殺された。
- ・ロシアにおける売上総利益41百万ユーロの減少。この減少のうち、ユーロに対してルーブルが下落した影響は電力の平均販売価格の上昇により一部のみ相殺された。
- ・東南ヨーロッパにおける10百万ユーロの売上総利益の増加。これは主に、ルーマニアにおける営業費用の低下によるものである。

2014年の**営業成績**は、減価償却費、償却費および減損損失2,570百万ユーロの増加を受け、前年と比較して2,659百万ユーロ減少し、2,682百万ユーロの損失を示した。前者項目の増加は主に、スロベンスケ・エレクトラーネの資産の帳簿価額を現時点までに受けた非拘束の申入れに基づいて決定された見積実現可能価額と合致させた結果認識された減損損失（2,878百万ユーロ）に起因する。もうひとつの要因は、継続する経済成長の減速および中期的な予測価格上昇率の縮小から見込まれる将来のキャッシュ・フローの減少予測を反映するために認識されたエネル・ロシア（旧エネルOGK-5）のCGUののれんおよび発電所資産に係る減損損失（2014年においては365百万ユーロ、2013年においては744百万ユーロ相当）である。

資本支出

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年 修正済	増減	
発電所				
- 火力	189	196	(7)	-3.6%
- 水力	6	7	(1)	-14.3%
- 原子力	649	594	55	9.3%
発電所合計	844	797	47	5.9%
配電ネットワーク	70	96	(26)	-27.1%
その他の有形固定資産および無形				
固定資産への投資	22	31	(9)	-29.0%
合計	936	924	12	1.3%

資本支出は、前年と比較して12百万ユーロ増加し、合計936百万ユーロであった。この増加は主に、スロバキアの原子力発電への支出の増加に起因し、ルーマニアにおける配電所に対する投資の減少およびロシアにおける発電所への支出の減少により一部相殺された。

再生可能エネルギー部門

事業

純発電量

(単位：百万kWh)

	2014年	2013年 修正済	増減	
水力発電	11,452	10,921	531	4.9%
地熱発電	5,954	5,581	373	6.7%
風力発電	13,896	12,086	1,810	15.0%
その他の資源	496	710	(214)	-30.1%
合計	31,798	29,298	2,500	8.5%
- うちイタリア	14,117	13,225	892	6.7%
- うちイベリア半島	4,359	4,792	(433)	-9.0%
- うちフランス	347	362	(15)	-4.1%
- うちギリシャ	488	566	(78)	-13.8%
- うちルーマニアおよびブルガリア	1,351	1,166	185	15.9%
- うち米国およびカナダ	6,674	5,360	1,314	24.5%
- うちパナマ、メキシコ、グアテマラおよびコスタリカ	2,904	2,703	201	7.4%
- うちブラジルおよびチリ	1,550	1,124	426	37.9%
- うちその他諸国	8	-	8	-

2014年の当部門の純発電量は、前年より2,500百万kWh増加し、合計31,798百万kWhとなった。かかる合計増加分のうち、1,608百万kWhは、主にアメリカ合衆国（バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの連結に関連し、1,481百万kWhの増加）、チリ（設備容量の増加に伴い、306百万kWhの増加）、ルーマニア（162百万kWhの増加）およびメキシコ（111百万kWhの増加）における風力発電の増加による海外における発電量の増加に起因する。これらの要因は、イベリア半島の風力発電量の減少（悪天候により、218百万kWhの減少）およびアメリカ合衆国における水力発電量の縮小（147百万kWhの減少）により一部のみ相殺された。2014年のイタリアにおける発電量は、892百万kWh増加した。これは、水力発電（水の供給状況の好転による638百万kWhの増加）および地熱発電（247百万kWhの増加）の増加を反映している。

純有効発電容量

(単位：MW)				
	2014年12月31日	2013年12月31日 修正済	増減	
水力	2,624	2,623	1	-
地熱	833	795	38	4.8%
風力	5,696	5,085	611	12.0%
その他の資源	473	310	163	52.6%
合計	9,626	8,813	813	9.2%
- うちイタリア	3,133	3,057	76	2.5%
- うちイベリア半島	1,836	1,857	(21)	-1.1%
- うちフランス	-	186	(186)	-
- うちギリシャ	290	290	-	-
- うちルーマニアおよびブルガリア	576	576	-	-
- うち米国およびカナダ	2,083	1,683	400	23.8%
- うちパナマ、メキシコ、グアテマラ				
およびコスタリカ	816	715	101	14.1%
- うちブラジルおよびチリ	882	449	433	96.4%
- うちその他諸国	10	-	10	-

純有効発電容量合計は、813MW増加し、このうち737MWはイタリア以外の地域での増加である。より具体的には、風力発電の純発電設備容量の増加は主にアメリカ合衆国（400MW）、ブラジル（198MW）、メキシコ（100MW）およびチリ（99MW）における新しい発電所に関するものである。その他の資源による発電量の増加は、イタリアおよびチリにおける複数の太陽光発電所の運転開始を反映している。最後に、地熱発電の純発電設備容量の増加は主にイタリアにおける複数の発電所によるものである。

これらの要因は、2014年12月におけるエネル・グリーン・パワー・フランスの処分により一部相殺された。かかる処分により、フランスにおいて186MWが連結から除外された。

業績

(単位：百万ユーロ)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
収益	2,921	2,769	152	5.5%
売上総利益	1,938	1,780	158	8.9%
営業利益	1,124	1,205	(81)	-6.7%
資本支出	1,658	1,294 ⁽¹⁾	364	28.1%

(1) 2013年の数値は、「売却目的保有」に分類されるユニットに係る投資1百万ユーロを含まない。

下記の表は、地理的地域別の業績を示している。

(単位：百万ユーロ)									
	収益			売上総利益			営業利益		
	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減	2014年	2013年 修正済	増減
ヨーロッパ	1,988	1,998	(10)	1,460	1,331	129	833	926	(93)
ラテンアメリカ	537	407	130	202	203	(1)	142	140	2
北アメリカ	396	364	32	276	246	30	149	139	10
合計	2,921	2,769	152	1,938	1,780	158	1,124	1,205	(81)

収益は、2,769百万ユーロから152百万ユーロ（5.5%）増加し、2,921百万ユーロとなった。この増加は、以下を反映するものである。

- ・ラテンアメリカにおける収益130百万ユーロの増加。これは主に、チリ、メキシコおよびブラジルにおける発電量の増加によるものである。
- ・北アメリカにおける収益32百万ユーロの増加。ここで検討されている2期間に行われた株式持分の処分による財務的影響（利益および公正価値の再評価）を除いた収益は、64百万ユーロの増加となり、これは主に発電量の増加によるものである。
- ・ヨーロッパにおける収益10百万ユーロの減少。2014年第4四半期に行われた株式持分の処分からの利益を除けば、かかる減少は180百万ユーロとなり、これは主に以下に起因する。
 - イタリアにおける太陽光発電パネルの販売による収益63百万ユーロの減少。この減少は、2013年下半期にイタリアの販売事業部門に売却されたエネル・エスアイの連結範囲からの除外によるものである。かかる要因は、3SUNの全発電量の購入に関するシャープとのオフテイク契約に規定された補償の認識により一部相殺された。
 - イベリア半島における電力販売からの収益の減少。この減少は、スペインにおいて勅令第9/2013号に伴い導入された規制改訂による。

売上総利益は、2013年から158百万ユーロ（8.9%）増加し、1,938百万ユーロとなった。この変化は、以下に起因するものである。

- ・ヨーロッパにおけるマージン129百万ユーロの増加。収益の項目に記載されている非経常損益科目を除いた場合、売上総利益は41百万ユーロ減少したこととなり、これは主に、イタリアおよびスペインにおける価格の落込みに起因し、3SUNの全発電量の購入に関するシャープとのオフテイク契約に規定された補償の認識により一部相殺された。
- ・北アメリカ地域における30百万ユーロの増加。収益の項目に記載されている非経常損益科目を除いた場合、マージンは収益の推移と一致し、62百万ユーロ増加したこととなる。

営業利益は、減価償却費、償却費および減損損失の239百万ユーロの増加後、81百万ユーロ減少し、1,124百万ユーロとなった。かかる減少は主に、新しい発電所の運転開始およびエネル・グリーン・パワー・ヘラス・CGUの減損テストを受けて認識された減損損失に起因する。

資本支出

(単位：百万ユーロ)				
	2014年	2013年 修正済	増減	
発電所				
- 水力	196	109	87	79.8%
- 地熱	169	226	(57)	-25.2%
- 代替エネルギー資源	1,251	923	328	35.5%
発電所合計	1,616	1,258	358	28.5%
その他の有形固定資産および無形固定資産 への投資	42	36	6	16.7%
合計	1,658	1,294⁽¹⁾	364	28.1%

(1) 2013年の数値は、「売却目的」に分類されるユニットに係る投資1百万ユーロを含まない。

2014年の**資本支出**は、前年と比べて364百万ユーロ増加し、合計1,658百万ユーロとなった。

投資は、主にラテンアメリカ（601百万ユーロ）、北アメリカ（313百万ユーロ）およびヨーロッパ（77百万ユーロ）における風力発電地帯、チリ（198百万ユーロ）における太陽光発電所、イタリア、ブラジル、コスタリカ、グアテマラ、チリおよびアメリカ合衆国における水力発電所（196百万ユーロ）、ならびにイタリアおよび北アメリカにおける地熱発電所（169百万ユーロ）に関するものである。

その他、部門間消去および調整

事業

炭化水素の埋蔵量および年間生産量

	2014年	2013年	増減
炭化水素の埋蔵量：			
期末における炭化水素の確定埋蔵量（1P） （石油換算百万バレル）	18	18	-
- うち期末における天然ガスの確定埋蔵量（1P） （十億立方メートル）	2	2	-
期末における炭化水素の確定埋蔵量および 推定埋蔵量（2P）（石油換算百万バレル）	46	46	-
- うち期末における天然ガスの確定埋蔵量および 推定埋蔵量（2P）（十億立方メートル）	6	6	-
年間生産量：			
炭化水素の生産量（石油換算百万バレル）	-	29	(29)
- うち天然ガス（十億立方メートル）	-	3.9	(3.9)

2012年に、アップストリーム・ガス機能は、開発中の資産における埋蔵量を認証する手続きを開始し、独立認証機関であるドゴリエ・アンド・マックノートン（DeGolyer & McNaughton）をこの目的において利用した。2012年のかかる機関の評価に基づき、また2013年のセヴェレネルギア（SeverEnergiya）に対する持分の売却を考慮した場合、2014年におけるエネルの持分は、確定埋蔵量が石油換算で18百万バレルに相当し、確定埋蔵量および推定埋蔵量が石油換算で46百万バレルに相当する。2014年末において開発中のプロジェクトの所在地は、以下のとおりである。

- ・アルジェリア：当グループは、エネル・トレード（Enel Trade）を通じて、「イザリーン」許可における18.4%の持分をペテロケルティック・インターナショナル（Petroceltic International）およびソナトラック（Sonatrach）（アルジェリアの国営企業である。）とのパートナーシップの下保有している。
- ・イタリア：当グループは、エネル・ロンガネージ・ディベロップメント（Enel Longanesi Development）を通じて、バニャカヴァッロ（Bagnacavallo）における炭化水素の採掘権の33.55%を保有している。

業績

	2014年	2013年 修正済	(単位：百万ユーロ)	
			増減	
収益（消去後）	2,013	2,885	(872)	-30.2%
売上総利益	98	1,022	(924)	-90.4%
営業利益	(3)	908	(911)	-
資本支出	113	84	29	34.5%

2014年の消去後の**収益**は、前年と比べて872百万ユーロ減少（30.2%減少）し、2,013百万ユーロとなった。アルティック・ロシア、および間接的にアルティック・ロシアが保有するセヴェレネルギアの株式の売却からの利益（2013年におけるキャピタルゲイン964百万ユーロおよび2014年における購入者との売却契約に含まれていたアーンアウト条項に基づく価格調整による収益82百万ユーロ）を除いた場合、収益は2013年と比較して10百万ユーロ増加したこととなる。かかる業績は、実質的に以下の要因によるものである。

- ・建設活動による収益34百万ユーロの増加。これは、ポルト・エンペードクレ再ガス化ターミナルおよびプリンディジ（Brindisi）発電所における建設活動ならびにリトラル・デ・アルメリア（Litoral de Almeria）石炭火力発電所の環境面での改善活動に大きく起因する。
- ・「サービスおよびその他活動」部門の収益の減少。これは主に、その他の当グループ会社に提供されたサポートおよびスタッフサービスに関連するものである。

2014年の**売上総利益**は、2013年と比較して924百万ユーロ減少し、98百万ユーロとなった。これは主に、アルティック・ロシアの処分による二重の影響に起因する。この要因を除いた場合、売上総利益は42百万ユーロ減少したこととなる。2013年9月における退職遷移計画の終了に伴い当該計画のための引当金が不要となったことによる、2013年に認識された人件費の減少に起因し、法令第92/2012号（フォルネロ法）第4条第1項乃至7項の実施にあたり想定される義務に係る費用に対する引当金および他のグループ部門に提供された一定のサービスのマージンの縮小により一部のみ相殺された。

2014年の**営業利益**は、2013年と比較して910百万ユーロ減少し、3百万ユーロの損失を示した。これは、アルティック・ロシアの売却による影響ならびに減価償却費、償却費および減損損失13百万ユーロの減少を考慮したものである。

資本支出

2014年の**資本支出**は、前年と比較して29百万ユーロ増加し、113百万ユーロとなった。これは主にソフトウェア開発に関連していた。

エネル・エスピーエーの業績および財務状況

業績

下記の表は、エネル・エスピーエーの2013年度および2014年度の業績の概要を示す。

	(単位：百万ユーロ)		
	2014年	2013年	増減
収益			
サービスからの収益	245	269	(24)
その他の収益および利益	1	6	(5)
合計	246	275	(29)
費用			
電力購入および消耗部品	2	6	(4)
サービス、リースおよびレンタル費	185	230	(45)
人件費	120	90	30
その他の営業費用	19	14	5
合計	326	340	(14)
売上総利益	(80)	(65)	(15)
減価償却費、償却費および減損損失	543	9	534
営業利益	(623)	(74)	(549)
株式投資からの純財務利益 / (費用)			
株式投資からの利益	1,818	2,028	(210)
財務利益	2,412	1,812	600
財務費用	3,331	2,602	729
合計	899	1,238	(339)
法人税控除前利益	276	1,164	(888)
法人税	(282)	(208)	(74)
当期純利益	558	1,372	(814)

サービスからの収益は合計245百万ユーロ（2013年は269百万ユーロ）となり、基本的に、経営・協調機能の一環としてエネル・エスピーエーが子会社に提供したサービス、およびこれらの子会社に関してエネル・エスピーエーで発生した雑費の再請求に関するものである。

24百万ユーロの減少は主に、複数の当グループ会社における企業結合および組織再編に関する費用の転嫁請求の減少ならびに管理手数料および子会社へのサービス提供からの収益の減少に起因する。

その他の収益および利益は、前年から5百万ユーロ減少し1百万ユーロとなった。同項目は、基本的に、当グループ会社に出向しているエネル・エスピーエー従業員に係る費用の再請求から構成される。

2014年の**電力購入および消耗部品**の費用は2百万ユーロであった。これらはすべて原材料の購入によるものである。これに対し、2013年にはアルピク（Alpiq）との長期輸入契約における2度目の価格改定（4百万ユーロ）が含まれており、同契約は2011年12月31日に終了したものの、請求日から3年以内に同価格改定が実行される旨が規定されていた。

2014年の**サービス、リースおよびレンタル費**は185百万ユーロとなり、このうち127百万ユーロは第三者からの費用、当グループ会社からの費用は58百万ユーロであった。第三者による費用は主に、通信費用、技術的および専門的サービスならびに戦略的経営および組織再編に関するコンサルティングに関するものである。当グループ会社から提供されたサービスに関する費用は、ITおよび事務管理サービス、購入、エネル・イタリア・エスアールエルから受領したレンタル収益および研修ならびにエネル・エスピーエーに出向している当グループ会社の従業員に係る費用に関するものである。2013年と比較した費用の全体的な減少額は45百万ユーロとなり、非当グループ会社から提供されたサービスに関する費用の減少（24百万ユーロ）および当グループ会社からのサービスに関する費用の減少（21百万ユーロ）に起因する。

2014年の**人件費**は、前年から30百万ユーロ増加して120百万ユーロとなった。かかる増加は、基本的に、「賃金および給与」の増加およびこれに関連する社会保障料の増加（合計12百万ユーロ）、早期退職インセンティブの増加（6百万ユーロ）、「長期インセンティブ制度」の費用の増加（4百万ユーロ）ならびに2013年に認識された退職遷移計画に対する引当金の解放使用（6百万ユーロ）に起因する。

2014年の**その他の営業費用**は、2013年と比較して5百万ユーロ増加して19百万ユーロとなった。かかる増加は、基本的に、訴訟に対する引当金の使用の減少による。

売上総利益は、マイナス80百万ユーロとなり、前年から15百万ユーロ悪化した。

2014年の**減価償却費、償却費および減損損失**は、前年から534百万ユーロ増加し543百万ユーロとなった。かかる増加は、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（512百万ユーロ）およびエネル・インジエグネリア・エ・リチェルカ・エスピーエー（19百万ユーロ）に対する持分について認識された減損損失ならびに償却費および減価償却費の増加に大きく起因する。

営業利益は、2013年から549百万ユーロ悪化し、623百万ユーロの損失を示した。

株式投資からの利益は1,818百万ユーロとなった。同項目は、2014年に承認された、子会社、関連会社およびその他の会社からの配当金に関するものであり、主にエネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエーによる配当金の減少（252百万ユーロ）に起因して前年から210百万ユーロの減少（2013年は2,028百万ユーロ）を見せた。

純財務費用は919百万ユーロとなり、金融負債の利息費用（1,038百万ユーロ）および金利デリバティブに関する純費用（81百万ユーロ）を反映している。これらは、利息および金融資産に係るその他の収益（合計212百万ユーロ）により相殺された。

前年からの増加分は129百万ユーロとなり、かかる増加は、負債の金利および利息の変化に起因し、利息および金融負債に係るその他の費用の増加（71百万ユーロ）ならびに利息および固定・流動金融資産に係るその他の収益（40百万ユーロ）の減少による複合効果を反映している。

法人税は、282百万ユーロの未収税金を示した。これは主として子会社からの配当金の95%が控除対象となったことによりIRESに関する課税収入が減少したことに起因する。法人税の見積額においては、法人税法（統一所得税法第96条）に従い、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の控除可能性も考慮されている。これは、前年および当年間における子会社からの配当金の差ならびに統一所得税法第87条の要件を満たす2014年の株式持分の減損損失の控除不可能性の両方を反映している。

当期純利益は、前年の1,372百万ユーロに対し、558百万ユーロとなった。

財務状況の分析

	(単位：百万ユーロ)		
	2014年 12月31日	2013年 12月31日	増減
固定純資産：			
資産、発電所および設備ならびに無形固定資産	19	20	(1)
株式投資	38,754	39,289	(535)
その他の固定純資産/(負債)	(299)	(500)	201
合計	38,474	38,809	(335)
流動純資産：			
売掛金	132	216	(84)
その他の流動純資産/(負債)	(533)	(433)	(100)
買掛金	(139)	(212)	73
流動純資産合計	(540)	(429)	(111)
総投下資本	37,934	38,380	(446)
引当金：			
退職後給付およびその他の従業員給付	(302)	(336)	34
リスクおよび費用に対する引当金ならびに繰延税金	115	126	(11)
合計	(187)	(210)	23
純投下資本	37,747	38,170	(423)
株主持分	25,136	25,867	(731)
純金融負債	12,611	12,303	308

固定純資産は、335百万ユーロ減少して38,474百万ユーロになった。この減少は、基本的に、以下の事項の正味の影響を示している。

- ・ エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（512百万ユーロ）、エネル・インジェグネリア・エ・リチェルカ・エスピーエー（19百万ユーロ）およびエルコガス・エスエー（4百万ユーロ）への株式投資に関する減損損失に起因する減少分535百万ユーロ。
- ・ 主に固定デリバティブの価値の上昇（624百万ユーロ）による、「その他の固定純負債」の減少分201百万ユーロ。これは、固定負債に分類されるデリバティブの価値の上昇（386百万ユーロ）により一部相殺された。

流動純資産は、マイナス540百万ユーロとなり、2013年12月31日のマイナス429百万ユーロと比較して111百万ユーロの増加となった。この変化は、以下の要因によるものである。

- ・ 主として請求および回収プロセスの改善ならびに管理手数料およびサービス活動からの収益の減少に起因し、当グループ会社からの売掛金が84百万ユーロ減少したこと。
- ・ 「その他の流動純負債」100百万ユーロの増加。これは主に、連結課税メカニズムに参加する会社のIRESに関する税務当局に対する債務者ポジション（533百万ユーロ）に起因し、エネル・エスピーエーの未収税金の増加（371百万ユーロ）により一部相殺された。
- ・ 買掛金73百万ユーロの減少。

2014年12月31日現在の純投下資本は、37,747百万ユーロとなった。これは、株主持分25,136百万ユーロおよび純金融負債12,611百万ユーロにより調達されたものである。

株主持分は、2014年12月31日において25,136百万ユーロとなり、前年から731百万ユーロ減少した。かかる変化は、2013年分の配当金の分配1,223百万ユーロ（1株当たり0.13ユーロ）および当期純利益492百万ユーロの認識（キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブのための準備金の税効果控除後の変動に起因する、株式において直接認識された損失66百万ユーロを含む。）に起因する。

2014年度末現在の純金融負債は12,611百万ユーロとなり、負債/資本の比率は50.2%（2013年度末現在は47.5%）であった。

財務構造の分析

純金融負債およ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)		
	2014年 12月31日	2013年 12月31日	増減
長期債務:			
-社債	17,288	17,764	(476)
長期債務	17,288	17,764	(476)
-長期金融債権	(4)	(5)	1
-引受債務および子会社へのローン	(117)	(117)	-
純長期債務	17,167	17,642	(475)
短期債務 / (流動性資産):			
-長期借入れの短期部分	2,363	1,061	1,302
-短期銀行借入れ	3	4	(1)
-グループ会社に対する短期債務	500	-	500
-現金担保	423	118	305
その他短期債務	3,289	1,183	2,106
-引受 / 付与ローン(短期部分)	-	(21)	21
-グループ会社への短期ローン	-	(500)	500
-その他短期金融債権	(3)	-	(3)
-支払現金担保	(672)	(1,018)	346
-グループ会社との純短期財務状況	(198)	(1,860)	1,662
-現金および現金同等物ならびに短期金融債権	(6,972)	(3,123)	(3,849)
純短期負債 / (流動性資産)	(4,556)	(5,339)	783
純金融負債	12,611	12,303	308

2014年12月31日の純金融負債は、短期純債権者ポジションの減少（783百万ユーロ）および純長期債務の減少（475百万ユーロ）により、308百万ユーロ増加し、12,611百万ユーロとなった。

債務状況に影響をもたらした2014年の主な取引の概要は以下のとおりである。

- ・ 合計1,602百万ユーロに上る、2つのハイブリッド社債の発行
- ・ 2007年に発行されたりテール債1,000百万ユーロの返済
- ・ イナ（Ina）およびアニア（Ania）債の2つのトランシェの返済および自己社債の買戻し合計103百万ユーロ
- ・ 子会社のエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌビーによる、2013年にエネル・エスピーエーが付与したグループ内リボルビング枠契約に関する500百万ユーロの返済
- ・ グループ内短期預金契約（エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌビーとの短期信用枠）からの引出し500百万ユーロ

現金および現金同等物は6,972百万ユーロとなり、2013年12月31日から3,849百万ユーロ増加した。これは主に、当グループ会社の組織構造の最適化に関する経常外取引が中央金庫に与えた影響および2014年における法人税の納付額の減少に起因する。

キャッシュ・フロー

(単位：百万ユーロ)

	2014年	2013年	増減
期首における現金および現金同等物	3,123	6,461	(3,338)
営業活動によるキャッシュ・フロー	926	1,669	(743)
投資/デイスインベストメントによるキャッシュ・フロー	(11)	(113)	102
財務活動によるキャッシュ・フロー	2,934	(4,894)	7,828
期末における現金および現金同等物	6,972	3,123	3,849

営業活動によるキャッシュ・フローは、926百万ユーロ（2013年は1,669百万ユーロ）であった。かかる変化は、基本的子会社からの配当金に起因し、支払利息および受取利息の差額ならびに連結課税メカニズムに参加するすべての会社のIRESの支払により一部相殺された。

投資活動によるキャッシュ・フローは、マイナス11百万ユーロ（2013年はマイナス113百万ユーロ）であった。これらは基本的に資産、発電所および設備ならびに無形固定資産への投資に関するものである。

財務活動によるキャッシュ・フローは、2,934百万ユーロ（2013年はマイナス4,894百万ユーロ）であった。これは、純金融負債の項目に記載された取引により生み出された。

2014年、営業活動および財務活動により生み出されたキャッシュフローならびに投資活動に使用されたキャッシュ・フローは、現金および現金同等物3,849百万ユーロの増加をもたらした。現金および現金同等物は、当期末の時点では3,123百万ユーロであったのに対し、2014年12月31日時点においては6,972百万ユーロであった。

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」および「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】

2014年12月31日現在、当グループは、火力、水力、地熱およびその他の再生可能な資源の発電所から成る1,142の再生可能発電施設および407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2014年12月31日現在で合計1,854,079キロメートルの電圧線（そのほとんどが中電圧線および低電圧線であり、イタリア、スペインおよびルーマニアに所在している。）から成っている。2014年12月31日現在、当グループは、純簿価約3,808百万ユーロの不動産を主にイタリアに所有しており、これらは主に事務所用建物およびその他の商業用財産ならびにより少ない居住用不動産から成っている。

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適していると考えている。

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」および「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】

【株式の総数】

(2015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}	9,403,357,795	該当なし。 ^{*2}

^{*1} イタリア会社法には、エスピーエーの授権株数の制限の概念は存在しない。その代わりに、授権資本金総額に対して限度額が設けられている。当社の場合、授権資本金総額の限度額は現在9,403,357,795ユーロである。

^{*2} スtock・インセンティブ・プラン

2000年から2008年の間に、エネルは、国際的なビジネス実務およびイタリアの主要な上場会社にならって、経営のモチベーションおよび忠誠心を高め、当グループの幹部の会社への団結心を強め、価値創造のための不朽の持続的な努力を確保し、ひいては株主と経営陣との間の利益の合致を創出するような手段をエネルグループにもたらすために、各年ストック・インセンティブ・プラン（ストック・オプション・プランおよび制限株式ユニット・プラン）を実施した。

エネルにより採用されている、2014年現在実施されているストック・インセンティブ・プランの概要は以下のとおりである。

2008年ストック・オプション・プラン

2008年のプランには、取締役会により選任された上級役員に、行使することで新たに発行される同数のエネル普通株式を引受けることができるオプション（属人的なもので、相続を除き譲渡不可能）が付与されることが規定されている。2008年のプランの概要は以下のとおりである。

受益者

プランの受益者（オプションの付与時にエネルの最高経営責任者をジェネラル・マネージャーとしての立場で務める者を含む。）には、経営陣上層部の指揮系統トップに位置する少数のマネージャーのみで構成される。インフラストラクチャーおよびネットワーク部門の責任者は参加していないが、かかる部門の事業分野に関する特別な目標に連動した他のインセンティブを受けている。これは、2007年7月1日からの電力セクターの完全な自由化に関連して、インフラストラクチャーおよびネットワーク部門における活動を当グループの他の事業分野の活動と分離するために、管理上および会計上分離しなければならない、エネルの義務から行われたものである。受益者は2つの階層区分に分けられ（第1階層には、エネルのジェネラル・マネージャーとしての最高経営責任者のみが含まれる。）、各階層区分に付与されるオプションの基本数は、当該プランの開始時点（2008年1月2日）におけるエネル株式の価格に加え、当該階層区分の総年間報酬および当該役職の戦略上の重要性に基づいて決定された。

行使条件

株式を引受ける権利は、規則に明確に規定されたいくつかの例外（例えば、定年または恒久的な障害による雇用の終了、当該役員の務める会社が当グループから外れることおよび死亡による相続等）を除き、当該役員が当グループ内で雇用され続けていることを条件としていた。

オプションの付与は、（ ）2008年から2010年までの予算に記載されている金額に基づいて決定される、その年間の1株当たり利益（EPS）（当グループの純利益を流通しているエネル株式の数で除した数値）および（ ）2008年から2010年までの予算に記載されている金額に基づいて決定される、その年間の使用資本利益率（ROACE）（使用資本に対する営業利益の比率に同じ）という2つの経営目標の達成を前提としており、またいずれも連結3年ベースで算出される。かかる2つの目標の達成率によって、エネル取締役会により設定される実績基準に基づいて各受益者が実際に行使することのできるオプションの数が決定される。付与されるオプションの基本数は、0%から120%までの割合で上下する可能性がある。

行使手続

経営目標が達成されたことが確認されれば、オプションは付与された年の3年後から6年後までに行使することができる。オプションは、取締役会によるエネル・エスピーエーの年次財務諸表草案および半期報告書の承認前約1ヶ月間の2回の停止期間を除き、各年いつでもオプションの行使が可能である。

行使価格

当初、行使価格は、2008年1月2日付のボルサ・イタリアーナの電子証券取引所で観測されたエネル株式の基準価格に相当する8.075ユーロに設定されていた。行使価格は、2009年7月9日に取締役会が修正し、エネルが当該月に増資をしたことおよび増資がエネル株式の市場価格に及ぼす影響を考慮して、7.118ユーロに設定された。

同プランはこの点において付与される他の仕組みを定めておらず、株式の引受けは、専ら受益者に担われている。

プランをまかなう株式

2008年6月、臨時株主総会は、最大9,623,735ユーロの増資を行う5年間の権限を取締役に付与した。

取締役会は、エネルの株式価格の経過に照らして増資を実施していない。

2008年ストック・オプション・プランの進展

取締役会は、2008年から2010年の期間について、EPSとROACEのいずれも、その年間の予算に定められたレベルを超えると判断し、エネルの取締役会によって設定された実績基準の適用により、受益者に当初付与したものの120%に等しい量を付与できるオプションを可能にした。

2008年ストック・オプション・プランの進展は下表のとおりである。

オプション 付与総数	受益者数	行使価格	プラン条件 の確認	行使された オプション の数 (2013年12月 31日時点)	失効した オプションの数 (2013年12月 31日時点)	2014年に 失効する オプション の数	残存オプ ションの数 (2014年12月 31日時点)
8,019,779 ⁽¹⁾	エネルグループ 役員16名	8.075ユーロ ⁽²⁾	権利付与	なし	なし	9,623,735	なし

注：

(1) 上記の2つの経営目標（EPSおよびROACE）の達成度を決定するためにエネルグループの2010年度の連結財務諸表の承認の際にエネルの取締役会により取り行われた検討の後、合計9,623,735個のオプションが付与された。

(2) 行使価格は、2009年7月9日に、エネルが当該月に完了した増資がエネル株式の市場価格に及ぼす影響を考慮して、7.118ユーロに修正された。

様々なプランに基づき付与されたストック・オプションの行使による2014年12月31日現在の株式資本の全体的な希薄化は、1.31%に相当する。

以下は、2012年、2013年および2014年にわたるエネルのストック・オプション・プランの進展について要約した表であり、公正価値を算出する際に用いられた主要な前提につき詳述したものである。

ストック・オプション・プランの進展

オプション数	2008年プラン
付与されたオプションの数(2012年12月31日時点)	9,623,735 ⁽¹⁾
行使されたオプションの数(2012年12月31日時点)	-
失効したオプションの数(2012年12月31日時点)	-
2012年12月31日時点残存オプション	9,623,735 ⁽¹⁾
2013年権利失効オプション	-
2013年12月31日時点残存オプション	9,623,735 ⁽¹⁾
2014年権利失効オプション	9,623,735 ⁽¹⁾
2014年12月31日時点残存オプション	-
付与日現在の公正価値(ユーロ)	0.17
ボラティリティ	21%
オプション権利失効期限	2014年12月

注：

- (1) 2008年プランの2つの経営目標（EPSおよびROACE）の達成度を決定するためにエネルグループの2010年度の連結財務諸表の承認の際にエネル・エスピーエーの取締役会により取り行われた検討の後、合計9,623,735個のオプションが付与された（当初付与されたオプション8,019,779個の120％）。

2008年制限株式ユニット・プラン

2008年6月、エネルの定時株主総会において、新たなインセンティブ制度である制限株式ユニット・プランが承認された。本プランもまたエネル株式のパフォーマンスに連動しているが、新株の発行を伴わず、株式資本に希釈効果をもたらさないという点においてストック・オプション・プランと異なっている。制限株式ユニット・プランは、行使されるユニットの数と行使の前月におけるエネル株式の平均価格とを乗じた積と同額の支払いを受ける権利を受益者に付与するものである。

受益者

制限株式ユニット・プランは、エネルグループの経営陣（オプションの付与時にエネルの最高経営責任者をジェネラル・マネージャーとしての立場で務める者のほか、2008年ストック・オプション・プランに既に参加しているマネージャーを含む。）を対象としているが、2008年ストック・オプション・プランに既述の理由により、インフラストラクチャーおよびネットワーク部門のマネージャーは受益者に含まれない。受益者は階層区分に分けられ、各階層区分に付与されるユニットの基本数は、当該階層区分の平均総年間報酬およびプラン開始時点（2008年1月2日）におけるエネル株式の価格に基づいて決定された。

行使条件

ユニットの行使およびそれによる支払の受領は、それを行おうとする役員が当グループに雇用されていることを条件とするが、規則によりいくつかの例外も明確に定められている（定年または恒久的な障害を理由とする雇用の終了、受益者が雇用されている会社が当グループから外れることまたは死亡による相続等）。その他の行使条件について、本プランではまず、（ ）付与されるユニットの基本数の最初の50%については、2008年ないし2009年の予算に記載された金額に基づいて算出される兩年の当グループのEBITDA、また（ ）付与されるユニットの基本数の残りの50%については、2008年ないし2010年の予算に記載された金額に基づいて算出される、その年間の当グループのEBITDAを最低経営目標（以下「最低目標」という。）として設定している。

最低目標が達成された場合は、（ ）付与されるユニットの基本数の最初の50%については、株主総利回り率をベースとして、2008年1月1日から2009年12月31日までの期間につき、ボルサ・イタリアーナ・エスピーエーの電子証券取引所におけるエネル普通株式のパフォーマンスが、MIBtel指数（加重比率：50%）（2009年のボルサ・イタリアーナによる類似置換後にFTSEイタリア全株価指数にとって代わられた）およびブルームバーグ・ワールド・エレクトリック指数（加重比率：50%）の平均として算出される特定のベンチマーク指数のパフォーマンスを上回ること、ならびに（ ）付与されるオプションの基本数の残りの50%については、株主総利回り率をベースとして、2008年1月1日から2010年12月31日までの期間につき、ボルサ・イタリアーナ・エスピーエーの電子証券取引所におけるエネル普通株式のパフォーマンスが、MIBtel指数（加重比率：50%）（上述のとおり2009年にFTSEイタリア全株価指数にとって代わられた）およびブルームバーグ・ワールド・エレクトリック指数（加重比率：50%）の平均として算出されるベンチマーク指数を上回ることを経営目標とし、その達成度に応じて、各受益者が実際に行使することのできるユニットの数を決定する。

行使することのできるユニットの数は、基本ユニットの付与について0%から120%までの割合で上下する可能性があり、特定の実績基準に基づいて決定される。

最初の2年間で最低目標が達成されない場合であっても、上述の3年間で当該最低目標が達成されれば、付与されたユニットの最初の50%を取り戻すことができる。また、長期間で見た方がパフォーマンスの水準が高い場合および基本ユニット付与の最初の50%が行使されていない場合は、2008年ないし2010年の期間について記録されたパフォーマンスの水準の有効性を、2008年ないし2009年の期間まで拡張することができ、これにより、パフォーマンスの水準が低かったために最初の2年間では権利確定しなかったユニットを回復することもできる。

行使手続

最低目標および経営目標の達成が確認された場合、付与されたすべてのユニットのうち、付与された年の2年後の年から50%が、付与された年の3年後の年から残りの50%が行使可能となる。ただし、オプションが付与された年の6年後の年がすべてのオプションの行使期限とされている。いかなる場合であっても、各年においてユニットが行使できるのは、1月、4月、7月および10月の各10営業日（プラン実施の過程でエネルから発表される。）の4期間の間のみである。

2008年制限株式ユニット・プランの進展

行使条件が満たされているか確認するための取締役会による以下の検討がなされた。付与された基本ユニットのうち最初の50%について、2008年から2009年において、当グループのEBITDAの最低目標が達成され、またエネル株式がわずかにベンチマーク指数を上回り、これは実績基準に基づく、本来付与されたユニットの100%が権利確定されたことを意味する。付与された残りの基本ユニットの残りの50%については、2008年から2010年において、当グループのEBITDAの最低目標が達成され、エネル株式がベンチマーク指数を大きく凌いだ。実績基準に基づく、これは本来付与されたユニットの120%が権利確定されたことを意味する。2008年から2010年における経営目標の達成度が2008年から2009年に達成された値より高いことを考慮して、2008年から2010年の目標の達成度が確認される前に付与された基本ユニットの最初の50%を行使していなかった受益者について、経営目標の低い達成度の結果として、2008年から2009年に付与されなかったユニットを回復させることが可能となる。下表は2008年の制限株式ユニット・プランの進展を示したものである。

制限株式ユニット（RSU）数	2008年プラン
2012年12月31日時点での残存RSU	254,314
2012年12月31日現在権利確定しているもの	254,314
2013年に失効するRSU数	-
2013年に行使されたRSU数	24,540
2013年12月31日時点での残存RSU	229,774
2013年12月31日現在権利確定しているもの	229,774
2014年に失効するRSU数	3,421
2014年に行使されたRSU数	226,353
2014年12月31日時点での残存RSU	-
2014年12月31日現在権利確定しているもの	-
付与日時点での公正価値（ユーロ）	3.16
制限株式ユニットの失効期限	2014年12月

【発行済株式】

（2015年5月31日現在）

記名・無記名の別および 額面・無額面の別	種 類	発行数（株）	上場金融商品取引所名 または 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	9,403,357,795株	テレマティコ	1株につき 1議決権
計	-	9,403,357,795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】

(2015年5月31日現在)

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
1992年7月11日	-	12,126,150,379	-	12,126,150,379,000 リラ	株式会社として設立
2001年7月9日	6,063,075,190 減	6,063,075,189	199,558,833.13 ユーロ減	6,063,075,189 ユーロ	当社株式をユーロ建へ移行し、2対1の株式併合が行われた
2004年5月24日から 2004年6月11日	34,030,631 増	6,097,105,820	34,030,631 ユーロ増	6,097,105,820 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション18,946,680株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,083,951株の行使
2004年11月12日から 2004年12月2日	6,416,044 増	6,103,521,864	6,416,044 ユーロ増	6,103,521,864 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション5,157,876株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,258,168株の行使
2005年2月3日から 2005年2月23日	20,462,242 増	6,123,984,106	20,462,242 ユーロ増	6,123,984,106 ユーロ	2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション9,651,794株の行使および2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション10,810,448株の行使
2005年4月20日から 2005年4月29日	491,150 増	6,124,475,256	491,150 ユーロ増	6,124,475,256 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション491,150株の行使
2005年5月2日から 2005年5月13日	363,332 増	6,124,838,588	363,332 ユーロ増	6,124,838,588 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション363,332株の行使
2005年5月16日から 2005年5月31日	5,531,653 増	6,130,370,241	5,531,653 ユーロ増	6,130,370,241 ユーロ	()2001年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション4,326,470株の行使、()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション224,400株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション427,583株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション553,200株の行使
2005年6月1日から 2005年6月17日	18,521,166 増	6,148,891,407	18,521,166 ユーロ増	6,148,891,407 ユーロ	()2001年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション11,974,863株の行使、()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション753,000株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,897,253株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション3,896,050株の行使
2005年6月20日から 2005年6月30日	15,300 増	6,148,906,707	15,300 ユーロ増	6,148,906,707 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,300株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2005年7月18日から 2005年8月5日	19,100 増	6,148,925,807	19,100 ユーロ増	6,148,925,807 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,100株の行使
2005年9月9日から 2005年9月15日	788,700 増	6,149,714,507	788,700 ユーロ増	6,149,714,507 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション788,700株の行使
2005年9月16日から 2005年9月30日	552,250 増	6,150,266,757	552,250 ユーロ増	6,150,266,757 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション552,250株の行使
2005年10月3日から 2005年10月14日	275,550 増	6,150,542,307	275,550 ユーロ増	6,150,542,307 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション275,550株の行使
2005年10月17日から 2005年10月31日	236,500 増	6,150,778,807	236,500 ユーロ増	6,150,778,807 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション236,500株の行使
2005年11月3日から 2005年11月18日	4,078,432 増	6,154,857,239	4,078,432 ユーロ増	6,154,857,239 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション48,500株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション794,882株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション3,235,050株の行使
2005年11月21日から 2005年12月2日	1,235,907 増	6,156,093,146	1,235,907 ユーロ増	6,156,093,146 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,400株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション228,207株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション988,300株の行使
2005年12月5日から 2005年12月16日	978,500 増	6,157,071,646	978,500 ユーロ増	6,157,071,646 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション978,500株の行使
2006年1月2日から 2006年1月13日	81,600 増	6,157,153,246	81,600 ユーロ増	6,157,153,246 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション81,600株の行使
2006年1月16日から 2006年1月27日	336,350 増	6,157,489,596	336,350 ユーロ増	6,157,489,596 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション336,350株の行使
2006年1月30日から 2006年2月22日	9,494,945 増	6,166,984,541	9,494,945 ユーロ増	6,166,984,541 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション206,250株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション7,836,795株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,451,900株の行使
2006年3月24日から 2006年4月7日	71,721 増	6,167,056,262	71,721 ユーロ増	6,167,056,262 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション71,721株の行使
2006年5月25日から 2006年6月9日	2,147,338 増	6,169,203,600	2,147,338 ユーロ増	6,169,203,600 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション41,850株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,267,838株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション837,650株の行使
2006年6月12日から 2006年6月30日	1,697,241 増	6,170,900,841	1,697,241 ユーロ増	6,170,900,841 ユーロ	()2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション391,000株の行使、()2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション986,791株の行使および()2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション319,450株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2006年7月3日から 2006年7月21日	15,300 増	6,170,916,141	15,300 ユーロ増	6,170,916,141 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,300株の行使
2006年7月24日から 2006年8月4日	67,500 増	6,170,983,641	67,500 ユーロ増	6,170,983,641 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション67,500株の行使
2006年9月8日から 2006年9月22日	45,900 増	6,171,029,541	45,900 ユーロ増	6,171,029,541 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション45,900株の行使
2006年9月25日から 2006年10月13日	59,500 増	6,171,089,041	59,500 ユーロ増	6,171,089,041 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション59,500株の行使
2006年11月2日から 2006年11月24日	3,534,848 増	6,175,876,189	3,534,848 ユーロ増	6,175,876,189 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション652,650株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,614,298株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,267,900株の行使
2006年11月27日から 2006年12月15日	149,590 増	6,176,025,779	149,590 ユーロ増	6,176,025,779 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション27,300株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,290株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション102,000株の行使
2006年12月18日から 2006年12月29日	170,500 増	6,176,196,279	170,500 ユーロ増	6,176,196,279 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション170,500株の行使
2007年1月2日から 2007年1月19日	1,707,100 増	6,177,903,379	1,707,100 ユーロ増	6,177,903,379 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション1,707,100株の行使
2007年1月22日から 2007年2月9日	2,674,148 増	6,180,577,527	2,674,148 ユーロ増	6,180,577,527 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション85,900株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション140,833株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション2,447,415株の行使
2007年2月12日から 2007年2月26日	531,037 増	6,181,108,564	531,037 ユーロ増	6,181,108,564 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション58,500株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション152,037株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション320,500株の行使
2007年3月28日から 2007年4月13日	179,285 増	6,181,287,849	179,285 ユーロ増	6,181,287,849 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション179,285株の行使
2007年4月16日から 2007年5月4日	181,750 増	6,181,469,599	181,750 ユーロ増	6,181,469,599 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション181,750株の行使
2007年5月7日から 2007年5月25日	679,900 増	6,182,149,499	679,900 ユーロ増	6,182,149,499 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション679,900株の行使
2007年5月28日から 2007年6月15日	550,335 増	6,182,699,834	550,335 ユーロ増	6,182,699,834 ユーロ	() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション224,020株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション306,315株の行使
2007年6月18日から 2007年7月6日	20,400 増	6,182,720,234	20,400 ユーロ増	6,182,720,234 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,400株の行使

年月日	発行済株式総数(株)		資本金(リラまたはユーロ)		摘 要
	増減数	残 高	増減額	残 高	
2007年7月9日から 2007年8月3日	20,400 増	6,182,740,634	20,400 ユーロ増	6,182,740,634 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション20,400株の行使
2007年10月10日から 2007年10月26日	94,400 増	6,182,835,034	94,400 ユーロ増	6,182,835,034 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション94,400株の行使
2007年10月29日から 2007年11月16日	1,318,456 増	6,184,153,490	1,318,456 ユーロ増	6,184,153,490 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション591,500株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション95,306株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション631,650株の行使
2007年11月19日から 2007年12月7日	135,816 増	6,184,289,306	135,816 ユーロ増	6,184,289,306 ユーロ	() 2002年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション19,400株の行使、() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション79,016株の行使および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション37,400株の行使
2007年12月10日から 2007年12月31日	78,547 増	6,184,367,853	78,547 ユーロ増	6,184,367,853 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション78,547株の行使
2008年1月2日から 2008年1月18日	985,200 増	6,185,353,053	985,200 ユーロ増	6,185,353,053 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション985,200株の行使
2008年1月21日から 2008年2月11日	86,600 増	6,185,439,653	86,600 ユーロ増	6,185,439,653 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション86,600株の行使
2008年2月12日から 2008年2月21日	15,000 増	6,185,454,653	15,000 ユーロ増	6,185,454,653 ユーロ	2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション15,000株の行使
2008年5月14日から 2008年5月30日	91,600 増	6,185,546,253	91,600 ユーロ増	6,185,546,253 ユーロ	2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション91,600株の行使
2008年6月2日から 2008年6月20日	181,480 増	6,185,727,733	181,480 ユーロ増	6,185,727,733 ユーロ	() 2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション84,680株の行使、および() 2004年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション96,800株の行使
2008年11月12日から 2008年12月2日	691,870 増	6,186,419,603	691,870 ユーロ増	6,186,419,603 ユーロ	2003年ストック・オプション・プランに基づき付与されたオプション691,870株の行使
2009年6月19日および 2009年7月3日	3,216,938,192 増	9,403,357,795	3,216,938,192 ユーロ増	9,403,357,795 ユーロ	2009年4月29日の株主の授權に従い、2009年5月6日および5月28日に開催された取締役会で決議された新株引受権を伴う有償増資に由来して新規発行された3,216,938,192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25.50%保有している。イタリアの法律およびエネルの定款の規定に従って、イタリア政府の組織以外、いかなる者もエネルの株式資本の3%超を保有することができない。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、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ている。

氏名または名称	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	ローマ、ヴィア・ヴェンティ・セッテンブレ、97	2,397,856,331株	25.5%
CNPアシュランス・エスピーエー	パリ、4 プラス・ラウル・ドートリー	345,043,179株	3.669%
中国人民銀行	北京市 C/O セイフ 4/F ピンガンビルディング 23 ジンロン	186,168,232株	1.979%
BNPパリバ・アービトレッジ	パリ、160 162 プールパール・マクドナルド	182,603,542株	1.942%
JPモルガン・セキュリティーズ・ピーエルシー	ロンドン、25 バンク・ストリート	154,030,375株	1.638%
ソシエテ・ジェネラル・エスピーエー	パリ、29 プールパール・オスマン	140,405,715株	1.493%
キルシュバーク・トレーディング・エスピーエー アルエル（Kirchberg Trading SARL）	ルクセンブルグ、8 アベニュー・ドゥ・ラ・ポルト・ヌエヴェ	119,753,627株	1.274%

2【配当政策】

概要

イタリア法の下、エネルによる年次配当の支払は、該当する各年度にエネル取締役会の決議に基づき非連結ベースでエネルの分配可能な利益および準備金から行われる。

かかる決議はいずれも、該当する年度のエネルの財務書類の承認のためにかかる会計年度が終了してから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す。

	配当金 (百万ユーロ)	1株当たり配当金 (ユーロ)
2012年度	1,505	0.15
2013年度	1,410	0.15
2014年度	1,223	0.13

2015年5月28日に開催された定時株主総会において、エネルの株主は、2014年12月31日に終了した事業年度について総額約1,316.5百万ユーロ（普通株式1株当たり0.14ユーロ）の配当を支払うことにつき決議した。配当金は2015年6月23日の営業終了時現在の登録株主に対し2015年6月24日付で支払われた。

支払準備金

当社による年次配当の支払は、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、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、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、またはかかる損失分減額される可能性がある。取締役会は、一定の制限を条件として中間配当の分配を認めることができる。

返還および時効

エネルにより宣言された年次配当はいずれも、適用ある法に従い支払われる。株主は、正式に承認された財務書類に基づく年次配当について、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。配当支払日から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失われ、準備金に加えられる。

支払方法および支払時期

エネルにより宣言された配当にかかる支払は、1998年6月24日付法令第213号ならびに2008年2月22日付イタリア銀行規制およびCONSOBに基づき、モンテ・ティトーリまた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他の公認の集中証券保管・管理システムを通じて各株主のために支払われる。

新配当方針

短期の確実性およ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は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。2015年度または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、1株当たり最低DPS（1株当たり配当）0.16および0.18ユーロが2015年度および2016年度についてそれぞれ支払われる。

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表す。

(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	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
最 高	4.230 (574.94円)	4.832 (656.77円)	3.308 (449.62円)	3.384 (459.95円)	4.460 (606.20円)
最 低	3.432 (466.48円)	2.842 (386.28円)	2.034 (276.46円)	2.304 (313.16円)	3.134 (425.97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	2014年7月	2014年8月	2014年9月	2014年10月	2014年11月	2014年12月
最 高	4.378 (595.06円)	4.174 (567.33円)	4.250 (577.66円)	4.150 (564.07円)	3.970 (539.60円)	3.958 (537.97円)
最 低	4.108 (558.36円)	3.760 (511.06円)	4.002 (543.95円)	3.552 (482.79円)	3.614 (491.21円)	3.528 (479.53円)

4【役員の状況】

(1) 取締役、業務執行役員および法定監査役

(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2014年 5 月23日付より有効となり（アントニオツツィ氏については2015年 5 月28日付）、任期は2016年12月31日現在の財務諸表を承認した時点で満了する。）の氏名、役職、生年月日、略歴および2015年 5 月31日現在所有する当社普通株式数は、以下のとおりである。サルヴァトーレ・マンキュソ氏（2014年 5 月22日付の株主総会で経済財務省により提示された候補者名簿から任命された。）による2014年11月の辞任の申出の後、2015年 5 月28日付株主総会で、辞任した取締役の代わりにアルフレド・アントニオツツィ氏（彼の立候補は、経済財務省により提示された）が任命されることが決議された。

役名 および職名	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）	1952年にミラノに生まれ、ミラノ大学法学部を卒業し、1977年にイタルテル（Italtel）の法務部および総務部で職務を開始し、1994年にチーフに就任した。1999年に、イタルテルの再構築および再配置のために、同社ジェネラル・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。2003年 9 月から2006年 1 月まで、シーメンス・ビジネス・サービス（Siemens Business Services）のイタリアにおける支配事業者である、シーメンス・インフォルマティカ（Siemens Informatica）の最高経営責任者を務め、世界規模の上記グループ・リーダーの執行委員会のメンバーとなった。2006年 2 月より、バリュー・パートナーズ（Value Partners）のパートナーと、イタリアおよびイタリア国外において、ITコンサルタント業務やサービスを提供するグループ・バリュー・チーム（Group Value Team）（現在NTTデータ）の最高経営責任者となり、2008年 9 月まで役職を務めた。2008年11月から2013年 3 月までオリヴェッティ（Olivetti）にて最高経営責任者を務め、2011年 6 月から2014年 6 月まで会長に就任し、2014年 6 月から2014年10月は取締役を務めた。現在フィアット・インダストリアル（Fiat Industrial）（現在のCNHI）の取締役（2012年 4 月より）およびアニマ・ホールディング（Anima Holding）の取締役（2014年 3 月より）ならびにアソニム（Assonime）の運営委員会委員およびジェネラル・カウンセル（2014年 9 月より）およびボッコニ大学の理事（2014年11月より）を務めている。 2014年 5 月よりエネルの取締役会会長に就任した。	なし

役名 および職名	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・スタラーチェ氏（1955年9月22日生）	1955年にローマに生まれ、ミラノ・ポリテクニク・インスティテュートの原子力工学部を卒業した。ニラ・アンサルド（Nira Ansaldo）にて電子核プラントのセキュリティについてのアナリストとして職務を開始し（1981年から1982年まで）、1982年から1987年まで、イタリア、米国、サウジアラビア、エジプトおよびアラブ首長国連邦で、ジェネラル・エレクトリック・グループ（General Electric group）の一部であったサエ・サデルミ（Sae Sadelmi）会社で、いくつかの執行管理職を務めた。1987年から2000年まで、ABB、その後アルストム・パワーズ・コーポレーション（Alstom Powers Corporation）で勤め、ABBコンピュースティオン・エンジニアリング・イタリア（ABB Combustion Engineering Italia）の最高経営責任者（1997年から1998年）、その後（1998年から2000年まで）ガス・タービン部門で世界的な完全一括システム販売のシニア・ヴァイス・プレジデントに就任した。2000年よりエネルグループに入社し、「ビジネス・パワー」分野のチーフ（2002年7月から2005年10月）、市場部門のチーフ（2005年11月から2008年9月）、またエネル・グリーン・パワーのジェネラル・マネージャー兼最高経営責任者（2008年10月から2014年5月）といった、いくつかの重要な管理職を務めた。 2014年5月からエネルの取締役役に就任した。	69,787(*1)
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）	アレックスandro・パンチ氏（1946年4月19日生）	1946年にフィレンツェに生まれ、1969年にボローニャ大学を化学工学の学位を得て卒業後、1971年に薬理学業界にてキャリアを開始した。1973年に、化学および薬剤に関する多国籍企業たるベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）のイタリア支店に入社し、イタリア内外で様々な管理職を務め、1992年から1999年の間にイタリア支配人として務めるまでに至った。その後2000年から2008年までの間、ベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）・グループにおいて、世界的規模で経営する薬剤取引および販売部門の最高経営責任者を務め、2004年から活動を始めたその執行委員会において委員長（およびCEO）の職務を担った。2009年には薬剤の分野で専門的なアドバイスを提供するためにベーリンガー・インゲルハイム（Boehringer Ingelheim）・グループを去った。 イタリア共和国の職員として、イタリアおよび外国の化学および薬剤産業のセクター機関における役職を経験してきた。その関連で彼は、エー・イー・エス・ジー・ピー（AESGP）およびエー・エヌ・アイ・エフ・エー（ANIFA）（それぞれ市販薬業界のヨーロッパおよびイタリアの機関）の会長や、フェデルチミカ（Federchimica）の理事会の一員を務め、さらに、ブリュッセルでのG10の欧州委員会の一員でもあった。現在、バイオテスト・エーゲー（Biotest A.G.）の監査役会会長も務めている。	なし

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役 (MEFにより提示された候補者名簿において指名)	アルベルト・ピアンチ氏 (1954年5月16日生)	<p>1955年にピストイアに生まれ、法学部卒業後、弁護士となり、1986年に経営管理、商業、会社および破産の分野において、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)、かかるオーナーの死去 (2001年8月) まで続け、そして、ピアンチ・アンド・アソシエーツ (Bianchi and Associates) 法律事務所を設立し、主な事務所をフィレンツェに、支店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、上記機関の鎮静後、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) およびダダ (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。</p> <p>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、法令第231/2001号に従って設立されたテマ (Tema) の監督機関のメンバーでもあり、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。2007年より、イタリア産業総連盟のフィレンツェ支部の仲裁委員会の委員も務め、2010年2月より、トスカーナ地方の保証委員会 (地方委員会のための助言機能を有する機関) の委員も務めている。</p> <p>2014年5月よりエネルの取締役に就任した。</p>	なし

役名 および職名	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)	<p>1956年にジェノヴァに生まれ、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活動を開始し(1983年から1987年)、その後、まず准教授に就任し(1987年から2000年)、そして教授に就任した(2000年より現在)。また同ジェノヴァ大学において、電気工学学部のヘッドマスター(2001年から2007年)、常任研修センターの執行委員会の委員(2006年から2008年)、電気工学の学科チーフ(2007年から2008年)、工学学部のヘッドマスター(2008年から2012年)、そして2012年より、理事会のメンバーを務めている。</p> <p>国内および海外の雑誌に科学記事をいくつか執筆し、中でも、電磁事象および関連産業適合性について専門とした。アンサルド・エスティーエス (Ansaldo STS) (フィンメカニカ・グループ (Finmeccanica Group)) の取締役を2011年から2014年に務め、現在アンサルド・エネルギア (Ansaldo Enersia) で同職を務め(2014年より)、「ディストレット・リギュレ・デル・テクノロジー・マリーン (Distretto ligure delle tecnologie marine)」(2010年より)およびダボロニア・オブ・リナ・グループ (D'Appolonia of the Rina Group) の会社(2011年より)で同じ役職を務めている。また、コミュニケーション・ディ・ジェノヴァ (Commune di Genova) により設定された「スマート・シティ」計画のための科学的委員会のプレジデント(2011年より)、イタリア銀行のジェノヴァ理事会のメンバー(2011年より)およびユーリスペス (Eurispes) の科学委員会の委員(2013年より)も務めている。</p> <p>2014年5月よりエネルの取締役に就任した。</p>	784
取締役 (立候補は2015年5月にMEFにより提示されたより)	アルフレド・アントニオツィ氏 (1956年3月18日生)	<p>コゼンツァで生まれ、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、ローマの機関関係およ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、ローマ市の遺産および特別事業の参事を務めた。2004年から2014年まで、欧州議会の構成員となり、そこでは司法委員会、法律委員会および憲法問題委員会 (Constitutional Affairs Commission) の委員となった。同期間中、欧州と米国、アラビア半島およ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。</p> <p>2015年5月よりエネルの取締役を務めている。</p>	なし

役名 および職名	氏 名 (生年月日)	略 歴	所有 株式数
取締役（MEFにより提示された候補者名簿において指名）	アルベルト・ペ ラ氏（1949年11 月4日生）	<p>1949年にアルビスラ・スペリオール（Albisola Superiore）（サヴォナ）に生まれ、ローマの「ラ・サピエンツァ」大学の経済学部およびマセラータ（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）にて通貨市場のアナリストのチーフとしての職務を開始し（1978年から1979年）、また国際通貨基金の国際資本市場部のエコノミストとして務めた（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事項も研究し、市場の自由化についても研究した。）として、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（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）およびセレコ（Seleco）の会長（1988年から1990年）も務めた。1987年から1991年まで、ミラノの「カトリック」大学で公開会社の経済学の教授に就任した。競争促進および市場の保証機関の第一秘書役（1990年から2000年）として、彼はEU加盟国の競争促進のジェネラル・マネージャー会議で上記の機関の代理も務めた。</p> <p>2001年より、ジアンニ・オリゴニ・グリッポ・キャプリ&パートナーズ法律事務所（Gianni, Origoni, Grippo, Cappli & Partners Law Firm）のパートナーとなり、反トラストおよび規制部門を設立した。</p> <p>2014年5月よりエネルの取締役に就任した。</p>	1,000
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）	<p>1968年にミラノに生まれ、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）の法務部で勤め、その後1998年3月から2000年9月までシェル・イタリア（Shell Italia）の法務およ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、現在その支配事業者の法務およ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助言委員会の秘書役ならびに管理委員会、リスク管理委員会、および持続可能性推進委員会の委員を務めている。</p> <p>2013年4月から2014年2月まで、プレリオス（Prelios）の取締役ならびに統制リスクおよびコーポレート・ガバナンス委員会の委員を務めている。</p> <p>2014年5月よりエネルの取締役に就任した。</p>	なし

役名 および職名	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）	アンジェロ・タ ラ ボ レ リ 氏 (1948年5月25 日生)	<p>1971年にシエナ（Siena）大学を優秀な成績で法学の学位を得て卒業した後、炭化水素の「エンリコ・マッティ（Enrico Mattei）」大学院にて、炭化水素の修士号を取得した。</p> <p>1973年からエニ（Eni）にて職業活動を開始させ、そこで様々な管理役職を務め、サイペム（Saipem）の企画管理長に昇進した。その後親会社において、まず1996年に戦略管理、アップストリーム開発およびガス長代理となり、その後1998年には、企画および産業管理長代理となった。その後、2001年から2002年には、スナンプロゲティ（Snampromgetti）の理事長代理を務め、また、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。後者の会社が親会社に吸収されたことに続いて、2003年初頭に、精製およびマーケティング部門の営業担当のジェネラル・マネージャー代理に任命された。2004年から2007年まではエニのジェネラル・マネージャーであり、精製およびマーケティング部門に責任を負っていた。2007年9月までポルトガル石油会社であるギャルプ（Galp）の取締役、イタリアにて営業している石油会社協会であるユニオーネ・ペトロリフェラ（Unione Petrolifera）の副会長、エニ・ファウンデーション（Eni Foundation）の理事およびエニ・トレーディング・アンド・ SHIPPING（Eni Trading & Shipping）の会長を務めた。2007年から2009年には、化学および環境投資分野において活動しているエニの会社のシンディアル（Syndial）において最高経営責任者およびジェネラル・マネージャーであった。</p> <p>2009年にエニを去り、石油業界にてコンサルタントとして働き、2010年には、ロンドンに登録オフィスを持つ石油産業のコンサルタント会社、エネルギー・マーケット・コンサルタンツ（Energy Market Consultants）の優れたアソシエイトとして任命された。</p>	なし

*1：このうち60,307株は本人により、そして9,480株は氏の妻により保有されている。

(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（2013年４月30日の株主総会において任命され、任期は３年間とし、2015年12月31日現在の財務諸表を承認した時点で満了する。）の氏名、現在の役職、生年月日、経歴および2015年５月31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 および職名	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・デユカ氏 (1947年３月29日生)	セルジオ・デユカ氏は、ミラノのボッコーニ大学の経済学およ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、テレコムイタリアおよびサンパオロ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得た。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、現職およ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、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・アソシエーション監査役会会長およびANDAF（イタリア最高財務責任者協会）の監査役を務めた後、2010年４月までトゼッティ・バリュースIM（Tosetti Value SIM）の法定監査役会会長およびステラ・ジェスティオーネSGR（Stella Gestione SGR）の社外取締役を務めた。非執行取締役の組合であるネッド・コミュニティ（Ned Community）のメンバーであり、現在は、エクソール（Exor）の法定監査役会会長およびGTECHエスピーエーの法定監査役、オリゾンテSGR（Orizzonte SGR）の取締役会会長、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）、コンパニア・ディ・サンパオロ（Compagnia di San Paolo）および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、またインテサ・サンパオロ・ファンデーション・オンリユス（Intesa San Paolo Foundation Onlus）の監査役会および法令第231/2001号に従って設立されたエクソールの監視委員会の委員としても、重要なイタリアの企業、組合、財団の取締役会や法定監査役会において重職を担っている。	なし

役名 および職名	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）	リディア・ダレッシオ 氏（1946年10月19日 生）	<p>ナポリ大学の経済ビジネス学部を優秀な成績で卒業し、1988年よりいくつかの大学で（カリアリ（Cagliari）においてならびにローマにおいて「ラ・サピエンツァ（La Sapienza）」および「ルイス（LUISS）」にて）教鞭をとりながら学術的活動を続けた。1995年よりビジネス経済学の終身教授となり、「ローマ・トレ」大学の経済学部において行政府のプランニングおよびコントロールについて教えている。</p> <p>1992年より、イタリアにおいていくつかの修士課程および博士課程において、経営管理、会社戦略統制、公的および民間の会計システム、プログラミングおよび予算、保健医療および社会保障公的セクターにおいて業務を行う法人のための会計システムおよび財務報告、ならびに国内および国際公的機関のための統治モデルに関する科目を教えた。</p> <p>監査役でもあり、会計の分野においていくつかの著作も執筆している。1992年より、費用解析および一般会計の内部モデルの分析、設定および実施、会計システムおよび財務報告の作成および実施、ならびに事業評価および内部統制モデルにおいて専門的なアドバイスを提供している。</p> <p>公的機関の会計に関して経済財務省内に設置された様々な委員会およびワーキンググループのメンバーも務めており、INSP内部統制ユニットの委員長（1997年から2000年）、ローマにあるウンベルト（Umberto I）総合病院の内部統制ユニットの委員長（2000年から2002年）、カラブリア州にある公的保健医療サービス部門のジェネラル・マネージャー（2005年から2007年）も務めてきた。2006年から2011年まで物理化学の問題に関する国立大学間コンソーシアム（CNISM）の監査役会長を務め、2009年より電子通信に関する国立大学間コンソーシアム（CNIT）の監査役会長を務めた。</p> <p>2013年より監査役中央委員会のメンバーを務めている。</p>	67,000(*1)

役名 および職名	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）	ジェッナーロ・マリコ ンダ氏（1942年5月21 日生）	1970年以来公証人を務め、1977年以降ローマの公証人を務め ている。1995年から2001年まで公証人全国協議会の一員とな り、1998年から2001年はその会長を務めた。公証人の仕事の一 環として、バンカ・ディ・ローマ（Banca di Roma）、メディ オ・クレディト・チェントラーレ（Medio Credito Centrale）、キャピタリア（Capitalia）、IMI - サン・パオロ （IMI-San Paolo）、ベニ・スタビリ（Beni Stabili）、および オートストラーデ（Autostrade）等の銀行やその他のイタリア 企業の最も重要な再編成、変革、および合併に関与した。1966 年から複数のイタリアの大学で教授を務め、かつてはカッシノ 大学の法学部の民法教授を務めていた。アールシーエス・エ ディトリ（RCS Editori）およびベニ・スタビリ（Beni Stabili）の取締役、ならびにイスティテュート・レジオナー レ・ディ・ステューディ・ジウリーディチ・アルトゥーロ・カ ルロ・ジェモロ（Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo）の理事を務めている。現在、 サリニ・コストウルットリ・エスピーエー（Salini Costruttori S.p.A.）の監査役ならびに定期刊行物「ノタリ アート（Notariato）」および「リヴィスタ・デッレセキューツィ オーネ・フォルツァータ（Rivista dell'esecuzione forzata）」の編集委員会の委員でもある。数多くの専門的な法 学研究論文（主に民法および商法）の著者であり、また、イタ リアにおける最も重要な新聞および雑誌に論文、インタビュー およびエッセイを掲載してきた。	251,476

*1：その妻により保有されている。

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】

ガバナンスおよび所有構造

1. 序論

エネル・エスピーエーおよびエネルグループにおけるコーポレート・ガバナンスの構造は、当社が採用した上場企業のコーポレート・ガバナンス規約⁽¹⁾（以下「コーポレート・ガバナンス規約」という。）に記載の原則に従っている。

注(1)本規約の各種の版は、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また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、国際的な最善の実務から影響を受けている。

エネルおよ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、およびかかる活動の上で関係するすべての利害を十分に検討するという必然的な需要を考慮に入れて、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有する取締役会
- ・ （ ）当社が、法律および定款、なら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、（ ）財務情報開示のプロセスならびに当社の組織構造、内部監査制度および管理会計制度の妥当性、（ ）単体および連結財務諸表の監査ならびに外部監査法人の独立性、そして（ ）コーポレート・ガバナンス規約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行されているか、を監視することにつき責任を有する法定監査役会
- ・ 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（定時総会または臨時総会）- （ ）取締役および法定監査役の選任または解任ならびにその報酬および責任、（ ）財務諸表の承認および純利益の割り当て、（ ）自己株式の買入れおよび売却、（ ）株式型報酬制度、（ ）当社定款の変更、そして（ ）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、定時株主総会およ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。2014年末（および本書提出日現在）、エネルの株式資本は9,403,357,795ユーロであり、額面金額1ユーロの同数の普通株式からなり、これら株式はボルサ・イタリアーナ（イタリア証券取引所）が組織し運営する電子証券取引所に上場されている。

3.2 主要な株主および株主間の合意

エネルの株主名簿への登録、CONSOBに対して行われた報告および当社によって受け取られた報告なら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2%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	25.50%
CNPアシュランス(1)	3.67%

(1)資産運用契約に基づく2014年6月26日付持分

また当社の知る限り、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およ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および調整に関与しない。この点は、企業の運営およ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 株式の所有制限および議決権制限

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、公的機関およびそれらの支配下にある者を除きいずれの株主も、直接的であれ間接的であれ、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表決がなければ必要多数に達しなかったことがわかった場合には、法廷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、取締役の選任および解任に係る決議に議決権を有する資本の少なくとも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、株式の所有制限および議決権制限に係る定款の規定は無効となる。

3.4 イタリア政府の特別権限

2014年3月25日付イタリア共和国大統領令第85号および第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日付法令第21号（2012年5月11日付法律第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、エネルおよ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、当社およ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および方法に従い、かかる団体が通信および委任状の回収のための仕組みが利用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・グルッポ・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 取締役の任命および交替、ならびに定款の変更

取締役の任命および交替を規制する規則は、「コーポレート・ガバナンス規約提言の実行および追加情報」「取締役会」「任命および交替」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る適切な多数決に従い、決議される。

ただし、法律で認められるとおり、当社の定款は、以下に関するすべての決議を取締役会の権限としている。

- ・完全保有または少なくとも90%を保有する会社の吸収合併、およびかかる会社の会社分割
- ・従たる事務所/支店の設立または閉鎖
- ・当社を代表する権限を持つ取締役の選任
- ・1名また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

コーポレート・ガバナンス規約の提言の実施および追加情報

1. 取締役会

1.1 構成および任期

2014年度末において取締役会は、2014年5月22日付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た。

- ・パトリツィア・グリエコ、会長
- ・フランチェスコ・スタラーチェ、最高経営責任者兼ジェネラル・マネージャー
- ・アレッサンドロ・バンチ
- ・アルベルト・ピアンチ
- ・パオラ・ジルディニオ
- ・サルヴァトーレ・マンキュソ
- ・アルベルト・ペラ
- ・アンナ・チアラ・スヴェルト

サルヴァトーレ・マンキュソ（2014年5月22日付の株主総会で経済財務省により提示された候補者名簿から任命された。）による2014年11月の辞任の申出の後、2015年5月28日付株主総会で、辞任した取締役の代わりにアルフレド・アントニオツィ（彼の立候補は、経済財務省により提示された）を任命することが決議された。

パトリツィア・グリエコ、フランチェスコ・スタラーチェ、アレッサンドロ・バンチ、パオラ・ジルディニオおよびアルベルト・ペラは、経済財務省（当時、当社株式資本31.24%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60.13%であった。）、一方、アレッサンドロ・バンチ、アンナ・チアラ・スヴェルトおよびアンジェロ・タラボレリは、19の機関投資家のグループ（当時、合計で当社株式資本の1.26%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39.25%）。

現在の取締役会の任期は、2016年度の年次財務諸表を承認した時点で満了する。

1.2 任命および交替

当社の定款の規定に従って、取締役会は3名から9名の実務取締役から構成され、定時株主総会により3会計年度を超えない任期で任期される（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、すべての取締役は、上場会社の法定監査役およ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日付の株主総会は、取締役に対してより厳格な誠実性要件（ならびに役職の不適任および欠格の関係理由）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、定款はまた、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ため、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。

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、2012年8月12日の後の取締役会の最初の3回の更新において、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ない、任期満了となる取締役会、また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って、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。

法律および/またはコーポレート・ガバナンス規約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およ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、受け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確保しつつ、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名または複数名の退職する取締役が、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、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交替を行わなければならない。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、退職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人数だけ確保しなければならず、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職する場合は、取締役会全体が辞任するとみなされ、在籍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。

当社は、業務執行取締役の承継について、本書日付現在、かかる取締役が最大株主である経済財務省の提案に基づいて選出されているため、特別なプランを採用していないことに留意されたい。さらに、2014年のボード・レビューの結果を考慮して、2015年に、取締役会は、当社の経営陣トップの役職のための承継プランを準備することが妥当であるかどうかについての評価を開始する。

1.3 任務および機能

取締役会は、当社および当グループの戦略、組織およ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、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。

法的枠組みおよび取締役会による特定の決議（特に、2014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。

- ・当社およ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。
- ・取締役会の内部委員会（助言および提案の権限を有する。）を構成し、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。
- ・最高経営責任者の権限につき、その内容、制限および行使にあたっての手續（もしあれば）の定義をし、権限の委任および撤回を行う。有効な権限に従い、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与えられている。ただし、法令もしくは規制の条項もしくは当社の定款で別段の指定がされている権限、また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（特別四半期報告書に要約が記載されている。）に関する情報を受領する。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（特殊もしくは異例な取引またはその承認が取締役会に留保されていない関係当事者との取引を含む。）のすべてに関し、最高経営責任者は取締役会に対して（ ）取引の特徴、（ ）関係当事者および当グループ会社との関係、（ ）関連対価の決定手續、ならびに（ ）損益計算書および貸借対照表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および提案に基づき、取締役および主要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、最高経営責任者および特定の役職にあるその他の取締役の報酬を決定しなら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、2014年2月から4月までの期間中に、取締役会は、経営陣トップおよび執行役員トップについての報酬方針およびインセンティブ・プランを承認したことに留意されたい。
- ・受領した情報に基づき、当社および当グループの組織、管理および会計構造の妥当性を評価する。かかる評価は直近では2015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検討・承認したことに留意されたい。
- ・当社および当グループの戦略、事業および財政計画を検討および承認し、その実行を定期的に監視する。かかる計画の承認は2014年2月に行わ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および事業計画（当グループ会社が作成した年次予算およ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）当社および当グループの戦略目標を定義する、戦略合意。
- ・戦略、貸借対照表、損益計算書またはキャッシュ・フローに重大な影響を与える当社および当グループの取引について、特に関連当事者との間に実施される場合、または潜在的な利益相反の性質がある場合に、事前検討および承認を行う。

特に大規模な金融取引（（ ）当社による総額75百万ユーロ超のローンの契約および当社による社債の発行、（ ）子会社による社債の発行またはローンの契約で、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または取引額が300百万ユーロ超の場合、および（ ）エネルによる子会社また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（当社に關係する場合）され、または評価（当社以外の当グループ会社に關係する場合）されなければならない。さらに、50百万ユーロを超える資本投資の取得および処分は、同取締役会により事前に承認（当社が直接実施している場合）され、または評価（当社以外の当グループ会社に關係する場合）されなければならない。

- ・ 内部統制およびリスク管理制度の妥当性についてガイドラインおよび評価を提供し、これに際して当社および当グループの戦略目標に適合したリスクの性質および水準について定め、この点に関してコーポレート・ガバナンス規約に記載された排他的権限と矛盾のないようにする。取締役会は、第一に、取締役会内部で、有効な内部統制およびリスク管理制度の制定および維持を担当する1名または複数の取締役を特定する（取締役会は2014年5月、最高経営責任者へのかかる委任を確認した。）。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。
 - 当社およびその子会社に関する主なリスクを正確に特定し、適正に測定し、管理し、そして監視できるように、内部統制およ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、内部統制およびリスク管理制度のガイドラインを決定し成文化したことに留意されたい（かかる文書は、その後2015年2月に更新され、その間に当社の組織構造に生じた変更が考慮された。）。また、2014年2月に取締役会は、2014-2023年度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。
 - 当社の事業の特性およびとられるリスクの種類ならびにかかる制度の有効性を考慮して、内部統制およびリスク管理制度の適性を、少なくとも年に1回評価すること。2015年2月、取締役会が2014年度に関してこの点について肯定的な評価を行ったことに留意されたい。
 - 法定監査役会および内部統制およびリスク管理制度を担当する取締役と協議の上で、「監査」機能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2014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）および監査の過程で指摘された基本論点に関する報告書に記載された結果を評価すること。取締役会は2014年5月に、後者の評価を行ったことに留意されたい。
 - 内部統制およびリスク管理制度を担当する取締役が取締役会会長の同意を得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」機能の責任者の任命および解任を行い、かかる責任者の報酬を当社の方針に従って決定し、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」機能の新責任者として、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、当該会社の取締役およ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。2014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・スタラーチェを任命したことに留意されたい。
- ・ 特に利益相反に関して、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、当社およ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、実行およ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。

取締役は、事実を熟知し、完全に自律してその任務を遂行し、中長期的な株主のための価値を創造するという第一の目的を追求する。取締役は、その役職に関連する義務および任を認識しており、法定監査役と同様、当社および各取締役の義務の遂行に関する最も重要な法令および規制の変更に付き、企業の関連部門から常に情報を提供される。

とりわけ、2014年5月22日付の株主総会において決議された取締役会の刷新後、当社は、取締役に当グループが業務を行う事業セクター、当社の原動力、関連する展開、市場傾向および関連する法的枠組みについての十分な知識を提供することを目指した特別な導入プログラムを組織し、法定監査役も、かかるプログラムに参加した。当社内で開始された取り組みに加えて、また2014年に非執行取締役および法定監査役は、イタリア資産管理協会（Assogestioni）およびイタリア上場企業協会（Assonime）の企画した上場会社の経営陣の義務および責任ならびに統制部門に関する研修コースに当社の費用負担で参加することについて打診を受けた。

また、最初のボード・レビュー（2004年に実施）後に導入されたイニシアチブを継続し、戦略委員会の年次会議が2014年に組織され、取締役会および監査役会による当グループの種々の事業部門において事業計画の草案を検討する、中長期戦略の分析および徹底的な研究に注力した。

1.4 取締役会

以下の表は、2014年度に開催された取締役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	2	1	2	0	1	2	3	1

合計 18回

平均開催時間 2時間45分

2015年度に予定される会議 14回（うち4回は既に開催されている。）

取締役は定期的に出席しており、法定監査役会およびイタリアの監査裁判所を代表する裁判官も会合に出席していた。

2014年度中、議題に関連する各種事項を担当する企業の職務の責任者は、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

2014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。

取締役会の活動の調整役としての任務遂行およ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、前もって取締役およ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、3日前の通知が適格的であるとの考えを確認する一方、かかる期間は、資料が格段に重要かつ／もしくは複雑である場合、または緊急の取引もしくは進行中の取引がある場合には、それぞれ延長または短縮しうることも、認識された。2014年、かかる期間は基本的に遵守された。

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（株主総会および取締役会）に関して法律および定款に定める権限に加え、会長は、（）最高経営責任者と共同で、当社の「監査」機能の責任者（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、解任および報酬に関する取締役会への提案の策定に参加し、また（）取締役会の活動に関するコーポレート・ガバナンス規則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および調整により、会長は、機関および当局との関係を維持する。

1.6 最高経営責任者

2014年5月、取締役会により最高経営責任者にフランチェスコ・スタラーチェが任命され、当社の経営のためのあらゆる権限が付与されているが、法律もしくは規制の規定、当社の定款または権限構造（2014年5月に承認された。）に基づき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、下記「取締役会」「任務および機能」の項を参照のこと。）。

最高経営責任者はまた、コーポレート・ガバナンス規則に従って、内部統制およ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、内部統制およ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、取締役会および法定監査役会に対して、少なくとも四半期ごと、また取締役会議中いつでも、業務、当社の業績の一般的な傾向および予測可能な展開において、ならびに当社および子会社により実行される経済的、財務的もしくは世襲的側面に基づく大半の関係取引、またはその規模または性質に関して重要である取引について報告する。

1.7 業務執行取締役およ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・ガバナンス規約の提言に従い、以下の取締役が業務執行取締役とみなされる。

- ・当社（また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、または事業戦略の策定において特別な役割を担う。）
- ・当社（も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、また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す。

現任取締役会が行った分析によると、取締役会の構成の刷新（2014年5月に行われた。）後、2015年1月後半に、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すべての構成員（パトリツィア・グリエコ、アレッシェンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルトおよびアンジェロ・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、権限および繁閑の状況は、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、およ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うえ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

取締役会の構成の刷新（2014年5月に行われた。）後、2015年1月後半に取締役会は、当事者から提供されたまたはその他の方法で当社が得た情報に基づき、取締役であるアレッシェンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、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、およびアンジェロ・タラボレリがコーポレート・ガバナンス規約に従い独立した存在であったことを承認した。パトリツィア・グリエコについては、コーポレート・ガバナンス規約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、取締役が当社また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、各当事者の独立性を判断するために関連ありとみなされる、非業務執行取締役が勤める役職および有している関係を示す記載のある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宣言にも基づく。）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・ガバナンス規約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、取締役および当社の間で、直接または間接的に生じうる商業上、財務上また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、2014年5月および2015年1月に実施さ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い。

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、アレッシンドロ・パンチ、アルベルト・ピアンチ、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ペラ、アンナ・チアラ・スヴェルトおよびアンジェロ・タボレリ）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。

2014年6月および2015年2月、法定監査役会は、前述の評価を実施する中で、取締役会が、独立性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・ガバナンス規約で推奨された基準を正しく適用したことを証明した。

すべての業務執行取締役およ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、（人数および任務の両方に関して）十分に存在し、取締役会および委員会において重要な役割を担うことにより、すべての株主の利益が適切な均衡を保つことが保証される。

2014年中、独立取締役は、2月および12月中に他の取締役が出席しない会合を2度行った。いずれの機会においても、独立取締役は、年次戦略会議中の説明の有効性および当社の中長期戦略に同意することの重要性について同意した。

2014年12月に開催された取締役会において、独立取締役は、主席独立取締役について、（ ）エネルにおいては取締役会会長は最高経営責任者でなく、かつ当社の支配的持分を有していないという事実を踏まえると、コーポレート・ガバナンス規約に従って主席独立取締役の設置が必要となるような状況は存在しないこと、（ ）当社取締役会には独立取締役が多いこと、および（ ）取締役会のレベルを高めるオープンかつ建設的な議論が存在することを考慮すると、主席独立取締役の任命は必要ないし妥当とは考えられないとの見解を示した。

かかる会議の間、独立取締役は、新たな組織モデルの実施が完了した後、企業風土の新たな調査を開始することの適否についても合意した。独立取締役はまた、取締役会および取締役会委員会の機能について議論し、かかる機関により徹底的に分析さるに値する議題と考えられる多くの事項を提案した。最後に、アルフレド・アントニオツィ（2015年5月28日に開催された株主総会で任命された。）は、自身が統一財務法およびコーポレート・ガバナンス規約に規定された独立性要件を満たしていることを宣言した。

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および法定監査役会で務める役職の数および性質、ならびにその他の機能または専門的活動およ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12月以降、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およ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・ガバナンス規約の提言に従い、かかる方針は、その取締役会およ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、ミューチュアル・ファンドまたは金融の分野で事業を行っているイタリアおよび外国の会社
- c)上記a)およびb)に記載の分野以外で事業を行っている、直近の承認済み年次財務諸表に基づき1十億ユーロを超える資産および/または1.7十億ユーロを超える収益を有する、規制市場に株式を上場していないその他のイタリアおよび外国の会社

コーポレート・ガバナンス規約の提言に従い、取締役会が採用した方針は、()エネルの取締役会および重要な規模の他の会社の取締役会および法定監査役会の両方において、各取締役が遂行する職務に関する関与、ならびに()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およ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・ガバナンス規約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およびエネルの取締役が最高経営責任者を務めているところの取締役の役職を引き受けてはならないと定められている。

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、および直近で2015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また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 取締役会およびその委員会の機能評価

2014年度末に向けて、取締役会は、コーポレート・ガバナンス規約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、エネルまたはエネルグループの他の会社との職務関係または取引関係を一切持たない専門コンサルティング会社であるマネージメント・サーチ・エスアールエル(Management Search S.r.l.)の補佐を得て、取締役会およびその委員会の規模、構成および機能の評価(ボード・レビュー)を開始し、2015年2月に完了した。かかるボード・レビューは、2004年を初年度として毎年、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。特に、質問表および面接は、()取締役会の構造および構成、()取締役会議の組織および運営(とりわけ関連する情報フローならびに引き続き行われる意思決定プロセスの完全性および敏速性に関して)、()誘導活動の頻度、内容および実用性ならびに戦略的な年次サミット、()会長により果たされる役割ならびに取締役会、最高経営責任者および経営陣トップとの関係、()戦略的目標の決定における取締役会の関与、()内部統制およびリスク管理システムの効率性および有効性に関する認識、()委員会の構成および機能なら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であった。

ボード・レビューのプロセスにおいて、コンサルティング会社は、ボード・レビューが行う際のモダリティ、業績の市場への開示における透明性のレベルならびに取締役会の構成に關しての他の主要なイタリアおよび国外の上場会社との比較についての評価分析とともに、会社の書類(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およ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。)を検討した。

2014年度について、ボード・レビュー(前年度から既に開始されている。)は、質問および面接は法定監査役の監視役としての資質も対象とし、またさらなる見地からの取締役会の評価プロセスの強化という目的もあったことに留意された。

2014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、取締役会および委員会がコーポレート・ガバナンス問題における最善の実務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、取締役会および委員会の運営について非常に前向きな総合的評価を提供する。

とりわけ、2014年度についてのボード・レビューの結果は、以下の強みを示した。

- ()取締役会は、取締役の専門知識、会社における年功、年齢幅および性別のバランスといった点における適正な均衡を備え、明確な組織構造を有し、また全取締役間の有効な意見交換を確保するために会議の運営を組織すること。
- ()取締役への情報フローが、意思決定プロセスにとって質的・量的の双方の観点で適正であること。
- ()会長が効率的に会議を運営し、決定を促すこと。
- ()管理機能が最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーの役職に集中化され、彼らが非業務執行取締役が議論および監視活動において積極的な役割を果たす状況において業務を行うこと。
- ()議事録により書面化された議論の質が、取締役の多様な専門知識および取締役会内の好環境のおかげで取締役会決議にもたらされる寄与を示していること。
- ()当社およ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関与から推測されるように、適切であること。
- ()委員会活動の質が、優れており（委員会は関連する取締役会を考慮して適切に予定される。）、取締役会の業務に対して委員会が提供するサポートについても同様であること。
- ()議事録が、取締役会および委員会の議事を的確かつ精密に記録していること。
- ()当社により組織された誘導プログラムが、広範囲かつ質が高く、取締役によって効果的と認識されていること。

ある取締役により取締役会の議事にあげられた事項には、()関連市場の徹底的な分析の実行、()当グループの主要な同業者との定期的な比較の実行、()当社のトップ経営陣の役割についての承継プランの準備の実現可能性の検討、()人材に関する事項により多くの時間を割き、また当グループの組織構造になされた近年の変更を考慮して企業風土の分析を行うことの実現可能性について評価することの妥当性を含む。

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、助言およ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。会長および最高経営責任者／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。

2014会計年度についての上記の報酬の構造および金額の詳細に関しては、適用ある法律を遵守して、当社の本店および当社のウェブサイト（www.enei.com）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 組織および業務規則

2014年6月に、2014年5月22日付の株主総会で任命された取締役からなる取締役会の設立の後、同取締役会は以下の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・ガバナンス委員会
- ・関係当事者委員会

上記の委員会間の責任の割り当ては、以前の権能から多少変更された。とりわけ、報酬およ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。かかる統合は、コーポレート・ガバナンス規約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、また効率的かつ効果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委員会の構成、任務および機能が定められている。

特に、組織規則は以下を規定する。

- ・指名・報酬委員会ならびに統制・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およ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、およ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、これは委員である必要はなく、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。

各委員会の会議には、法定監査役会会長また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また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」職務の責任者も出席し、指名・報酬委員会の会議には、通常、「人事・組織」職務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

現在の指名・報酬委員会は、2014年6月9日付の取締役会により任命され、アレッサンドロ・パンチ（委員長）、パオラ・ジルディニオ、アルベルト・ベラ、アンナ・チアラ・スヴェルト（全員独立性要件を満たしている。）から構成されている。

取締役会は、アレッサンドロ・パンチが、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（2014年5月までは、報酬委員会として機能していた。）は、取締役会の規模および構成ならびに業務執行取締役および主要役員の報酬に関する取締役会の適正な質問、評価および決定を通じて、取締役会を補佐することに責任を有している。

特に、指名・報酬委員会は以下の助言および提案に係る任務を委任されている。

- ・取締役会の規模およ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専門家を推薦すること。
- ・取締役会における部局の数の上限、およ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のある問題について、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に提示すること。
 - 独立取締役を交代させる必要がある場合で、現任の取締役会が選任を行う場合
 - 取締役会の更新が行われる場合で、株主から提出された名簿から必要な人数の取締役を選出できない可能性があり、そのため、任期を終了する取締役会が株主総会に提出される立候補者を自ら表明する可能性があるとして予想される場合
 - 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
- ・ 取締役および重要な執行役員の報酬の提案を取締役に提出し、重要な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、全体的な一貫性および実質的な適用を定期的に評価すること。
- ・ 業務執行取締役および特定の役職を務める他の取締役の報酬なら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に提出し、また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。
 指名・報酬委員会はまた、任務の一部として、経営陣向けに、適当な能力およ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。）の実行の策定および監視に中心的な役割を果たす。
 コーポレート・ガバナンス規約により推奨された任務に加え、指名・報酬委員会は、当社の経営資源の将来性の育成、才能ある人材の採用および大学での関連イニシアチブの促進において、最高経営責任者および関連する会社部門を支援する任務を遂行する。

2014年度の当委員会の業務

以下の表は、2014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
0	2	1	2	0	1	1	0	1	0	0	1
合計		9回									
平均開催時間		1時間30分									

これらの会議に、委員（および法定監査役会会長）は適正に出席し、また、指名・報酬委員会は、（当社の費用で）外部のコンサルタントの助力を得て、以下を行った。

- ・ 2013年度中に採用された報酬方針の適切性、総合的な整合性および有効な適用の評価
- ・ 2014年度の実行取締役および重要な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）
- ・ 2014年度の（ ）最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに対する短期インセンティブ・プラン（MBO）、および（ ）経営陣トップおよびその他の経営陣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
- ・ 2013年6月21日付の法令第69号（2013年8月9日付法律第98号に移行された。）（公的行政機関により統制される上場会社のマネージング・ディレクターに支払われる報酬についてのいくつかの制限の導入について規定する。）の第84条の3の当グループの報酬方針への影響の分析
- ・ 会長および最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに適用される経済上および規制上の取り扱いの決定についての提案の策定
- ・ 2014年度の報酬報告書についての株主総会の投票の結果の分析、およびその分析に基づく（ ）2015年度の実行取締役および主要な業務執行役員についての報酬方針の作成、（ ）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）、および（ ）2015年度を参考にした経営陣向けの長期インセンティブプラン（LTI）の策定

2.3 統制・リスク委員会

構成

現在の統制・リスク委員会は、2014年6月9日付の取締役会により任命され、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・ペラおよびアンナ・チアラ・スヴェルトから構成されている。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、必要とされる経理および財務の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、ならびに定期財務報告書の承認に関する取締役会の評価および決定を、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、統制・リスク委員会は、以下の助言およ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・ガバナンス規約により取締役会に委任された内部統制およびリスク管理事項に関する任務の遂行において、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、監査法人および法定監査役会と協議の上で、会計原則の適切な適用およ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。
 - ・当社および当グループ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。
 - ・「監査」機能が作成した内部統制およびリスク管理制度の評価に関する定期報告書、ならびに特に重要な機能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」機能の独立性、的確性、有効性およ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およ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。
 - 内部統制およびリスク管理制度に関連した主な企業規則および手続で出資者が関係するものについて精査すること。
- 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・トラランス」計画、およ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る修正または補完を評価すること。
- ・実行した取組みならびに内部統制およ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。

当委員会は、「監査」職務に対し、特定の事業分野に対する検査を行うよう要請することもできる。この場合、同時に、法定監査役会会長に通知するが、ただしこの者の仕事が必要と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、内部統制およびリスク管理担当取締役に通知する。

2014年度の当委員会の業務

以下の表は、2014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
2	2	2	1	1	1	1	0	1	1	1	0
合計		13回									
平均開催時間		2時間10分									

かかる会議中、委員は適正に出席し（法定監査役会会長も出席した。）、以下を担当した。

- ・2014年度中、「監査」職務責任者により作成された作業計画の評価、2013年度中に実施された監査の結果に焦点を当てた。これらの結果に基づき、同委員会は、その任務の範囲内において、2013年度の内部統制およびリスク管理制度の適切性および有効性につき肯定的な評価を表明した。
- ・2014年から2023年までの年度についての事業計画の承認のために、主な事業リスクの適合性を、かかる計画に基づく戦略的目標に則して当社の経営陣とともに評価した。
- ・「監査」機能の責任者の交代および後任の報酬について賛同する意見を述べた。
- ・主な会計上の決定、最も重要な会計基準、ならびにエネルグループの2013年度連結財務書類および2014年度半期報告書、2014年3月31日および2014年9月30日現在の中間報告書に関する新たな国際会計基準の影響について分析し、また2013年度連結財務書類における減損テスト手続を精査した。
- ・責任の範囲内において持続可能性報告書を精査した。
- ・「監査」機能の独立性、適切性、有効性、効率性を監視した。
- ・倫理規定に基づき前会計年度中に受領した報告書を評価した。
- ・法令第231/2001号に従い採用されたコンプライアンス・プログラムの更新に関する提案を分析した。
- ・当グループ内における、会計の透明性、組織構造の妥当性およびEU非加盟国の法律に準拠して設立された子会社の内部統制制度に関する法規制の遵守が現在行われていることを確認した。

2.4 関連当事者委員会

構成

関連当事者委員会は、2014年6月9日付の取締役会により任命され、アルベルト・ピアンチ（委員長）、アレッサンドロ・バンチおよびアンジェロ・タラボレリから構成されている。取締役サルヴァトーレ・マンキュソは、一身上の都合により2014年11月10日に辞任するまでかかる委員会の構成員であった。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、エネルが直接的また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およ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、最高経営責任者および情報を受領した事項に関して、交渉また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」の認識または取引の通常の本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。

2014年度の当委員会の業務

以下の表は、2014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	1	0	0	1	0	0	1
合計		3回									
平均開催時間		1時間									

これらの会議中、すべての委員が適正に出席し（法定監査役会会長も出席した。）、以下を行った。

- ・会長および最高経営責任者／ジェネラル・マネージャーに適用される経済上および規制上の取り扱いに関する決定において意見を表した。

- ・関係費用／対価が、関係当事者取引に関する当社の方針に基づいて設定された最少の閾値（年間累積ベースで50,000ユーロ）を下回る場合であっても、（ ）エネルおよびその他の当グループ会社は、取締役（または関係当事者として関係する個人もしくは法人）に対していかなる形態のローンを提供することも回避しなければならない、また（ ）取締役はエネルまたはその他の当グループ会社との専門的な委託関係または事業関係（電気および／もしくはガスの供給に関する通常の関係を除く。）について取締役会および関係当事者委員会の注意を喚起しなければならないということを前提に、コーポレート・ガバナンスの最善の実務に関する特別ガイドラインを作成し、取締役会に提出した（取締役会により2015年1月に承認された。）。
- ・関係当事者取引における法的枠組みの適用についてCONSOBにより表明された主な目的を検討する。
- ・一般的性質のために特別な会社手続で可能な範囲外の関連当事者取引および基準条件または市場に相当する条件において、当グループの会社により締結された関連当事者取引に関する情報を、定期財務書類に基づき分析した。

2.5 コーポレート・ガバナンス委員会

構成

現在のコーポレート・ガバナンス委員会は、2014年6月9日付の取締役会により任命され、パトリツィア・グリエコボ（委員長）アルベルト・ピアンチから構成されている。取締役サルヴァトーレ・マンキュソは、2014年11月10日に一身上の都合により辞任するまでかかる委員会の委員であった。両委員は、統一財務法に基づく独立性要件を満たしており、取締役アルベルト・ピアンチはコーポレート・ガバナンス規約に基づく独立性も満たしている。

任務

コーポレート・ガバナンス委員会（2014年5月までは、指名・コーポレート・ガバナンス委員会として活動していた。）は、当社および当グループのコーポレート・ガバナンスに係る評価および決定ならびに企業の社会的責任の問題に関して、取締役会を補佐する。この点に関して、コーポレート・ガバナンス委員会は、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および国内外の最善の実務の展開を監視し、重要な変更があった場合、取締役会を更新すること。
- ・当社およ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・ガバナンス規約に基づく提言および国内外の最善の実務を遵守していることを検証すること。
- ・必要また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および日程を定めること。
- ・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。
- ・企業の社会的責任に係る問題に対する取組みの適切性の評価。持続可能性報告書の全体の構成および内容の構成を検討しならびに企業の社会的責任に係る問題についてのこのような財務書類による開示の網羅性および透明性についても検討し、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。
- ・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。

2014年度の当委員会の業務

以下の表は、2014年度に開催されたコーポレート・ガバナンス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	1	2	0	0	1	0	0	0	1	1	0
合計		6回									
平均開催時間		1時間40分									

これらの会議中、コーポレート・ガバナンス委員（および法定監査役会会長）が会議に適正に出席し、外部コンサルタントも（当社の費用で）加わり、以下を行った。

- ・取締役会およびその委員会が2014年度に関し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定を具体的な手続によって進め、ボード・レビューのプロセスを準備した。かかる任務が指名・報酬委員会に委ねられる前に、同委員会は、2014年5月22日付株主総会による取締役会の刷新を考慮して、取締役会の規模および構成に関する見解にも同意を表明した。
- ・2013年のコーポレート・ガバナンス報告書の構成および内容ならびに所有構造を検討した。
- ・その責任の範囲において持続可能性報告書を検討した。当委員会は、企業の社会的責任の問題に関する当グループの主な活動について更新した。
- ・取締役および監査役の権能の行使に関する法的手続の際に取締役および法定監査役のために会社内で採用された保護的な施策を検証した。
- ・会社法およびコーポレート・ガバナンスに関する国内およびEUの法的枠組みの展開を分析した（特に参照したのは、戦略的分野におけるイタリア政府の特別権限に関する新たな法的枠組みの規則の実施、上場会社向けコーポレート・ガバナンス規約の更新ならびに会社の再生および発展のための緊急策を規定した2014年8月11日付法律第116号に基づき規定された会社法事項に関する変更である。）。

3. 法定監査役会

3.1 構成および任期

2013年4月30日付株主総会において選任された本書日付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る。

- ・セルジオ・デュカ 法定監査役会会長
- ・リディア・ダレッシオ
- ・ジェッナーロ・マリコンダ

セルジオ・デュカは、法定監査役会会長（18の投資運用会社およ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1.07%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34.02%）をもって投票され、一方、リディア・ダレッシオおよびジェッナーロ・マリコンダは、経済財務省（当該時点の当社株式資本の31.24%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65.57%）をもって投票され、

現在の法定監査役会の任期は、2015年度の年次財務諸表を承認した時点で満了する。

3.2 任命および交代

法律および当社の定款の規定に従い、法定監査役会は、3名の正規の監査役および3名の補欠監査役から構成される。監査役は、任期を3会計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。）および補欠監査役（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保証するためである。

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、2012年8月12日後の最初の3回の法定監査役会の選任では、合計3名以上の候補者（正規の監査役および補欠監査役両方）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名の候補者およ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、統括する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.enel.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、候補者の個人的およ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、専門的能力およ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および法定監査役会の役職数制限に従わなければならない。

2014年2月、法定監査役会はその選任後、正規監査役会でも、取締役についてコーポレート・ガバナンス規則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。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 任務および権限

法律（および「第一部 - 第2 - 3 事業の内容」の「エネルの組織モデル」に記載される）により課せられる任務の一環として、およびコーポレート・ガバナンス規約の提言に従い、法定監査役会は、以下の権限を有する。

- ・当社の「監査」職務に対し特定の企業活動分野また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うことができる。）
- ・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

3.4 取締役会会議

以下の表は、2014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
2	2	2	3	1	1	2	0	1	2	1	0

合計 17回

平均開催時間 2時間30分

会議には正規の監査役および監査裁判所を代表する裁判官が適正に出席した。

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する。特に2013年4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. 内部統制およびリスク管理制度

エネルおよび当グループの内部統制およびリスク管理制度（以下「SCIGR」という。）は、当グループ内の主な会社リスクが特定され、測定され、管理され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、イタリアおよび国際的な最善の実務に基づき、当社および当グループにより採用された、より総合的な組織およびコーポレート・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・ガバナンス規則の提言を考慮し、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および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、会社手続の効率性および実効化、財務情報の信頼性ならびに法令、会社定款およ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ならびにリスク、法律およ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、管理および監視のための展開およ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、職務およ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当な作業を防ぐため、異なる組織ユニットまた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、利益相反を防ぐまたはそれが不可能な場合は軽減させるために、業務および統制活動の必要な分離を確保する。
- ・共通の言語の普及、補完リスクの測定および評価のための方法および手段ならびに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および要素の再構築を徐々に確保し、リスクの特定、評価、管理および監視といった任務の追跡可能性を保障する。
- ・リスクの測定およ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」または「第1レベル」統制、個々の業務ユニットまたはグループの会社が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すべ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（商品リスクおよび金融リスク等）、信用リスク、戦略上リスク、および（ノン）コンプライアンスリスクを含む。）の管理および監視を目的としている。
- ・内部監査（「第3レベル」統制）、SCIGRの構造および全般的な機能のチェックを目的としている（ライン統制および第2レベル統制の監視によるものを含む。）。

SCIGRは、会社の業務の展開および当該状況ならびにイタリアのおよび国際的な最善の実務を考慮して、定期的なテストおよびチェックが行われている。

SCIGRに関与した主な者の任務および責任ならびにかかる者間の協力の詳細については、内部統制およびリスク管理制度のガイドライン（当社のウェブサイト（www.enei.com）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2014年中に実行された活動の詳細については、「取締役会 - 役割および機能」および「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

2014年においては、2014年11月までの管理、財務および統制部門の代行責任者であるルイージ・フェラリス（Luigi Ferraris）およびかかる日以降はアルベルト・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、この地位にある。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。

会社の会計書類の作成に責任を有する執行役員の業務の詳細については、「内部統制およ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および内部統制制度

会社の会計書類を作成する責任を有する役員は、当社およ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およびリスク管理制度（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、およ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およ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、その実現または欠如により、統制制度の目標の達成が部分的または全体的に損なわれる可能性のある行為または事由を特定し、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、信頼性および適時性という目的を確実に達成する手順を定める、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および実施を監督した。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、いかなる方法が導入されたかや、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および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およ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。

導入された統制手段は、「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。）および実際の「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（統制、リスク評価、統制活動、開示制度、ならびに情報フローおよび監視活動）からなり、かかる要素はそれぞれの特性に応じて、事業体のレベルおよ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、「情報およ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、実施および管理の過程は、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、リスクおよび統制ならびに方法およ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、リスク評価ならびに統制、品質保証の定義および特定の分析ならびに更新、ならびにプライマリー・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。）
- ・経営陣により自己評価を通じて実行される統制の構造および有効性の評価（以下「ライン監視」と呼ばれる。）
- ・当社の「監査」職務に委任される、独立した監視
- ・乖離の評価、承認および是正措置の監視

- ・最高経営責任者ならびに単体財務諸表、連結財務諸表およ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、ならびに総合評価
- ・事務および会計処理手続の手配および公表

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（連結財務諸表への潜在的な影響の重大さのレベル）および質的側面（事業また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、その実現または欠如が統制制度の目的（例えば、財務諸表における要求およ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また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、事業体レベルおよびプロセスレベルの双方で特定される。前者の場合、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、質的および量的な要素をベースに潜在的な影響およ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。

リスクの特定および評価に続いて、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およびプロセスレベルにおいて設定された。

とりわけ、会社また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制度の構成および有効性を言及し、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および当グループまたは具体的地域において共通適用された統制手段としてまたは単独の会社も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または不正を防ぎ、特定し、是正する目的で、手作業または自動の一連の活動として、代わりに仕様書また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および重要統制に分けられ、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およ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およ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、これは不正または過失に係る関与および／または隠蔽を促進しかねない任務およ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、最大のリスクおよび関連する（一般的な監視およ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、リスクおよび統制を評価するために、かかるプロセスおよび統制の構造およ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、リスクおよ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、役割および責任、データおよび情報のフロー、ならびに統制の要点を説明する目的で、適切な書類（「事務および会計処理手続」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、制御手段の有効性および／または構造の欠陥につき、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、重要な弱点また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、信頼性および適時性の目的を達成するためにすでにとられた、また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・リスク委員会および監査法人に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、連結財務書類また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）制定された事務および会計処理手続の妥当性およ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またはサブ・プロセスの構造および機能の検証を目的とした監視業務の実施、ならびに関連する統制の特定を受けて、事務およ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、および統制一覧）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、事務および会計処理手続は、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およ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た。

6．外部統制

6.1 監査法人

エネルの財務諸表および当グループの連結財務諸表の法定監査は、監査法人のレコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー（Reconta Ernst & Young S.p.A.）が行っている。

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年度から2019年度について、合計対価3.5百万ユーロで行われた。

当グループと事業を行う監査法人の独立性を維持するため、かかる監査法人および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手続が採用された。かかる手続に従い、統制・リスク委員会および法定監査役会は、当グループに属する会社による追加任務（主たる任務である監査以外の任務で、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また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、事前に拘束力のある意見を表明する（または、かかる任命により当該監査法人の独立性が損なわれることがまったくない状況においては、定期的な情報の更新を受け取る。）。かかる追加任務の委託は、法的、経済的またはサービスの品質の観点から必要性が立証されている一定の場合に限って許容されている。

6.2 イタリア監査裁判所の監督

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2014年中、受託裁判官であるフランチェスコ・パオロ・ロマネリ（Francesco Paolo Romanelli）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、取締役会およ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および下院議長府に対して提出する。

7. 機関投資家および株主一般との関係

株式市場への株式上場以来、当社は市場に関する義務のためのみならず、自社の利益のためにも、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な対話を定着させることは適切であると考えてきた。かかる対話は、いずれの場合においても、内部情報の流布を規制する規則および手続に従って行われた。

この点に関し、当グループの規模を考慮して、かかる対話は専用の企業部署を創設することで円滑に行うことができると判断された。

従って当社は、()現在は「管理、財務および統制」職務の一部である投資家関係部、および()株主一般との連絡を担当する「法務および総務」職務内の部署を創設した。

また、当社のウェブサイト(www.enei.com、「投資家」欄および「ガバナンス」欄)に特別な欄を設け、財務情報(財務諸表、半期および四半期報告書、金融界への発表、アナリストの予測、ならびにエネルおよ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。)ならびに株主一般の利益に関する最新のデータおよび書類(プレス・リリース、エネルの取締役会構成員、当社の定款および株主総会の規則、株主総会に関する情報および書類、当社のコーポレート・ガバナンスに関するその他の書類、ならびに倫理規定をいう。)を提供することにより、投資家との連絡をより強化すると決定した。

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・ガバナンス規約に含まれる提言は、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、(当社およびその子会社の)従業員株主の間での委任状勧誘を強化することなら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「所有構造 - 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。)。

民法、統一財務法および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、近年上場会社の株主のいくつかの権利の行使が実質的に緩和され、大きく変更および修正された。

株主総会は、定時および臨時株主総会のいずれにおいても、とりわけ()取締役会および報酬および責任を決定する法定監査役の選任および解任(もしあれば)、()財務諸表および純利益の分配の承認、()自己株式の購入および売却、()株式に基づく報酬制度、()定款の変更、ならびに()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予め留意されたい。

エネルの定款に基づき、定時および臨時株主総会は、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諸表を承認するため会計年度終了後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通知によって証明され、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、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、すべてまたは特定の議題の事項についての投票指示が記載されている委任状を付与することもでき、これは株主総会の日の2営業日前の日の終わりまでに関係者へ送られなくてはならない。かかる委任状は、株主によってその費用が負担されるものではなく、CONSOBが作成した別表に従い記入されなくてはならず、投票指示がなされているものに関連する提案についてのみ有効である。

統一財務法およびCONSOBの公表した関連施行規定に基づき、エネルの定款は取締役会に、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、法律および定款に加え、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（www.enel.com）にて閲覧可能である。）、これら規則は、複数の専門団体（アソニムおよび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、会長が不在も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、これが履行できない場合は総会で議長を選任する。株主総会の議長は、議事録のドラフトが公証人に委託される場合を除いて、秘書役の補佐を受けるものとする。

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、出席者の本人確認および資格を検証し、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、請求する株主の数および株主総会前に株主によって質問される可能性がある、当会社が応答していない質問の他、協議される具体的な事項の性質および重要性を考慮に入れ、参加者からの発言およ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。議長が別途期限を設けない限り、発言権の請求は、定足数が決定されたときから議長が議題に関する事項についての議論を締め切るまで行うことができる。議長また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また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、会長および秘書役また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・ガバナンス手続

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承認され、当グループにおいて、エネルにより直接であるかまた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およ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およ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（www.enel.com）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、およ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、定款または適用ある法律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。
- ・重要な取引およ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ならびに関連する条件の有利性およ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、目的および対価ならびにかかる意見を共有し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、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。株主総会は、利益相反の場合に適用のある法律、定款およ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%を示すことによるのみ阻止される。

適用ある法律に従って、当社の取締役また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、発端および範囲を速やかに他の取締役およ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また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名または当社の正規の法定監査役の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、発端および範囲を速やかにその他の監査役および取締役会会長に届け出るものとする。

さらに、本手続は、エネル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、取締役会およ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および重要でない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、当社の取締役会また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無い事前の意見とともに、以下の1つまたは複数のカテゴリーに当てはまる、エネルが直接的および/また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。

- ・非定型的な取引または異例の取引
- ・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、当社の取締役会また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、市場と同等または標準の条件で実行される通常取引ならびにエネルが（共同であっても）支配している会社との間のまたはかかる会社間の取引およ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または関連会社が、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。

最後に、関連当事者取引の承認を得るために、株主総会によるものではない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、当社のその後の最初の定時株主総会において拘束力の無い投票を行うことが必要であると理解されている。

9.2 企業情報の処理

当グループは、機密情報の内部管理およ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、当社の取締役および法定監査役は、任務の遂行で取得した書類および情報の秘密性を維持する義務を負う。

規則は、機密情報の秘密性を維持すると同時に、市場に公開された当社および当グループに関する情報が正確、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、エネルの最高経営責任者およ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、当グループ外への当社および当グループに関する情報（特に内部情報）を流通させる場合にとるべき具体的手続についても定めており、当社および当グループの代表が報道機関および他のマス・メディア（ならびに金融アナリストおよび機関投資家）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（www.enel.com）にて閲覧可能である。

2014年、統一財務法の規定およびCONSOBが発行した発行者規則に従い、エネルは、以下を行った。

- 雇用、職業または義務の実行を通して当社も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すべての個人および法人を記録する当グループの登録簿を定期的に更新してきた。
- 当社の最大株主、代表者／利益代理人およびそれらと密接な関連がある当事者により行われる、当社の株式および関連する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、2014年中、内部取引に関する法的枠組みは、関係人物によるエネル、ならびに子会社エンデサ・エスエーおよびエネル・グリーン・パワー・エスピーエーの株式ならびにそれに関する金融商品の購入、売却、引受けおよび交換に適用された。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、エネルの取締役および正規の法定監査役、子会社エンデサ・エスエーの取締役ならびに関連規制に従いエネルおよびエンデサ・エスエー内で特定されている26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、またエネルおよび当グループの発展および展望に影響を与えうる経営意思決定を行う権限を与えられている範囲内においてである。上記の規制の実行手段を定めるにあたって、取締役会は、関係人物（当社の株式資本の10%以上に相当する持分を所有する株主を除く。）が、取締役会が当社の単体財務諸表案および半期報告書案を承認する時期の2回の阻止期間中（各回とも約1ヶ月続く。）、内部取引に関する規制に従って取引を行うことを控えなければならないと規定することは妥当であると考えた。かかるイニシアチブは、手段の採用を通じて適用規制に関する当社のガバナンス水準を向上させようという意思により進められ、企業情報に特に敏感な年度期間中に行われたために市場が疑わしい取引であると認識する可能性がある、関係人物による取引の実行を阻止することを目的としていた。

9.3 倫理規定

利害関係者との協調的アプローチおよび（内部関係、外部関係の双方において）当グループ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およ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およ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および公平性を要求する基準に従って、企業行動を規制および調和させている。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、事業活動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、情報の透明性および完全性、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、エネルの役員および従業員が守らなくてはならないガイドラインおよび規則に具体化する。
- ・実施メカニズム。倫理規定の遵守およ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 2001年6月8日付法令第231号に基づくコンプライアンス・プログラム

会社の利益のための、または会社自体のための、取締役、役員また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、コンプライアンス・プログラムを採用した。

当該コンプライアンス・プログラムは、総論および個々の各論により構成され、法令第231/2001号の規定により随時取り押さえられる様々なタイプの上記プログラムが防止しようとする罪を包含するために引き続き補足されている。

エネルが採用したコンプライアンス・プログラムはまた、イタリア法に従う子会社によっても実行されており、当該子会社は、行っている具体的な活動に照らしてその内容を適合させる責任を有している。

エネルはまた、コンプライアンス・プログラムの原則が、当グループの最も重要な国際的な子会社（行われる事業活動の種類の考慮によっても識別される）に適用されることを目的とした具体的なガイドラインを、かかる会社適切かつ透明な事業の状況を確保することの重要性を認識させるため、また、一部のかかる国際的な子会社の事業活動における違法行為によって、法令第231/2001号に従ってエネルまたはイタリアにおけるその子会社のいずれかが経営責任を負うリスクを避けるために承認した。

エネルは、当該プログラムの機能および遵守を監督し、更新する機関（以下「監督機関」という。）を指名した。具体的に、当該監督機関は取締役会が指名した3名ないし5名の構成員からなる。これらの構成員は、特定の専門性および職業経験を有し、当社もしくは当グループの出身者または外部者から選任される（いずれにせよ、当社の「監査」職務の責任者の参加が要求される。）。2014年中、監督機関は、企業組織事項に関する専門知識を有する外部からの構成員2名（マッテオ・グイリアーノ・カロリ（Matteo Guigliano Caroli）（委員長も務める。））およびニコラ・ニコレッティ（Nicola Nicoletti）、「監査」および「イタリア国内法務および総務」の各職務の責任者、ならびに取締役会秘書役から構成されており、かかる構成員がコンプライアンス・プログラムの適用に関する職業的な専門知識を有しており、かつ営業活動に直接関与していないことを理由としている。監督機関の構成員の任期は当社の取締役会と一致しているため、2016年の財務書類が承認された日において任期は終了する。

2014年中、監督機関は、プログラムの機能および遵守を監視しながら以下のことを行った。

- ・ 会議を10回開き、かかる会議において、当社の経営陣の助けも借りて行われた、当社の主要な事業分野（プログラムにとって重要なもの）の分析およ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および防衛手続に対する監視および組織分野を強化するために、当グループのその他の会社の監督機関（または類似の機関）との会議を開催した。
- ・ プログラムの特別パート「A」（行政との関係における刑事犯罪）、「B」（会社の刑事犯罪）および「D」（個人に対する刑事犯罪）に関する法的枠組みにおける具体的な変更を考慮し、またプログラムの一般的部分の体系的性質について若干の更新を行うために、プログラムの更新を推進した。
- ・ 主要な国際的な被支配会社におけるガイドラインの実施状況について検証した。
- ・ 受け手に応じて区別される、コンプライアンス・プログラム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、取締役会会長および最高経営責任者に対しては常時、統制・リスク委員会および法定監査役会および取締役会に対しては定期的に、報告した。

9.5 「汚職ゼロ・トラレンス」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）および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・トラレンス計画 - ZTC（以下「ZTC計画」という。）を制定した。

ZTC計画は、倫理規定および法令第231/2001号に従って採用されたコンプライアンス・プログラム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導入することを目的としたものである。

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・プログラムおよび人権問題についてのZTC計画に既に規定されていた条項を補強し追及した。

(2) 【監査報酬の内容等】

【外国監査公認会計士等に対する報酬の内容】

区分	2013		2014	
	監査証明業務に基づく報酬 (百万ユーロ)	非監査業務に基づく報酬 (百万ユーロ)	監査証明業務に基づく報酬 (百万ユーロ)	非監査業務に基づく報酬 (百万ユーロ)
提出会社	1.8	0.6	1.6	0.5
連結子会社	9.5	1.9	8.0	5.8
計	11.3	2.5	9.6	6.3

【その他重要な報酬の内容】

監査および監査関連業務に関するその他重要な報酬はない。

【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または請求される合計金額をいう。

【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書類を開示している。

本書記載の当社の和文の年次連結財務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、2014年12月31日現在および2013年12月31日現在並びに2014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。

2014年12月31日現在および2013年12月31日現在並びに2014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レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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、2015年6月1日現在の株式会社三菱東京UFJ銀行の対顧客電信直物売買相場の仲値である1ユーロ＝135.92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【財務書類】

A．連結財務諸表

連結損益計算書（IFRS）

2014年および2013年12月31日に終了した年度

	注記	2014年				2013年修正再表示後(1)			
		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	73,328	99,667	5,751	7,817	75,427	102,520	8,736	11,874
その他の収益および利益	7.b	2,463	3,348	367	499	3,236	4,398	404	549
小計		75,791	103,015			78,663	106,919		
営業費用									
電力、ガスおよび燃料の購入	8.a	36,928	50,193	7,595	10,323	38,954	52,946	10,367	14,091
サービスおよびその他原材料	8.b	17,179	23,350	2,440	3,316	16,698	22,696	2,561	3,481
人件費	8.c	4,864	6,611			4,555	6,191		
減価償却費、償却費および減損損失	8.d	12,670	17,221			6,951	9,448		
その他の営業費用	8.e	2,362	3,210	53	72	2,821	3,834	24	33
資産計上された費用	8.f	(1,524)	(2,071)			(1,434)	(1,949)		
小計		72,479	98,513			68,545	93,166		
公正価値測定される商品 契約からの純利益 / (損失)	9	(225)	(306)	46	63	(378)	(514)	78	106
営業利益		3,087	4,196			9,740	13,239		
デリバティブから生じた金融収益	10	2,078	2,824			756	1,028		
その他の金融収益	11	1,248	1,696	23	31	1,693	2,301	37	50
デリバティブから生じた金融費用	10	916	1,245			1,210	1,645		
その他の金融費用	11	5,540	7,530	28	38	4,043	5,495	33	45
持分法による投資利益 / (損失)	12	(35)	(48)			217	295		
税引前利益		(78)	(106)			7,153	9,722		
法人税等	13	(850)	(1,155)			2,373	3,225		
継続事業からの当期純利益		772	1,049			4,780	6,497		
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）		772	1,049			4,780	6,497		
親会社株主帰属分		517	703			3,235	4,397		
非支配持分帰属分		255	347			1,545	2,100		
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	0.05	6.80			0.34	46.21		
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	0.05	6.80			0.34	46.21		
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	0.05	6.80			0.34	46.21		
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	0.05	6.80			0.34	46.21		

- (1) 2013年の連結損益計算書は、IFRS第11号の遡及的適用の影響を反映して修正再表示されている。詳細については、以下の注記4を参照。加えて、連結損益計算書は、原材料および電力の仕入のコスト、ならびにデリバティブの損益の影響の表示を改善するために修正されている。この結果、比較可能性を確保するために、2013年の数値についていくつかの組替が行われた。

連結包括利益計算書（IFRS）

	注記	2014年		2013年修正 再表示後(1)	
		百万 ユーロ	億円	百万 ユーロ	億円
当期純利益		772	1,049	4,780	6,497
損益にリサイクル可能な その他の包括利益					
キャッシュ・フロー・ヘッジの 公正価値変動額の有効部分		(347)	(472)	(190)	(258)
持分法適用投資のその他の 包括利益の持分		(13)	(18)	(18)	(24)
売却可能金融資産の公正価値変動額		(23)	(31)	(105)	(143)
為替換算差額		(717)	(975)	(3,192)	(4,339)
損益にリサイクル不可能な その他の包括利益					
純確定給付負債（資産）の再測定		(307)	(417)	(188)	(256)
当期その他の包括利益（損失）合計	31	(1,407)	(1,912)	(3,693)	(5,020)
当期包括利益（損失）合計		(635)	(863)	1,087	1,477
帰属先：					
- 親会社株主		(205)	(279)	1,514	2,058
- 非支配持分		(430)	(584)	(427)	(580)

(1) 2013年の連結損益計算書は、IFRS第11号の遡及的適用の影響を反映して修正再表示されている。詳細については、以下の注記4を参照。

[次へ](#)

連結財政状態計算書（IFRS）

		2014年12月31日				2013年12月31日修正再表示後(1)				2013年1月1日修正再表示後(1)			
		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		百万ユーロ		百万ユーロ		百万ユーロ		百万ユーロ		百万ユーロ	
注記			億円		億円		億円		億円		億円		億円
資産													
固定資産													
有形固定資産	15	73,089	99,343			80,263	109,093			82,189	111,711		
投資不動産	16	143	194			181	246			197	268		
無形固定資産	17	16,612	22,579			18,055	24,540			19,950	27,116		
のれん	18	14,027	19,065			14,967	20,343			15,809	21,488		
繰延税金資産	19	7,067	9,605			6,186	8,408			6,767	9,198		
持分法適用投資	20	872	1,185			1,372	1,865			1,951	2,652		
デリバティブ	21	1,335	1,815			444	603			953	1,295		
その他固定金融資産	22	3,645	4,954			5,970	8,114	4	5	4,588	6,236	74	101
その他の固定資産	23	885	1,203			817	1,110	15	20	781	1,062	55	75
合計		117,675	159,944			128,255	174,324			133,185	181,025		
流動資産													
棚卸資産	24	3,334	4,532			3,555	4,832			3,290	4,472		
売掛金	25	12,022	16,340	1,220	1,658	11,378	15,465	1,278	1,737	11,555	15,706	904	1,229
未収税金	26	1,547	2,103			1,709	2,323			1,603	2,179		
デリバティブ	21	5,500	7,476			2,690	3,656			2,224	3,023		
その他流動金融資産	27	3,984	5,415			5,607	7,621	2	3	7,650	10,398	37	50
その他の流動資産	28	2,706	3,678	142	193	2,557	3,475	161	219	2,281	3,100	70	95
現金および現金同等物	29	13,088	17,789			7,873	10,701			9,726	13,220		
合計		42,181	57,332			35,369	48,074			38,329	52,097		
売却目的資産	30	6,778	9,213			241	328			317	431		
資産合計		166,634	226,489			163,865	222,725			171,831	233,553		

- (1) 2013年12月31日現在の連結財政状態計算書は、IFRS第11号の遡及的適用、IAS第32号の改訂、および再生可能エネルギー部門が2013年に実行した複数の企業結合の購入対価の配分の完了の影響により、修正再表示されている。詳細については、以下の注記4を参照。加えて、財政状態計算書は、工事契約およびデリバティブの財政状態計算書への影響の表示を改善するために、修正されている。この結果、比較可能性を確保するために、2013年12月31日現在の数値についていくつかの組替が行われた。

	注記	2014年12月31日				2013年12月31日修正再表示後(1)				2013年1月1日修正再表示後			
		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	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		9,403	12,781			9,403	12,781			9,403	12,781		
剰余金		3,362	4,570			7,084	9,629			8,747	11,889		
利益剰余金（繰越欠損金）		18,741	25,473			19,454	26,442			17,625	23,956		
合計		31,506	42,823			35,941	48,851			35,775	48,625		
非支配持分		19,639	26,693			16,891	22,958			16,303	22,159		
株主持分合計	31	51,145	69,516			52,832	71,809			52,078	70,784		
固定負債													
長期借入金	32	48,655	66,132			50,905	69,190			55,733	75,752		
退職給付およびその他の従業員給付	33	3,687	5,011			3,677	4,998			4,521	6,145		
リスクおよび費用に対する引当金	34	4,051	5,506			6,504	8,840			7,256	9,862		
繰延税金負債	19	9,220	12,532			10,795	14,673			11,658	15,846		
デリバティブ	21	2,441	3,318	24	33	2,216	3,012			2,487	3,380		
その他の固定負債	35	1,464	1,990	2	3	1,259	1,711	2	3	1,143	1,554	2	3
合計		69,518	94,489			75,356	102,424			82,798	112,539		
流動負債													
短期借入金	32	3,252	4,420			2,484	3,376			3,968	5,393		
1年以内返済予定の長期借入金	32	5,125	6,966			4,658	6,331			4,023	5,468		
リスクおよび費用に対する引当金	34	1,187	1,613			1,467	1,994			1,291	1,755		
買掛金	36	13,419	18,239	3,159	4,294	12,363	16,804	3,708	5,040	13,089	17,791	3,551	4,827
未払法人税等		253	344			286	389			354	481		
デリバティブ	21	5,441	7,395			2,940	3,996			2,534	3,444		
その他の短期金融負債	37	1,177	1,600			1,100	1,495	4	5	1,105	1,502	1	1
その他の流動負債	39	10,827	14,716	3	4	10,359	14,080	24	33	10,584	14,386	39	53
合計		40,681	55,294			35,657	48,465			36,948	50,220		
売却目的に分類された処分グループに含まれる負債													
	30	5,290	7,190			20	27			7	10		
負債合計		115,489	156,973			111,033	150,916			119,753	162,768		
負債および株主持分合計													
合計		166,634	226,489			163,865	222,725			171,831	233,553		

(1)2013年12月31日現在の連結財政状態計算書は、IFRS第11号の遡及的適用、IAS第32号の改訂、および再生可能エネルギー部門が2013年に実行した複数の企業結合の購入対価の配分の完了の影響により、修正再表示されている。詳細については、以下の注記4を参照。

親会社の株主に帰属する資本金および剰余金																														
ユーロ以外のキャッシュ・フロー・ヘッジの換算から生じた剰余金														非支配持分の取引による剰余金																
資本金		資本剰余金		法定準備金		その他の準備金		通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金		売却可能金融商品評価差額金		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		株式投資による剰余金		従業員給付に係る剰余金		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	
2013 年																														
12月31日																														
修正再表示後	9,403	12,781	5,292	7,193	1,881	2,557	2,262	3,075	(1,084)	(1,473)	(1,592)	(2,164)	128	174	721	980	62	84	(58)	(79)	(528)	(718)	19,454	26,442	35,941	48,851	16,891	22,958	52,832	71,809
配当金および中間配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222)	(1,661)	(1,222)	(1,661)	(1,541)	(2,095)	(2,763)	(3,755)	
非支配持分の取引	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,831)	(3,848)	(255)	(347)	-	-	-	-	-	-	(3,086)	(4,194)	5,385	7,319	2,299	3,125	
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	6	8	21	29	-	-	(3)	(4)	-	-	3	4	59	80	(8)	(11)	78	106	(666)	(905)	(588)	(799)
当期包括利益	-	-	-	-	-	-	-	-	(243)	(330)	(235)	(319)	(23)	(31)	-	-	-	-	(19)	(26)	(202)	(275)	517	703	(205)	(279)	(430)	(584)	(635)	(863)
内訳																														
- 当期その他の包括利益（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	(243)	(330)	(235)	(319)	(23)	(31)	-	-	-	-	(19)	(26)	(202)	(275)	-	-	(722)	(981)	(685)	(931)	(1,407)	(1,912)
- 当期純利益 /（損失）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517	703	517	703	255	347	772	1,049
2014 年																														
12月31日																														
現在	9,403	12,781	5,292	7,193	1,881	2,557	2,262	3,075	(1,321)	(1,796)	(1,806)	(2,455)	105	143	(2,113)	(2,872)	(193)	(262)	(74)	(101)	(671)	(912)	18,741	25,473	31,506	42,823	19,639	26,693	51,145	69,516

[次へ](#)

連結キャッシュ・フロー計算書 (IFRS)

	注記	2014年				2013年修正再表示後(1)			
		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
税引前当期純利益		(78)	(106)			7,154	9,724		
調整額：									
無形固定資産償却費および減損損失		1,709	2,323			1,598	2,172		
有形固定資産減価償却費および減損損失		10,212	13,880			4,698	6,386		
外貨建資産および負債（現金および現金同等物を含む。）の為替換算調整		1,285	1,747			(264)	(359)		
引当金		911	1,238			1,023	1,390		
純金融（収益）/費用		2,580	3,507			2,322	3,156		
処分およびその他非貨幣性項目による（利益）/損失		(720)	(979)			(92)	(125)		
正味運転資本の変動考慮前の営業活動によるキャッシュ・フロー		15,899	21,610			16,439	22,344		
引当金の増加/（減少）		(1,740)	(2,365)			(1,889)	(2,568)		
棚卸資産の（増加）/減少		(62)	(84)			(266)	(362)		
売掛金の（増加）/減少		(1,440)	(1,957)	58	79	(531)	(722)	(374)	(508)
金融資産・負債および非金融資産・負債の（増加）/減少		212	288	39	53	(602)	(818)	42	57
買掛金の増加/（減少）		1,315	1,787	(549)	(746)	(871)	(1,184)	157	213
受取利息およびその他の金融収益受取額		1,300	1,767	23	31	1,275	1,733	37	50
支払利息およびその他の金融費用支払額		(4,030)	(5,478)	28	38	(3,695)	(5,022)	33	45
法人税等支払額		(1,396)	(1,897)			(2,606)	(3,542)		
営業活動による									
キャッシュ・フロー(a)		10,058	13,671			7,254	9,860		
- うち非継続事業		-	-			-	-		
有形固定資産への投資額		(6,021)	(8,184)			(5,311)	(7,219)		
無形固定資産への投資額		(680)	(924)			(610)	(829)		
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）		(73)	(99)			(206)	(280)		
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）		312	424			1,409	1,915		
その他の投資活動の（増加）/減少		325	442			615	836		
投資/清算活動による									
キャッシュ・フロー(b)		(6,137)	(8,341)			(4,103)	(5,577)		
- うち非継続事業		-	-			-	-		
金融負債（新規借入額）	32	4,582	6,228			5,336	7,253		
金融負債（返済額およびその他の変動額）		(2,400)	(3,262)			(9,619)	(13,074)		
非支配持分の売却/（取得）による受取額/（支払額）		1,977	2,687			1,814	2,466		
支配の喪失を伴わない資本持分の処分の付随費用		(50)	(68)			(85)	(116)		
配当金支払額		(2,573)	(3,497)			(2,044)	(2,778)		

連結キャッシュ・フロー計算書（IFRS）

	2014年					2013年修正後(1)			
	注記	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
財務活動による キャッシュ・フロー(c)		1,536	2,088			(4,598)	(6,250)		
- うち非継続事業		-	-			-	-		
為替変動による現金および 現金同等物への影響(d)		(102)	(139)			(421)	(572)		
現金および現金同等物の 増加/(減少)(a+b+c+d)		5,355	7,279			(1,868)	(2,539)		
現金および現金同等物 期首残高(2)		7,900	10,738			9,768	13,277		
現金および現金同等物 期末残高(3)		13,255	18,016			7,900	10,738		

- (1) 連結キャッシュ・フロー計算書は、IFRS第11号の遡及的適用を反映して修正再表示されている。詳細については、以下の注記4を参照。
- (2) うち、2014年1月1日現在の現金および現金同等物は7,873百万ユーロ（2013年1月1日現在は9,726百万ユーロ）、2014年1月1日現在の短期有価証券は17百万ユーロ（2013年1月1日現在は42百万ユーロ）、ならびに、2014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10百万ユーロ（2013年1月1日現在はゼロ）。
- (3) うち、2014年12月31日現在の現金および現金同等物は13,088百万ユーロ（2013年12月31日現在は7,873百万ユーロ）、2014年12月31日現在の短期有価証券は140百万ユーロ（2013年12月31日現在は17百万ユーロ）、ならびに、2014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27百万ユーロ（2013年12月31日現在は10百万ユーロ）。

[前へ](#) [次へ](#)

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にその登記上の事務所を有し、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ラテン・アメリカに重点を置いた、電力およびガス業界における世界でも大手の総合オペレーターである。

2014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。

当連結財務諸表は、2015年3月18日の取締役会で承認された。

なお、これらの財務諸表はレコンタ・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

2014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。

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/固定基準」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年以内に実現損益化、売却または消費する意向の資産であり、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、コストの性格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。

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ている固定資産および処分グループを除き、原価法を使用して、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てで表示されている。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。

加えて当グループは、注記4「比較開示の修正再表示」で説明しているように、IFRS第11号およびIAS第32号改訂の遡及的適用により、2013年1月1日現在の財政状態計算書数値を表示している。

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おいては、経営者は、財政状態計算書日現在で、収入、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、ならびに偶発的資産および負債に影響を及ぼす可能性のある判断を行うことならびに見積りおよび仮定を設定することを要求される。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、その変更による影響額は、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。改訂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、当該変更は、改訂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および経営者の判断が相当程度反映されている場合について、これらの科目をEU版IFRSに準拠して測定するのに当たり経営者が用いた主な仮定を明確にし、分析する。そのような評価の重要な要素とは、本質的に不確実である問題に関する仮定と専門的判断の使用である。

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

顧客に対する収益は発生主義により認識される。電力とガスの小売販売の収益は、電気とガスが供給されたときに認識されるが、定期的な検針に基づく（年間の）請求金額に加えて、まだ請求していないが期中に配電・供給されたと見積もられる推定金額を含めて認識している。この推定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。メーター検針日後の収益は、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、その他の退職給付制度に加入する資格も有している。

そ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、賃金増加率、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計量に重要な影響を与えうる。

固定資産の回収可能性

固定資産の帳簿価額は、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18にその詳細を記載するIAS第36号の規定に準拠して実行される。

特に、固定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。ある固定資産グループの価値が減損しているとみなされる場合、直近の承認済の計画に従って、資産の使用と起こり得る将来の処分にに基づいて見積もられる回収可能価額まで、価値が減額される。

回収可能価額の算出に使用された要素の見積りは、「非金融資産の減損」の項で詳細に説明されている。しかしながら、回収可能価額の計算の基礎となる見積要因が変動すれば、回収可能価額は異なる可能性がある。各固定資産グループの分析は独自に行われ、経営者は、特定の状況で賢明かつ妥当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。

したがって、経営者は残存価額の見積りを試みないことに決定した。

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のまでの期間のうち、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によりも長ければ、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・データ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

2014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、期待できる将来の課税所得の時期および水準、ならびに将来の税務対策戦略に基づいた重要な経営者の判断が要求される。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、その結果としての修正が当該状況の発生した年度の損益計算書に計上される。

訴訟

エネル・グループは、発電、送電、配電に関する様々な訴訟に関わっている。そのような訴訟は、その性質上、結果を予測することは不可能であり、不利な結果となる可能性もある。

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。

発電所の解体と原状回復

解体および原状回復に関する負債を算定する場合、特に原子力発電所の解体および廃燃料とその他の放射性物質の保管に関する費用については、それらの費用がかなりの長期間（最大100年）にわたって発生することから、将来費用の見積りが重要なプロセスとなる。

財政上および技術上の仮定に基づく支払債務は、当グループが解体活動のために支払うことになる予測将来キャッシュ・フローの割引額をもとに計算される。

負債の現在価値の決定に使用される割引率は、税引前リスクフリー・レートであり、原子力発電所が置かれている国の経済パラメーターに基づく。

その負債は、測定日に存在する技法をもとに経営者によって定量化される。当該負債は、健康および環境保護を規定する法規制の枠組みの継続的な変化とともに、解体と原状回復に関する技術の進歩も考慮して毎年見直される。

その上で、時間の経過および見積りの変更を反映するために債務の価額を調整する。

その他

以上に記載した項目に加えて、見積りの使用は、株式報酬制度ならびに企業結合において取得した資産および引き受けた負債の価額の公正価値測定にも関連している。これらの項目に関する見積りおよび仮定については、適用した会計方針に関する注記に記載する。

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、所与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。

個々のCGUの資産は、採用したビジネス・モデルの範囲内で経営者が当該資産を管理および監視する方法にも基づいて識別された。このビジネス・モデルは、事業に関する報告の中で説明されているように、2012年に採用された組織モデルと2014年12月31日まで一貫性を有していた。

特に、イベリアおよびラテン・アメリカ部門において識別されたCGUは、イベリア半島内およびラテン・アメリカの特定の国々にある電力・ガスの生産、配給および販売用資産の集合であり、これらのCGUは財務的事項を含め、一元的に管理されている。発電およびエネルギー・マネジメント部門ならびに販売部門において識別されたCGUは、イタリア国内のガス再ガス化事業および国内のガス小売市場に係る企業結合から生じた資産、ならびに、電力の販売または発電事業を行っている同じような資産のグループを表している。再生可能エネルギー部門において識別されたCGUは、規制上および契約上の側面に基づき均一であると考えられる地理的領域に所在し、事業プロセスの相互依存性の高さおよび同一の地理的領域内での相当程度の統合を特徴とする再生可能エネルギー資源からの発電にのみ関連する資産の集合である（当グループの組織上のモデルを反映するために、イタリアおよびスペインにおいては重要性のない多数の例外が設けられている。）。海外部門において識別されたCGUは、企業結合に伴って識別され、地理的領域および事業の点で独立のキャッシュ・フローを生成する個々の単位を構成する発電および配電・販売用資産である。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ものの配分を受けたものは、無形固定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

当グループはIFRS第10号を2014年1月1日より、2013年1月1日に遡って適用したが、IFRS第10号の規定の下では、当グループは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、現存する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科目ごとに連結していた。このアプローチは、[関係会社の状況] の「2014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。

共同支配の存在の判定および共同支配の取決めの種類

当グループはIFRS第11号を、2014年1月1日より2013年1月1日に遡って適用したが、IFRS第11号の規定の下では、共同支配の取決めとは複数の当事者が共同支配を有する契約である。

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決めである。

共同支配の存在および共同支配の取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環境を検討する。

かかる分析を経て、初度適用において、当グループは、エスエフ・エネルギーおよびアソシアシオン・ヌークリア・アスコ・ヴァンデリョス における持分を共同支配の取決めとみなした。その後、2014年1月1日より、エスイー・ハイドロパワーの統治の取決めの変更をもたらし、共同支配の状況を生み出すパートナー間での株主間契約の変更を受けて、エスイー・ハイドロパワーも共同支配の取決めとして取り扱われている。

完全を期すために、以前のIAS第31号に従って、共同支配下にあると分類された他のすべての会社は、IFRS第11号の下では、ジョイント・ベンチャーに分類変更された旨を報告する。

当グループは、事実および環境が、共同支配の存在および共同支配の取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行使しない会社である。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、すべての事実と環境を検討しなければならない。当グループは、事実および環境が、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することができる。

より具体的には、IFRIC第12号は、公的部門から民間部門へのサービス委譲契約が次の各要件に該当する場合に適用される。

委譲者が、

- > 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、イベリアおよびラテン・アメリカ部門に属しブラジル国内（アンブラおよびコエルセ）で事業を行う多数の企業の一部のインフラストラクチャーに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ベ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

子会社は、当グループが支配を有するすべての企業である。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、投資家が持つ現存する権利と定義される。

子会社の財務諸表は、支配力を得た日から当該状況が中断するまで科目ごとに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、2014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による合意を必要とする。

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業務上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。

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、持分法を使用して会計処理される。

持分法の下では、これらの投資は当初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。

取得日の後、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OCIの個別の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。

持分法適用後で、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出する。

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が、当グループが引き続き重要な影響力または共同支配を行使する場合、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、持分法を使用して会計処理される。

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、各取引日における実勢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。取得原価で評価された外貨建の非貨幣性資産および負債は、取引を最初に認識した日における実勢為替レートを用いて換算される。公正価値で評価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当たり、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、それぞれの取引時の、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、株主持分の特定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

また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、ここでの取得原価は企業結合時点における被取得企業の資産や発生したまたは引き受けた負債の公正価値に当該企業結合にかかった直接経費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、配分された。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、各交換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、ここでの取得原価（移転された対価）は、企業結合時点における被取得企業の資産と、発生したまたは引き受けた負債ならびに取得企業が発行した持分商品の購入日現在における公正価値に等しい。移転された対価には、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。

当該取得に直接的に帰属される費用は損益を通して認識される。

この取得原価は、被取得企業の資産、負債および特定可能な偶発債務を取得日現在のそれぞれの公正価値で認識することにより、配分される。取得日現在の公正価値により測定された支払代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、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を獲得した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。IAS第39号の適用範囲の金融商品である資産または負債に分類される条件付対価の公正価値のその後の変動は、その他の包括利益において利益または損失として認識される。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勘定の中で会計処理される。

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られている、あるいは認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だった取引において資産の売却で受け取る価格、または負債の移転で支払う価格（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上の最善の利益のために行動すると仮定して、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使用して測定される。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豊富で、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大限かつ最善に使用することによって、または当該資産を最大限かつ最善に使用する他の市場参加者に売却することによって、経済的便益を創生する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で適切であり、かつ十分なデータが入手可能な評価技法を、該当する観察可能なインプットの使用を最大化し、観察不能な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用途のために必要な位置および状態にするための、直接的に帰属される費用が含まれる。

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、時間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、当初に譲渡時の公正価値で認識される。

目的とする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、建設または製作に直接帰属する借入費用は、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費用は、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部分の個別の項目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費用に伴う将来の経済的な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費用が信頼性をもって測定可能な場合、当該取得後の発生費用は、資産の帳簿価額の増加として認識される。他のすべての費用は、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費用は、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値控除後の額は、見積耐用年数にわたり定額法で減価償却され、この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

リース物件改良費の耐用年数は、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。

土地は不確定の耐用年数を有するため、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、もしあれば処分に当たって受領した正味代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。イタリア国内の発電所に関しては、（トレント自治県およびボルツァーノ自治県内にあるものはそれぞれ）2020年および2040年、ならびに（その他のすべてのものは）2029年に事業期間が切れることになっている。2011年まで施行されていた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2013年から2088年の間に終了する。

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、経済開発省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格次第では、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。
- ＞ 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、借入費用は、「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固定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号に示されている環境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報酬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。

当初認識時に、ファイナンス・リースの下で保有する資産は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購入するかどうか未確定なものに関しては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として認識される。

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、かつ当該契約が当該資産の使用権を譲渡するものであるような一定の種類の契約も、リース契約であると考えることができる。

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／または値上がり益を期待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出される。

投資不動産の公正価値の内訳は、注記45「公正価値で測定された資産」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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に当たって受領した正味代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。

無形固定資産

無形固定資産は、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。無形固定資産は、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、関連する費用を信頼性をもって決定することが可能である場合に、その取得原価または内部開発費用によって測定される。

これらの費用には、当該資産を意図した用途に使用可能な状態にするのに必要な、直接的に帰属する費用も含まれる。

社内開発費用は、当グループが無形資産の完成の技術的な実現可能性および当該資産が将来の経済的便益を生み出すことに対して合理的に確信を持ち、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、無形固定資産として認識される。

研究費は、費用として認識される。

有限の耐用年数がある無形固定資産は、償却累計額および減損損失を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年に一度は再評価が行われ、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固定資産は償却されないが、減損のテストは少なくとも年1回行われる。

無形固定資産は、いくつかの事業認可およびのれんを除き、有限の耐用年数を有する。

耐用年数が無限の無形固定資産は償却されないが、減損のテストは年1回行われる。無限の耐用年数は毎年見直しが行われ、無限の耐用年数が引き続き支持できるかが判定される。支持できない場合、無限から有限への耐用年数の変更は、会計上の見積りの変更として会計処理される。

無形固定資産は、その処分の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。損益計算書を通じて認識される差益または差損は、もしあれば処分に当たって受領した正味代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。

内部生成資産と取得資産を区分した、主要な無形固定資産の見積耐用年数は、以下のとおりである。

開発費：	
- 内部生成資産	3-5年
- 取得資産	3-5年
工業所有権および知的財産権：	
- 内部生成資産	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：	
- 内部生成資産	-
- 取得資産	2-60年
その他：	
- 内部生成資産	2-5年
- 取得資産	3-40年

のれん

のれんは、子会社の取得時に発生し、取得日現在の公正価値で測定され譲渡された対価が、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使用して、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があるか否かを判定するために見直される。かかる証拠が存在する場合には、関与する資産の回収可能価額が見積られる。回収可能価額には、当該資産の公正価値から処分に要する費用を控除した金額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、無形固定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の基準を採用している。

使用価値は、当該資産が生成する将来キャッシュ・フローの見積り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特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を基準に決定される。

資産または配分先の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、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から控除され、次に他資産の帳簿価額の割合に応じて他の資産から控除されることになる。

以前に認識された減損損失の理由が確立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ずかつ減価償却または償却が実行されたとすれば資産が有するはずであった純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。

のれんおよび耐用年数が無限の無形固定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。のれんの当初の価額は、翌期以降に減損の理由が確立しなくなった場合であっても回復されない。

当グループが所有する特定された具体的資産のいずれかが、キャッシュ・フローの生成に寄与するその能力を損なうような経済上または事業上の悪条件の影響を受けた場合は、当該資産はCGUのその他の資産から分離された上で回収可能性が別途分析され、必要に応じて減損処理される可能性がある。

棚卸資産

棚卸資産は、損益を通して公正価値により測定される売買目的の棚卸資産を除き、取得原価と正味実現可能価額のいずれか低い方で測定される。

取得原価は、関連付随費用を含む加重平均原価に基づいて算定される。見積正味実現可能価額は、通常の見積販売価格から販売に要する見積費用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 産出されたエネルギー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、帳簿価額の切下げを受けない。

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。

- > 損益を通し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

損益を通し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計算書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。

損益を通し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し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、当初に公正価値で認識され、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。これらは当初、取引費用を含む公正価値で認識され、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子会社金融資産である。このような資産は当初、取引費用調整後の公正価値で認識され、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証券および他の事業体に対する株式投資、（「損益を通し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損益は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の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。

当初認識の後に発生し、当該資産の将来キャッシュ・フローに影響を及ぼす1件以上の事象の結果、減損損失の証拠が存在し、信頼性の高い見積りが可能な場合にのみ、減損損失が認識される。

減損損失の客観的証拠には、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
- ＞ 債務不履行または金利もしくは元本支払の遅延等の契約違反
- ＞ 借入人が破産または他の形態の金融再編成を申請する証拠
- ＞ 見積キャッシュ・フローの無視できないほどの減少

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、減損損失が特定された場合には、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、貸倒引当金勘定を使用して減額される。

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累積公正価値損失である。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、要求に応じてまたはごく短期のうちに換金可能な預金、ならびに既知の金額の現金に容易に変換することができ、価値変動の著しいリスクにさらされてい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、次の性格を持つ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評価される。

ヘッジ会計についての詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」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として適格ではないことから損益を通じて公正価値評価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、流動または固定に分類される。

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契約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。

- > 主契約が損益を通し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、販売または使用のための所要に従って締結されて、受領または配給のために保持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の通常の会計上の取扱いに従って認識される（自己使用の例外）。

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、販売または使用のための所要に従っ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、販売または使用のための所要に従って締結された。

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期間満了になること。
- ＞ 当グループが、資産に伴うリスクおよび報酬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・スルー基準」）。
- ＞ 当グループが資産に伴うリスクおよび報酬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、資産に対する支配権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免責された、取り消されたまたは満期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
- ＞ 差金決済する意向、または当該資産を現金化すると同時に負債を決済する意向がある場合

退職給付およびその他の従業員給付

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出される。

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、負債の年金数理上の測定からの数理損益、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利益および損失は、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。

退職給付

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、退職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格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。

株式報酬

提供された勤務の対価としての株式報酬は、人件費として認識される。これらの勤務は、付与日時点での報奨の公正価値で測定される。

株式報酬には、株式決済型商品（ストック・オプション制度）または現金決済型商品（制限株式ユニット制度）が関与する。

ストック・オプション制度

従業員により提供されストック・オプション制度を通じて報酬が提供される役務の費用は、従業員に付与されたオプションの付与日現在の、コックス・ルービンシュタイン価格モデルを使用して測定された公正価値に基づいて決定される。このモデルは、オプションのすべての特性（オプション期間、価格および行使条件等）、ならびに付与日現在のエネルの株価、株式のボラティリティ、当該制度の見積残存期間に対応する付与日現在の利回り曲線を考慮している。

当該費用は、行使可能となるオプション数の最善の見積りを考慮した上で、権利確定期間にわたって資本の部の準備金とともに、損益計算書上で認識される。

制限株式ユニット制度

従業員により提供され制限株式ユニット（RSU）制度を通じて報酬が支払われる役務の費用は、給付を受け取る権利の確定に伴い、従業員に付与されたRSUの公正価値に基づいて決定される。RSUの公正価値は、モンテカルロ価格モデルを使用して測定される。このモデルは、RSUのすべての特性（期間、行使条件等）、ならびに権利確定期間中のエネル株式の価格およびボラティリティを考慮している。

当該費用は、権利を行使できる予定RSU数の最善の見積りを考慮し、かつ公正価値を定期的に調整した上で、権利確定期間にわたって損益計算書上で認識され、特定の負債が別途認識される。

リスクおよび費用に対する引当金

報告期間末現在、過去の事象の結果として法的債務または推定債務が存在し、その決済の結果財源が流出すると予想され、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。影響に重要性がないとされない場合には、引当金は、貨幣の時間価値に対する現在の市場の評価、および該当する場合は当該負債特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、引当金の当初の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。

契約の下での義務を履行するための不可避免的な費用が当該契約の下で受け取ると見込まれる経済的利益を上回る契約（義務負担契約）の場合、当グループは、義務を履行する費用が契約の下で受取りが見込まれる経済的便益を超過する部分と、義務の履行を怠ることから発生する補償金または罰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、すなわち固定資産（例えば、有形固定資産項目または無形固定資産）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、定額法で損益に収益計上される。

環境関連証明書費用

一部のグループ会社は、グリーン証書および省エネルギー証書（いわゆる ホワイト証書）について定めた国内規制、ならびに欧州の「排出量取引システム」の影響を受ける。

再生可能エネルギー発電所における発電に比例して発生したグリーン証書、ならびに達成され所轄当局の認証を受けたエネルギー節減に比例して発生した省エネルギー証書は、非貨幣性の政府営業補助金として扱われ、公正価値でその他の収益および利益に計上され、証書が資本の部にまだ計上されていない場合には資産が非金融資産として認識され、証書が資本の部に計上されている場合には棚卸資産として認識される。証書が資本の部に計上された時点で、証書はその他の資産から棚卸資産に組み替えられる。

かかる証書の売却による収益は、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、発生主義で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固定資産（または処分グループ）および非継続事業

固定資産（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、当該固定資産（または処分グループ）を現在の状態で容易に売却でき、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、持分法を使用して会計処理される。

売却目的保有に分類された固定資産（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固定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。

固定資産（または処分グループ）の売却目的保有としての当初の分類の直前に、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固定資産（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。

固定資産は、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、当グループは固定資産（または処分グループ）の売却目的保有としての分類を取りやめる。その場合、当該固定資産（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、処分費用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取り止めた固定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、

- > 分離された主要な事業部門または地理的領域であり、
- > 分離された主要な事業部門または事業の地理的領域を処分するひとまとまりの計画の一部であるか、
- > または、もっぱら再販売を目的として買収された子会社である。

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取り止めた場合、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められる

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、当グループが自己勘定で受け取ったおよび受け取ることができる経済的便益の流入総額のみが含まれる。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・リバートの金額を考慮に入れ、受け取ったまたは受け取ることができる対価の公正価値で測定される。

商品または役務が類似した性格および価値の商品または役務と交換された場合、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、取引の実体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、複数の取引が、当該一連の取引を全体として参照することなしに商業的效果を理解することが不可能の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合算して適用される。

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。

- > 製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的便益が買い手に移転し、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・ガスの販売および輸送から生じる収益は、これらの商品が顧客に供給された時点で認識され、請求書が未発行であっても、期間中の供給量を考慮する。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、法令およびイタリアの電力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。特に、電力・ガス市場を規制している当局は、規制された市場において定められて配給業者に適用される価格と配給業者による最終消費者向けの価格設定との間の一時的な差額の影響を減少させるための、仕組みを用いる可能性がある。

- > サービス提供からの収益は、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を参照して認識される。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、回収が可能な費用の範囲までで認識される。
- > 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することができ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、発生主義で認識される。

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、適用される規則に準拠して算定される。

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、損益以外で認識された項目に関連し、資本の部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、財務諸表上の資産負債の帳簿価額と、税務上認識される対応する額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いて計算されるもので、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の回収が可能となる可能性が高くなった範囲で認識される。

繰延税額は、損益以外で認識された項目に関連し、資本の部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。

注記3 近年公表された会計基準

2014年に適用された新たな会計基準

当グループは、2014年1月1日発効の、次の会計基準および改訂を適用した。

- ＞ IFRS第10号「連結財務諸表」。SIC第12号「連結 - 特別目的事業体」と、連結財務諸表に関する部分についてはIAS第27号「連結および個別財務諸表」を差し替えるものであり、第27号の名称は「個別財務諸表」に変更された。この基準は、従来のIAS第27号において想定される連結手続を変更することなく、企業が他の企業を支配しているかどうか（投資対象の連結に関する基本的条件）の判定に関する新たなアプローチを導入している。このアプローチは、新基準において「ストラクチャード・エンティティ」と呼ばれる特別目的事業体を含む、すべての投資対象に適用されなければならない。従来の会計基準が、実際のまたは潜在的議決権の過半数保有に支配が由来するものでない場合について、投資対象における持分に伴うリスク・便益の評価を優先させていた一方、IFRS第10号が判定の中心にするのは、個々の場合の評価に当たって考慮することとなる3つの要素、すなわち、投資対象の関連する活動を指示する権限、投資対象への関与からの変動リターンに対するエクスポージャー、および、権限とリターンの間の関連性、すなわち、リターンの額に影響を及ぼすよう投資対象に意思決定権限を行使できる能力である。支配の喪失または支配の喪失を生じさせない支配持分の変更の会計上の影響については、従来のIAS第27号の規定に関するものからの変更はない。

この会計基準の遡及的適用は、連結財務諸表に影響を及ぼさなかった。

- ＞ IAS第27号「個別財務諸表」。IFRS第10号およびIFRS第12号の公表に伴い、従来のIAS第27号も改訂され、表題と内容が変更された。連結財務諸表の作成に関するすべての規定が撤廃されたが、他の規定は変更されなかった。そのため改訂後の基準は、子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社に係る個別財務諸表の認識基準、測定基準、開示要件のみを規定している。

この改訂は連結財務諸表とは関係ないため、改訂の遡及的適用は当グループに影響を及ぼさなかった。

- ＞ IFRS第11号「共同支配の取決め」。IAS第31号「ジョイント・ベンチャーに対する持分」およびSIC第13号「共同支配企業 - 共同支配投資企業による非貨幣性資産の拠出」と差し替えられるものである。採用された契約上の形式に基づいて共同支配の取決めを評価するIAS第31号と異なり、IFRS第11号は、関連する権利および義務がどのように当事者に帰属するかに基づいて評価を行う。特に新基準では、アレンジメント当事者がアレンジメント関連資産に対して比例的権利を有し、アレンジメント関連負債に関する比例的義務を負担するジョイント・オペレーションと、当事者が共同支配の取決めの純資産または損益の一定割合に対する権利を有するジョイント・ベンチャーという、2種類の共同支配の取決めを区別している。連結財務諸表および個別財務諸表では、ジョイント・オペレーションに対する持分の会計処理には、保有する持分を考慮に入れることなく、付随する権利・義務に基づいてアレンジメントに関連する資産・負債および収入・費用を比例的に認識することが含まれる。ジョイント・ベンチャーに対する持分の会計処理には、持分法を用いて計上される投資の認識が含まれる。したがって、比例連結はもはや許容されない。

連結財務諸表におけるこの基準の遡及的な適用の影響については、以下の注記4「比較対象金額の修正再表示」に記載する。

- > IAS第28号「関連会社およびジョイント・ベンチャーに対する投資」。IFRS第11号およびIFRS第12号の公表に伴い、従来のIAS第28号も改訂され、表題と内容が変更された。特に、SIC第13号「共同支配企業 - 共同支配投資企業による非貨幣性資産の拠出」の規定も含むこの新基準は、持分法の適用を定めており、連結財務諸表における関連会社およびジョイント・ベンチャーの会計処理にはこの方法が使用される。

連結財務諸表におけるこの基準の遡及的な適用の影響については、IFRS第11号の導入による影響と併せて、以下の注記4「比較対象金額の修正再表示」に記載する。

- > IFRS第12号「他の企業に対する持分の開示」。IFRS第12号は、子会社、ジョイント・オペレーションおよびジョイント・ベンチャー、関連会社ならびに組成された企業において保有する持分について要求される開示を、単一の基準に統合するものである。特に、この基準は従来のIAS第27号、IAS第28号およびIAS第31号で要求される開示を、統一性および一貫性を高めた開示を確実にするために新たな開示要件に置き換え、重要な非支配株主が存在する子会社ならびに個別に重要な関連会社およびジョイント・ベンチャー、ストラクチャード・エンティティに関する新たな開示要件を導入している。

この指標の遡及的適用は、連結財務諸表に影響を及ぼさなかった。

- > IAS第32号の改訂「金融商品：表示 金融資産と金融負債の相殺」。新たな改訂版のIAS第32号は、以下の場合に限り、金融資産と金融負債を相殺し、純額を財政状態計算書に計上するべきだと定めている。

a) 企業が当該金額を相殺する法的効力がある権利を有する場合

b) 企業が差金決済する意向、または当該資産を実現すると同時に負債を決済する意向がある場合

IAS第32号の改訂により、最初の要件を満たすためには、相殺する権利は将来の事象の発生を条件としなければならない。通常、通常の業務において、また違反、支払不能、破綻の場合に法的効力がなければならないことが明確になっている。当社は、金融市場のオペレーションを通じて、また金融資産と金融負債の総額決済、純額決済を同時に行うことを制限せずに、通常の事業において純額決済を行う意向である。この要件に関してIAS第32号の改訂では、財務諸表における相殺を目的として、企業が金融資産と金融負債を個別に決済する場合、総決済制度は、信用リスクと流動性リスクを取り除くか、あるいは重要でない水準まで抑え、また単一の決済プロセスで債権と債務を処理するような特徴を有していなければならない。

連結財務諸表に対するこの改訂の遡及的な適用の影響については、以下の注記4「比較対象金額の修正再表示」に記載する。

- > IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号の改訂「経過措置ガイダンス」。この改訂は、IFRS第10号、IFRS第11号およびIFRS第12号の初度適用に関連する多数の問題を明確にすることを目的としている。特に、IFRS第10号は、同基準の初度適用日が「IFRS第10号が初度適用される事業年度の初日」（すなわち2013年1月1日）を意味することを明確にするように改訂された。加えて、この改訂により、適用初年度に記載すべき比較開示が限定されている。IFRS第11号およびIFRS第12号も同様に改訂され、財務データの修正再表示および開示の両面におけるIFRS第11号初度適用の影響が限定されている。

この改訂の遡及的な適用は、連結財務諸表に重要な影響を及ぼさなかった。

- > IFRS第10号、IFRS第12号およびIAS第27号の改訂「投資企業」。この改訂により、親会社が「投資企業」として適格な場合は、IFRS第10号に基づく全子会社連結要件の例外とされる規定が導入される。より具体的には、改訂版において定義された投資企業は、その子会社が親会社の投資活動に関連するサービスを提供していない限り、子会社を連結してはならない。非連結子会社は、IFRS第9号またはIAS第39号に準拠して測定されなければならない。ただし、投資企業の親会社は、同様に投資企業として適格でない限り、そのすべての子会社（投資企業を通じて所有するものを含む。）を連結しなければならない。

この改訂の遡及的な適用は、連結財務諸表に重要な影響を及ぼさなかった。

- > IAS第36号の改訂「非金融資産の回収可能価額の開示」。IFRS第13号の規定の結果としてのIAS第36号の改訂は、減損の生じている資産の回収可能価額についての報告を行う開示に関するIASBの意図を反映したものでなかった。その結果、IASBはIAS第36号をさらに修正し、IFRS第13号で導入され、回収可能価額が処分費用控除後の公正価値に基づいて算出される場合の公正価値測定に関する特定の開示を義務付けた開示要件を廃止した。この改訂ではまた、減損損失が期中に認識または戻入された資産または現金生成単位の回収可能価額の開示を義務付けている。

この改訂の遡及的な適用は、連結財務諸表に重要な影響を及ぼさなかった。

- > IAS第39号の改訂「デリバティブの更改およびヘッジ会計の継続」。この改訂は、新たな法律または規則の導入による中央清算機関とのヘッジ手段の更改の場合には、企業が特定の状況下でヘッジ会計を継続することを認めることを目的としている。

この改訂の遡及的な適用は、連結財務諸表に重要な影響を及ぼさなかった。

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2014年12月31日より後に発効する。

- > 2013年5月に公表された、IFRIC第21号「賦課金」。この解釈指針は、地方、国家または海外にかかわらず、政府に支払う賦課金（所得税を除く）に対する債務に関する負債がどの時点で認識されなければならないかを定義している。具体的には、この解釈指針は、適用法の規定に従い、賦課金を支払う負債を生じさせる債務を負わせる事象（例えば、収益の閾値への到達）が発生した時点で、負債は認識されるものとする旨を規定している。債務を負わせる事象が特定の期間にわたって発生する場合、負債は当該期間のにわたり段階的に認識されるものとする。この解釈指針は、2014年6月17日以降に開始する期間から発効する。当グループは、この規定の将来の適用による影響がないものと予想している。
- > 2013年12月に公表された「IFRSの年次改善（2011-2013年サイクル）」。「この文書には、既存の基準の正式な修正と明確化のための説明が記載されているが、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おらず、2015年1月1日以降に適用されるものである。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、共同支配の取決め自体の形成を説明するのに、IFRS第3号が共同支配の取決めの財務諸表には適用されないことを明確化している。
 - IFRS第13号「公正価値測定」。この改訂は、ポートフォリオのネット・エクスポージャーに基づいた金融資産および金融負債の測定に関する基準において定められている例外（「ポートフォリオの例外」）は、IAS第32号における金融資産または金融負債の定義を満たしていないとしても、IAS第39号またはIFRS第9号の範囲内で、すべての契約に適用されることを明確化している。
 - IAS第40号「投資不動産」。IAS第40号に従えば、オペレーティング・リースの下でのリース賃借人が所有する不動産に対する権利は、当該不動産が投資不動産としてのその他の定義を満たし、賃借人がこのような投資の測定に公正価値モデルを使用する場合に限り、投資不動産に分類することができる。この改訂はまた、経営陣は、投資不動産の取得が資産または資産グループの取得であるかどうか、あるいはIFRS第3号の下での企業結合であるかを判定しなければならない旨を明確化している。この判定は、IFRS第3号の指針に一致していなければならない。

「IFRSの年次改善（2011-2013年サイクル）」では、「IFRS第1号- 国際財務報告基準の初度適用」の「結論の基礎」が改訂され、初度適用企業は、新たなIFRSの早期適用が認められる場合、まだ適用が義務付けられていない新たなIFRSを適用することができる旨明確化している。

- > 2013年12月に公表された「IFRSの年次改善（2010-2012年サイクル）」。この文書には、既存の基準の正式な修正と明確化のための説明が記載されているが、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おらず、2015年2月1日以降に開始する期間に適用される。より具体的には、以下の各基準が改訂された。
- IFRS第2号「株式報酬」。この改訂は、各条件の説明を明確化するために、「業績条件」および「勤務条件」の定義を「権利確定条件」の定義と区別した。
 - IFRS第3号「企業結合」。この改訂は、企業結合において合意された条件付対価の分類方法を明確化している。特に、この改訂は、条件付対価が金融商品の定義を満たす場合、条件付対価は金融負債または資本として分類される旨を規定している。金融負債として分類される場合には、当該負債は公正価値で測定され、公正価値の変動はIFRS第9号に従って損益に認識されるものとする。金融商品の定義を満たさない条件付対価は、公正価値で測定され、公正価値の変動は損益に認識されるものとする。
 - IFRS第8号「事業セグメント」。この改訂では、事業セグメントの合算およびその合算の理由に関する経営陣の判定を、財務諸表の利用者が理解できるよう、新たな開示要件が導入された。この改訂はまた、経営陣によって定期的に行われる場合のみ、セグメントの資産合計と企業の資産合計の調整が必要であることを明確化している。
 - IAS第16号「有形固定資産」。この改訂は、有形固定資産項目が再評価される際には、当該資産の帳簿価額総額は、帳簿価額の再評価と整合する方法で修正される旨を明確化している。加えて、この改訂では減価償却累計額は当該資産の帳簿価額総額と減損累計額考慮後の帳簿価額との差額として算出される旨を明確化している。
 - IAS第24号「関連当事者についての開示」。この改訂は、管理企業、すなわち主要な経営幹部サービスを提供する企業が、当該企業の関連当事者である旨を明確化している。したがって、管理企業に対して支払われた、あるいは支払われるサービス料に加えて、当該企業は、ローンなど、管理企業とその他の取引も報告しなければならない。この改訂はまた、企業が管理企業から主要な経営幹部サービスを受ける場合、当該企業は、管理企業から経営幹部に対して支払われた、あるいは支払われる報酬の開示を求められない旨を明確化している。
 - IAS第38号「無形資産」。この改訂は、無形資産が再評価される際には、その帳簿価額総額は帳簿価額の再評価と整合する方法で修正される旨を明確化している。加えて、この改訂では償却累計額は当該資産の帳簿価額総額と減損累計額考慮後の帳簿価額との差額として算出される旨を明確化している。
- 「IFRSの年次改善（2010-2012年サイクル）」では、「IFRS第13号– 公正価値測定」の「結論の基礎」が改訂され、請求額に適用される金利が表示されていない短期の未収金および未払金は、割引の影響が重要でないとみられる場合、割引なしで測定される旨を明確化している。

- > 2013年11月に発行された、IAS第19号の改訂「確定給付制度：従業員拠出」。この改訂は、確定給付制度における従業員拠出の認識方法の明確化を目的としている。具体的には、勤務に連動した拠出は以下の期間の勤務費用からの控除として認識されるべきである。

- 拠出額が勤続年数に左右される場合、従業員が勤務した期間にわたり、または、
- 拠出額が勤続年数とは無関係な場合、勤務が行われた期間。

これらの改訂は、2015年2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、将来におけるこれらの改訂の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。

- > 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、承認後、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号への移行プロジェクトの3つの段階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、金融資産を管理するビジネス・モデル、および契約によるキャッシュ・フローの特徴を検討しなければならない。ビジネス・モデルは、全体がキャッシュ・フローを生成するための金融資産を管理する方法、すなわち、契約によるキャッシュ・フローの回収や、金融資産の売却、あるいはその両方を行う方法として解釈されている。

償却原価で測定される金融資産は、契約上のキャッシュ・フローの回収を目的とするビジネス・モデルにおいて保有される。一方、その他の包括利益を通じて公正価値で測定される（FVTOCI）金融資産は、キャッシュ・フローの回収、あるいは商品の売却を目的として保有される。この区分により、損益を通じて償却原価法を用いて算出した金利、およびOCIを通じた金融資産の公正価値を認識することができる。

損益を通じて公正価値で測定される（FVTPL）金融資産は、現在、上記の2つのビジネス・モデルのうちの1つでは保有されていない金融商品で構成される残りの区分となっており、これには売買目的保有のものと、公正価値ベースで管理されているものが含まれる。

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。さらに特定の要件を満たせば、金融負債を損益を通じて公正価値で指定することもできる。

この基準では、損益を通じて公正価値として指定される金融負債について新たな規定を導入しており、これにより、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は、損益ではなくOCIを通じて認識されるべきである。基準のこの部分は、基準全体を適用する必要なく、早期適用が可能である。

金融危機の間、「発生済みの信用損失」に基づく減損モデルが、トリガー・イベント発生時に対する信用損失の認識の繰り延べと関連する、明らかな限界を示したことを踏まえ、この基準は、「予想信用損失」について財務諸表の利用者により多くの情報を提供する新たなモデルを提案している。

基本的に、このモデルは以下を想定している。

- a) すべての金融資産に単一のアプローチを適用する
- b) 継続ベースで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て、各報告期間末にそのような損失額を更新する
- c) 過度の費用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適切な情報に基づき、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、勘定の表示をリスク管理活動と一致させること、より原則に基づいたアプローチを確立することを目的として、ヘッジ会計に対する新たなアプローチを導入している。

このヘッジ会計に対する新たなアプローチによって、企業は財務諸表におけるリスク管理活動を反映させて、非金融要素のリスク要素、ネット・ポジション、レイヤー・コンポーネント、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）に対してヘッジされている項目としての適格性の基準を拡大させることができる。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た、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、金利リスクに係るポートフォリオ公正価値ヘッジ会計（「マクロ・ヘッジ会計」）についてIAS第39号の規定を差し替えていない。これは、プロジェクトにおけるIAS第39号の差し替えの段階は切り離されており、現在、協議段階にあるためである。この点において、2014年4月、IASBは討議資料「動的リスク管理の会計処理：マクロヘッジに対するポートフォリオ再評価アプローチ」を公表した。

将来におけるIFRS第9号の適応が及ぼす潜在的な影響を評価中である。

- > 2014年1月に公表された、IFRS第14号「規制繰延勘定」。この基準により、初度適用企業は引き続き、国際財務報告基準の初度適用時に、従来のGAAPの下で認識された料金規制額を認識することができる。すでにIFRS/IASに従って財務諸表を作成している企業は、この基準を適用することはできない。つまり企業は、現行のGAAPによってそのような認識が認められていない場合、あるいは企業が現行のGAAPの下で認められているような会計処理を適用していない場合、IFRS第14号の下で料金規制資産および負債を認識することはできない。この基準は、承認を条件として、2016年1月1日以降に開始する期間から遡及的に適用される。この基準の適用は、当グループに影響を及ぼさない。

- > 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」は、収益の認識、測定に関する一般的な枠組みと注記を示している。この新たな基準は、IAS第11号「工事契約」、IAS第18号「収益」、IFRIC第13号「カスタマー・ロイヤルティ・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」、SIC第31号「収益- 広告サービスを伴うバーター取引」に置き換わるものである。この新たな基準は、企業は、財およびサービスの顧客への移転を誠実に表すように、企業が財やサービスと引き換えに権利を得ると見込まれる対価を反映した金額で、収益を認識しなければならないと定めている。この認識に関する新たなアプローチは、次の5つのステップから成るアプローチに基づいている。企業は顧客との契約を特定しなければならない（ステップ1）。契約が特定されたら、契約における履行義務を識別する。すなわち、契約における個別の義務に関して、どの財およびサービスが有望であるか識別するために、その条件および商慣行を評価しなければならない（ステップ2）。その後、企業は取引価格を決定しなければならない（ステップ3）。これは、獲得が見込まれる対価によって表される。企業は、各履行義務の価値に基づいて、契約において識別されている取引価格を個別の義務に配分しなければならない（ステップ4）。収益は、企業が個別の履行義務を充足した時点で認識される（ステップ5）。この基準は、承認を条件として、2017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、将来におけるこの基準の適用が及ぼす潜在的影響を評価中である。
- > 2014年5月に公表された、IFRS第11号の改訂「共同支配事業における持分取得の会計処理」。この改訂により、IFRS第3号に従い、IFRS第3号ならびに、IFRS第11号の指針に反する基準を除く他の適用されるIFRSの下で、企業結合に関するすべての会計規則の適用を求めている事業である共同支配事業の持分の取得に係る会計処理が明確になっている。この改訂の下で、このような持分を取得する共同事業体は、公正価値で認識できる資産および負債を測定し、取得関連費用（債務または株式の発行費用を除く）を計上し、繰延税金を認識し、のれんまたは割安購入益を認識し、のれんが配分されている現金生成部門に関して減損テストを実施し、関連する企業結合について要求される情報を開示しなければならない。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
- > 2014年5月に公表された、IAS第16号、IAS第38号の改訂「減価償却及び償却の許容される方法の明確化」。この改訂は、有形固定資産および無形固定資産の減価償却または償却の計算方法に関する追加の指針を示している。IAS第16号の規定は、収益ベースの償却方法は適切でないことを明確化するように改訂された。IAS第38号の規定は、収益ベースの償却方法は不適切であるとの仮定を導入するように改訂された。以下の場合、この仮定に優先することがある。
- 無形固定資産が、収益の基準として表示されている。
 - 収益と、無形固定資産によって生成された経済的便益の消費との相関が高いと示すことができる。
- これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降に開始する報告期間から遡及的に発効する。当グループは、将来この改訂を適用した場合の影響を評価している。

- > 2014年6月に公表された、IAS第16号、IAS第41号の改訂「果実生成型の植物」。これらの改訂により、現在IAS第16号「有形固定資産」の範囲に含まれている、果樹など「果実生成型の植物」の定義を満たす生物資産の会計処理が変更される。この結果、その基準のすべての規定に従うこととなる。したがって、初度認識の後の測定にあたり、企業は費用モデルと評価モデルのいずれかを選択することができる。果実生成型の植物によって生産される農産物（果実など）は、引き続きIAS第41号「農業」の範囲に含まれる。これらの改訂は、承認を条件として、2016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。
- > 2014年8月に公表された、IAS第27号の改訂「個別財務諸表における持分法」。これらの改訂では、持分法を、企業の個別財務諸表における子会社、ジョイント・ベンチャー、関連会社への投資に係る会計処理の選択肢として復帰させている。これらの改訂はまた、投資企業に関する様々な問題を明確化している。具体的には、企業が投資企業でなくなる場合、IAS第27号に従って子会社への投資を認識しなければならない。反対に、企業が投資企業になる場合、IFRS第9号に従って子会社への投資を損益を通じた公正価値で認識しなければならない。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。これらの改訂は個別財務諸表のみに関係するため、連結財務諸表には影響を及ぼさないと見込まれる。
- > 2014年9月に公表された、IFRS第10号、IAS第28号の改訂「投資者とその関連会社又は共同支配企業の間での資産の売却又は拠出」。これらの改訂では、資産をジョイント・ベンチャーまたは関連会社に売却または拠出する場合、あるいは関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する共同支配権または重要な影響力を残しながら、支配権を喪失するような持分を売却する場合、認識される損益は、IFRS第3号「企業結合」に従い、どの資産または持分が企業を構成するかによって決まるものとしている。さらに具体的には、資産または持分が企業を構成する場合、いかなる利益（損失）も全額計上される。資産または持分が企業を構成しない場合、いかなる利益（損失）も、関連会社またはジョイント・ベンチャーにおける、取引の相手方である関連のない投資家の持分の範囲においてのみ認識される。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降に開始する報告期間から遡及的に発効する。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。
- > 2014年12月に公表された、IAS第1号の改訂「開示イニシアティブ」。これらの改訂は、表示および開示に関する要件の改善に向けた幅広いイニシアティブの一部であり、以下の領域の変更を含む。
 - 重要性：重要性の概念を財務諸表のすべての部分に適用し、重要性のない情報の提供により、財務内容の開示の効用が損なわれる可能性があることを明確化する。
 - 分解および小計：損益計算書、包括利益計算書、財政状態計算書の項目は分割できることを明確化する。小計の利用に関する新たな要件も導入する。
 - 注記の構造：企業は、財務諸表の注記を表示する順序について、ある程度の柔軟性を有することを明確化する。また、その順序を決定するにあたり、企業は財務諸表の理解可能性、比較可能性に係る要件を考慮しなければならないことを強調する。

- 持分法適用投資：企業の、関連会社およびジョイント・ベンチャーへの持分法適用投資のOCIの持分は、その後損益に再分類されるかどうかによって、包括利益計算書において別の項目として表示されなければならない。

これらの改訂は、承認を条件として、2016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。

- > 2014年12月に公表された、IFRS第10号、IFRS第12号、IAS第28号の改訂「投資企業：連結の例外の適用」。これらの改訂により、親会社（または中間的な親会社）が、IFRS第10号に準拠した財務諸表を作成している場合（子会社への投資を連結せずに、公正価値で測定している投資企業を含む）、連結財務諸表の作成の免除は、投資企業とみなされる、投資企業の子会社が利用可能であることを明確化する。さらにこれらの改訂は、投資企業とみなされる親会社は、子会社自体は投資企業でない場合、親会社の投資活動に関連するサービスを提供する子会社を連結しなければならないことを明確化する。これらの改訂はまた、投資企業ではないが、投資企業である関連会社またはジョイント・ベンチャーに対する持分を保有する企業への持分法の適用を単純化する。特に持分法を適用する際に企業は、関連会社またはジョイント・ベンチャーが子会社持分に対して適用した公正価値測定を維持することができる。これらの改訂は、承認を条件として、2016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。
- > 2014年9月に公表された「IFRSの年次改善（2012-2014年サイクル）」。この文書には、既存の基準の正式な修正と明確化のための説明が記載されているが、これらが当社に重要な影響を及ぼすことは見込まれていない。より具体的には、以下の各基準が改訂された。
 - IFRS第5号「売却目的で保有する非流動資産および非継続事業」。これらの改訂は、資産（または処分グループ）の売却目的から分配目的への区分変更は、新たな売却計画ではなく、当初計画の継続とみなすべきであることを明確化する。したがって、区分変更によってIFRS第5号の規定の適用が中断したり、区分の日付が変更したりすることはない。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
 - IFRS第7号「金融商品：開示」。完全に移転され認識が中止された資産への継続的な関与についての開示に関して、これらの改訂は、開示を目的に、手数料の支払いに関して規定するサービシング契約は、移転された資産への継続的な関与を示すことができる旨を明確化する。企業は、いつ開示が必要かを判断するために、手数料およびサービシング契約の内容を評価しなければならない。これらの改訂はまた、要約中間財務諸表において、金融資産および金融負債の相殺は求められていないことを明確化する。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

- IAS第19号「従業員給付」。IAS第19号は、退職後給付債務の算定に用いる割引率は、優良社債の取引高が少ない場合、優良社債の市場利回りを参照して決定するよう求めている。IAS第19号の改訂は、優良社債の取引高は、その債券の発行国の通貨ではなく、表示通貨に基づいて評価されなければならないことを明確化する。当該通貨でみて優良社債の取引高が少ない場合、国債の対応する市場利回りを利用する。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。
- IAS第34号「中間財務報告」。この改訂は、中間財務報告で求められる開示は、中間財務諸表において提供されるか、または中間財務諸表の利用者が同じ期間について同時に入手可能な他の報告書（管理リスク報告書など）の参照により、中間財務諸表において相互参照されることを規定している。これらの改訂は、承認を条件として、2016年1月1日以降開始する報告期間から発効する。

注記4 比較開示の修正再表示

2013年12月31日時点の比較対象金額の修正再表示を引き起こす、新たに適用される会計基準、新たに適用される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。IFRS第11号では、ジョイント・ベンチャーについて認められている唯一の会計処理方法は持分法であり、現在共同支配の取決めは、持分の保有に関係なく、当該アレンジメントにおける権利および義務に基づき、契約における資産および負債、費用および収益に対する企業の持分を認識することで会計処理されている。実質的にこの変更により、従来のIAS第31号により規定され、当グループが使用しているように、比例的にジョイント・ベンチャーへの投資を統合し、すべての業績と財務項目を修整再表示する可能性はなくなった。ただし、純利益または当グループの株主資本は変化していない。関係する契約の特徴や、関連する権利および義務により、適用されている会計処理と、従来用いられていた比例連結法に重大な相違は生じなかったことを考えれば、このような共同支配事業の会計処理の変更による影響は、ほとんどなかった。
- > IAS第32号の新たな規定の適用。これは2014年1月1日から適用され、遡及的影響を伴い、特定の状況における金融資産および金融負債の相殺に関わるもので、2013年12月31日時点の連結財政状態計算書においていくつかの項目の修正再表示が必要になっただけで、株主資本への影響はなかった。

さらに、再生可能エネルギー部門の数多くの企業（Parque Eólico Talinay Orienteを含む）の購入価格の最終配分の結果、2013年12月31日時点の財政状態計算書の数値は、同日より後に完了した取引において修正再表示された。ここではまた、修正再表示は、損益計算書の項目に影響を及ぼさなかった。これは、価値が増加したのれんを除く資産の減価償却および償却は、当年度から始まったばかりであるためである。

電力購入の費用を分類するために用いるアプローチの変更、子会社およびジョイント・ベンチャーに関する未収金、業界の最良慣行を実施し、財務報告の透明性を確保するよう設計された、デリバティブとその公正価値による財務上の影響を受けて、報告されている情報の比較可能性を高めるために、2013年度の損益計算書、財政状態計算書、キャッシュ・フロー計算書の修正再表示が行われた。より具体的には、2013年損益計算書について、以下の修正再表示を行っている。

- (i) 原材料および装置の費用1,577百万ユーロを、「原材料および消耗品」から「サービスおよびその他原材料」に。
- (ii) デリバティブから生じた金融収益757百万ユーロを、「金融収益」から「デリバティブから生じた純金融収益 / (費用)」に。
- (iii) デリバティブから生じた金融費用1,218百万ユーロを、「金融費用」から「デリバティブから生じた純金融収益 / (費用)」に。

2013年12月31日現在ならびに2013年1月1日現在の財政状態計算書について、以下の修正再表示を実施した。

- (i) 各参照日において444百万ユーロ、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」から固定資産の中の「デリバティブ」の項目に。
- (ii) 各参照日において2,285百万ユーロ、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」から流動資産の中の「デリバティブ」の項目に。
- (iii) 各参照日において2,257百万ユーロ、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」から固定負債の中の「デリバティブ」に。
- (iv) 各参照日において2,535百万ユーロ、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」から流動負債の中の「デリバティブ」に。

さらに、原材料、エネルギーの購入費用、建設契約に関する未収金および未払金、デリバティブが業績および財務状態に関する情報の表示を改善するために、損益計算書、財政状態計算書は修正されている。これによって数値の比較可能性を確保するために、2013年度および2013年12月31日現在の一部数値を修正再表示する必要が生じた。

下表は、関連する税効果を含む、上記の修正の結果としての損益計算書、包括利益計算書、連結財政状態計算書、キャッシュ・フロー計算書の変更を示す。

百万ユーロ

	2013年	IFRS 11号の 影響	2013年修正 再表示後
営業収益			
販売およびサービスからの収益	77,258	(1,831)	75,427
その他の収益	3,277	(41)	3,236
収益合計	80,535	(1,872)	78,663
営業費用			
電力、ガスおよび燃料の購入	40,035	(1,081)	38,954
サービスおよびその他原材料	17,128	(430)	16,698
人件費	4,596	(41)	4,555
減価償却費、償却費および減損損失	7,067	(116)	6,951
その他の営業費用	2,837	(16)	2,821
資産計上された費用	(1,450)	16	(1,434)
費用合計	70,213	(1,668)	68,545
公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失)	(378)	-	(378)
営業利益	9,944	(204)	9,740
デリバティブから生じた金融収益	757	(1)	756
その他の金融収益	1,696	(3)	1,693
デリバティブから生じた金融費用	1,218	(8)	1,210
その他の金融費用	4,048	(5)	4,043
持分法による投資利益 / (損失)	86	131	217
税引前利益	7,217	(64)	7,153
法人税等	2,437	(64)	2,373
継続事業からの当期純利益	4,780	-	4,780
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)	4,780	-	4,780
親会社株主帰属分	3,235	-	3,235
非支配持分帰属分	1,545	-	1,545

百万ユーロ

	2013年	IFRS 11号の 影響	2013年修正 再表示後
当期純利益	4,780	-	4,780
損益にリサイクル可能なその他の包括利益			
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分	(174)	(16)	(190)
持分法適用投資のその他の包括利益の持分	(29)	11	(18)
売却可能金融資産の公正価値変動額	(105)	-	(105)
為替換算差額	(3,197)	5	(3,192)
損益にリサイクル不可能なその他の包括利益			
純確定給付負債 (資産) の再測定	(188)	-	(188)
持分法適用投資のその他の包括利益の持分	-	-	-
当期その他の包括利益 (損失) 合計	(3,693)	-	(3,693)
当期包括利益 (損失) 合計	1,087	-	1,087
帰属先:			
- 親会社株主	1,514	-	1,514
- 非支配持分	(427)	-	(427)

百万ユーロ

	2012年 12月31日	IFRS 11号 の影響	IAS 32に よる 影響	2013年 1月1日 修正 再表示後	2013年 12月31日 現在	IFRS 11号 の影響	IAS 32に よる 影響	再生可能 エネルギー 部門購入 価格配 分(PPA)	2013年 12月31日 修正 再表示後
資産									
有形固定資産	83,115	(926)	-	82,189	81,050	(773)	-	(14)	80,263
投資不動産	197	-	-	197	181	-	-	-	181
無形固定資産	20,087	(137)	-	19,950	18,214	(174)	-	15	18,055
のれん	15,910	(101)	-	15,809	15,015	(51)	-	3	14,967
繰延税金資産	6,816	(49)	-	6,767	6,239	(53)	-	-	6,186
持分法適用投資	1,115	836	-	1,951	647	725	-	-	1,372
デリバティブ	953	-	-	953	444	-	-	-	444
その他固定金融資産	4,565	23	-	4,588	5,957	13	-	-	5,970
その他の固定資産	800	(19)	-	781	837	(20)	-	-	817
固定資産合計	133,558	(373)	-	133,185	128,584	(333)	-	4	128,255
棚卸資産	3,338	(48)	-	3,290	3,586	(31)	-	-	3,555
売掛金	11,681	(126)	-	11,555	11,496	(118)	-	-	11,378
未収税金	1,631	(28)	-	1,603	1,735	(26)	-	-	1,709
デリバティブ	1,718	(1)	507	2,224	2,285	(1)	406	-	2,690
その他流動金融資産	7,663	(13)	-	7,650	5,592	15	-	-	5,607
その他の流動資産	2,300	(19)	-	2,281	2,599	(42)	-	-	2,557
現金および現金同等物	9,891	(165)	-	9,726	8,030	(157)	-	-	7,873
流動資産合計	38,222	(400)	507	38,329	35,323	(360)	406	-	35,369
売却目的資産	317	-	-	317	241	-	-	-	241
資産合計	172,097	(773)	507	171,831	164,148	(693)	406	4	163,865

百万ユーロ

	2012年 12月31日	IFRS 11号 の影響	IAS 32に よる 影響	2013年 1月1日 修正 再表示後	2013年 12月31日 現在	IFRS 11号 の影響	IAS 32に よる 影響	再生可能 エネル ギー部門 購入価格 配分 (PPA)	2013年 12月31日 修正 再表示後
資本金	9,403	-	-	9,403	9,403	-	-	-	9,403
剰余金	8,747	-	-	8,747	7,084	-	-	-	7,084
利益剰余金 (繰越欠損金)	17,625	-	-	17,625	19,454	-	-	-	19,454
親会社株主帰属 持分合計	35,775	-	-	35,775	35,941	-	-	-	35,941
非支配持分	16,312	(9)	-	16,303	16,898	(7)	-	-	16,891
株主持分合計	52,087	(9)	-	52,078	52,839	(7)	-	-	52,832
長期借入金	55,959	(226)	-	55,733	51,113	(208)	-	-	50,905
退職給付およびその他の 従業員給付	4,542	(21)	-	4,521	3,696	(19)	-	-	3,677
リスクおよび費用に 対する引当金	7,336	(80)	-	7,256	6,554	(50)	-	-	6,504
繰延税金負債	11,786	(128)	-	11,658	10,905	(114)	-	4	10,795
デリバティブ	2,553	(66)	-	2,487	2,257	(41)	-	-	2,216
その他の固定負債	1,151	(8)	-	1,143	1,266	(7)	-	-	1,259
固定負債合計	83,327	(529)	-	82,798	75,791	(439)	-	4	75,356
短期借入金	3,970	(2)	-	3,968	2,529	(45)	-	-	2,484
1年以内返済予定の長期 借入金	4,057	(34)	-	4,023	4,690	(32)	-	-	4,658
リスクおよび費用に対す る引当金	1,312	(21)	-	1,291	1,493	(26)	-	-	1,467
買掛金	13,194	(105)	-	13,089	12,444	(81)	-	-	12,363
未払法人税等	364	(10)	-	354	308	(22)	-	-	286
デリバティブ	2,028	(1)	507	2,534	2,535	(1)	406	-	2,940
その他の短期金融負債	1,110	(5)	-	1,105	1,105	(5)	-	-	1,100
その他の流動負債	10,641	(57)	-	10,584	10,394	(35)	-	-	10,359
流動負債合計	36,676	(235)	507	36,948	35,498	(247)	406	-	35,657
売却目的負債	7	-	-	7	20	-	-	-	20
負債合計	120,010	(764)	507	119,753	111,309	(686)	406	4	111,033
負債および株主持分合計	172,097	(773)	507	171,831	164,148	(693)	406	4	163,865

百万ユーロ

	2013年	IFRS 11号の 影響	2013年修正 再表示後
税引前当期純利益	7,217	(63)	7,154
調整額：			
無形固定資産償却費および減損損失	1,622	(24)	1,598
有形固定資産減価償却費および減損損失	4,790	(92)	4,698
外貨建資産および負債（現金および現金同等物を含む。）の 為替換算調整	(264)	-	(264)
引当金	1,023	-	1,023
金融（収益）/費用	2,319	3	2,322
処分およびその他非貨幣性項目による（利益）/損失	48	(140)	(92)
正味運転資本の変動考慮前の営業活動によるキャッシュ・フ ロー	16,755	(316)	16,439
引当金の増加/（減少）	(1,884)	(5)	(1,889)
棚卸資産の（増加）/減少	(249)	(17)	(266)
売掛金の（増加）/減少	(596)	65	(531)
金融資産・負債および非金融資産・負債の（増加）/減少	(681)	79	(602)
買掛金の増加/（減少）	(893)	22	(871)
受取利息およびその他の金融収益受取額	1,110	165	1,275
支払利息およびその他の金融費用支払額	(3,715)	20	(3,695)
法人税等支払額	(2,606)	-	(2,606)
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)	7,241	13	7,254
- うち非継続事業	-	-	-
有形固定資産への投資額	(5,350)	39	(5,311)
無形固定資産への投資額	(610)	-	(610)
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）	(210)	4	(206)
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）	1,409	-	1,409
その他の投資活動の（増加）/減少	614	1	615
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(b)	(4,147)	44	(4,103)
- うち非継続事業	-	-	-
金融負債（新規借入額）	5,336	-	5,336
金融負債（返済額およびその他の変動額）	(9,565)	(54)	(9,619)
非支配持分の売却/（取得）による受取額/（支払額）	1,814	-	1,814
支配の喪失を伴わない資本持分の処分の付随費用	(85)	-	(85)
配当金支払額	(2,044)	-	(2,044)
財務活動によるキャッシュ・フロー(c)	(4,544)	(54)	(4,598)
- うち非継続事業	-	-	-
為替変動による現金および現金同等物への影響(d)	(426)	5	(421)
現金および現金同等物の増加/（減少）(a+b+c+d)	(1,876)	8	(1,868)
現金および現金同等物期首残高	9,933	(165)	9,768
現金および現金同等物期末残高	8,057	(157)	7,900

注記5 連結範囲の主な変更

2期間における以下の主要な取引の結果、連結範囲に変更があった:

2013年

- > 2013年3月22日の、チリで風力発電事業を行っている企業であるパルケ・エオリコ・タリナイ・オリエンテの100%の買収;
- > 2013年3月26日の、バイオマス発電事業を行っている企業であるパワークロップの50%の買収; 同社が別のオペレーターと実施している共同管理を考慮し、現在はIFRS第11号の規定による持分法を用いた会計処理を行っている。
- > 2013年4月8日の、米国において風力発電セクターで事業を行っている企業であるバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの51%の処分;
- > 2013年5月22日の、当グループが49%の持分を有していた米国における風力発電セクターで事業を行う会社であるチザム・ビュー・ウィンド・プロジェクトおよびプレーリー・ローズ・ウィンドの26%の取得。この購入の結果、前述の日付以降、同社は現在では持分法での会計によらず科目ごとに連結されている;
- > 2013年8月9日の、バイオマス発電セクターで事業を営む企業であるドムス・エネルジーア（現エネル・グリーン・パワー・フィナーレ・エミーリア）の70%取得;
- > 2013年10月31日の、ペルーにおける水力発電所の開発に従事する企業であるコンパニア・エネルヘティカ・ベラクルスの100%取得;
- > 2013年11月13日のアルティック・ロシアの40%の処分。この結果、同社が保有していたセバーエナージャにおける持分が連結除外された;
- > 2013年11月および12月の、米国において風力発電プロジェクトの推進に従事する9社の買収（3件の企業結合による）;
- > 2013年12月20日の、従来持分法を使用して計上していたエネル・レーテ・ガスにおける残存持分の処分。

2014年

- > 同社買収時、2010年に調印した契約に基づき、2014年1月1日からのエスイー・ハイドロパワーの支配喪失では、その日からのガバナンス構造の変更を規定している。これによりエネル・グループは同社支配の要件をもはや満たさず、代わりに合同支配下にある企業となった。こうした新しいガバナンスの取り決めによって、IFRS第11号の共同オペレーションとして投資が再分類された;
- > 2014年1月14日から2014年5月16日まで効力のあった、ブラジルの配電会社Coelceの追加株式15.18%という公開買付けを通じた買収は、公開買付け前に既にグループの支配下にあった;
- > 2014年4月22日の、グループが既に50%の株式を取得していた、チリにおいて天然ガス輸送と発電分野において事業を行うインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの株式50%の買収;したがって同社は現在、持分法会計を使用しない、科目ごとの連結を行っている;
- > 2014年5月12日の、グループが既に49%の株式を取得していた、米合衆国において風力発電分野において事業を行うバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの株式26%の買収;したがって同社は現在、持分法会計を使用しない、科目ごとの連結を行っている;
- > 2014年7月22日の、グループが以前50%の株式を保有していた、太陽電池プラントの開発、設計、建設、および運営を行うイタリアの企業、エネル・グリーン・パワー・ソーラー・エナジーの株式残り50%の買収;したがって同社は現在、持分法会計を使用しない、科目ごとの連結を行っている;
- > 2014年9月4日に、Generandes Perúの残りの39%を取得した（これより前は61%の出資を通じて支配していた）。当該会社はEdegelというペルーの発電分野で事業を行う会社を54.20%の比率で支配している;
- > 2014年9月17日の、米国で150メガワットの風力開発プロジェクトを所有する会社である、Osage Wind LLCの100%の買収。2014年10月には、同社の出資比率50%は売却された。結果として合併会社である同社は、持分法を用いての会計処理を開始した;
- > 2014年11月21日付けの、エンデサ・エスエーの21.92%分の処分は、公募で行われた。オペレーションには、支配の喪失はなかった;
- > 2014年中に、チリにおける風力および太陽光プロジェクトの買収が合計7百万ユーロ、ウルグアイにおける風力プロジェクト4百万ユーロで、それぞれ契約完了した。
- > エルサルバドル地熱発電会社、LaGeoで開催された、2014年12月の全持分（36.2%）処分;
- > 2014年12月の、フランスの再生可能エネルギー発電会社であるエネル・グリーン・パワー・フランスの100%の処分。

加えて、イベリアおよびラテン・アメリカ部門の持分を再構築するために設計した、グループ内部の再編に続き、多くの子会社における非支配持分において、数々の変更点があった。より具体的には、2014年10月23日に（グループが92.06%を保有する）エンデサが、（エネルシス株を40.32%所有する投資持株会社である）エンデサ関連会社 Endesa Latinoaméricaの株式100%、およびラテン・アメリカ地域でのオペレーションに際する親会社、エネルシス株式の20.3%を、エネル・エネルギー・ヨーロッパ（現Enel Iberoamérica、完全子会社）へ売却した。このオペレーションが、同グループのエネルシスにおける出資比率を、4.81%増加させた。

再生可能エネルギー部門の会社の最終的な購入価格の配分

2013年、風力発電分野で操業するチリの会社であるパルケ・エオリコ・タリナイ・オリエンテ支配権取得に続き、グループは2014年の第1四半期には、関連する購入価格の、取得した資産および想定した負債への割り当てを完了した。より具体的には、グループは以下を行っている：

- > 公正価値の算定の完了の結果、特定の無形固定資産、および有形固定資産の価値を調整した；
- > 上記の認識に伴う税効果を算定した。

下表では、取得日時点における会計的な影響について、2013年の第1四半期中に当該部門が実施した、2014年の第1四半期における決定的認識の実施対象となった、その他一部の小規模な買収のもたらす効果とともに、まとめている。

購入価格の最終配分

百万ユーロ		
	パルケ・エオリコ タリナイ・オリエンテ	その他小規模買収
取得された純資産の配分前金額	126	-
公正価値による測定に伴う修正：		
- 有形固定資産	(14)	-
- 無形固定資産	8	7
- 繰延税金負債	(2)	(2)
取得された純資産の配分後金額	118	5
取引価値(1)	126	7
のれん	8	2

(1) 付帯費用を含む。

以下では2014年にグループが実施した、企業統合、その他の重要な買収および再編成について詳細に説明している。

Coelceに対する持分の増加

2014年1月14日から2014年5月16日までの期間、

チリの子会社であるエネルシスは、ブラジルの配電分野で操業する子会社Coelceの株式を、公開買付けで新たに15.16%取得し、すでに科目ごとに連結された。IFRS第3号（改訂版）では、非支配持分の関連する取引において、支払済み価格と（以前に非支配株主に割り当てられた）取得済み資産の価値との差異は、連結株主資本剰余金にて認識されている。この取引の効果は、以下の通りである：

百万ユーロ	
取得された純資産	189
取引費用	180
非支配持分の取引による剰余金	9

インヴェルシオンズ・ガス・アタカマの買収

2014年4月22日、エンデサ・チリは、チリにおける天然ガス輸送および発電分野で操業するインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの株式資本を、Southern Crossからさらに50%購入することを完了した。今回の買収により、2社によるインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの共同支配を取り決め、2007年8月に調印された株主契約は、終了を迎えた。この取引の結果として、同社は現在グループ全額出資となり、したがって、持分法会計を使用せず、科目ごとに関連されている。IFRS第3号に基づき、この取引は段階的に行われる企業の結合（段階取得）として処理される。したがって、すでに保有されている純資産に係る公正価値の調整は、同期間の損益計算書において認識されている。購入価格を、取得した資産および想定した負債および偶発債務の公正価値に割り当てるプロセスは、最終的にのれんに割り当てられた超過額（25百万ユーロ）によって実質的に完了した。

のれんの判断

百万ユーロ	
取得された純資産の配分前金額	348
公正価値による測定に伴う修正：	
- 有形固定資産	70
- 純繰延税金負債	(38)
取得された純資産の配分後金額	380
事業の組み合わせによる価値：	
- 以前に保有していた持分の帳簿価額	174
- 以前に保有していた持分の公正価値での再測定	29
- 2014年の買収費用（現金）	202
合計	405
のれん	25

のれんの価値は、購入価格が買収された資産の公正な価値を超過し、かつ独立して識別することのできない資産の将来にわたる経済的便益に関連した金額を反映する。次の表では、2014年4月22日の取得日時点において、取得した資産および想定した負債および偶発債務の最終的な公正価値を示す。

取得日におけるインヴェルシオンズ・ガス・アタカマの財政状態

百万ユーロ	2014年4月22日 以前の帳簿価額	最終的な 公正価値の調整	2014年4月22日 において 修正再表示した値
有形固定資産	185	70	255
棚卸資産、売掛金その他の債権	62	-	62
現金および現金同等物	165	-	165
その他流動および非流動資産	32	-	32
資産合計	444	70	514
親会社株主帰属持分	348	32	380
非支配持分	1	-	1
純金融負債	41	-	41
買掛金	38	-	38
繰延税金負債その他債務	16	38	54
負債および株主持分合計	444	70	514

Generandes PerúおよびEdegelへの増資

2014年4月に合意に達した契約条件の下、2014年9月4日、ラテン・アメリカでのオペレーションを主導するチリの企業エネルシスが、すでに61%の出資比率で支配され、かつ発電分野で操業するペルーの企業Edegelの株式54.2%を所有しているGenerandes Perúの株式39%の買収を完了した。

非支配持分に関連する取引についてはIFRS第3号（改訂版）の規定に従い、支払った価格421百万ドル（取得日時点で321百万ユーロ相当）と、以前に非支配持分に割り当てられた資産の価値との差分は、特定の連結資本剰余金において直接認識された。この取引の効果は、以下の通りであった：

百万ユーロ	
取得された純資産	233
取引費用	321
非支配持分の取引による剰余金	(88)

エネル・エネルギー・ヨーロッパによるEndesa LatinoaméricaおよびEnersisの投資取得

2014年10月23日、エンデサがEndesa LatinoaméricaおよびEnersisに保有していた投資（それぞれ100%、20.3%）の、エネル・エネルギー・ヨーロッパ（現Enel Iberoamérica）への譲渡が完了した。

Enelの完全子会社であり、エンデサの主要株主である（取引日時点で株式の92.06%を保有）Enel Iberoaméricaは、エンデサが、チリ企業であり、Enelのラテン・アメリカ企業に対する持ち株会社であるEnersisに対して直接的および間接的に保有する、60.62%の持分を直接保有する。より具体的には、係る取引では(i) エンデサが直接保有するEnersis株式の20.3%、および(ii)エンデサが直接保有（これを受けてEnersis株の40.32%を保有）するEndesa Latinoamérica株式の100%が関連する。

合計価格は8,253百万ユーロで、この種の取引に対し、一般的に用いられる国際評価手法を用いて判定された。

これら連結財務諸表においては、Endesa Latinoaméricaグループ株式の7.94%の取得（Enersisグループ株式の3.2%の取得に間接的に関与）およびエンデサが直接保有するEnersisグループ株式の1.61%に対する連結範囲の変化は、659百万ドルの理論値（4百万ユーロの取引コストを含む、非支配持分に帰属する支払い済み価格に相当）を持っており、取得済み株式の購入価格および関連株の負の差分、177百万ユーロを生成している。非支配持分での取引についてのIFRS第3号（改訂版）に従い、資本剰余金において該当金額が認識された。この取引の効果は、以下にまとめる：

百万ユーロ	
取得された純資産	482
取引費用	659
非支配持分の取引による剰余金	177

エネル・エネルギー・ヨーロッパによる公募でのエンデサ投資の売却

2014年11月21日、エネル・エネルギー・ヨーロッパが保有していたエンデサ株式21.92%の公募が、正常に完了した。

この公募により、エネル・エネルギー・ヨーロッパが保有するエンデサの持分は、92.06%から70.14%まで減少した。処分により発生した代金は3,133百万ユーロで、取引費用（46百万ユーロ）との純額は、3,087百万ユーロにのぼった。売却の成果2,831百万ユーロは、正味売却価額と非支配持分として売却した株式との差異として判定され、グループが会社の処分に関連する支配を維持することから、資本剰余金の一部として認識された。

この取引の影響は、以下にまとめる：

百万ユーロ	
売却済純資産	5,918
純取引価格	3,087
非支配持分の取引による剰余金	2,831

再生可能エネルギー部門の小規模な取得

下記を含む：

- 2014年5月12日、グループは、バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトの追加持分26%の取得を完了した。この取引の結果として、同グループは同社株式の75%を保有し、これは持分法会計を使用せず、科目ごとに連結されている。IFRS第3号（改訂版）に基づき、この取引は段階的に行われる企業の結合（段階取得）として処理される。したがって、すでに保有されている純資産に係る公正価値の調整は、同期間の損益計算書において認識されている。同グループはまた、太陽光発電システムを開発するAurora Distributed Solarの株式を、15百万ユーロで100%取得した。類似の取引は2014年12月中にも、Geronimo Wind EnergyおよびTrade Wind Energyにおいて実施された。
- 2014年7月11日にシャープと合意された契約に付随して、2014年7月22日、エネル・グリーン・パワーは、3SUN工場にて生産されているソーラーパネルを使用した太陽光発電所を開発、構築、および運用するために設立された、シャープと同率の持ち株で支配する合併会社であるEnel Green Power & Sharp Solar Energy（現Enel Green Power Solar Energy Srl）におけるシャープの持分を取得した。全体として30百万ユーロの価値を持つ契約は、シャープの保有分50%の取得、およびEnel Green Power Solar Energyに関する25百万ユーロの主張に関する、シャープの権利放棄を伴う。買収後、同グループのEnel Green Power Solar Energyに対する出資比率は、50%から100%に上昇した。IFRS第3号（改訂版）に基づき、取引は、段階的に行われる企業結合として処理される（段階取得）；
- 2014年12月、Proyecto Talinay Ponienteの買収。

再生可能エネルギー部門買収の概要

	バッファ ロー・デュー ンズ・ウィン ド・プロジェ クトおよび	Aurora Distributed Solar	Enel Green Power Solar Energy	Geronimo Wind Energy and Trade Wind Energy	Proyecto Talinay Poniente
百万ユーロ					
有形固定資産		334	102		
無形固定資産		15		62	20
現金および現金同等物		6	12		
その他流動および非流動資産			11	1	
非支配持分		(41)			
金融債務総額		(181)	(122)		
繰延税金負債その他債務		(7)	(1)	(21)	(4)
取得された純資産		126	2	42	16
のれん		7			
取引価値⁽¹⁾		133	2	42	16
以前持分の帳簿価額		76	5		
以前に保有していた持分の公正価値での再測定		3	(8)		
2014年に実施された買収の費用（現金）		54	5		
2014年12月31日現在の支払い予定金額				42	16

(1) 付帯費用を含む。

いくつかの企業結合について、購入価格は取得した純資産に暫定的に割り当てられた。のれんを暫定的に認識した。

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使用したアプローチを基にしている。

2014年7月31日、エネル・グループは、同グループが操業するセクターにおける、技術的リーダーシップを追求・維持し、オペレーション面での卓越性を確保すること、および現地市場で顧客に提供するサービス水準を最大化することを目指し、役割や責任を明確に特定した、同グループの産業目標に焦点を当てた、部門および地域のマトリックスに基づく新しい組織構造を採用した。新しい組織では、報告構造、同グループの業績および財政状態の分析、そしてこれに伴う2015年のはじめからの連結業績の提示について修正する。その結果、これら連結財務書類において前期間の慣行に従い、業務分野からの成果は、「マネジメント・アプローチ」に関するIFRS第8号の規定を考慮し、以前の組織構造を使用して議論される。

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箇所を参照する。

2014年および2013年のセグメント情報

2014年の業績(1)

百万ユーロ	売上高	発電 および エネル ギー・ マネジ メント	インフラ および ネット ワーク	イベリア および ラテン・ アメリカ	海外	再生 可能 エネル ギー	その他、 消去 および 調整	合計
外部収益	15,116	18,908	3,618	30,412	4,920	2,662	155	75,791
セグメント間収益	110	3,698	3,748	135	358	259	(8,308)	-
収益合計	15,226	22,606	7,366	30,547	5,278	2,921	(8,153)	75,791
費用合計	14,111	21,297	3,387	24,138	4,069	1,059	(8,252)	59,809
公正価値測定される 商品契約からの 純利益 / (損失)	(34)	(146)	-	(115)	(5)	76	(1)	(225)
減価償却費および 償却費	112	520	987	2,517	383	589	96	5,204
減損損失	515	2,183	49	1,214	3,540	228	4	7,733
戻し入れ	(1)	(1)	-	(226)	(37)	(3)	1	(267)
営業利益	455	(1,539)	2,943	2,789	(2,682)	1,124	(3)	3,087
資本的支出	111	285	996	2,602	936	1,658	113	6,701

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益フロー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。

2013年中の業績修正後(1)(2)

百万ユーロ	売上高	発電 および エネル ギー・ マネジ メント	インフラ および ネット ワーク	イベリア および ラテン・ アメリカ	海外	再生 可能 エネル ギー	その他、 消去 および 調整	合計
外部収益	16,704	18,758	3,669	30,563	5,662	2,281	1,026	78,663
セグメント間収益	217	4,040	4,029	111	634	488	(9,519)	-
収益合計	16,921	22,798	7,698	30,674	6,296	2,769	(8,493)	78,663
費用合計	15,973	21,549	3,690	23,887	4,999	1,011	(9,515)	61,594
公正価値測定される 商品契約からの 純利益 / (損失)	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
減価償却費および 償却費	101	485	977	2,661	482	515	105	5,326
減損損失	403	105	3	420	850	60	10	1,851
減損損失の戻入	-	1	-	(210)	(16)	-	(1)	(226)
営業利益	362	493	3,028	3,767	(23)	1,205	908	9,740
資本的支出	99	313	1,046	2,160	924	1,294⁽³⁾	84	5,920

(1) セグメント収益は、外部収益とセグメント間の収益フロー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) 数値は新しいIFRS第11号を反映するために遡及的に修正再表示されている。

(3) 「売却目的」に分類された1百万ユーロは含まれていない。

セグメント別財政状態

2014年12月31日現在

百万ユーロ	売上高	発電 および エネル ギー・ マネジ メント	インフラ および ネット ワーク	イベリア および ラテン・ アメリカ	海外	再生 可能 エネル ギー	その他、 消去 および 調整	合計
有形固定資産	34	7,048	15,079	35,816	6,702	11,765	527	76,971
無形固定資産	779	254	122	26,389	912	2,248	158	30,862
売掛金	3,897	3,300	2,224	3,837	406	440	(2,002)	12,102
その他	222	2,094	1,488	2,286	497	599	(187)	6,999
営業資産	4,932	12,696⁽¹⁾	18,913	68,328⁽³⁾	8,517⁽⁴⁾	15,052	(1,504)	126,934
買掛金	2,999	3,448	3,363	4,308	748	892	(2,048)	13,710
各種引当金	241	1,085	1,807	4,744	2,572	193	698	11,340
その他	1,939	466	3,615	4,170	1,302	560	(541)	11,511
営業負債	5,179	4,999⁽²⁾	8,785	13,222	4,622⁽⁵⁾	1,645	(1,891)	36,561

- (1) うち、347百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(2) うち、22百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、14百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、4,255百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、2,790百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

2013年12月31日現在修正再表示後(1)

百万ユーロ	売上高	発電 および エネル ギー・ マネジ メント	インフラ および ネット ワーク	イベリア および ラテン・ アメリカ	海外	再生 可能 エネル ギー	その他、 消去 および 調整	合計
有形固定資産	39	9,438	15,096	35,474	9,847	10,075	506	80,475
無形固定資産	775	550	117	27,208	1,888	2,205	281	33,024
売掛金	4,015	3,061	1,696	3,582	524	364	(1,856)	11,386
その他	250	2,482	1,251	1,973	460	404	(182)	6,638
営業資産	5,079	15,531⁽²⁾	18,160	68,237	12,719⁽³⁾	13,048⁽⁵⁾	(1,251)	131,523
買掛金	3,070	3,578	2,486	3,627	784	750	(1,926)	12,369
各種引当金	234	1,197	2,536	4,061	2,742	178	700	11,648
その他	1,959	729	2,996	4,921	1,119	490	(1,556)	10,658
営業負債	5,263	5,504	8,018	12,609	4,645⁽⁴⁾	1,418⁽⁶⁾	(2,782)	34,675

- (1) 新しいIFRS第11号及びIFRS第32号、および再生可能エネルギー部門における数々の企業の買収過程において、取得した資産および想定した負債に対する取得価格の配分プロセスの完了による影響を反映するために、数値は遡及的に修正再表示されている。詳細については、注記4を参照する。
(2) うち、6百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(3) うち、194百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(4) うち、1百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(5) うち、26百万ユーロが「売却目的」に分類されている。
(6) うち、8百万ユーロが「売却目的」に分類されている。

以下の表は、セグメント上の資産、負債ならびに連結上の数値を調整したものである。

百万ユーロ

	2014年12月31日現在	2013年12月31日 現在修正再表示後
資産合計	166,634	163,865
持分法適用投資	872	1,372
非流動金融資産	3,645	5,970
「その他の非流動資産」に含まれる長期未収税金	501	476
流動金融資産	3,984	5,607
デリバティブ	6,835	3,134
現金および現金同等物	13,088	7,873
繰延税金資産	7,067	6,186
未収税金	1,547	1,709
「売却目的保有資産」に含まれる金融および税金資産	2,161	15
セグメント資産	126,934	131,523
負債合計	115,489	111,033
長期借入金	48,655	50,905
短期借入金	3,252	2,484
1年以内返済予定の長期借入金	5,125	4,658
流動金融負債	1,177	1,100
デリバティブ	7,882	5,156
繰延税金負債	9,220	10,795
未払法人税等	253	286
その他の未払税金	887	963
「売却目的負債」に含まれる金融および税金負債	2,477	11
セグメント負債	36,561	34,675

[前へ](#)

[次へ](#)

注記7 収益

7.a 販売およびサービスからの収益 - 73,328百万ユーロ

百万ユーロ	2013年			
	2014年	修正再表示後	変動	
電力販売収益	48,062	53,417	(5,355)	-10.0%
電力輸送収益	9,142	9,612	(470)	-4.9%
送電網事業者の手数料	783	855	(72)	-8.4%
電力平衡基金および同様の基金による送金	1,857	1,620	237	14.6%
天然ガス販売収益	3,628	3,962	(334)	-8.4%
天然ガス輸送収益	459	490	(31)	-6.3%
燃料販売収益	5,659	2,635	3,024	114.8%
配電網およびガス配給網の接続料	843	998	(155)	-15.5%
環境関連証明書販売収益	1,238	345	893	-
その他販売およびサービス収益	1,657	1,493	164	11.0%
合計	73,328	75,427	(2,099)	-2.8%

電力販売収益48,062百万ユーロ（2013年は53,417百万ユーロ）には、最終消費者への電力販売29,933百万ユーロ（2013年は31,595百万ユーロ）、卸売市場向け電力販売の合計14,428百万ユーロ（2013年は17,314百万ユーロ）、電力取引活動による収益3,701百万ユーロ（2013年は4,508百万ユーロ）を含む。この減少は最終消費者および卸売市場向けの販売量の衰退に起因し、これは同グループが操業する主要国における電力需要の収縮によるものである。

電力輸送収益は、上述の動向とほぼ同じ理由で470百万ユーロ減少した。ガス輸送収益は459百万ユーロとなり、前年と比較して31百万ユーロ下落した。

電力平衡基金および同様の基金による送金は、主にスペインのイベリア半島外地域に対して新たに規制された枠組みの下で付与された約217百万ユーロの送金の増加に起因して、237百万ユーロ増加した。

天然ガス販売収益は、イタリアの最終消費者向け販売1,632百万ユーロ、および海外の最終消費者向け販売1,996百万ユーロを含めて、3,628百万ユーロ（2013年には3,962百万ユーロ）に達した。

「燃料販売収益」は2014年には5,659百万ユーロであり、これは2014年には天然ガス販売収益5,536百万ユーロ（2013年は2,161百万ユーロ）およびその他燃料販売収益123百万ユーロ（2013年は474百万ユーロ）から構成される。前年の急激な上昇は、燃料の販売増加を促すような発電用燃料の利用に罰則を適用する市場動向を反映している。

「環境証明書販売からの収益」は、大部分は環境証明書および二酸化炭素排出枠販売の増加に起因して、893百万ユーロ増加した。

以下の表は所在地別の販売およびサービスからの収益の内訳である。

百万ユーロ	2013年	
	2014年	修正再表示後
イタリア	28,567	32,451
ヨーロッパ		
イベリア半島	20,378	20,836
フランス	1,375	1,498
スイス	711	707
ドイツ	3,154	3,245
オーストリア	4	9
スロベニア	22	20
スロバキア	1,367	1,406
ルーマニア	1,046	1,152
ギリシャ	61	82
ブルガリア	8	8
ロシア	1,336	1,637
その他欧州諸国	4,607	2,249
南北アメリカ		
アメリカ合衆国	455	307
カナダ	-	8
メキシコ	135	129
ブラジル	3,100	2,818
チリ	2,820	2,666
ペルー	1,034	950
コロンビア	2,087	1,930
アルゼンチン	453	650
その他南米諸国	158	460
その他		
アフリカ	1	-
アジア	449	209
合計	73,328	75,427

7.b その他の収益および利益 - 2,463百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正			
	2014年	再表示後	変動	
事業補助金	13	25	(12)	-48.0%
環境関連証明書費用	923	822	101	12.3%
資本助成金（電気およびガス事業）	12	48	(36)	-75.0%
その他の払戻	132	183	(51)	-27.9%
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持分の処分による差益	292	943	(651)	-69.0%
支配権の変更に伴う公正価値に基づく再評価による差益	82	21	61	-
有形および無形固定資産の処分による差益	32	38	(6)	-15.8%
サービス継続によるボーナス	76	96	(20)	-20.8%
その他の収益	901	1,060	(159)	-15.0%
合計	2,463	3,236	(773)	-23.9%

「環境関連証明書費用」は、前年と比較して101百万ユーロ増加した。項目は、再生可能エネルギー発電所やエネルギー効率イニシアティブに対して付与されたインセンティブで構成されている。

「その他の払戻」とは、顧客および供給業者からのその他払戻金、合計86百万ユーロ（2013年は76百万ユーロ）ならびに保険金の補償計46百万ユーロ（2013年は107百万ユーロ）を指す。

「会社持分の処分による差益」は、2014年に292百万ユーロとなり、主に2013年に実施したArtic Russiaの処分から得た収益（964百万ユーロ）の影響に起因して、2013年より651百万ユーロ減少した。2014年の差益は、主に下記によって計上された：LaGeo（エルサルバドルの地熱発電部門で操業する会社）持分の処分に由来する123百万ユーロ、買い手との売買契約を締結する前の、アーンアウト条項の下でのArtic Russiaの価格調整に由来する82百万ユーロ、エネル・グリーン・パワー・フランスの100%売却による31百万ユーロ。

「支配権の変更に伴う公正価値に基づく再評価による差益」は、82百万ユーロにのぼる。これには、グループに関連した資産および負債の、下記の公正価値での再測定を含む：2014年1月1日のエスピー・ハイドロパワーの支配喪失による、ガバナンスの取り決めの変更（50百万ユーロ）、インヴェルシオンズ・ガス・アタカマの完全支配獲得以前に保有していたものによるもの（29百万ユーロ）、バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトによるもの（3百万ユーロ）。

「その他の収益」の減少は、2013年の「*Mecanismo de Monitoreo de Costos*」における「Resolución no. 250/2013」項に基づくアルゼンチンの流通会社Edesurへの政府補助金の影響が主な原因である。

注記8 営業費用

8.a 電力、ガスおよび燃料の購入－36,928百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正 再表示後			
	2014年		変動	
電力	23,317	27,325	(4,008)	-14.7%
ガス	8,388	6,141	2,247	36.6%
核燃料	206	202	4	2.0%
その他燃料	5,017	5,286	(269)	-5.1%
合計	36,928	38,954	(2,026)	-5.2%

「電力」の購買は、シングル・バイヤーからのもの4,395百万ユーロ（2013年は5,135百万ユーロ）およびエネルギー・マーケット・オペレーターからの購入1,690百万ユーロ（2013年は4,451百万ユーロ）で構成されている。この総額の減少は、主に需要の減少の結果、電力交換と国内および国際市場における電力購入費用の低下に関連する。

「ガス」の購入は、大部分は燃料市場における仲介活動が増加したため、2,247百万ユーロ増加した。「核燃料」の購入は、前年からほぼ横ばいだった。

「その他燃料」の購入は、2014年には269百万ユーロ減少し、5,017百万ユーロとなった。

8.b サービスおよびその他原材料－17,179百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正 表示後			
	2014年		変動	
送電および輸送	8,979	9,274	(295)	-3.2%
保全および修理	1,301	1,331	(30)	-2.3%
電話および郵便	221	252	(31)	-12.3%
通信サービス	115	118	(3)	-2.5%
ITサービス	305	264	41	15.5%
リースおよび賃借料	609	585	24	4.1%
その他サービス	3,374	3,324	50	1.5%
その他原料	2,275	1,550	725	46.8%
合計	17,179	16,698	481	2.9%

サービスおよびその他原材料の費用は、大部分は、特に二酸化炭素排出枠および環境証明書における燃料在庫の変化を含めた、他の原材料の購入コスト上昇を起因とする2013年の増加により、2014年には17,179百万ユーロに達した。

今回の上昇は、同グループが操業する主要市場における電力消費の減少に関連する、送電および輸送のコスト削減によって、部分的にのみ相殺される。

8.c 人件費 - 4,864百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正			
	2014年	再表示後	変動	
賃金および給与	3,329	3,368	(39)	-1.2%
社会保障料	931	913	18	2.0%
退職給付	111	117	(6)	-5.1%
その他の長期給付金	70	(898)	968	-
早期退職奨励金	313	955	(642)	-67.2%
その他費用	110	100	10	10.0%
合計	4,864	4,555	309	6.8%

2014年の人件費は、309百万ユーロ増加して4,864百万ユーロとなった。

従業員数は、採用と解雇のバランス（1,404人減）で、連結の範囲が変更したことによる人員増加（23人）で一部相殺されて、1,381人減少した。

「その他の長期給付金」の減少は、2013年末にイタリアにおける退職給付制度への移行が終了した事実を大きく反映している。これは、参加した従業員がおらず、むしろ資格のある従業員は、関連法「92/2012」第4条の下で規定されている仕組みへの参加を求めていることによる。従業員給付に関する詳細については、以下の注記33を参照する。

「早期退職奨励金」は2014年に313百万ユーロに達し、純金額が逆転した。これは、イタリアでの早期退職制度よりもむしろ、主にスペインで導入された早期退職制度と関連付けられた。2013年においては、この総額は主に、関連法「92/2012」（Fornero Act）第4条、段落1～7の規定を実行するという労働組合との合意によって採用された仕組みに関して、イタリアで認識された未払費用を報告するものである。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比および2014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)
	2014年	2013年	変動	2014年12月31日(2)
シニア・マネージャー	1,552	1,374	178	1,538
ミドル・マネージャー	14,263	14,552	(289)	14,399
事務職	38,224	39,833	(1,609)	37,508
従業員	16,709	17,224	(515)	15,516
合計	70,748	72,983	(2,235)	68,961

(1) 比例連結した会社については、人数はエネルの持分比率にあわせている。

(2) このうち4,430人が「売却目的資産」に分類されたユニット所属である。

8.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 12,670百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年	2013年修正 再表示後	変動	
減価償却費	4,433	4,520	(87)	-1.9%
償却費	771	806	(35)	-4.3%
減損損失	7,733	1,851	5,882	-
減損損失の戻入	(267)	(226)	(41)	-18.1%
合計	12,670	6,951	5,719	82.3%

「減価償却費および償却費」は、部分的にスペインおよびスロバキアにおける、原子力発電所および従来の火力発電所の耐用年数の延長に起因して、2014年に122百万円ユーロ減少（有形固定資産および無形資産を含む）した。

百万ユーロ				
	2014年	2013年修正 再表示後	変動	
減損損失				
有形固定資産	2,886	159	2,727	-
投資不動産	18	12	6	50.0%
無形固定資産	744	46	698	-
のれん	194	745	(551)	-74.0%
売掛金	997	862	135	15.7%
売却目的資産	2,878	14	2,864	-
その他の資産	16	13	3	23.1%
減損損失の合計	7,733	1,851	5,882	-
減損損失の戻入				
有形固定資産	3	6	(3)	-50.0%
売掛金	250	216	34	15.7%
その他の資産	14	4	10	-
減損損失の戻入合計	267	226	41	18.1%

「減損損失」は、2013年に5,882百万ユーロ増加した。

有形固定資産減価償却費に対する「減損損失」は、主に下記に関連する：

- ＞ イタリアにおける経済危機の継続、および係る危機が従来型の発電に及ぼす危機を考慮した、イタリアにおける火力発電所2,096百万ユーロ。この減損テストに使用されたモデルは、税引前金額に適用されるレバレッジされていない割引キャッシュ・フロー（DCF）アプローチで、明示的期間5年間に基づく対象期間に安定成長が永久に続くものとして計算された継続価値を加算したものである。成長率と割引率に関する仮定は、他のCGUについて適用されるものと同じである。特に、成長率は中長期的な電力需要の平均予測に基づき決定された1.1%に設定され、一方、割引率は税引前加重平均資本コスト8.8%に決定された。
- ＞ ロシアにおける、同国の市場予測を考慮した発電所205百万ユーロ。減損試験で使用されるパラメーターは、Enel Russia CGUにて使用された、下記の注18にて説明のものと同一だった；

- > スロバキアにおけるリース資産、特に、元の有効期限2036年より2015年まで契約満了を繰り上げた再交渉に伴う、Gabčíkovo水力発電所103百万ユーロ。減損損失は、スロバキア資産の処分を続行するという経営の意思が、明確に確認された日付に先立ち認識された。したがってこれは、IFRS第5号の下、同社の評価において売却目的で保有している資産の中で認識されている損失の一部を形成しない。
- > エネル・グリーン・パワー・ヘラスの有形固定資産91百万ユーロ。

無形固定資産の減損損失744百万ユーロ。これらは主に、下記に関連する:

- > チリのAysén地域における数本の河川のの水使用に際する、Endesa Chileが保有する水利権は、589百万ユーロを計上する。数々の法律や手続き上の制限のため、プロジェクトの継続に関する不確実性の反映過程で損失が認識された。
- > エネル・グリーン・パワー・ヘラスの事業権その他権利55百万ユーロ;
- > ポルトガル (HidroMondegoへの35百万ユーロ)
およびスペイン (Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruzへの31百万ユーロ) における、数々の小型の事業権。

のれんに対する減損損失は、減損テストの結果認識されたものである。詳細は注記18に示すとおりである。

最後に売却目的資産の減損損失は、2,878百万ユーロに達した。これは、スロベンスケ・エレクトラーネの有形固定資産およびのれんに関連するものである。減損損失は、資産の帳簿価額を、取引費用の正味額である実現可能価額の見積と整合させるように、これまでに受けた非拘束型の申し出に基づき決定された。

8.e その他の営業費用- 2,362百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正			
	2014年	再表示後	変動	
リスクおよび費用に対する引当金	66	80	(14)	-17.5%
システム費用 - 排出枠	341	335	6	1.8%
システム費用 - 省エネルギー証明書	105	295	(190)	-64.4%
システム費用 - グリーン証明書	144	270	(126)	-46.7%
有形および無形固定資産の処分による差損	21	40	(19)	-47.5%
税金および関税	1,275	1,466	(191)	-13.0%
その他	410	335	75	22.4%
合計	2,362	2,821	459	16.3%

その他の営業費用は2,362百万ユーロを計上し、主に190百万ユーロのホワイト証明書の費用減少および126百万ユーロのグリーン証書書の購入費用の減少に起因して、459百万ユーロの減少となった。税金や関税における191百万ユーロの減少につながった別の要因としては、主に政府の社会プログラム支援を目的とした税の動向を反映している。これらの変化は、主にスペインにおける電力事業に関連付けられた、その他費用の増加によって、部分的に相殺されている。

8.f 資産計上された費用 - (1,524) 百万ユーロ

百万ユーロ	2013年修正 再表示後			
	2014年		変動	
人件費	(719)	(713)	(6)	-0.8%
原料	(391)	(365)	(26)	-7.1%
その他	(414)	(356)	(58)	-16.3%
合計	(1,524)	(1,434)	(90)	-6.3%

資産計上された費用は人件費719百万ユーロおよび原料費391百万ユーロからなる（2013年はそれぞれ713百万ユーロおよび365百万ユーロ）。

注記9 公正価値測定される商品契約からの純利益 / (損失) - (225) 百万ユーロ

公正価値で測定された商品契約の純費用は225百万ユーロであり、これは2014年12月31日時点のデリバティブにおけるオープンポジションの未実現純費用の結果である268百万ユーロ（2013年は114百万ユーロ）および当該年度にクローズしたポジションにおける純実現利益43百万ユーロ（2013年における純費用264百万ユーロ）である。

百万ユーロ	2013年修正 再表示後			
	2014年		変動	
収入				
期末現在未決済のポジションの未実現収益	4,455	1,815	2,640	-
期中に実現したポジションの収益	3,793	3,966	(173)	-4.4%
収益合計	8,248	5,781	2,467	42.7%
費用				
期末現在未決済のポジションの未実現費用	(4,723)	(1,929)	(2,794)	-
期中に実現したポジションの費用	(3,750)	(4,230)	480	-11.3%
費用合計	(8,473)	(6,159)	(2,314)	37.6%
公正価値測定される商品契約からの 純利益 / (損失)	(225)	(378)	153	-40.5%

注記10 デリバティブから生じた純金融収益 / (費用) - 1,162百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年	2013年修正 再表示後	変動	
デリバティブから生じた収益：				
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	1,532	232	1,300	-
- 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	468	454	14	3.1%
- 公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	78	70	8	11.4%
デリバティブから生じた総収入	2,078	756	1,322	-
デリバティブの費用：				
- キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	434	803	(369)	-46.0%
- 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	476	397	79	19.9%
- 公正価値ヘッジ・デリバティブに関する費用	6	10	(4)	-40.0%
デリバティブから生じた総費用	916	1,210	(294)	-24.3%
デリバティブから生じた金融収益 / (金融費用) の合計	1,162	(454)	1,616	-

キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブからの純利益は1,098百万ユーロに達した一方、損益を通じた公正価値のデリバティブは、8百万ユーロの純費用を提示した。

対照的に、公正価値ヘッジ・デリバティブの正味パフォーマンスは、当期純利益72百万ユーロとなった。

デリバティブについての詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照する。

注記11 その他正味金融収益 / (費用) - (4,292) 百万ユーロ

その他の金融収益

百万ユーロ				
	2014年	2013年修正 再表示後	変動	
金融資産（流動および非流動）からの利息：				
- 非流動区分の証券および売掛金に対する実効金利での利息収入	43	57	(14)	-24.6%
- 流動金融資産に対する実効金利での利息収入	217	292	(75)	-25.7%
実効金利での利息収入の合計	260	349	(89)	-25.5%
損益を通じて公正価値評価される 非流動有価証券に関する金融収入	6	3	3	-
正の為替差損益	529	846	(317)	-37.5%
株式投資に関する収入	4	86	(82)	-95.3%
その他の収入	449	409	40	9.8%
金融収入合計	1,248	1,693	(445)	-26.3%

「その他金融収入」は、前年と比較して445百万ユーロ減少して1,248 百万ユーロとなった。この減少は、下記を反映する：

- ＞ 正の為替差損益の減少は、ユーロ以外の通貨建てでの純金融負債の為替相場動向の影響を、主に反映している。
- ＞ 「株式投資に関する収入」が4百万ユーロに減少（2013年は86百万ユーロ）。この減少は、2013年に記録した、Medgaz（64百万ユーロ）およびEndesa Gas T&D（12百万ユーロ）の処分に由来する強力な結果によるものである。
- ＞ 預金を主な由来とする「実効金利での受取利息」における89百万ユーロの減少。

こうした要因は、一部はリースの有効期限が、当初の2036年から2015年に繰上げた、スロバキアのGabčíkovo水力発電所に対するファイナンス・リース再交渉の影響を含む「その他の収入」における40百万ユーロの増加によって相殺されている。

その他の金融費用

百万ユーロ				
	2014年	2013年修正 再表示後	変動	
純金融負債の利息費用 (流動および非流動)				
- 銀行借入金の利息費用	360	543	(183)	-33.7%
- 社債の利息費用	2,476	2,170	306	14.1%
- その他の借入金の利息費用	116	107	9	8.4%
利息費用合計	2,952	2,820	132	4.7%
損益を通じて公正価値評価される 有価証券に関する費用	-	-	-	-
負の為替差損益	1,814	580	1,234	-
退職給付およびその他従業員給付の増加	197	161	36	22.4%
その他の引当金の増加	200	202	(2)	-1.0%
株式投資に関する費用	3	7	(4)	-57.1%
その他の費用	374	273	101	37.0%
金融費用合計	5,540	4,043	1,497	37.0%

「その他の金融費用」は、2013年と比し1,497百万ユーロ増加し、5,540百万ユーロに達した。変更には、以下の要因が反映される：

- > 支払利息の増加は、大部分は2013年と比較した金融債務総額の増加に起因する；
- > 1,234百万ユーロの増加は、社債が発行された他の通貨に対するユーロ安に起因した負の為替差損益である。
この要因は、実質的には為替レートのキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブにおける利益の増加によって相殺された。
- > 2014年に374百万ユーロ（2013年に273百万ユーロ）に達したその他費用は、2014年におけるブラジル企業 AmplaおよびCoelceに影響する料金改定の結果として、サービス委譲契約に関連付けられた、スロバキア国立原子力基金に関する債権の2013年における減損損失の戻入（66百万ユーロ）および金融資産の減損調整（92百万ユーロ）の影響を反映している。

注記12 持分法による投資利益 / (損失) - (35) 百万ユーロ

百万ユーロ	2014年	2013年修正再表示後	変動	
関連会社の収入分	229	306	(77)	-25.2%
関連会社の損失分	(87)	(89)	2	-2.2%
減損損失	(177)	-	(177)	-
合計	(35)	217	(252)	-

持分法による投資利益 / (損失) は、前年度と比較して252百万ユーロ減少している。この収縮は(チリにおける水力発電所建設プロジェクトの開発不確実性の結果としての) Centrales Hydroaysénへの投資の減損損失を大きな要因とし、また、永続的に不利な経済環境の結果としての持分法適用投資「エリカ2」に関連するエネル・グリーン・パワー・ヘラスCGUの減損テストの影響による。

注記13 法人税等 - (850) 百万ユーロ

百万ユーロ	2014年	2013年修正再表示後	変動	
当期法人税	1,968	2,371	(403)	-17.0%
過年度法人税の調整	(119)	(177)	58	-32.8%
当期法人税合計	1,849	2,194	(345)	-15.7%
繰延税金負債(資産)	(2,699)	179	(2,878)	-
合計	(850)	2,373	(3,223)	-

2014年の法人所得税は、2013年には2,373百万ユーロの負債と比較して、850万ユーロの資産残高となった。

これらすべての変化のうち、3,018百万ユーロは前年と比較しての繰延課税の減少に起因し、主に下記を反映している：

- > 2014年の最終四半期にエンデサが関与した臨時企業間取引に伴う、配当金の分配に続く、Enel Iberoamérica (旧エネル・エネルギー・ヨーロッパ) に関する1,392百万ユーロの繰延税資産の認識；
- > 有形固定資産およびのれん以外の無形固定資産に対する減損損失に関する繰延税益については、年度末の減損テストに続いて認識する；
- > 138百万ユーロの純利益を生み出した税率の変更による繰延税金への影響は、次のように分類できる：
 - スペイン政府によって2014年12月に制定された、既存の30%から、2015年に28%、そして2016年に25%という税率引き下げの結果として、スペインにおける税金747百万ユーロの減少；
 - 現在の30%から2019年の26%という、税率の漸減に伴う、ペルーにおける税金69百万ユーロの減少；
 - 税率20%から27%という漸増に伴う、チリの税金288百万ユーロの増加；
 - 2018年まで税率34%から43%という一時的増加の結果としての、コロンビアの税金24百万ユーロの増加；
 - 長期に渡り実施されている行政手続に伴い、IRES付加税(ロビン・フッド税)が違憲であるとする裁判所の判決に続く、イタリアにおける繰延税の調整に起因する税金366百万ユーロの増加。

2015年2月11日の第10号決定に関して、憲法裁判所は下記の理由により、「ロビン・フード税」は違憲であるとの判決を下した：

- a) 「超過利得」のみではなく起業家所得すべてに課税されている；
- b) その条件が導入持続を促すか否かを決定するための適用または仕組みの範囲に、時間的限界がないため、構造的な税である；
- c) 消費者物価全体への費用の転嫁禁止を、効果的に施行することが困難であることを想定し、消費者を保護するために設計されていない税である。

裁判所はさらに、Gazzetta Ufficialeにおける意思決定の公表後の日付より、判決は有効になると述べた。これに伴い、これら財務諸表の作成時において、繰延税金は、判決の破棄の際に（ロビン・フード税を除き）適用が予想される税率に基づき計算された。

現在の税に関して、前年度と比較した主な変動は以下のとおりであった：

- > 2014年に多くのイタリア企業に対して適用されたIRES付加税に対する税率が、10.5%から6.5%に引き下げられたことに伴う益；
- > 2013年から2014年に認識された、対応する税務上の利益を伴わないのれん損失の効果。

以下の表は、理論上の税率と実効税率との調整表である。なお、イタリア国外の当グループ各社で税金の見積額は、負の1,885百万ユーロ（2012年は861百万ユーロ）である点に注意する。

百万ユーロ		
	2014年	2013年修正 再表示後
税引前利益	(78)	7,153
理論上の税額	(21)	1,967
のれんの減損損失に対する理論上の税効果	245	205
エンデサの配当金分配からの税額控除	(1,392)	-
税率の変更による繰延課税への影響	(146)	-
IRES付加税（08年政令第112号）	188	353
地方税	320	336
その他差異、異なる外国税率の影響、ならびに重要でない項目	(44)	(488)
合計	(850)	2,373

注記14 1株当たり利益および希薄化後1株当たり利益

いずれの計数とも、9,403,357,795株であった期中平均普通株式数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（両期間ともなし）について調整されたものである。

百万ユーロ	2014年	2013年修正再表示後	変動	
親会社株主に帰属する継続事業からの当期純利益 （百万ユーロ）	517	3,235	(2,718)	-84.0%
親会社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）	-	-	-	-
親会社株主に帰属する当期純利益 （百万ユーロ）	517	3,235	(2,718)	-84.0%
普通株式数	9,403,357,795	9,403,357,795	-	-
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）	0.05	0.34	(0.30)	-87.2%
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）	0.05	0.34	(0.30)	-86.9%
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）	-	-	-	-

上層部経営者に関する既存のストック・オプション制度が将来的に基本的1株当たり利益を希薄化させる可能性がある点に、注意が必要である。当該制度の詳細については、本注記の該当項を参照。

財政状態計算書日から財務諸表公表日までの間、期末時点の流通普通株式数または潜在的普通株式数を変化させる事象または取引は発生していない。

注記15 有形固定資産 - 73,089百万ユーロ

2014年の有形固定資産の詳細および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	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	561	11,084	147,619	442	1,414	1,179	284	8,764	171,347
減価償却累計額	-	5,685	83,518	352	1,133	215	181	-	91,084
2013年12月31日									
現在修正後残高	561	5,399	64,101	90	281	964	103	8,764	80,263
資本的支出	6	109	1,189	18	46	13	7	4,631	6,019
資産の使用開始	35	299	2,969	2	47	(1)	38	(3,389)	-
為替差損益	(2)	(300)	(333)	-	(1)	7	-	(202)	(831)
連結範囲の変更	10	(10)	14	-	1	43	4	330	392
処分	-	(16)	(26)	(1)	(4)	-	(1)	(12)	(60)
減価償却費	-	(191)	(4,036)	(19)	(92)	(54)	(23)	-	(4,415)
減損損失	(32)	(721)	(1,636)	(7)	(4)	(105)	-	(381)	(2,886)
減損損失の戻入	-	-	3	-	-	-	-	-	3
その他の変動額	(5)	42	150	-	29	-	3	208	427
支配権の変更に伴う公正 価値による再評価	-	-	50	-	-	-	-	-	50
売却目的資産への組替	(15)	(802)	(1,525)	(9)	(13)	(2)	-	(3,507)	(5,873)
変動額合計	(3)	(1,590)	(3,181)	(16)	9	(99)	28	(2,322)	(7,174)
取得原価	558	8,711	144,890	386	1,332	1,092	332	6,442	163,743
減価償却累計額	-	4,902	83,970	312	1,042	227	201	-	90,654
2014年12月31日現在									
残高	558	3,809	60,920	74	290	865	131	6,442	73,089

「設備および機械」には、無償で放棄される予定の資産の帳簿価額8,269百万ユーロ（2013年12月31日現在は9,864百万ユーロ）が含まれており、うち4,820百万ユーロ（2013年12月31日現在は5,120百万ユーロ）がイベリア半島およびラテン・アメリカ地域の発電所に、計3,027百万ユーロ（2013年12月31日現在は3,170百万ユーロ）がラテン・アメリカ地域の配電網に関連するものである。

「リース資産」の詳細については、以下の注記15.2を参照する。

以下の表は、2014年度の資本的支出のカテゴリー別要約である。これらの支出の合計額は、2013年対比で712百万ユーロ増加し、6,019百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2014年	2013年修正再表示後
発電所：		
- 火力	884	732
- 水力	656	553
- 地熱力	169	226
- 原子力	787	722
- 代替エネルギー	1,256	928
発電所合計	3,752	3,161
配電網設備	2,115	2,012
土地、建物、その他資産および設備	152	134
合計	6,019	5,307

発電所に対する資本支出は、主に再生可能エネルギー部門による、水力発電設備や、他の再生可能エネルギー発電所への投資の増加、および従来の火力発電所や、海外の原子力発電所への高額投資を反映して、3,752百万ユーロに達し、前年比591百万ユーロの増加となった。

配電網設備の投資は、前年比103百万ユーロ増加して、2,115百万ユーロとなった。この増加は本質的に、スペインにおける中・低電圧グリッドに対する大型投資に起因する。

当該期間の「連結範囲の変更」は、天然ガス輸送および発電分野で操業するチリの会社インヴェルシオンズ・ガス・アタカマ（255百万ユーロ）および風力発電会社バッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト（334百万ユーロ）に対する支配の取得、その他再生可能エネルギー部門による小規模買収を、主に考慮した。これら要因は、完全な科目ごとの連結範囲から（共同支配事業として適切な）持分法会計へ企業における会計方法の変化をもたらすような、2010年に署名された売却契約に基づくエスイー・ハイドロパワーの支配の変更と、2014年12月18日付の、フランスにおける再生可能エネルギー発電会社（230万ユーロ）である、子会社エネル・グリーン・パワー・フランスの処分により、部分的に相殺（62百万ユーロ）された。

有形固定資産に対する「減損損失」は、2,886百万ユーロに達する。詳細な分析については、8.dを参照する。

「支配権の変更に伴う公正価値による再評価」は50百万ユーロであった。これはすべてエスイー・ハイドロパワー水力発電所に関するものである。それはエスイー・ハイドロパワーに対する支配喪失後、「売却目的資産」としての再分類前に、すでに保有した株式の範囲で再評価された。

「その他の変動」には、他の項目の中でも特に、資本的支出のための特定借入金の利息の資産化の影響196百万ユーロ（2013年は128百万ユーロ）が含まれる。詳細は下表のとおりである。

百万ユーロ	2013年修正					
	2014年	% 率	再表示後	%	変動	
エネル・グリーン・パワー	59	4.8%	36	4.7%	23	39.0%
ラテン・アメリカ	75	14.8%	45	12.8%	30	40.0%
東ヨーロッパ	41	2.6%	31	2.7%	10	24.4%
イベリア半島	6	3.0%	3	3.1%	3	50.0%
イタリア	15	5.0%	13	5.5%	2	13.3%
合計	196		128		68	34.7%

「売却目的資産への振替」は、基本的に、経営者が行った決定に照らして売却目的資産としての分類に関するIFRS第5号の要件を満たすと認められる、スロベンスケ・エレクトラーネ、エスイー・ハイドロパワー、その他小規模会社の有形固定資産を計上したものである。

2014年12月31日、有形固定資産購入のための契約上のコミットメントは501百万ユーロとなった。

15.1 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							2014年	
							2014年 12月31日付の 金融資産の うち認識 された金額	2014年 12月31日付の 無形固定 資産のうち 認識された 金額
委譲者	活動	国	事業権の 期間	事業権の 残存期間	更新 オプション			
Ampla Energia e Serviços Companhia Energética Do Ceará	ブラジル 政府 配電	ブラジル	1997-2026	12年間	可		425	1,033
	ブラジル 政府 配電	ブラジル	1998-2028	13年間	可		244	905
合計							669	1,938

金融資産として分類された事業権終了時の資産の値は、公正価値で測定された。詳細は、注記45「公正価値で測定した資産」を参照する。

15.2 リース

当グループは賃借人の役割において、ファイナンス・リース契約を締結しており、当グループがスペイン、フランス、ギリシャ、イタリアおよびラテン・アメリカで使用する資産が含まれる。より具体的には、スペイン国内の資産は、IFRIC第4号に従った分析によれば組み込まれたファイナンス・リースとして識別される、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ガスは9.62%の使用料と引き換えにガスを電気に変換することを約束している。その他のリース契約は、同グループがイタリアで使用する（2030-2031年に失効する18年間）風力発電プラントで、割引率は4.95%～5.5%である。

ラテン・アメリカのリース資産は、残存リース期間9年で利率6.5%の送電線およびプラント（ラルコ・カルーア）、期間9年、固定利率5.8%の複合サイクル発電設備（タララ）、ならびにペルーの複数の複合サイクル発電設備（残存リース期間2年、変動金利）に関するものである。

ファイナンス・リースとして保有する資産の帳簿価額は、下表に示す通り報告されている：

百万ユーロ	2014年	2013年修正再表示後	変動
有形固定資産	865	964	(99) -10.3%
無形固定資産	-	-	- -
合計	865	964	(99) -10.3%

以下の表は、最低リース支払額の合計とそれに関連する現在価値について、満期によって内訳している。

百万ユーロ	将来の 最低支払額	将来の 最低支払額の 現在価値	将来の 最低支払額	将来の 最低支払額の 現在価値
	2014年12月31日		2013年12月31日	
期間				
2015年	102	62	126	77
2016-2019年	398	250	461	295
2019年以降	750	526	994	698
合計	1,250	838	1,581	1,070
金融費用	(412)		(511)	
最低リース料支払額の現在価値	838		1,070	

当グループは借手として、工業用途の一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、274百万ユーロと費用計上される。

オペレーティング・リースの費用は、下表に示すように、最低支払額、条件付き賃料、および再賃貸の支払いとして分解される：

百万ユーロ	
	2014年
最低リース料支払額	2,323
条件付き賃料	-
再賃貸の支払い	27
合計	2,350

当グループによるリース契約に基づく、将来の最低リース料支払額は、満期までの期限によって下記のように分解される：

百万ユーロ	
期間	
1年以内	265
1年超5年以内	1,000
5年超	1,058
合計	2,323

[前へ](#)

[次へ](#)

注記16 投資不動産 – 143百万ユーロ

2014年12月31日付の投資不動産は、年間で38百万ユーロ減少し、143百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2014年
取得原価	209
減価償却累計額	28
2013年12月31日現在修正後残高	181
取得	2
サービスへの参入	-
為替差損益	(2)
連結範囲の変更	5
減価償却費	(8)
減損損失	(18)
減損損失の戻入	-
その他の変動額	(16)
支配権の変更に伴う公正価値による再評価	-
売却目的資産への組替	(1)
変動額合計	(38)
取得原価	173
減価償却累計額	30
2014年12月31日現在残高	143

当グループの投資不動産は、投資不動産の実現可能性や、所得の送金、処分の手続きに制限が設けられていない、イタリア、スペイン、チリにおける不動産で構成されている。加えて、当グループは投資不動産の購入、構築または開発、または修理、保守または機能強化に対する契約義務を有していない。

投資不動産の評価に関する詳細については、注記45「公正価値で測定した資産」および注記45.1「資産および関連する公正価値」の記載を参照する。

注記17 無形固定資産 - 16,612百万ユーロ

2014年の無形固定資産の増減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	46	2,515	15,871	3,671	1,626	494	24,223
償却累計額	16	2,045	1,324	1,653	1,130	-	6,168
2013年12月31日現在修正後残高	30	470	14,547	2,018	496	494	18,055
資本的支出	5	133	15	244	28	255	680
資産の使用開始	-	162	4	-	26	(192)	-
為替差損益	-	(3)	(140)	27	18	14	(84)
連結範囲の変更	-	-	(274)	-	5	90	(179)
処分	-	-	-	-	(8)	(1)	(9)
償却費	(6)	(274)	(182)	(202)	(101)	-	(765)
減損損失	-	(1)	(624)	(20)	(61)	(38)	(744)
その他の変動額	(20)	24	(2)	(129)	13	2	(112)
売却目的資産への組替	-	(7)	(221)	-	-	(2)	(230)
変動額合計	(21)	34	(1,424)	(80)	(80)	128	(1,443)
取得原価	26	2,735	14,515	3,774	1,656	622	23,328
償却累計額	17	2,231	1,392	1,836	1,240	-	6,716
2014年12月31日現在残高	9	504	13,123	1,938	416	622	16,612

「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）にわたり定額法に基づいて計算されている。

「事業権、ライセンス、商標および類似の権利」には、ガスおよび海外の電力供給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もしくは事業権の期間の平均にわたって定額法で計算される。

下表は、IFRIC第12号の適用範囲に入らないサービス委譲契約を報告するものである。

百万ユーロ

	委譲者	活動	国	事業権の 期間	残存期間	更新 オプション	2014年 12月31日	初期の 公正価値
エンデサ・ディストリブ ション・エレクトリカ	- コロンビア	配電	スペイン	無期限	無期限	-	5,679	5,673
Codensa	共和国	配電	コロンビア	無期限	無期限	-	1,874	1,839
Chilectra	チリ共和国	配電	チリ	無期限	無期限	-	1,641	1,667
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte	ペルー共和国	配電	ペルー	無期限	無期限	-	654	548
エネル・ディストリビュー ティ・ムンテニア	ルーマニア 経済省	配電	ルーマニア	2005-2054	39年間	可	160	191

当該項目には、不確定な耐用年数を有する資産が9,848百万ユーロ含まれる（2013年12月31日現在は9,995百万ユーロ）。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5,679百万ユーロ、コロンビアで1,874百万ユーロ、チリで1,641百万ユーロおよびペルーで654百万ユーロであり、これらには法定または現在予測可能な終了日がない。配電事業権についてのキャッシュ・フローの予測は、無形固定資産の価値を回収するのに十分である。「サービス委譲契約」に関する詳細については、注記22を参照する。

当期における「連結範囲の変更」は、主に2010年に締結した購入契約（276百万ユーロ）による、エスイー・ハイドロパワーの支配の変更に関するものである。この要素は、再生可能エネルギー部門の買収数に起因する連結範囲の拡大により、部分的にのみ相殺される。

「減損損失」は、2014年に744百万ユーロに達した; 詳細については、注記8.d.の記載を参照する。

「『売却目的資産』への組替」は、主として、経営者による意思決定の観点から、売却目的で保有する資産として分類するためのIFRS第5号の要件を満たしている、エスイー・ハイドロパワーが保有する事業権に関するものである。

2014年12月31日現在、無形固定資産の取得に関する契約上のコミットメントは13百万ユーロに達した。

注記18 のれん－14,027百万ユーロ

「のれん」は940百万ユーロ減少して14,027百万ユーロとなった。

百万ユーロ	2013年12月31日現在 修正再表示後			連結範囲 の変更	為替差 損益	減損損失	「売却 目的 資産」 への 組替	2014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
エンデサ	10,999	(2,392)	8,607	-	-	-	-	10,999	(2,392)	8,607
ラテン・アメリカ	3,260	-	3,260	25	-	-	-	3,285	-	3,285
エネル・ロシア	1,119	(856)	263	-	(103)	(160)	-	1,016	(1,016)	-
エネル・グリーン・パ ワー・グループ(1)	960	(85)	875	(23)	53	(34)	-	990	(119)	871
スロベンスケ・エレクト ラーネ(2)	697	-	697	-	-	-	(697)	-	-	-
エネル・エネルギア	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
エネル・ディストリビュー ティ・ムンテニア	547	-	547	-	(1)	-	-	546	-	546
エネル・エネルギア・ムン テニア	113	-	113	-	-	-	-	113	-	113
ヌーボ・エネルギア	26	-	26	-	-	-	-	26	-	26
エネル・ストックージ	1	(1)	-	-	-	-	-	1	(1)	-
合計	18,301	(3,334)	14,967	2	(51)	(194)	(697)	17,555	(3,528)	14,027

(1) エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ、エネル・グリーン・パワー・ラテン・アメリカ、エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ、エネル・グリーン・パワー・ヘラス、エナル・パナマ、エネル・グリーン・パワー・ルーマニア、エネル・グリーン・パワー・ブルガリア、Enel Green Power Italiaその他小規模企業。

(2) 2014年12月31日の「売却目的資産」によって分類。

「連結範囲の変更」は主にバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクト（7百万ユーロ）およびインヴェルシオンズ・ガス・アタカマ（25百万ユーロ）の支配取得に関連する。これら要素は、エネル・グリーン・パワー・フランス子会社の処分（29百万ユーロ）によって部分的に相殺される。

「減損損失」は、減損テストの結果認識されたものであり、以下に述べるとおりである。

「売却目的資産への振替」は、経営者が行った決定に照らして売却目的資産としての分類に関するIFRS第5号の要件を満たすと認められる、スロベンスケ・エレクトラーネCGUののれんの振替である。

資金生成単位（CGU）を識別するために使われる尺度は、本質的には、以下のものを基本としている（経営戦略と営業の視点と一致している）。それは、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水準である。

認識されたのれんの回収可能額は、割引キャッシュ・フロー・モデルを使用してCGUの使用価値を計算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いて決定され、次のものから導き出される。

- > 明示的期間については、販売量、収益、営業費用、投資、産業上および商業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）ならびに商品価格の展開に関する予測が含まれており親会社の取締役会が承認した、5年間の事業計画。前年には、事業計画の準備を考慮に入れた計画対象期間は10年だった。本領域には、国際的な最善事例に伴う方針を導入するための変更が加えられた。より具体的には、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従って異なる。かかる差異は通常、建設および発電所やその他業務の稼働に要する平均時間の差に伴うもので、CGUを構成する特有の事業への投資（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）により特徴づけられる
- > 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展開、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。

より具体的には、継続価値は、（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、永久還元の定義式により計算される。上記のように計算された使用価値は、以下に述べる例外を除き、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証明するために、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および長期的成長率に対する感応度分析が行われ、その結果、当該評価額は全面的に支持された。

以下の表は、CGUが属する企業ごとの主なのれんの構成を、適用した割引率および期待キャッシュ・フローの割引対象期間と共に示したものである。

百万ユーロ	金額	成長率(1)	割引率税	キャッ	継続価値(3)	金額	成長率(1)	割引率税	キャッ	継続価値(3)	
			引前加重 平均資本 コスト(2)	シュ・ フローの 明示的 期間				引前加重 平均資本 コスト(2)	シュ・ フローの 明示的 期間		
2014年 12月31日						2013年 12月31日					
エンデサ - イベリア半 島(4)	8,607	1.92%	7.92%	5年間	定率成長の 永久還元	8,607	1.80%	8.40%	10年	定率成長の 永久還元	
エンデサ - ラテン・ア メリカ	3,285	2.67%	8.48%	5年間	定率成長の 永久還元	3,260	-	8.90%	10年	定率成長の 永久還元	
エネル・ロシア	-	0.97%	14.99%	5年間	定率成長の 永久還元	263	1.20%	12.20%	10年	定率成長の 永久還元	
スロベンスケ・エレクト ローネ	-					697	1.00%	8.80%	10年	定率成長の 永久還元	
エネル・ルーマニア(5)	659	2.07%	7.90%	5年間	定率成長の 永久還元	660	2.40%	9.90%	10年	定率成長の 永久還元	
エネル・エネルギー	579	0.13%	11.98%	5年間	15年間	579	0.70%	12.70%	10年	10年	
エネル・グリーン・パ ワー・エスパーニャ	404	2.00%	7.90%	5年間	13年間	403	2.00%	7.90%	5年間	14年間	
エネル・グリーン・パ ワー・ラテン・アメリ カ	308	3.45%	8.53%	5年間	22年間	262	3.40%	8.50%	5年間	23年間	
エネル・グリーン・パ ワー・ノース・アメリ カ	117	2.17%	7.46%	5年間	20年間	103	2.10%	7.70%	5年間	19年間	
エネル・グリーン・パ ワー・ヘラス	-	-	18.69%	5年間	21年間	33	2.00%	13.60%	10年	18年間	
ヌーボ・エネルギー	26	0.29%	8.98%	10年間	16年間	26	0.70%	9.90%	10年	17年間	
エネル・グリーン・パ ワー・イタリア	24	2.00%	8.15%	5年間	定率成長の 永久還元 / 14年間 (6)	24	2.00%	10.00%	10年	18年間	
エネル・グリーン・パ ワー・フランス	-					29	1.90%	7.60%	5年間	19年間	
エネル・グリーン・パ ワー・ルーマニア	13	2.07%	8.26%	5年間	15年間	13	2.40%	10.60%	10年	13年間	
エネル・グリーン・パ ワー・ブルガリア	5	2.50%	8.27%	5年間	17年間	5	3.00%	8.20%	10年	11年間	
エネル・グリーン・パ ワー・サウス・アフリ カ	-					1	1.90%	9.80%	5年間	23年間	

(1) 明示期間後のキャッシュ・フローの恒久的成長率。

(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) 継続価値は、定率成長の永久還元定義式または列に記載された期間にわたり右肩上がりの利回り曲線を伴う永続還元定義式を用いて見積もられた。

(4) のれんはエネル・グリーン・パワー・エスパーニャに関連する部分を含む。

(5) ルーマニアを拠点とするすべての会社を含む。

(6) エネル・グリーン・パワー・イタリアの継続価値は、水力発電所および地熱発電所については永久性、また他の再生可能エネルギー技術（風力、太陽光、バイオマス）に関しては期間14年の上昇金利による期待年金計算に基づき見積もられた。

2014年12月31日現在、のれんが配分されたCGUの減損テストにおいて、次の減損損失が検出された：

- > Enel Russia CGU（旧Enel OGK-5）に対する365百万ユーロ、うちのれんに160百万ユーロ、残りは継続的な景気減速の兆候と、その結果として期待される中期的な価格上昇の減速を考慮した、将来の所得フローの予想収縮に由来する、発電資産に帰属する。
- > エネル・グリーン・パワー・ヘラスCGUの269百万ユーロ、うち34百万ユーロはのれんに、残りは経済情勢の継続的な悪化と、それに伴うレート補助金の実質的減少に由来する、発電資産、事業権、および計画中の開発プロジェクトに帰属する。

2013年12月31日、744百万ユーロの減損損失は、Enel Russia CGU（旧Enel OGK-5）によって認識された。

注記19 繰延税金資産および負債 - 7,067百万ユーロおよび9,220百万ユーロ

一時差異の種類ごとに分類され、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変動は、以下の表のとおりである。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を示している。

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 の変動額	為替差損益	売却目的資産 への組替		
2013年 12月31日現在 修正再表示後							2014年 12月31日	
繰延税金資産：								
- 無形固定資産および有形 固定資産の評価の差異	1,891	452	4	(3)	(85)	(6)	(14)	2,239
- 将来損金算入可能なリス クと費用に係る引当金お よび減損損失の計上	2,031	(307)	-	-	(35)	(5)	(518)	1,166
- 税務上の繰越欠損金	99	18	-	(1)	(16)	8	(3)	105
- 金融商品の測定	460	2	291	-	(48)	(2)	(44)	659
- その他の項目	1,705	1,116	28	(5)	93	(11)	(28)	2,898
合計	6,186	1,281	323	(9)	(91)	(16)	(607)	7,067
繰延税金負債：								
- 非流動資産および金融資 産の差異	8,005	(599)	-	(50)	(26)	(106)	(459)	6,765
- 金融商品の測定	170	42	298	-	(36)	(11)	(10)	453
- その他の項目	2,620	(403)	(19)	8	3	5	(212)	2,002
合計	10,795	(960)	279	(42)	(59)	(112)	(681)	9,220
相殺不能な繰延税金資産								1,660
相殺不能な繰延税金負債								4,052
相殺考慮後超過								
純繰延税金負債								(239)

2014年12月31日の「繰延税金資産」合計は、7,067百万ユーロであった（2013年12月31日現在は6,186百万ユーロ）。

当該年間の増加は881百万ユーロとなり、主に下記を反映している：

- > 2014年の最終四半期にエンデサが関与した臨時企業間取引における配当金の分配に関して、子会社であるEnel Iberoamérica（旧エネル・エネルギー・ヨーロッパ）の繰延税資産計1,392百万ユーロの認識;
- > 有形固定資産に対する一定の減損損失が損金不算入と考えられることに関する、繰延税金資産の認識;
- > スロベンスケ・エレクトラーネの売却目的資産への組替
- > リスクおよび費用の引当金の使用および振替
- > IRES付加税を違憲とする司法判決に続く、ロビン・フッド税排除の影響。

また、過去の税務上の欠損金756百万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。より具体的には、オランダに所在する持株会社に帰属する263百万ユーロ、および再生可能エネルギー部門への247百万ユーロの損失が含まれる。

2014年12月31日現在の「繰延税金負債」は9,220百万ユーロであった（2013年12月31日現在では百万ユーロ）。基本的には、この数年において行われた取得の費用の最終的な配分の一環としての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課税に係るものである。前年と比較した差異は繰延税金資産と同様、主にスロベンスケ・エレクトラーネ資産の売却目的資産への組替、およびスペインおよびラテン・アメリカ諸国における税率の変化に帰属する。

注記20 持分法適用投資 - 872百万ユーロ

持分法により計上された共同支配の取り決め、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		持分比率	収入への 影響	連結範囲 の変更	配当金	売却目的 資産への 組替	減損損失	その他の 変動額		持分比率
	2013年 12月31日 現在修正 再表示後								2014年 12月31日	
共同支配の取り決め										
ハイドロ・ドロミティ・ エネル	210	49.0%	57	-	(48)	-	-	(1)	218	49.0%
テホ・エネルギー・プロ ドゥサオ・エ・ディストリ ブサオ・デ・エネルギー・ エレクトリカ	58	38.9%	6	-	(4)	-	-	1	61	38.9%
エンブレサ・デ・エネルジ ア・カンディナマルカ	34	40.4%	3	-	-	-	-	(3)	34	40.4%
ラス・エネルゴソビト	59	49.5%	47	-	(71)	-	-	(6)	29	49.5%
エネルギー・エレクトリッ ク・デ・タハダルト	30	32.0%	5	-	(6)	-	-	-	29	32.0%
セントラレス・ハイドロエ レクトリカス・デ・アイセ ン	96	51.0%	-	-	-	-	(88)	-	8	51.0%
パワークロップ	6	50.0%	(1)	-	-	-	-	-	5	50.0%
ヌクレナー	12	50.0%	(56)	-	-	-	-	44	-	50.0%
インヴェルシオンズ・ガ ス・アタカマ	171	50.0%	4	(174)	-	-	-	(1)	-	
関連会社										
エリカ 2	135	30.0%	-	-	-	-	(89)	4	50	30.0%
ENEOP - エオリカス・デ・ ボルトガル	55	36.0%	17	-	-	-	-	(12)	60	36.0%
セシ	37	42.7%	3	-	(1)	-	-	-	39	42.7%
テクナトム	30	45.0%	1	-	-	-	-	(1)	30	45.0%
ジーエヌエル・クインテロ	7	20.0%	5	-	(9)	-	-	18	21	20.0%
EEVM - エンブレエンディ メントス・エオリコス・ ド・バレ・ド・ミンホ	15	50.0%	14	-	(10)	-	-	(1)	18	50.0%
スミニストラドラ・エルク トリカ・デ・カディズ	17	33.5%	3	-	(3)	-	-	-	17	33.5%
テラ	15	20.0%	-	-	-	-	-	-	15	20.0%
コンパーニャ・エオリカ・ ティエラス・アトラス	14	35.6%	-	-	(1)	-	-	-	13	35.6%
ラジェオ	98	36.2%	28	(100)	(30)	-	-	4	-	
バッファロー・デューン ズ・ウィンド・プロジェク ト	69	49.0%	4	(76)	-	-	-	3	-	
ティルメ	23	40.0%	-	(19)	(3)	-	-	(1)	-	
その他	181		2	23	(69)	(18)	-	106	225	
合計	1,372		142	(346)	(255)	(18)	(177)	154	872	

「連結範囲の変更」の項目には、チリのインヴェルシオンズ・ガス・アタカマ、および米国のバッファロー・デューンズ・ウィンド・プロジェクトへの追加持分の取得により、エネルがこれら企業を支配できるようになり、科目ごとの連結が可能になったことの影響と同時に、2014年12月におけるLaGeoおよびティルメへの投資の処分の影響を含む。

RusEnergosbytおよびPowerCropに対する投資への持分法の適用は、それぞれ25百万ユーロおよび9百万ユーロの、内在するのれんを含むものである。

持分法を用いて会計処理された持分法に対する「減損損失」は、177百万ユーロとなる; 詳細については、注記12を参照する。

「売却目的資産への組替」は、2014年12月31日現在、経営者が行った決定に照らして売却目的資産としての分類に関するIFRS第5号の要件を満たすと認められる、スロベンスケ・エレクトラーネが複数の協力会社に保有する投資に関連するものである。

下表では、各共同支配の取決め、およびIFRS第5号に従った売却目的の保有として分類されていないグループ協力会社ごとに、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		持分	
	2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後	2014年 12月31日	現在修正 再表示後
共同支配の取決め														
ハイドロ・ドロミティ・エネル	518	576	137	103	655	679	147	166	64	85	211	251	444	428
セントラレス・ハイドロエレクトリカス・デ・アイセン	9	181	12	13	21	194	-	-	5	6	5	6	16	188
ラス・エネルゴソビト	2	3	105	166	107	169	-	-	98	131	98	131	9	38
デボ・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	378	423	139	136	517	559	261	315	101	94	362	409	155	150
エンプレサ・デ・エネルギア・カンディナマルカ	169	172	18	22	187	194	81	53	22	56	103	109	84	85
エネルジー・エレクトリック・デ・タハダルト	132	143	34	41	166	184	43	59	32	31	75	90	91	94
パワークロップ	41	37	12	8	53	45	-	1	27	16	27	17	26	28
ヌクレナー	74	57	99	88	173	145	108	49	86	72	194	121	(21)	24
関連会社														
エリカ2	6	7	3	6	9	13	-	-	-	-	-	-	9	13
ENEOP - エオリカス・デ・ボル														
トガル	1,358	1,214	387	278	1,745	1,492	1,399	1,249	179	159	1,578	1,408	167	84
セシ	63	62	82	92	145	154	14	18	40	40	54	58	91	96
テクナトム	72	69	63	69	135	138	26	33	42	39	68	72	67	66
EEVM - エンブレエンディメン														
トス・エオリコス・ド・バレ・														
ド・ミンホ	262	274	44	53	306	327	220	234	50	61	270	295	36	32
スミニストラドラ・エレクトリ														
カ・デ・カディズ	77	75	19	17	96	92	26	22	19	19	45	41	51	51
コンバーニャ・エオリカ・ティ														
エラス・アトラス	44	45	7	16	51	61	12	6	3	15	15	21	36	40

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	
	2014年	2013年修正 再表示後	2014年	2013年修正 再表示後	2014年	2013年修正 再表示後
共同支配の取決め						
ハイドロ・ドロミティ・エ	365	311	235	174	147	98
ネル						
セントラレス・ハイドロエレ	-	-	(14)	(8)	(2)	(6)
クトリカス・デ・アイセン	1,834	2,693	87	203	68	162
ラス・エネルゴソピト						
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	195	202	22	36	16	27
エンブレサ・デ・エネルギ						
ア・カンディナマルカ	108	110	13	7	8	3
エネルジー・エレクトリック						
・デ・タハダルト	52	57	23	27	16	20
パワー・クロップ	3	4	(3)	(3)	(2)	(2)
ヌクレナー	25	7	(113)	1	(112)	22
関連会社						
エリカ 2	-	-	-	(1)	-	(1)
ENEOP - エオリカス・デ・ポ						
ルトガル	213	195	52	25	43	40
セシ	62	91	(1)	15	(2)	10
テクナトム	97	100	3	2	3	2
EEVM - エンブレエンディメ						
ントス・エオリコス・ド・バ						
レ・ド・ミンホ	80	89	37	45	28	32
スミニストラドラ・エレクト						
リカ・デ・カディズ	16	16	8	9	8	9
コンパーニャ・エオリカ・						
ティエラス・アトラス	10	20	-	6	-	4

注記21 デリバティブ

百万ユーロ	非流動		流動	
	2013年12月31日		2013年12月31日	
	2014年12月31日	現在修正 再表示後	2014年12月31日	現在修正 再表示後
デリバティブ金融資産	1,335	444	5,500	2,690
デリバティブ金融負債	2,441	2,216	5,441	2,940

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・デリバティブについて、それぞれ注記43および44で参照する。

注記22 その他非流動金融資産 - 3,645百万ユーロ

百万ユーロ	2013年12月31日現在			
	2014年12月31日	修正再表示後	変動	
公正価値で測定された他企業への株式投資	157	183	(26)	-14.2%
その他の企業への株式投資	56	102	(46)	-45.1%
純金融負債に含まれる売掛金および有価証券（注記22.1を参照）	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%
サービス委譲契約	669	618	51	8.3%
長期前払金融費用	62	102	(40)	-39.2%
合計	3,645	5,970	(2,325)	-38.9%

「その他非流動金融資産」は、2013年から2,325百万ユーロ減少した。特にこの減少は、注記22.1にて説明したとおり、純金融負債に含まれる債権の減少を反映している。

「サービス委譲契約」は、事業権に基づいて公共サービスを提供するために使用する社会基盤の建設および／または改修について委譲者に対する権利がある金額に関連するものであり、IFRIC第12号の適用により認識される。

公正価値および原価で測定された他企業への株式投資：

百万ユーロ	持分比率		持分比率		
	2014年12月31日		2013年12月31日現在 修正再表示後		変動
バヤン・リソーシズ	147	10.00%	169	10.00%	(22)
エシュロン	4	7.07%	5	7.07%	(1)
ガルシ	15	15.61%	15	15.61%	-
その他	47		96		(49)
合計	213		285		(72)

2013年に関する変動は、基本的にスペインおよびブラジルの、複数の少額の持分投資の処分およびバヤン・リソーシズの公正価値の減少に帰属する。

「その他の企業への株式投資」には、市場価値を容易に決定できない企業を含み、このため持分を売却する予定がある場合でない限り、減損損失について調整した取得原価で計上されている。

22.1 正味財政状態に含まれる、その他非流動金融資産

百万ユーロ

	2014年12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
満期保有目的証券	139	128	11	8.6%
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	40	24	16	66.7%
スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権	-	1,498	(1,498)	-
その他の金融債権	2,522	3,315	(793)	-23.9%
合計	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%

「スペインの電気システム上の不足金に関する金融債権」には、スペインにおけるシステム上のレート不足に関連するエンデサ宛ての金額を含む。この減少は、以前の法律の下で15年間にわたり回復可能だった、2013年分の民間事業体への債権割り当てを許可する2014年12月13日の政令の規定で許可される通り、遡及権なしで割り当てられた2014年12月における資金の受領に起因する。

最終的には、政令24/2013に定められた赤字に関する新たな規制に従い、政府では将来的には赤字の発生を予測していない。いずれの場合も、発生し得る赤字は、債権の決済時期である翌年11月までは一時的なものとして処理しなければならない。このため、2014年の暫定的な赤字1,173百万ユーロは、「流動金融資産」として分類されている。

2014年12月31日現在の「その他の金融債権」には、以下を含む：

- ＞ 電力平衡基金に関連する、電気機械式メーターの早期交換に関連して発生した一時的費用の弁済に係る、434百万ユーロ（2013年12月31日現在で変化なし）の債権。
- ＞ 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、イタリアにおける電力、ガスおよび水処理システム管理局の2012年決定第157号により定められた払戻金に関する、393百万ユーロ（2013年12月31日現在では448百万ユーロ）の債権。
- ＞ 電力卸売市場に関連してアルゼンチンの発電会社がFONINVEMEM（Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista）に預託した218百万ユーロ（2013年12月31日は216百万ユーロ）の債権。

この期間の変更は、813百万ユーロのスロバキア廃炉基金に関連した、当該債権の売却目的資産の下での組替を反映する。

[前へ](#) [次へ](#)

注記23 その他の非流動資産 - 885百万ユーロ

	2014年12月31日	2013年12月31日現在		変動
		修正再表示後		
電力平衡基金および同様の基金に対する債権	59	46	13	28.3%
従業員給付プログラムの純資産	-	21	(21)	-
その他の債権	826	750	76	10.1%
合計	885	817	68	8.3%

2014年12月31日現在の「電気平衡基金および同様の基金に対する債権」には、エネル配電会社が請求した電力平衡基金に係る債権のみが含まれている。

2013年においては、「従業員給付プログラムの純資産」は、エンデサの従業員のための多数従業員給付制度を支える資産から数理計算上の債務を控除して計上したものである。2014年には、負債が数理計算上の資産よりも大きかったため、項目は負債として組替された。

2014年12月31日現在の「その他の債権」は、主として未収税金501百万ユーロ（2013年12月31日現在は476百万ユーロ）、仕入先に対する前渡金141百万ユーロ（2013年12月31日現在は154百万ユーロ）で構成されている。

注記24 棚卸資産 - 3,334百万ユーロ

	2014年12月31日	2013年12月31日現在		変動
		修正再表示後		
原材料、消耗品および貯蔵品：				
- 燃料	1,533	1,816	(283)	-15.6%
- 原料、工具およびその他の棚卸資産	759	616	143	23.2%
原材料、消耗品および貯蔵品の合計	2,292	2,432	(140)	-5.8%
環境関連証明書：				
- 「グリーン証書」	623	525	98	18.7%
- 「ホワイト証書」	294	461	(167)	-36.2%
- 二酸化炭素排出枠	3	2	1	50.0%
合計	920	988	(68)	-6.9%
売却可能建物	76	77	(1)	-1.3%
還付残高	46	58	(12)	-20.7%
合計	3,334	3,555	(221)	-6.2%

「原材料、消耗品および貯蔵品」は発電会社およびトレーディング活動の必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。その年間での減少は、ガス、核燃料およびホワイト証書の在庫の減少が、主な要因である。この減少は、グリーン証書、その他原材料および機器の在庫の増加によって、部分的にのみ相殺される。売却可能建物は、グループの不動産ポートフォリオから、残りのユニットに関係しており、主に民間の建物である。

注記25 売掛金 - 12,022百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
顧客：				
- 電力の販売および輸送	8,361	8,613	(252)	-2.9%
- 天然ガスの配給および販売	1,679	1,524	155	10.2%
- その他の活動	1,920	1,190	730	61.3%
顧客債権の合計	11,960	11,327	633	5.6%
関連会社および共同支配の取決めへの売上債権	62	51	11	21.6%
合計	12,022	11,378	644	5.7%

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に1,472百万ユーロ、期末は1,662百万ユーロであった。期間中の増加は、燃料販売の増加が主な原因である。

売掛金に関する詳細については、注記40の「金融商品」を参照すること。

注記26 未収税金 - 1,547百万ユーロ

2014年12月31日現在の「未収税金」の合計は1,547百万ユーロであり、主に、788百万ユーロの所得税控除（2013年12月31日は992百万ユーロ）、409百万ユーロの間接税に関する控除（2013年12月31日は419百万ユーロ）、およびその他の税金および付加税に関する債権350百万ユーロ（2013年12月31日は298百万ユーロ）である。

注記27 その他流動金融資産 - 3,984百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年 12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
正味財政状態に含まれる流動金融資産	3,860	5,503	(1,643)	-29.9%
その他	124	104	20	19.2%
合計	3,984	5,607	(1,623)	-28.9%

27.1正味財政状態に含まれる、その他非流動金融資産 - 3,860百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年 12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
長期金融債権一年以内回収分	1,566	2,976	(1,410)	-47.4%
ファクタリング未収金	177	263	(86)	-32.7%
売却可能有価証券	140	17	123	-
金融債権および現金担保	1,654	1,720	(66)	-3.8%
その他	323	527	(204)	-38.7%
合計	3,860	5,503	(1,643)	-29.9%

「長期金融債権一年以内回収分」における変更は、主に下記によって計上される:

- 2014年に新たに2,952百万ユーロの（イベリア半島外で発生した新たな債権も含む）
債権が発生した結果としての、スペインにおける電気機構の赤字に関する金融債権の変化によって、注記22.1において負の兆候として議論した1,498百万ユーロの組替の入金（イベリア半島外の支払いを含めた4,948百万ユーロ）。これら入金（1,469百万ユーロ）の一部は、2013年のシステム赤字解消を意図してスペインの5銀行の資金プールが形成した、特別に確立された証券化ファンドへの債権割り当てによって発生した。
- エネルシスの金融債権905百万ユーロの減少は、2013年12月31日時点で90日間を超える満期を受けて再購入取引に一時的に投資された、流動資産を含んでいた。これはその後、Coelce、Gas Atacama、およびEdegel（Generandes Perú経由）に対して、2014年に実施された大幅な株式の買収による、当社グループのラテン・アメリカ地域におけるプレゼンス拡大に使用された。

注記28 その他の流動資産 - 2,706百万ユーロ

百万ユーロ	2014年 12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
電力平衡基金および同様の基金に対する債権	1,010	745	265	35.6%
仕入先への前渡金	166	213	(47)	-22.1%
従業員に対する債権	33	36	(3)	-8.3%
その他に対する債権	1,272	1,329	(57)	-4.3%
未収収益および前払費用	184	197	(13)	-6.6%
工事契約の債権	41	37	4	10.8%
合計	2,706	2,557	149	5.8%

「電力平衡基金および同様の基金に対する債権」には、イタリアのシステムに関連する896百万ユーロの債権（2013年12月31日は669百万ユーロ）およびスペインのシステムに関連する114百万ユーロの債権（2013年12月31日は76百万ユーロ）が含まれている。長期に分類した債権部分59百万ユーロ（2013年は46百万ユーロ）を含む、電力平衡基金および同様の基金に対する債権は2014年12月31日現在、1,069百万ユーロ（2013年12月31日は791百万ユーロ）であり、4,005百万ユーロ（2013年12月31日は3,312百万ユーロ）の債務と相殺されている。

注記29 現金および現金同等物 - 13,088百万ユーロ

現金および現金同等物の詳細は以下のとおりであり、取引を保証するために差し入れられた担保に主に関連する199百万ユーロ（2013年12月31日は195百万ユーロ）を除いて制限はない。

百万ユーロ	2014年 12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	変動	
銀行および郵便預金	12,330	6,813	5,517	81.0%
手許現金および現金同等物	758	1,060	(302)	-28.5%
合計	13,088	7,873	5,215	66.2%

当該期間における変更は、主に非戦略的資産の処分およびエンデサの21.92%の処分進行によって生成されたキャッシュ・フローを反映している。

注記30 売却目的資産および負債- 6,778百万ユーロおよび5,290百万ユーロ

当年中の売却目的資産の変動は、以下の表に示すとおりである。

百万ユーロ						
	2013年 12月31日現在 修正再表示後	流動および 非流動資産 との間の 区分変更	処分および 連結範囲の 変更	減損損失	その他の 変動額	2014年 12月31日
有形固定資産	211	5,873	(16)	(2,181)	(5)	3,882
無形固定資産	1	230	(2)	-	(5)	224
のれん	-	697	-	(697)	-	-
繰延税金資産	-	608	-	-	458	1,066
持分法適用投資	1	17	-	-	-	18
非流動金融資産	4	972	-	-	-	976
その他の非流動資産	-	18	-	-	-	18
現金および現金同等 物	10	27	(10)	-	-	27
流動金融資産	-	42	-	-	-	42
棚卸資産、売掛金お よびその他の流動資 産	14	526	(14)	-	(1)	525
合計	241	9,010	(42)	(2,878)	447	6,778

2014年12月31日現在の「売却目的資産」は、6,778百万ユーロとなった。これは主に、経営者が行った決定に照らして売却目的資産としての分類に関するIFRS第5号の要件を満たすと認められる、スロベンケ・エレクトラーネ（6,389百万ユーロ）、エスイー・ハイドロパワー（302百万ユーロ）、その他小規模会社の有形固定資産を計上したものである。

2014年12月31日付の「減損損失」は2,878百万ユーロに達したが、これはスロベンケ・エレクトラーネに関連する。詳細については、注記8.d.を参照する。

2014年12月31日現在の売却目的負債は、5,290百万ユーロになった。その大部分が、スロベンケ・エレクトラーネ（5,163百万ユーロ）、エスイー・ハイドロパワー（99百万ユーロ）、その他小規模企業の負債である。

百万ユーロ

	2013年 12月31日現在 修正再表示後	流動および 非流動負債との 間の区分変更	処分および 連結範囲の 変更	その他の 変動額	2014年 12月31日
長期借入金	-	1,422	-	-	1,422
退職給付およびその他の従業員 給付	-	67	-	-	67
リスクおよび費用に対する引当 金の非流動ポジション	-	2,305	-	-	2,305
繰延税金負債	7	681	-	(19)	669
非流動金融負債	-	148	-	-	148
その他の非流動負債	-	1	-	-	1
短期借入金	-	191	-	-	191
その他の短期金融負債	-	47	-	-	47
リスクおよび費用に対する引当 金の現ポジション	-	43	-	-	43
買掛金およびその他の流動負債	13	399	(13)	(2)	397
合計	20	5,304	(13)	(21)	5,290

2013年12月31日と比較した、売却目的で保有している資産および負債の全項目における正味増加は、主に2014年における当該項目の下での分類を反映している。

測定要件の種類別の公正価値の要約については、IFRS第13号の開示に係る注記45および46を参照すること。

注記31 株主持分 - 51,145 百万ユーロ

31.1親会社株主帰属持分- 31,506 百万ユーロ

資本金 - 9,403 百万ユーロ

2014年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は（2013年12月31日現在と同様に）、2014年中にストック・オプション・プランの一部としてのオプションの行使がなかったことを考慮すると、各額面1ユーロの全額引受および払込済み普通株式9,403,357,795株により表示される9,403,357,795 ユーロとなった。

同日現在、株主登録、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、および入手可能な他の情報に基づくと、31.24%を保有するイタリア経済財務省、および資産運用のため2014年6月26日現在3.67%を保有するCNP Assurancesおよび2.07%を保有する中国人民銀行を除き、当社資本金合計の2%超を保有する株主はいない。

2015年2月26日には、経済財務省は同社の株式5.74%を売却した。これに伴い、同省による同社の株式保有率は、31.24%から25.50%に減少した。

その他の剰余金 - 3.362 百万ユーロ

資本剰余金 - 5,292 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、および債券からの変換に由来するものを含む額面との差異が含まれる。資本準備金にあたる剰余金は、法定準備金が民法第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 - 1,881 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。

その他の準備金 - 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 - (1,321) 百万ユーロ

当期における減少は、子会社により使用されている通貨に対して機能通貨が下落したことによるものである。

キャッシュ・フロー・ヘッジから生じた剰余金 - (1,806) 百万ユーロ

これには、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの測定から資本において認識されている純費用を含む。

売却用の金融商品評価差額金 - (105) 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入を含む。

支配権の喪失を伴わない持分の処分による剰余金 - (2,113) 百万ユーロ

当該項目にはエネル・グリーン・パワー株式の公募により計上された差益、処分に関連する費用および関連する税額、およびエネルシスの資本増加の結果認識された、少数持分の売却が計上される。当期の変動は、エンデサの公募21.92%からの資本損失、処分に伴う正味費用、および関連税制に関連する。

非支配持分の取引による剰余金 - (193) 百万ユーロ

この剰余金は、すでに支配権を有するラテン・アメリカの会社（アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス、アンブラ・インヴェスチメントス・エ・セルヴィソスおよびエレクトリカ・カボ・ブランコからの前年の追加株式の購入によって発生）において第三者が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。当期の変動はCoelce、Generandes Perú（54.20%の出資でEdegelを支配）、エネルシスおよびEndesa Latinoaméricaの非支配株主から取得した持分の購入価格および関連株式との差異に関連する。

持分法適用株式投資による剰余金 - (74) 百万ユーロ

この剰余金は、持分法適用会社の損益として損益で直接認識される包括利益の持分を表す。

従業員給付に係る剰余金 - (671) 百万ユーロ

この剰余金は、税効果控除後の数理計算上の全損益が含まれている。この変動は、当期に認識された数理計算上の正味損失の増加によるものである。

利益剰余金および繰越欠損金 - 18,741 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。

以下の表は、非支配株主持分および関連税効果の具体的表示を含めて、その他の包括利益で直接認識された損益の変動を示したものである。

百万ユーロ													
2013年12月31日現在 修正再表示後								変動		2014年12月31日			
	うち 親会社 株主 帰属分	うち 非支配 持分	当期 資本の部 において 認識 された 利益 /(損失)	損益 計算書 にリサイ クリング された もの	税効果	連結範囲 の変更		うち 親会社 株主 帰属分	うち 非支配 持分		うち 親会社 株主 帰属分	うち 非支配 持分	
合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	合計	
ユーロ以外の通貨の財務諸表の換算から生じた剰余金	(2,401)	(1,084)	(1,317)	(717)	-	-	6	(711)	(237)	(474)	(3,112)	(1,321)	(1,791)
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額からの準備金	(1,730)	(1,592)	(138)	(302)	(65)	20	21	(326)	(214)	(112)	(2,056)	(1,806)	(250)
売却可能金融資産の公正価値変動額に由来する準備金	127	128	(1)	(23)	-	-		(23)	(23)	-	104	105	(1)
持分法適用投資のOCIの持分	(63)	(58)	(5)	(36)	7	16	3	(10)	(16)	6	(73)	(74)	1
確定給付負債（資産）の純額の再測定	(624)	(528)	(96)	(340)	-	33	59	(248)	(143)	(105)	(872)	(671)	(201)
資本の部において認識された利益／（損失）合計	(4,691)	(3,134)	(1,557)	(1,418)	(58)	69	89	(1,318)	(633)	(685)	(6,009)	(3,767)	(2,242)

31.2配当金

百万ユーロ		
	配当金額 (百万ユーロ)	一株当たり当期純配当 (ユーロ)
2013年の純支払配当金		
2012年の配当金	1,410	0.15
2013年の暫定配当金	-	-
特別配当金	-	-
2013年の純支払配当金合計	1,410	0.15
2014年の純支払配当金		
2013年の配当金	1,222	0.13
2014年の暫定配当金	-	-
特別配当金	-	-
2014年の支払配当金合計	1,222	0.13

2014年の配当金は、一株当たり0.14ユーロに相当し、合計1,316百万ユーロであり、2015年5月28日に召集される株主総会にて提案される。これら財務諸表は、2014年の株主への配当の影響を考慮していない。

資本管理

当グループの資本管理の目的は、継続企業としての事業を保護し、株主のための価値を創造し、かつ当グループの発展を支えることである。特に、当グループは、株主にとって満足できる収益率の達成を可能にするための十分な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。

この関係で、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。2014年中は、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展開を常に監視している。2014年および2013年12月31日現在の状況の概要は以下の表に示すとおりである。

百万ユーロ	2013年12月31日現在		
	2014年12月31日	修正	変動
非流動財政状態	48,655	50,905	(2,250)
正味短期財政状態	(8,571)	(6,234)	(2,337)
長期金融債権および長期有価証券	(2,701)	(4,965)	2,264
純金融負債	37,383	39,706	(2,323)
親会社株主帰属持分	31,506	35,941	(4,435)
非支配持分	19,639	16,891	2,748
株主持分	51,145	52,832	(1,687)
負債 / 資本率	0.73	0.75	(0.02)

31.3 非支配持分- 19,639百万ユーロ

次の表は、非支配持分の構成を示したものである。

百万ユーロ	非支配持分		非支配持分 帰属分の 当期純利益	
	2014年12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後	2014年12月31日	2013年12月31日現在 修正再表示後
エンデサ・グループ	6,648	1,996	116	84
Enel Latinoaméricaグループ	8,690	10,014	464	1,013
EIHグループ	1,134	1,438	31	95
Slovenskeグループ	385	923	(523)	133
エネル・グリーン・パワー・グループ	2,782	2,306	167	210
その他および小規模	-	214	-	10
合計	19,639	16,891	255	1,545

注記32 借入金

百万ユーロ	非流動		流動	
	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後
長期借入金	48,655	50,905	5,125	4,658
短期借入金	-	-	3,252	2,484
合計	48,655	50,905	8,377	7,142

借入金の詳細については、注記40の「金融商品」を参照すること。

注記33 退職給付およびその他の従業員給付 - 3.687百万ユーロ

当グループはその従業員に、退職手当、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、補足的年金制度、ヘルスケアプラン、ならびに住宅電力割引（イタリアの会社の一部の退職者に限られる）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対する義務を負う給付を賄うための、発生額の見積りに関するものである。外国の会社については、当項目は退職給付を表している。
- > 「電力割引」の項目は、イタリアの会社に関する住宅電力供給に関する多数の給付により構成される。2011年までは、現役および退職後の従業員に割引が提供されていたが、現在では、労働組合との協定を受けて現役従業員については他の形式の給付に切り替えられているので、退職後の従業員に関してのみ施行されている。
- > 「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と見なされ、イタリアでは、有資格従業員に対する、達成勤続年数（25年および35年間の勤務）に応じた賞与を得る電力会社従業員の団体交渉の同意により保証された見積もり負債額である。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が盛り込まれている。。

イタリア国外では、スペインのエンデサの制度のように、主な年金制度としては従業員の年齢と会社に基づいて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、特定の確定拠出型年金制度に加入している従業員は、現役従業員の障害または死亡が発生した場合に適切な保険契約で保証される確定給付制度に加入している。さらに、当グループは、他に2つの限定的登録制度があるが、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）旧カタラン(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る。

最後に、ブラジルの企業も確定給付制度を規定している。

次の表は、2014年および2013年12月31日現在の雇用後、他の長期従業員給付の確定給付債務の変動、および当該債務と数理計算上の負債の調整を示す。

2013年12月31日の債務（3,677百万ユーロ）は制度資産(21百万ユーロ）の正味額である。

百万ユーロ	2014年					2013年修正再表示後				
	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変動										
1月1日現在の数理計算上の債務	2,366	1,848	209	362	4,785	3,636	1,674	239	249	5,798
流動勤務費用	17	6	4	48	75	66	6	2	99	173
利息費用	125	60	11	10	206	147	57	12	10	226
人口統計仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	1	1	-	1	3	3	(1)	1	29	32
財務仮定の変動による数理計算上の（利益）／損失	270	173	9	(7)	445	(104)	177	(13)	(7)	53
実績の調整	(24)	(39)	5	(17)	(75)	(7)	29	(4)	43	61
過去勤務費用	(4)	(36)	(2)	(24)	(66)	(35)	-	-	(3)	(38)
和解による（利益）／損失	8	-	-	-	8	(1,023)	-	-	-	(1,023)
為替差損益	(4)	-	(1)	(18)	(23)	(131)	(1)	(13)	(11)	(156)
雇用主拠出	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
従業員拠出	1	-	-	-	1	2	-	-	-	2
支払済み給付	(237)	(88)	(13)	(89)	(427)	(195)	(96)	(15)	(48)	(354)
その他の変動額	5	2	1	(2)	6	7	3	-	1	11
売却目的負債	(66)	-	-	(1)	(67)	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務（A）	2,458	1,927	223	263	4,871	2,366	1,848	209	362	4,785
年金資産の変動										
1月1日の年金資産の公正価値	1,187	-	-	-	1,187	1,320	-	-	-	1,320
金利収益	82	-	-	-	82	82	-	-	-	82
金利収益の金額を除いた年金資産の運用収益	28	-	-	-	28	(83)	-	-	-	(83)
為替差損益	4	-	-	-	4	(96)	-	-	-	(96)
雇用主拠出	186	88	13	22	309	157	96	15	25	293
従業員拠出	1	-	-	-	1	2	-	-	-	2
支払済み給付	(237)	(88)	(13)	(22)	(360)	(195)	(96)	(15)	(25)	(331)
他の支払	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日の年金資産の公正価値（B）	1,251	-	-	-	1,251	1,187	-	-	-	1,187
アセット・シーリングの影響										
1月1日のアセット・シーリング	58	-	-	-	58	47	-	-	-	47
金利収益	7	-	-	-	7	3	-	-	-	3
アセット・シーリングの変更	2	-	-	-	2	19	-	-	-	19
為替差損益	-	-	-	-	-	(11)	-	-	-	(11)
連結範囲の変更	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12月31日のアセット・シーリング(C)	67	-	-	-	67	58	-	-	-	58
財政状態計算書の純負債(A-B+C)	1,274	1,927	223	263	3,687	1,237	1,848	209	362	3,656

百万ユーロ

	2014年	2013年修正再表示後
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	(26)	50
純利息費用	131	147
和解による（利益）/損失	8	(1,023)
他の長期給付の数理計算上の（利益）/損失	35	85
その他の変動額	7	(12)
合計	155	(753)

百万ユーロ

	2014年	2013年修正再表示後
OCIの(利益)/損失の変動		
金利収益の金額を除いた年金資産の運用収益	(28)	83
確定給付制度の数理計算上の（利益）/損失	366	157
金利収益に含まれる金額を除いたアセット・シーリングの変動	2	19
合計	340	259

損益を通して認識した費用の変動は、参加者の不足と負債の認識の中止を推進するために2012年に導入された退職給付制度への移行の2013年における中止が主要な原因である。

期末時点で認識される負債は、年金資産の公正価値を控除して報告されており、エネルシスグループ全体として、2014年12月31日現在、1,251百万ユーロとなる。制度資産の内訳は以下のとおりである：

百万ユーロ

	2014年	2013年
活発な市場を参照する投資額		
持分性商品	5%	6%
確定利付証券	29%	27%
非上場証券		
不動産	5%	3%
保険会社が保有する資産	-	11%
その他	61%	53%
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。

	イタリヤ	イベリア 半島	ラテン・ アメリカ	その他	イタリヤ	イベリア 半島	ラテン・ アメリカ	その他
	2014年				2013年修正再表示後			
割引率	0.50% - 2.15%	0.87% - 2.11%	4.60% - 12.52%	1.60% - 13.89%	0.75% - 3.00%	1.72% - 3.64%	5.40% - 12.43%	3.15% - 7.90%
インフレ率	1.60%	2.30%	3.00% - 6.00%	1.75% - 5.00%	2.00%	2.30%	3.00% - 5.50%	2.00% - 6.00%
昇給率	1.60% - 3.60%	2.30%	3.00% - 9.18%	1.75% - 5.00%	2.00% - 4.00%	2.30%	0% - 7.61%	2.00% - 6.00%
医療費増加率	2.60%	3.50%	3.50% - 8.66%	-	3.00%	3.50%	4.50% - 11.57%	-
年金資産の期待運用収 益率	-	2.06%	12.52%	-	-	3.61%	0.00%	-

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確定給付債務の影響を表している。

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
	2014年12月31日				2013年12月31日			
割引率の0.5%の 下落	156	58	11	3	128	125	11	11
割引率の0.5%の 上昇	(134)	(120)	(13)	(6)	(130)	(111)	(13)	(9)
インフレ率の0.5%の 上昇	31	137	8	4	30	62	(4)	5
報酬の0.5%の上昇	27	-	-	6	10	-	7	10
現在支払中の年金の 0.5%の上昇	52	-	-	-	3	-	7	3
医療費の1%の上昇	-	-	24	-	3	-	24	3
現役および退職した従 業員の平均余命1年の増 加	17	81	11	-	41	87	7	7

感応度分析では、その他の仮定を一定にしたまま、個々の数理計算上の仮定の合理的な変動による確定給付債務の影響を推定する方法を用いている。

その後の年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、24百万ユーロである。

次の表は、確定給付制度に関して来年度以降予想される給付支払を示している。

百万ユーロ	2014年12月31日	2013年12月31日
1年以内	265	396
1～2年	257	258
2～5年	801	802
5年以上	1,406	1,517

注記34 リスクおよび費用に対する引当金 - 5,238百万ユーロ

百万ユーロ	2014年12月31日		2013年12月31日修正再表示後	
	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	566	1	2,612	33
- 非原子力プラントの廃止および用地復旧	594	5	589	3
- 訴訟	810	40	1,036	46
- 環境関連証明書費用	-	43	133	164
- 税金および関税	309	7	371	7
- その他	693	581	605	626
合計	2,972	677	5,346	879
早期退職奨励引当金	1,079	510	1,158	588
合計	4,051	1,187	6,504	1,467

百万ユーロ	発生	戻入れ	目的使用	割引率 調整	連結範囲 の変更	換算調整	売却目的 負債との 組替 その他		
	2013年 12月31日 修正 再表示後								2014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	2,645	26	(56)	(19)	105	-	(3)	81	(2,212) 567
- 非原子力プラントの廃止および用地復旧	592	40	(84)	(12)	13	5	1	150	(106) 599
- 訴訟	1,082	182	(218)	(210)	26	-	-	(1)	(11) 850
- 環境関連証明書費用	297	42	(18)	(276)	-	-	-	(1)	(1) 43
- 税金および関税	378	31	(50)	(29)	-	(4)	-	(6)	(4) 316
- その他	1,231	394	(139)	(299)	53	(2)	(19)	62	(7) 1,274
合計	6,225	715	(565)	(845)	197	(1)	(21)	285	(2,341) 3,649
早期退職奨励引当金	1,746	478	(129)	(539)	58	-	(3)	(15)	(7) 1,589
合計	7,971	1,193	(694)	(1,384)	255	(1)	(24)	270	(2,348) 5,238

原子炉の廃炉のための引当金

原子炉の廃炉のための引当金は、売却目的資産とされる子会社のスロベンスケ・エレクトラーネの組み替えを主な原因として、2013年12月31日と比較して減少した。2013年にはヤスクロブスケ・ボフニチェのV1およびV2プラントと、モホフチェにあるEMO1および2のプラントに関する2,175百万ユーロの引当金があったが、それには、放射性廃棄物の処分のための引当金114百万ユーロ、使用済核燃料の処分のための引当金1,296百万ユーロ、原子力発電所の廃止のための引当金765百万ユーロが含まれていた。

その結果、2014年12月31日現在、この引当金は、国王令1349/2003および法律24/2005にしたがい、原子力発電所解体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よる解体時に発生する費用のみを反映するものであった。費用の数値化は、2001年9月に経済省の承認を受けたエンレサと電力会社間の標準契約に基づいており、この契約では原子力発電所の廃止および閉鎖に関して規定している。想定される対象期間は3年であり、発電の終了からエンレサへの発電所管理移行までの期間に対応している（運営終了後費用）。

非原子力プラントの廃止および用地復旧引当金

「非原子力プラントの廃止および用地復旧」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。

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意見を基にしている。その年の変動は、多くの争議の解決を反映している。

環境関連証明書の引当金

「環境関連証明書費用」の引当金は、国家または超国家的な環境保護要件のコンプライアンスに必要な環境証明書の不足分のコストを穴埋めするものである。

その他引当金

「その他」引当金は、主として、規制に関する紛争、地方官庁との様々な税金や報酬についての係争に関連する多様なリスクと費用を対象とする。特に、（Imposta Comunale sugli Immobili（「ICI」）か新たなImposta Municipale Unica（「IMU」）かを問わず）イタリア国内の地方不動産税に関する現在のおよび潜在的な紛争については、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数値化するため、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、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。

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。期中の変動は、特に、スペインおよびイタリアで前年に確立されたインセンティブ引当金の使用を反映するものであり、後者は、2013年9月6日に締結された労使協定の合意に大きく関与し、これらは多くのイタリア企業で実行され、その仕組みは法律92/2012（フォルネロ法）1-7項、第4項の下で規定される。さらに、新たなインセンティブの仕組みは、エンデサの改革および再編成プランに関連して、2014年にスペインで349百万ユーロで提供され、このことにより、黙示による雇用契約の更新を停止することとなった。その制度に関連して、2014年12月30日、当社は組合代表と合意し、2014年にメカニズムに参加することを選択した222名の従業員、あるいは制度内ですでに確認されているが、2015年の参加同意に署名するのみである追加の250名の従業員について、その後の年次更新日に、仕事に戻る要求をするオプションを行使しないことで合意した。

注記35 その他の固定負債 - 1.464百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後	変動	
未払営業費用および繰延収益	952	956	(4)	-0.4%
その他の項目	512	303	209	69.0%
合計	1,464	1,259	205	16.3%

2014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により構成されている。

注記36 買掛金 - 13.419百万ユーロ

13,419百万ユーロ(2013年は12,363百万ユーロ)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、原材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か月以内の買掛金は、12,923百万ユーロ（2013年は11,904百万ユーロ）であり、支払期限が12か月以上の買掛金は、496百万ユーロ（2013年は459百万ユーロ）である。

注記37 その他の短期金融負債 - 1,177百万ユーロ

百万ユーロ					
	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後	変動		
繰延金融負債	1,063	974	89	9.1%	
その他の項目	114	126	(12)	-9.5%	
合計	1,177	1,100	77	7.0%	

「繰延金融負債」は社債の未払費用と関係しており、前期と比して大きく変動はない。

注記38 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 37,383百万ユーロ

次の表は、連結財政状態計算書の科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	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後	変動	
長期借入金	40	48,655	50,905	(2,250)	-4.4%
短期借入金	40	3,252	2,484	768	30.9%
1年以内返済予定の長期借入金	40	5,125	4,658	467	10.0%
負債に含まれる固定金融資産	22	(2,701)	(4,965)	2,264	-45.6%
負債に含まれる流動金融資産	27	(3,860)	(5,503)	1,643	-29.9%
現金および現金同等物	29	(13,088)	(7,873)	(5,215)	-66.2%
合計		37,383	39,706	(2,323)	-5.9%

純金融負債の減少は、主に資産および投資の非経常的な処分と、流動性リスクの項で詳説する事業資本最適化へ向けた多くの取組みによるものである。

以下の表は、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2014年12月31日と2013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

	2014年12月31日	2013年12月31日		変動
		修正再表示後		
手許現金および現金同等物	758	1,060	(302)	-28.5%
銀行および郵便預金	12,330	6,813	5,517	81.0%
有価証券	140	17	123	-
手元流動性	13,228	7,890	5,338	67.7%
短期の金融債権	1,977	2,247	(270)	-12.0%
ファクタリング債権	177	263	(86)	-32.7%
長期金融債権一年以内回収分	1,566	2,976	(1,410)	-47.4%
短期金融債権	3,720	5,486	(1,766)	-32.2%
短期銀行借入金	(30)	(118)	88	74.6%
コマーシャル・ペーパー	(2,599)	(2,202)	(397)	-18.0%
長期銀行債務の1年以内返済分	(824)	(1,750)	926	-52.9%
発行済社債（短期部分）	(4,056)	(2,648)	(1,408)	-53.2%
その他の借入金（短期部分）	(245)	(260)	15	5.8%
その他の短期金融債務	(623)	(164)	(459)	-
短期金融債務計	(8,377)	(7,142)	(1,235)	-17.3%
純短期財政状態	8,571	6,234	2,337	37.5%
銀行および金融機関に対する債務	(7,022)	(7,873)	851	10.8%
社債	(39,749)	(41,483)	1,734	4.2%
その他の借入金	(1,884)	(1,549)	(335)	-21.6%
長期財政状態	(48,655)	(50,905)	2,250	4.4%
CONSOB指示書に準拠した純財政状態	(40,084)	(44,671)	4,587	10.3%
長期金融債権および有価証券	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%
純金融負債	(37,383)	(39,706)	2,323	5.9%

これらの項目に関する関連当事者との取引はない。

注記39 その他の流動負債 - 10,827百万ユーロ

百万ユーロ

	2014年12月31日	2013年12月31日		変動
		修正再表示後		
顧客に対する債務	1,599	1,563	36	2.3%
電力平衡基金および同様の基金に対する債務	4,005	3,312	693	20.9%
従業員に対する債務	496	449	47	10.5%
その他の未払税金	887	963	(76)	-7.9%
社会保険機構への未払金	216	216	-	-
条件付対価	46	37	9	24.3%
少数株主に提供されたプット・オプション債務	789	790	(1)	-0.1%
流動未払い費用および繰延収益	285	300	(15)	-5.0%
株式投資の取得に係る債務	33	-	33	-
工事契約の債務	317	560	(243)	-43.4%
その他	2,154	2,169	(15)	-0.7%
合計	10,827	10,359	468	4.5%

「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顧客から受け取った金額に関連する保証金1,096百万ユーロ（2013年12月31日現在は1,090百万ユーロ）が含まれる。使用に制限がない電力販売に対する保証金は、契約終了後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。

「電力平衡基金および同様の基金に対する債務」は、イタリア市場における電力購入への平衡メカニズム適用から発生した債務2,449百万ユーロ（2013年12月31日時点では1,922百万ユーロ）と、スペイン市場に関する1,556百万ユーロ（2013年12月31日時点では1,390百万ユーロ）を含んでいる。

「条件付対価」は、北米のグループ企業が所有する多くの投資対象に関し、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。

2014年12月31日現在の「少数株主に提供されたプット・オプション債務」の項目には、エネル・ディストリビューティ・ムンテニアおよびエネル・エネルギー・ムンテニアに対する合計778百万ユーロ（2013年12月31日現在と同額）の負債が含まれている。

「株式投資の取得に係る債務」は、2014年に行われた多数の北米企業の取得33百万ユーロの残額に関連するものである。

[前へ](#)

[次へ](#)

注記40 金融商品

この注記によりユーザーは、当社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できる。

40.1 カテゴリー別金融資産

以下の表は、IAS39に基づいて流動金融資産と非流動金融資産に分類された、金融資産の各カテゴリーの帳簿価額であり、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示している。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2014年	2013年修正 再表示後	2014年	2013年修正 再表示後
貸付金および債権	40.1.1	2,522	4,813	28,871	24,774
売却可能金融資産	40.1.2	882	903	140	17
満期保有目的金融資産	40.1.3	139	128	-	-
損益を通して公正価値で 測定される金融資産					
当初の認識の際に指定された金融資産（公正価額オプション）	40.1.4	40	24	-	-
FVTPLのデリバティブ金融資産	40.1.5	5	5	4,930	2,579
損益を通して公正価値で測定される金融資産の合計		45	29	4,930	2,579
ヘッジ手段として指定される デリバティブ金融資産					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	40.1.5	55	45	-	4
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	40.1.5	1,275	394	570	107
ヘッジ手段として指定される デリバティブ金融資産の合計		1,330	439	570	111
合計		4,918	6,312	34,511	27,481

公正価値測定の詳しい情報は、注記45「公正価値で測定した資産」を参照。

40.1.1 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	
		2013年12月31日		2013年12月31日	
	注記	2014年12月31日	修正再表示後	注記	2014年12月31日
現金および現金同等物	29	-	-	29	13,088
売掛金	25	-	-	25	12,022
長期金融債権一年以内回収分	27	-	-	27	1,566
ファクタリング未収金	27	-	-	27	177
現金担保	27	-	-	27	1,654
工事契約の債権	28	-	-	28	41
その他の金融債権	22	2,522	4,813	27	323
合計		2,522	4,813		28,871

2014年12月31日の顧客からの売掛金は、12,022百万ユーロ（2013年12月31日は11,378百万ユーロ）であり、期末時点で認識している減損損失の引当額1,662百万ユーロとの正味額であり、期首残高の1,472百万ユーロから増加している。

以下の表は、売掛金の減損損失を示す。

百万ユーロ		
	2014年12月31日	2013年12月31日 修正再表示後
売掛金		
総価値	13,684	12,850
引当および減損	(1,662)	(1,472)
純価値	12,022	11,378

以下の表は、当年度の引当金の変動を示したものである。

百万ユーロ	
2013年1月1日の期首残高	1,410
当期増加	829
取崩目的使用	(546)
戻入れ	(176)
その他の変動額	(45)
2013年12月31日の期末残高	1,472
2014年1月1日の期首残高	1,472
当期増加	864
取崩目的使用	(529)
戻入れ	(120)
その他の変動額	(25)
2014年12月31日の期末残高	1,662

注記41「リスク管理」は、減損されていない支払期日の過ぎた売掛金の経過期間調査についての追加情報である。

40.1.2 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、性質として売却可能な金融資産を示す。

百万ユーロ		非流動		流動		
		2013年修正			2013年修正	
	注記	2014年	再表示後	注記	2014年	再表示後
その他の事業体への株式投資	22	213	285	22	-	-
売却可能有価証券	27.1	-	-	27.1	140	17
サービス委譲契約	22	669	618		-	-
合計		882	903		140	17

売却可能金融資産の変動

百万ユーロ	非流動	流動
2014年1月1日の期首残高	903	17
増加	104	-
減少	(221)	-
OCIを介した公正価値の変動	(19)	-
再分類	105	-
その他の変動額	10	123
2014年12月31日の期末残高	882	140

40.1.3 満期保有目的金融資産

2014年12月31日現在の満期保有金融資産は、139百万ユーロであり、前年と比べると、11百万ユーロ増加している。この項目は、エネルレが保有する固定有価証券を示す。

40.1.4 損益を通して公正価値で測定される金融資産

以下の表は、性質として損益を通して公正価値で測定される金融資産の公正価値を示し、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	
	2013年12月31日				2013年12月31日	
	注記	2014年12月31日	修正再表示後	注記	2014年12月31日	修正再表示後
FVTPLに関するデリバティブ	40.1.5	5	5	40.1.5	4,930	2,579
ファンドへの金融投資		40	24		-	-
当初の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）		40	24		-	-
合計		45	29		4,930	2,579

40.1.5 デリバティブ金融資産

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の想定元本および公正価値を示し、流動金融資産および非流動金融資産に分けている。

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	
	2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 金利	883	1,045	55	45	21	76	-	4
合計	883	1,045	55	45	21	76	-	4
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	106	1,236	5	35	400	22	-	5
- 為替	9,078	3,973	1,163	347	2,662	1,506	244	92
- 商品	702	137	107	12	2,755	149	326	10
合計	9,886	5,346	1,275	394	5,817	1,677	570	107
トレーディング・ デリバティブ								
- 金利	50	30	3	2	15	-	1	-
- 為替	121	-	2	-	2,094	1,807	157	46
- 商品	3	58	-	3	14,827	13,990	4,772	2,533
合計	174	88	5	5	16,936	15,797	4,930	2,579
デリバティブ金融資産の 総額								
	10,943	6,479	1,335	444	22,774	17,550	5,500	2,690

デリバティブ金融資産についての詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照。

40.2 カテゴリー別金融負債

以下の表は、IAS39に基づいて流動金融負債と非流動金融負債に分類された、金融負債の各カテゴリーの帳簿価額であり、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るデリバティブを示す。

百万ユーロ		非流動		流動	
	注記	2014年	2013年修正 再表示後	2014年	2013年修正 再表示後
償却原価で測定した金融負債	40.2.1	48,655	50,905	21,796	19,505
損益を通し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	40.4	35	25	4,971	2,500
損益を通して公正価値で測定される金融負債の合計		35	25	4,971	2,500
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債					
公正価値ヘッジ・デリバティブ	40.4	-	2	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	40.4	2,406	2,189	470	440
ヘッジ手段として指定されるデリバティブ金融負債の合計		2,406	2,191	470	440
合計		51,096	53,121	27,237	22,445

公正価値測定の詳しい情報は、注記46「公正価値で測定した負債」を参照。

40.2.1 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	非流動				流動	
		2013年修正			2013年修正	
	注記	2014年	再表示後	注記	2014年	再表示後
長期借入金	40.3.1	48,655	50,905	40.3.1	5,125	4,658
短期借入金	40.3.2	-	-	40.3.2	3,252	2,484
買掛金	36	-	-	36	13,419	12,363
工事契約の債務	39	-	-	39	317	560
合計		48,655	50,905		21,796	19,505

40.3 借入金

40.3.1 長期借入金（1年以内返済予定分を含む） - 53,780百万ユーロ

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借入金の帳簿価額と公正価値を示す。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。非上場負債性商品の公正価値は、金融商品のカテゴリーごとの適切な評価技法、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市場データに関連付けて決定される。

この表は、借入金および金利のタイプによって分類した、2014年12月31日現在の長期借入金の返済スケジュールを示す。

百万ユーロ	支払期限					支払期限					帳簿価額 の変動
	額面価額	帳簿価額	流動部分	12ヵ月超	公正価値	額面価額	帳簿価額	流動部分	12ヵ月超	公正価値	
2014年12月31日					2013年12月31日修正再表示後						
社債：											
- 上場、固定金利	32,155	31,897	2,561	29,336	37,847	31,021	30,729	467	30,262	33,690	1,168
- 上場、変動金利	5,722	5,692	1,432	4,260	5,982	6,545	6,506	1,134	5,372	6,832	(814)
- 非上場、固定金利	4,926	4,885	-	4,885	5,808	5,480	5,463	986	4,477	5,827	(578)
- 非上場、変動金利	1,331	1,331	63	1,268	1,263	1,434	1,433	61	1,372	1,299	(102)
社債合計	44,134	43,805	4,056	39,749	50,900	44,480	44,131	2,648	41,483	47,648	(326)
銀行借入金											
- 固定金利	945	926	47	879	1,170	952	940	33	907	952	(14)
- 変動金利	6,861	6,839	708	6,131	7,026	7,615	7,605	860	6,745	7,580	(766)
- リボルビング・クレ ジット・ファシリティ 利用	81	81	69	12	70	1,078	1,078	857	221	1,020	(997)
銀行借入金の合計	7,887	7,846	824	7,022	8,266	9,645	9,623	1,750	7,873	9,552	(1,777)
ノンバンク借入金											
- 固定金利	1,723	1,723	186	1,537	1,824	1,314	1,314	127	1,187	1,391	409
- 変動金利	406	406	59	347	420	495	495	133	362	568	(89)
ノンバンク借入金の合計	2,129	2,129	245	1,884	2,244	1,809	1,809	260	1,549	1,959	320
固定金利借入金の合計	39,749	39,431	2,794	36,637	46,649	38,767	38,446	1,613	36,833	41,860	985
変動金利借入金の合計	14,401	14,349	2,331	12,018	14,761	17,167	17,117	3,045	14,072	17,299	(2,768)
合計	54,150	53,780	5,125	48,655	61,410	55,934	55,563	4,658	50,905	59,159	(1,783)

債券の残高は、親会社がポートフォリオに保有している非上場の変動利付「従業員のための特別シリーズ債券 1994-2019」に係る776百万ユーロを控除して表示してある一方、エネル・インシュアランス・エヌバイ(旧エネルアールイー)はエネル・エスピーエーが発行した総額30百万ユーロの社債を保有している。

以下は通貨および金利ごとによる長期金融債務の表である。

通貨および金利ごとの長期金融債務

百万ユーロ	帳簿価額	額面価額	帳簿価額	現在の名目 平均金利	現在の 実効金利
2013年 12月31日修正					
	2014年12月31日		再表示後	2014年12月31日	
ユーロ	35,221	35,424	38,267	3.9%	4.1%
米国ドル	8,485	8,559	8,467	6.4%	6.7%
英ポンド	5,437	5,508	4,486	6.1%	6.2%
コロンビアペソ	1,663	1,663	1,662	8.1%	8.1%
ブラジルレアル	1,149	1,157	746	12.7%	13.0%
スイスフラン	606	607	593	2.9%	2.9%
チリペソ/UF	458	470	461	10.6%	12.6%
ペルーソル	363	363	302	6.5%	6.5%
ロシアルーブル	69	69	243	7.9%	8.1%
日本円	237	238	238	2.3%	2.4%
その他通貨	92	92	98		
ユーロ以外の通貨合計	18,559	18,726	17,296		
合計	53,780	54,150	55,563		

ユーロ以外の通貨建の長期金融債務は1,263百万ユーロ増加した。この変動は主に、英ポンドおよびブラジルレアルの新規借入金に起因するものであり、期日を迎えたロシアルーブル建ての借入返済によって部分的に相殺されている。

以下の表は、総長期借入構造に対する為替リスクのヘッジ効果を示す。

ヘッジ後の通貨ごとの長期金融債務

百万ユーロ	2014年12月31日						2013年12月31日修正再表示					
	当初の負債構造			ヘッジ 手段に よる影響	ヘッジ後の 負債構造		当初の負債構造			ヘッジ 手段に よる影響	ヘッジ後の 負債構造	
	帳簿価額	額面価額	%		帳簿価額	額面価額	帳簿価額	額面価額	%		帳簿価額	額面価額
ユーロ	35,221	35,424	65.4%	11,787	47,211	87.2%	38,267	38,525	68.9%	11,243	49,768	89.0%
米国ドル	8,485	8,559	15.8%	(5,972)	2,587	4.8%	8,467	8,504	15.2%	(6,633)	1,871	3.3%
英ポンド	5,437	5,508	10.2%	(5,508)	-	-	4,486	4,546	8.1%	(4,546)	-	-
コロンビア ペソ	1,663	1,663	3.1%	-	1,663	3.1%	1,662	1,662	3.0%	-	1,662	3.0%
ブラジル レアル	1,149	1,157	2.1%	-	1,157	2.1%	746	748	1.3%	5	753	1.3%
スイスフラン	606	607	1.1%	(607)	-	-	593	595	1.1%	(595)	-	-
チリペソ/UF	458	470	0.9%	206	676	1.2%	461	473	0.8%	435	908	1.6%
ペルーソル	363	363	0.7%	-	363	0.7%	302	302	0.5%	(6)	296	0.5%
ロシア ルーブル	69	69	0.1%	332	401	0.7%	243	243	0.4%	335	578	1.0%
日本円	237	238	0.4%	(238)	-	-	238	238	0.4%	(238)	-	-
その他通貨	92	92	0.2%	-	92	0.2%	98	98	0.2%	-	98	0.2%
ユーロ以外の 通貨合計	18,559	18,726	34.6%	(11,787)	6,939	12.8%	17,296	17,409	31.1%	(11,243)	6,166	11.0%
合計	53,780	54,150	100.0%	-	54,150	100.0%	55,563	55,934	100.0%	-	55,934	100.0%

長期債務の額面価額の変動

百万ユーロ	額面価額	返済	自己保有 社債の 変化	連結範囲 の変更	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
	2013年 12月31日 修正 再表示後							2014年 12月31日
社債	44,480	(3,873)	(42)	-	2,407	1,162	-	44,134
銀行借入金	9,645	(2,053)	-	-	1,851	1	(1,557)	7,887
その他の借入金	1,809	(287)	-	169	324	115	(1)	2,129
金融債務合計	55,934	(6,213)	(42)	169	4,582	1,278	(1,558)	54,150

2013年12月31日と比較すると、2014年12月31日現在の長期債務の額面価額は1,784百万ユーロ減少しており、この変動は、6,213百万ユーロの返済、4,582百万ユーロの新規借入、および1,278百万ユーロの為替差損による正味の影響額である。そのうち169百万ユーロは連結範囲の変更によるもので、主として以前は税パートナーシップ契約を締結していた米国の再生可能発電セクターの多くの会社の買収に起因するもので、また1,558百万ユーロは売却を目的とする資産/負債の組替に起因する（スロベンスケ・エレクトラーネ）

2014年中の主な返済は、社債が3,873百万ユーロ、銀行借入金が合計で2,053百万ユーロおよびその他の借入金が287百万ユーロであった。

より具体的に、2014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・ファイナンス・インターナショナルが発行し2014年10月に満期となる固定金利債に関連する1,250百万ドル（1,030百万ユーロに相当）；
- > エネル・エスピーエーが発行し2014年6月に満期となる固定金利債に係る1,000百万ユーロ；
- > 金融事業最適化および満期と資金コストの積極的管理の一環とする、2014年10月28日のエネルファイナンスインターナショナルエヌバイによって保証された社債のエネルによる買戻しに係る762百万ユーロ；
- > 2014年1月満期のエネルシスによって発行された固定金利社債に係る350百万ドル（288百万ユーロに相当）；
- > 2014年3月に満期のコンデンサ発行の社債に係る250,000百万コロンビアペソ（86百万ユーロに相当）；
- > 2014年9月満期のインターナショナル・エンデサ・ビーバイによって発行された固定金利社債に係る105百万ドル（86百万ユーロに相当）；
- > 2039年満期で2014年2月に前払いで返済されるインターナショナル・エンデサ・ビーバイによって発行された固定金利社債に係る105百万ドル（86百万ユーロに相当）；

- > 2014年1月満期のエネル・ロシアによって発行された固定金利社債に係る5,000百万ロシアルーブル（69百万ユーロに相当）；
- > 2014年満期のエデルナルによって発行された社債に係る135百万ペルーソル（37百万ユーロに相当）。

当年中の主な銀行借入金の返済には、以下のものが含まれていた。

- > エンデサのリボルビング融資枠の銀行借入金の返済に係る817百万ユーロ；
- > エンデサの助成金付きローンの返済に係る321百万ユーロ；
- > エネル・ディストリブツィオーネとエネル・プロデュツィオーネによる助成金付きローンの返済に係る338百万ユーロ；
- > スロベンスケ・エレクトラーネによる融資枠の返済に係る450百万ユーロ。

2014年に実行した主要な資金調達活動には、以下のものが含まれる。

- > 1月に、エネル・エスピーエーは以下の特徴を持つハイブリッド金融商品を発行した。
 - 発行価額1,000百万ユーロ、5%固定利付、2075年1月15日償還、2020年1月15日繰上償還オプション付；
 - 500百万ポンド(642百万ユーロに相当)、6.625%固定利付、2076年9月15日償還2021年9月15日繰上償還オプション付；
- > 4月にエンプレサ・ナシオナル・デ・エレクトリシダド・エスエーは、2024年4月15日満期の400百万ドル（329百万ユーロに相当）固定金利付社債を発行；
- > 5月9日、IFCは10年200百万ドル(165百万ユーロに相当）ローンをエネル・ブラジル・パルティシパソエスに供与；
- > 12月3日、BBVA は約150百万ドル（124百万ユーロに相当）7年変動金利ローンをチリ企業のエンプレサ・エレクトリカ・パンギプリ・エスエーに供与；
- > 7月16日、ブラジル企業のアンプラは、5年300百万リアル(93百万ユーロに相当）変動金利付社債を地元マーケットに発行；
- > 5月、エムゲサ・エスエーは、2020年5月16日満期の、総計240,000百万コロンビアペソ（83百万ユーロに相当）の5年変動金利社債を発行；
- > 4月と6月、エデルナル・エスエーは、2023年6月12日に満期の合計が260百万ペルーソル(72百万ユーロに相当）の固定金利社債を発行；
- > 5月、エムゲサ・エスエーは、2024年5月16日満期の、合計186,000百万コロンビアペソ（64百万ユーロに相当）の変動金利社債を発行；
- > 5月、エムゲサ・エスエーは、2030年5月16日満期の、総計163,000百万コロンビアペソ（56百万ユーロに相当）の変動金利社債を発行。

以下の表は、2014年に実施された金融取引の主な特徴を示す。

	発行者/ 譲与者	発行/ 譲与日	金額 (ユーロ)	通貨	金利	金利 タイプ	満期
社債：							
- ハイブリッド社債	エネル・エスピーエー	2014年 1月15日	1,000	ユーロ	5.00%	固定金利	2020年 1月15日
- ハイブリッド社債	エネル・エスピーエー	2014年 1月15日	602	英ポンド	6.62%	固定金利	2021年 9月15日
- 国際債	エンデサ・チリ	2014年 4月15日	290	米ドル	4.25%	固定金利	2024年 4月15日
社債合計			1,892				
銀行借入金							
	エネル・グリーン・パワー・ブラジル	2014年 12月18日	131	ブラジルレアル	CDIオーバー ナイト +204bp	変動金利	2024年 9月15日
	EGPI BV	2014年 3月27日	153	ユーロ	6M ユーロ ボー+210 bp	変動金利	2026年 3月27日
	EGPI BV	2014年 8月14日	150	ユーロ	6M ユーロ ボー+60 bp	変動金利	2029年 2月14日
	スロベンスケ・エレクトラーネ	2014年 5月30日	183	ユーロ/ルーブル	10.55%	固定金利	2021年 11月30日
	スロベンスケ・エレクトラーネ	2014年 1月29日	151	ユーロ	ユーロボー + 180 bp	変動金利	2019年 1月29日
	スロベンスケ・エレクトラーネ	2014年 5月30日	170	ユーロ	ユーロボー + 275 bp	変動金利	2021年 11月30日
	スロベンスケ・エレクトラーネ	2014年 7月1日	137	ユーロ	ユーロボー +134bp	変動金利	2021年 1月23日
銀行借入金の合計			1,075				
ノンバンク借入金							
	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	2014年 11月26日	129	米ドル	7.57%	固定金利	2024年 11月26日
	エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	2014年 4月1日	179	米ドル	8.26%	固定金利	2023年 12月31日
ノンバンク借入金の合計			308				

2014年に締結された主な借入契約には以下のものが含まれる。

- > 2014年4月24日、2015年7月満期で2013年7月18日に供与された400百万ユーロの融資枠に代わる、550百万ユーロの融資枠にエネル・エスピーエーとユニクレジット・エスピーエーが合意した;
- > 2014年9月26日、エンデサ・エスエーは、ヨーロッパ・インベストメント・バンクと12年300百万ユーロの融資に合意した;
- > 2014年12月、エンデサ・エスエーは、以下の信用機関と二者間合意した。
 - バンコサンタンデルと、満期が2018年3月16日である500百万ユーロ、
 - カイクサバンクと、満期が2018年4月30日である500百万ユーロ;
 - BBVA と、満期が2018年3月16日である300百万ユーロ;
 - バンコサバデルと、満期が2018年2月2日である200百万ユーロ;
 - クトクサバンクと、満期が2018年2月18日である150百万ユーロ;
 - バンクインターと満期が2018年3月27日である100百万ユーロ;
 - バンコポピュラーと、満期が2018年3月29日である100百万ユーロ;
 - イベルカハと、満期が2018年1月15日である50百万ユーロ;

グループの主要な長期金融債務は、借り手（エネル、エンデサおよびその他のグループ会社）ならびにいくつかのケースでは保証人としての親会社の、国際商慣行上一般的に採用されている約束を定めた制限条項に服している。主な制限条項は、グローバル・ミディアム・ターム・ノート（GMTN）プログラムの枠組みで実行される債券の発行、欧州投資銀行および預託貸付公庫により提供される貸付、2010年4月に締結された100億ユーロのリボルビング融資枠、2013年2月8日に締結された94.4億ユーロの先日付スタートの融資契約、および劣後交換不能ハイブリッド債券の発行に関連するものである。

本報告日現在、約款のいずれの条項も発動していない。

GMTNプログラムにおける社債発行に関する契約の概要は、以下のとおりである。

- > 担保提供制限条項に基づき、同等の保証が当該社債に均等または応分に供与されていない限り、上場社債または上場が計画されている社債の担保とするために、発行者がすべてまたは一部の自社資産に抵当権、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はできない（ただし、法定要件に基づく場合を除く）。
- > 有価証券が、発行体の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、有価証券間での優先権なしに発行されたものであって、現在および将来の発行体自身の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
- > その発生がデフォルトに該当するデフォルト事由（支払不能、元本または利息の支払不履行、清算手続の開始等）の規定。クロスデフォルト条項の下では、発行体または「重要な」子会社（すなわち、総売上または総資産が連結総売上または連結総資産の少なくとも10%ある連結会社）により発行されたいずれかの金融負債（基準レベル超のもの）に関する債務不履行事象の発生は、条項の対象となっている債券の債務不履行を構成し、直ちに期限到来となる。
- > 税務上の必要性が新たに生じた場合の繰上償還条項に基づき、すべての発行済社債の繰上額面償還が認められている。

当グループの多数の企業に対してEIBにより付与されるローンに適用される主な制限条項を以下に要約する。

- > 条項の対象になっているローンに対しても同等の保証が均等にまたは残高比例按分で適用される場合でない限り、当グループの当事者会社またはその他の子会社が個々の契約において既に定めたものに関連する追加的保証または特権をエネルが定めまたは第三者に提供しないことをエネルが約束する、担保提供制限条項。
- > 保証人（エネル・エスピーエーがEIBに受け入れられる銀行かを問わない）が特定の等級以上の格付けを維持することを要求する条項。エネル・エスピーエーが提供する保証の場合には、当グループの資本が所定の水準を下回することはできない。
- > 特定の事象（合併、スピンオフ、事業体の処分または譲渡、会社の支配構造の変更など）が発生した場合に、その結果としての契約の調整を生じさせ、これが行われなるときは手数料を支払うのでなければローンが直ちに期限到来済みになることを定める、重大な変更条項。
- > 定期的にEIBに報告する要件。
- > ローン期間の全体を通じた財産の付保ならびにローンにより賄われる工事、プラントおよび機械の占有および使用に関する要件。
- > 特定の事象（契約に関連して提出された書面の重要な不実記載、満期における返済不履行、支払の停止、支払不能、特別管理、債権者への資産の処分、解散、清算、資産の全部または一部の処分、破産宣告あるいは債権者との和解や財産管理、資本の大幅な減少など）が即時返済を生じさせることを定める、契約終了条項。

預託貸付公庫は、2009年にエネル・ディストリブツィオーネにローンを供与したが、その条件は2011年に変更された。このローンに適用される主な制限条項と親会社により発行された保証は以下のように要約される。

- > 特定の事象（元金または利息の分割払金の不払、契約義務違反または実質的に不利な事象の発生など）が発生した場合に、預託貸付公庫にローンを終了させる権利を与える、終了および期限の利益喪失条項。
- > 預託貸付公庫が事前の同意を付与した場合でない限り、明示的に許可されているもののほかはエネルおよびその重要な子会社（契約および保証において、イタリア民法第2359条に従う子会社またはその売上高もしくは総資産が連結売上高もしくは総資産の少なくとも10%である被連結会社であると定義されている。）が追加的優先特権、保証およびその他の担保権を設定することを禁止する条項。
- > エネルが、定期的におよび特定の事象（エネルの信用格付けの変化、エネル、エネル・ディストリブツィオーネもしくは各々の重要な子会社により契約された金融負債についての特定の基準を上回る金額の不履行など）が発生した場合にいずれも、預託貸付公庫に報告することを要求する条項。この義務に違反した場合には、預託貸付公庫に期限の利益喪失条項を行使する権利が与えられる。
- > 各測定期間（半年ごと）の期末にエネルの連結純金融負債が年度の連結EBITDAの4.5倍を超えてはならないことを定める条項。

100億ユーロのリボルビング・クレジット・ラインおよびフォワード・スタート融資契約の主要約款もほぼ似通っており、その概要は以下のとおりである。

- > 担保提供制限条項に基づき、現在または将来の金融負債の担保とするために、債務者（およびその重要な子会社）がすべてまたは一部の自社資産に抵当権、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はできない（ただし、認められている保証を除く）。
- > パリ・パス条項に基づき、当該返済義務は債務者の直接的、無条件、かつ無担保の債務にあたり、優先権は設定されず、またその返済優劣順位は現在および将来の他の借入金と少なくとも同等とされる。
- > (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、支配変更条項。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。
- > その発生（返済不履行、契約違反、虚偽記載、債務者またはその重要な子会社による支払不能または支払不能宣言、廃業、政府の介入または国有化、悪影響を及ぼしうる行政訴訟、不法行為、債務者またはその重要な子会社のいずれかの国有化および政府による収用または強制取得など）が債務不履行にあたる債務不履行事象の特定。所定の期間内には是正されない限り、係る債務不履行により、弁済期日繰上条項に基づく借入金の即時返済義務が生じる。
- > クロスデフォルト条項の下では、発行体または「重要な」子会社（すなわち、少なくとも所定の比率（連結総収益または連結総資産の10%）に相当する総収益または総資産を有する被連結会社）の金融債務（基準のレベルを超えるもの）に関する債務不履行事由の発生は、条項の対象となっている負債に関する債務不履行を構成し、直ちにその期限到来となる。
- > 定期報告要件

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。

- > その発生がデフォルトに該当するデフォルト事由（元本または利息の支払不履行、支払不能、清算手続の開始等）の規定。条項の対象となっている債券の債務不履行を構成し、直ちに期限到来となる。
- > 劣後条項：各ハイブリッド債券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ハイブリッド金融商品と同等に位置づけられる。ただし、持分商品に対しては優位となる。
- > 他者との合併、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。

グローバル・ミディアム・ターム・ノート（GMTN）プログラムの下でエンデサ・キャピタルにより実行される債券の発行に関する約束事項を以下に要約する。

- > 規制市場に上場しておりまたは上場が計画されているエンデサまたはエンデサ・キャピタルの金融債務（特定の金額を超えるもの）に関する支払不履行が生じた場合に債務返済が前倒しされることを定める、クロスデフォルト条項。
- > 条項の対象となっている債券に対しても同等の保証が均等にまたは残高比例按分により適用される場合でない限り、規制市場に上場されておりまたは上場が計画されている金融債務を保証するために発行体はそ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を設定することができないことを定める、担保提供制限条項。
- > 有価証券および保証がエンデサ・キャピタルまたはエンデサにより発行された現在および将来の他のすべての無担保かつ非劣後の有価証券と少なくとも同じ優先順位を有することを定める、パリ・パス条項。

最後に、エンデサ、インターナショナル・エンデサ・ビーヴィーおよびエンデサ・キャピタルに付与された融資には、ラテン・アメリカにおける子会社債務に関するクロスデフォルト条項が含まれていない。

再生可能エネルギーに関連する子会社およびラテン・アメリカのその他の子会社に与えられたプロジェクト融資に関する制限条項には、国際商慣行上一般的に採用されている制限条項が含まれている。主な約束事項は、プロジェクトに譲渡されるすべての資産に債権者を担保権者とする質権が設定されることを定める条項に関するものである。

エネルシスおよびエンデサ・チリ（ともにエンデサの間接支配下にある。）の債務の残余部分には、エネルシスまたはエンデサ・チリの子会社の金融債務に関する債務不履行事由（支払不履行またはその他の義務の違反）の発生が当該残余部分に関する債務不履行を構成し、直ちにその期限到来となることを定める、クロスデフォルト条項が適用される。

さらに、これらの契約の大部分には、特定の状況、政府の一定の対策、支払不能または裁判による資産の収用により起動されるクロス・アクセレレーション条項も含まれている。

以上に加えて、多数のローンでは、エンデサまたは子会社の支配の変更が生じた場合における繰上返済が規定されている。

40.3.2 短期借入金 - 3,252百万ユーロ

2014年12月31日現在、短期借入金は、2013年12月31日と比較して768百万ユーロ増加して3,252百万ユーロであった。内訳は、以下のとおりである。

百万ユーロ	帳簿価額	公正価値	帳簿価額	公正価値	帳簿価額	公正価値
	2014年12月31日		2013年12月31日 修正再表示後		変動	
短期銀行借入金	30	30	118	118	(88)	(88)
コマーシャル・ペーパー	2,599	2,599	2,202	2,202	397	397
現金担保およびその他デリバ ティブの資金調達	457	457	119	119	338	338
他の短期借入金	166	166	45	45	121	121
短期借入金	3,252	3,252	2,484	2,484	768	768

短期銀行借入金は、30百万ユーロであった。2014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、ならびに、エンデサ・ラティノアメリカ（旧エンデサ・インテルナシオナル・ビーヴィー）およびエネルシスの3,209百万ユーロのプログラムに関するものである。

2014年12月31日現在、上記プログラムに関連する発行分は2,599百万ユーロ、うち2,400百万ユーロがエネル・ファイナンス・インターナショナルのもの、および199百万ユーロがインテルナシオナル・エンデサ・ビービーのものであった。

40.4 デリバティブ金融負債

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負債の想定元本および公正価値を示し、流動金融負債および非流動金融負債に分けている。

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	
	2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 為替	-	5	-	2	-	-	-	-
合計	-	5	-	2	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 金利	3,635	4,056	554	361	922	1,345	2	24
- 為替	6,415	8,825	1,627	1,821	341	2,943	4	260
- 商品	742	391	225	7	2,075	4,100	464	156
合計	10,792	13,272	2,406	2,189	3,338	8,388	470	440
トレーディング・ デリバティブ								
- 金利	107	216	21	22	123	600	75	51
- 為替	240	14	10	-	2,716	2,219	71	34
- 商品	20	66	4	3	15,307	10,582	4,825	2,415
合計	367	296	35	25	18,146	13,401	4,971	2,500
デリバティブ金融負債の 合計								
	11,159	13,573	2,441	2,216	21,484	21,789	5,441	2,940

デリバティブ金融負債についての詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照すること。

40.5 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	2014年	
	純利益（損失）	その内 減損/減損の戻入
公正価値で測定される売却可能金融資産	(94)	-
償却原価で測定した売却可能金融資産	1	-
満期保有目的金融資産	6	-
貸付金および債権	(249)	(807)
FVTPLの金融資産		
トレード目的金融資産	-	-
当初の認識の際に指定された金融資産（公正価値オプション）	6	-
FVTPLの金融資産の合計	6	-
償却原価で測定した金融負債	(4,252)	-
FVTPLの金融負債		
トレード目的金融負債	(4)	-
当初の認識の際に指定された金融負債（公正価値オプション）	(28)	-
FVTPLの金融負債の合計	(32)	-

デリバティブの純損益についての詳細は、注記10「デリバティブからの金融収益/（費用）」を参照すること。

注記41 リスク管理

金融リスク管理の目的と方針

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、流動性リスクなどにさらされている。

金融リスクに対するグループの統治構成が想定するのは、

グループ会社のトップ経営陣で構成されおよびCEOが議長を務める特定の内部委員会で、戦略方針の作成、およびリスク管理の運営監視に責任を負い、

運営、監視、リスク管理に関する役割と責務を定義する、グループレベルおよび個々の部門、国、事業分野での特定方針を確立することであり、グループの事業とリスク管理の責務に関する事業体の組織的区分を明確にし、

運営上の限界をグループレベルおよび個々の部門、国、事業分野に対する様々なリスクに関し、指定する。

これらの限界は、リスク管理事業体により定期的に監視される。

市場リスク

市場リスクは、期待するキャッシュ・フローまたは金融商品の公正価値が市場価格の変動により変動することである。

市場リスクは、基本的に金利リスク、為替リスク、および商品価格リスクから構成される。

金利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。

当社が有する、デリバティブ以外の主な金融負債は、社債、銀行借入金、その他の借入金、コマーシャル・ペーパー、デリバティブ取引に対する現金担保、工事契約の負債、および買掛金が含まれる。

これらの金融商品の主目的は、グループ運営のための資金を提供することである。

グループが有する、デリバティブ以外の主な金融資産は、金融債権、ファクタリング債権、デリバティブ取引に対する現金担保、現金および現金同等物、工事契約の債権、および売掛金が含まれる。

詳細については、注記40の「金融商品」を参照すること。

金利リスクおよび為替リスクにさらされることの原因は、前年に関しては変動がなかった。

グループが負っている財務リスクの性格により、金利の変動が正味金融費用の増加または公正価値で測定された資産または負債の価値の不利な変動を引き起こす可能性がある。

グループはまた、ユーロと主要な外貨の間の為替レートの変動が、外貨建ての業績および、コスト、収益、資産、負債などの財務集計値のユーロ建ての価値に悪影響を及ぼす可能性ならびにユーロ以外の通貨建ての株式投資の連結価値に悪影響を及ぼす可能性（換算リスク）があるリスクを負っている。金利と同様に、為替レートの変動は、公正価値で測定される金融資産および金融負債の価値の変動を引き起こす可能性がある。

市場リスクの管理についての当グループの方針は、金利および為替レートの変動の影響（換算リスクは除く）の緩和を規定している。この目標は、リスクの源泉において金融資産および金融負債の性格の戦略的な分散を通じて、また店頭市場で締結されるデリバティブ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既存の構造的な相関によって発生し、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。

そ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、エネルはグループの方針とリスクガバナンスの限度に応じて、ソーシングやヘッジングを進めるなど、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を発展させ、デリバティブに関する金融リスクのヘッジを計画し、技術化する。グループ会社は、金融商品を用いて、商品の取引から生じる価格リスクをヘッジするための戦略を発展させ、市場リスクを低減するか、解消し、価格の様々な要素を浄化する。承認された場合、グループ会社は、最も関連性の高い市場を監視し、理解を深めるため、グループによって使用されるエネルギー商品の独自の取引に従事できる。

2014年に定義された組織構造は、単一のエンティティを提供し、グループ全体のために運営し、燃料を調達し、電力およびガスを卸売市場に販売し、その事業に関与する事業体の直接管理のために取引を集中化し、それらはローカルのレベルで運営され、市場との効果的な関係を維持する。グローバルビジネスラインは、グローバルパフォーマンスを操作し、監視し、統合するため指名されたホールディングカンパニーの事業体と協力する。エネルギー商品に関連する市場リスクを管理し制御するため、当社の事業の統合に向けた視界を強化し、販売およびトレーディング運営の地理的理解をグローバル環境と一致させ、そこでグループは事業運営を行い、マージンを最大化し、リスクの管理を改良するための機会を造り出す。

市場リスクのガバナンスの一環として、当社は、清算義務が発動する規制当局による閾値に関連して、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 - ヨーロッパ市場インフラストラクチャレギュレーション - ヨーロッパ議会の番号648/2012)。2014年度中に、これらの閾値の超過は検知されなかった。

金融リスクの測定の一環として、当社は、公正価値で測定した金融商品の公正価値についてカウンターパーティー・リスクに対応させて調整するために、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を測定した。

詳細な情報は、注記45「公正価値で測定した資産」を参照すること。

金利リスク

金利リスクは、市場金利の変動により、期待される金融商品のキャッシュ・フローの公正価値が変動するリスクである。

エネル・グループの金利リスクの主要源泉は、金融商品の存在である。それは、主として変動金利金融負債に係る利息支払額の変動や、新たな負債性商品の交渉における金融条件の変更、あるいは公正価値で測定した金融資産/負債の価値の不利な変動であり、これらは通常、固定金利負債性商品である。

詳細情報については、注記40の「金融商品」を参照すること。

金利リスクのエクスポージャーは、前年と比較すると変化はない。

エネル・グループは最適金融構造の定義を通して、金利リスクを管理し、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の戦略的多様化を通して目指し、店頭デリバティブを使用し、金利スワップと金利オプションを中心に、特定のエクスポージャーに対し、リスク分析結果を修正する。当該取引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。

代替ヘッジは、リスク要因のヘッジ手段が市場で入手できない、あるいは、十分に流動性がない場合に、多くの残存環境において使用されることがある。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、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に基づいて計算して、定期的に交換することでカウンターパートと合意する。

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へのスワップは、異なる指標に基づく変動金利の交換を可能にするものである。

いくつかの構造化された借入金は、金利スワップによりヘッジされる複数段階の金利フローを有し、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。

金利オプションは、一旦ある基準値（オプション行使価格）に届いた場合に想定元本について計算された金利の差額を交換することを含む取引である。これらの基準値は、ヘッジの結果としての負債の事実上の、最大限の利率（キャップ）または最小限の利率（フロアー）を規定するものである。ヘッジ戦略として、同時に最大と最小の利率を設定するオプションの組み合わせ（カラー）を使用することもできる。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エネル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。

以下の表は、2014年12月31日および2013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示したものである。

百万ユーロ	想定元本	
	2014年	2013年修正 再表示後
変動金利から固定金利スワップ	5,043	7,175
固定金利から変動金利スワップ	889	1,121
固定金利から固定金利スワップ	100	100
変動金利から変動金利スワップ	180	180
金利オプション	50	50
合計	6,262	8,626

金利デリバティブについての詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照すること。

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	2014年				2013年修正再表示後			
	プリ ヘッジ	%	ポスト ヘッジ	%	プリ ヘッジ	%	ポスト ヘッジ	%
変動金利	17,656	30.8%	13,396	23.3%	19,651	33.6%	13,536	23.2%
固定金利	39,749	69.2%	44,009	76.7%	38,767	66.4%	44,882	76.8%
合計	57,405		57,405		58,418		58,418	

2014年12月31日現在、金融負債の31%が変動金利であった（2013年12月31日現在は34%）。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、23%の純金融負債(2013年12月31日は23%)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、77%の正味金融負債がヘッジされる（2013年12月31日現在は77%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。

2014年、エネル・エスピーエーによって発行された社債の主な満期、インターナショナル・エンデサ・ビーブイによる返済、スロベンスケ・エレクトラーネの借入金、およびグループ会社の借入金の通常の償却費は、金利スワップにより、対応する2,215百万ユーロの削減となった。

金利リスク感応度分析

当グループは、金融商品のポートフォリオの金利変動の効果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株主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。

継続的に保有される他のすべての変数により、グループの税引前の収益は以下に示す通り、金利レベルの変動により影響を受けることがある。

百万ユーロ	2014年				
	税引前の損益に対する影響			税引前の株式に対する影響	
	ベース ポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の長期変動金利借入金の 計の金融費用の変動	25	34	(34)	-	-
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	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	25	-	-	70	(70)
公正価値のヘッジ	25	(11)	11	-	-

為替リスク

為替リスクは、為替レートの変動により、公正価値または将来の金融商品のキャッシュ・フローが変動するリスクである。

エネル・グループの企業にとって、外国為替リスクの主な源泉は、現在の会計および/または機能通貨以外の通貨建てによる金融商品とキャッシュ・フローの存在である。

具体的には、為替変動リスクは主に以下の取引区分から発生する。

- > 持株会社または各子会社によって締結された、決算書通貨または機能通貨以外の通貨建の負債
- > 国際市場における燃料や電力の購入または売却に伴うキャッシュ・フロー
- > 外貨での投資、非連結在外関係会社からの配当金または株式投資の売買に伴うキャッシュ・フロー

為替リスクにさらされることに、前年からの変動はない。

詳細については、注記40の「金融商品」を参照すること。

このリスクを最小限にするため、当グループは通常、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などの様々な店頭（OTC）デリバティブを使用する。

当該取引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。

クロス・カレンシー金利スワップは、外国通貨の長期金融負債を会社が保有するエクスポージャーの現在の会計または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（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。後者の場合、ストライク・レートおよび／または直物為替レートが、欧州中央銀行の公示基準レート（フィキシング）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、2014年12月31日と2013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	
	2014年	2013年修正 再表示後
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）	14,801	14,263
商品の外国為替変動リスクをヘッジする為替予約	4,942	4,253
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	3,552	1,906
コマーシャル・ペーパーをヘッジする通貨スワップ	148	246
借入金をヘッジする為替予約	224	201
その他の為替予約	-	423
合計	23,667	21,292

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外国為替変動リスクをヘッジするための想定元本14,801百万ユーロのCCIRS（2013年12月31日現在は14,263百万ユーロ）
- > 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建の予想されるキャッシュ・フローに関する外国為替変動リスクをヘッジするための想定元本合計8,494百万ユーロの為替予約（2013年12月31日現在は6,159百万ユーロ）
- > ユーロ以外の通貨で発行されたコマーシャル・ペーパーの償還に関する外国為替変動リスクをヘッジするための想定元本合計148百万ユーロの通貨スワップ（2013年12月31日現在は246百万ユーロ）
- > ユーロ以外の通貨建の借入金に伴う外国為替変動リスクをヘッジするための想定元本合計224百万ユーロの為替予約（2013年12月31日現在は201百万ユーロ）

2014年12月31日現在、グループの長期借入金の35%（2013年12月31日現在は31%）は、ユーロ以外の通貨建てであった。

外国為替リスクのヘッジを考慮すると、リスクに対してヘッジしない借入金の割合は、2014年12月31日現在で、13%である（2013年12月31日現在は11%）。

外国為替リスク感応度分析

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効果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株主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。

継続的に保有される他のすべての変数により、税引前の収益は以下に示す通り影響を受けることがある。

百万ユーロ	2014年				
	税引前の損益に対する 影響		税引前の株式に対する 影響		
	為替 レート	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の外国通貨建て借入金の総計に係る金融費用	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%	85	(103)	-	-
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%	-	-	(1,900)	2,321
公正価値のヘッジ	10%	-	-	-	-

商品リスク

グループ会社は、指標付き契約に基づく発電所の燃料の購入と、天然ガスの購入と販売、および変動価格での電力の購入と販売（指標付き二者間契約および電力直物市場における売却）に主に関連する商品の価格変動リスクにさらされる。

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、二者間の実物契約の形式の固定価格契約と、市場電力価格が権利行使価格を上回った場合には差額がカウンター・パーティーに、および逆の場合にはエネルに支払われる金融契約（差金取引、VPP契約等）を主に使用する。現物市場におけるエネルギー販売のうちこのような契約によるヘッジが行われないものに関する残余エクスポージャーは、発電原価の展開の見積りに基づいて定量化され、管理されている。代替ヘッジは、エクスポージャーを生成するリスク要因に対するヘッジ手段が市場で入手できない、あるいは流動性が十分でない場合に工業ポートフォリオに使用され、ポートフォリオヘッジは、会社間フローから収益を得る機会を評価するために使用する。

当グループは、ヘッジにシンプル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）。

エネルはまたグループのエネルギー商品市場における存在を維持するために最低限の私設取引を行っている。これらの業務は、企業方針の下、明確にこれらの実行を承認されているグループ企業のみが実行し、これらの業務の目的は、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契約を利用してエネルギー商品（欧州の主要諸国における石油製品、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し、予想する市場の動きを基に実行される裁定取引を通じた利益獲得機会を活用することである。

グループレベルで確立されている商品リスク管理プロセスは、長期間にわたりリスクの動向を継続的に監視し、特定の分析次元（例えば、地域別、組織構造別、事業別等）についてリスク水準が、トップマネジメントによって設定されたリスク選好と整合した閾値に準拠しているかを判定することを目的としている。これらの業務は、厳格なリスク制限を規定している公式な規制ルールの枠組み内で実施される。この制限に関するコンプライアンスは当該業務とは関係のないユニットが毎日確認している。ポジションは月次で監視され、工業ポートフォリオの場合はプロフィット・アット・リスクが評価され、トレーディング勘定の場合は日次でバリュー・アット・リスクが計算される。

エネルの私設取引に対するリスク制限は想定最大損失額（対象期間1日、信頼水準95％）に関して設定され、2014年中の制限の額は約33百万ユーロであった。

次の表は、2014年12月31日と2013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	
	2014年	2013年修正 再表示後
予約および先物契約	26,671	17,526
スワップ	9,359	11,024
オプション	401	264
組込デリバティブ	-	659
合計	36,431	29,473

詳細は、注記43「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照すること。

商品リスクの感応度分析

以下の表は、他のすべての変数は絶え間なく維持されながら、同じ日のシナリオに使用される評価モデルに基づく商品価格に合理的にあり得る変動の感応度の分析結果を示す。分析は、+10%と-10%の商品価格曲線におけるシフトの影響を評価する。

税引前収益の影響は主に、ガスおよび石油商品の価格変動が原因である。株式の影響は、ほぼ全面的に石炭およびガス価格の変動が原因である。グループ会社の、他の商品の価格変動へのエクスポージャーは、重大ではない。

百万ユーロ	2014年				
	税引前の損益に対する影響			税引前の株式に対する影響	
	商品価格	増加	減少	増加	減少
商品関連トレーディング・デリバティブの公正価値の変動	10%	(60)	(61)	-	-
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%	-	-	(236)	(276)

信用リスク

当グループは、商業取引、商品取引および金融取引により信用リスク、すなわちカウンターパーティーの想定外の信用度の変動が、支払不能（債務不履行リスク）および市場価値の変動（スプレッド・リスク）の観点から債権者の立場に影響を及ぼす可能性についてのリスクを負う。

近年、金融市場に与える不安定さ、および不確かさ、およびグローバルな経済危機の観点から、平均的な回収時間は長期化している。信用リスクを最小化するため、グループレベルでの一般的方針は、信用エクスポージャーを測定するために、すべての中心的地域/国/事業分野において統一した基準の使用を提供し、それによって早急に債権残高の質に関する劣化を特定し、取られる緩和行動を特定し、一体化を実現し、グループレベルでのエクスポージャーを監視する。

信用エクスポージャーは異なる事業体によって、地域/国/事業分野レベルで管理されるので、リスク管理および制御行動において必要な分離を確保する。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。

商品取引に関連する信用リスクに関して、統一のカウンターパートの評価システムは、グループレベルで使用され、ローカルレベルで実施される。2013年以来、ポートフォリオの限度は、グループ信用リスク委員会によって承認され、地域/国/事業分野レベルおよび一体化レベルで適用、監視される。

デリバティブを含めて、金融取引により発生する信用リスクは、有力な国家および国際的金融機関の中から高い立場の取引相手を選択することにより、最小化可能であり、ポートフォリオを多様化し、現金担保の交換が必要なマージン同意に至る信用取引契約を維持する、又はネットティング契約を用いる。内部評価システムは2014年に再度使用され、地域/国/事業分野レベルおよび一体化レベルにおいて、金融取引先に関し、グループ金融リスク委員会によって承認された信用リスクの運用限度を適用し、監視する。

信用リスクをより効果的に管理するため、グループ会社は、何年間も、主に、コマーシャルポートフォリオの特定のセグメントと、それよりは少ないが、小売りではなく、電力業界の他のセグメントで運営されている会社の請求書が送付された債権、およびインボイスされる債権のノンリコース割り当てを実行してきた。

上記の取引はすべて、会計処理目的上のノンリコース譲渡と考えられるものであり、対応する譲渡資産に付随するリスクおよび利益が譲渡済みとなっているため、財政状態計算書における当該資産の完全な認識中止が伴っている。

顧客信用リスクの集中

売掛金は、多くの地域および国（イタリア、スペイン、ルーマニア、ラテン・アメリカ、ロシア、フランス、北アメリカ等）での当グループの活動によって発生するが、これは、高度に多様化された顧客や取引先を基礎とするものである。多様化とは、地理的に、業種的に（工業会社、エネルギー会社、小売業者、観光、通信、政府機関等）、もしくは規模的に（大手企業、中小企業、一般顧客等）である。子会社を通して、エネルは60百万以上の顧客と取引先有し、それは通常、粒状の信用エクスポージャーを有する。

支払期日が過ぎたが、有効な金融資産

百万ユーロ	2014年
無効売掛金	1,662
支払期日前で有効な売掛金	8,380
支払期日後で有効な売掛金	3,642
- 3ヵ月未満	1,416
- 3～6ヵ月	282
- 6ヵ月～1年	399
- 1年～2年	489
- 2年超	1,056
合計	13,684

流動性リスク

流動性リスクは、金融債務に関連する義務を満たすに当たって、当グループが困難に直面することになるリスクであり、現金または他の金融資産を提供することにより解決する。

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、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リソースの適切レベル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。

当グループレベルでは、エネル・エスピーエーが（直接におよび子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィを通じて）財務機能の集中化を実行し、短期金融市場および資本市場へのアクセスを確保している（エンデサ・グループは例外であり、同グループについてはエンデサ・エスエーならびにその子会社であるエンデサ・インターナショナル・ビーヴィーおよびエンデサ・キャピタル・エスエーがこの機能を実行している。）。

当グループは、運転資本と関連するキャッシュ・フローを最適化するため多くの行動を主導する。より具体的には、電力当局のコンサルタント文書番号618/2014/R/eelによると、新たなグリッドコードの効力発生に関する2014年12月11日のガスおよび水道システム（終了は2015年1月16日）は、収益の回復のために一般的システムコストに関して配電会社から平衡基金への支払期日の延長の可能性を提供し、エネル・ディストリブツィオーネは2014年10月のシステムコストを決済したが、それは2015年1月で、総計12億ユーロに達した。

当グループは、以下に示す引き出されていない信用枠を有する。

百万ユーロ	2014年12月31日		2013年12月31日修正再表示後	
	1年以内に満期	1年を越えて満期	1年以内に満期	1年を越えて満期
コミットした融資枠	671	13,456	494	14,912
コミットしない融資枠	425	-	795	-
コマーシャル・ペーパー	6,727	-	7,088	-
合計	7,823	13,456	8,377	14,912

コミットした融資枠はグループレベルで、14,127百万ユーロになり、13,456百万ユーロが2015年以降に満期となる。利用可能リソースの合計は、21,279百万ユーロとなり、6,727百万ユーロはコマーシャル・ペーパーである。

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	2016年	2017年	2018年	2019年	それ以降
社債：							
- 上場、固定金利	1,012	1,549	3,502	2,466	5,132	2,137	16,099
- 上場、変動金利	1,387	45	1,182	384	796	238	1,660
- 非上場、固定金利	-	-	-	1,233	-	1,434	2,218
- 非上場、変動金利	-	63	64	65	66	313	760
社債合計	2,399	1,657	4,748	4,148	5,994	4,122	20,737
銀行借入金							
- 固定金利	5	42	81	63	304	60	371
- 変動金利	134	574	714	496	731	562	3,628
- リボルビング・ クレジット・ ファシリティ利用	-	69	9	-	3	-	-
銀行借入金の合計	139	685	804	559	1,038	622	3,999
ノンバンク借入金：							
- 固定金利	49	137	185	161	163	134	894
- 変動金利	13	46	70	66	39	33	139
ノンバンク借入金の 合計	62	183	255	227	202	167	1,033
合計	2,600	2,525	5,807	4,934	7,234	4,911	25,769

購入商品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、自己使用免除の適用を受ける。

以下は、2014年12月31日の未払コミットメントに関連する割引前キャッシュ・フローを示す。

購入商品に係る コミットメント	2014年12月31日	2015-2019年	2020-2024年	2025-2029年	以降
- 電力	54,384	20,142	10,954	7,725	15,563
- 燃料	63,605	35,718	16,468	8,289	3,130
合計	117,989	55,860	27,422	16,014	18,693

[前へ](#)
[次へ](#)

注記42 金融資産と金融負債の相殺

2014年12月31日現在、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かった。金融資産と負債をネット・ベースで決済することは、エネル・グループの方針ではなかったからである。

注記43 デリバティブとヘッジ会計

43.1 ヘッジのためのデリバティブ

デリバティブは当初、つまり、取引期日においてまず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により得られた損益を認識する方法は、そのデリバティブがヘッジ手法として設計されているかどうかによって異なるが、そのように設計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号の全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。

取引開始時、当グループはヘッジ手段とヘッジ対象項目との関係のほか、リスク・マネジメントの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の規則的な形の双方により、公正価値またはヘッジ対象項目のキャッシュ・フローの変動を相殺する上でヘッジ手段が高い効果を持つか判断するため、ヘッジ効果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のうち一つにおけるヘッジ手段としてデリバティブを設定する。

- > 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) 企業が保有する金融負債の勘定で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、iii) 外貨建て燃料価格の変化、iv) 変動価格で販売される電力の予想価格の変化、およびv) 石炭および石油の商品相場の変化
- > 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。

企業がさらされている金融商品のリスクの性質およびその程度の詳細については、41「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、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・ヘッジとして設計され、この要件を満たしたデリバティブの公正価値の有効な変化部分は、その他の包括利益として認識される。有効でない部分に関連した利益または損失は、損益計算書に直ちに記載される。

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。

ヘッジ手段が失効または売却された場合、もしくは、ヘッジが失効または解消されていないものの、すでにヘッジ会計の基準を満たさなくなった場合、その時点での現存累計損益は株主資本に据え置かれ、予想された取引が最終的に損益計算書で認識された時点で認識されることとなる。

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又は損失とされる。

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使用される。

ヘッジ手段として要件を満たし、そのように設計されたデリバティブの公正価値の変化は、ヘッジされたリスクに起因するヘッジ対象の公正価値の変動とともに、損益計算書で認識される。

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。

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。

海外子会社の持ち分に対する投資 (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。

グループは現在、NIFOのヘッジを行っていない。

以下の表は、ヘッジ関係の種類別による想定元本と公正価値ヘッジ・デリバティブの分類である。

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金額として表示できる（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	公正価値ベースの 資産				公正価値ベースの 負債			
	想定元本		想定元本		想定元本		想定元本	
	2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後
公正価値ヘッジ・ デリバティブ								
- 金利ヘッジ	904	1,121	55	49	-	-	-	-
- 為替レートのヘッジ	-	-	-	-	-	5	-	(2)
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ								
- 金利ヘッジ	506	1,258	5	40	4,557	5,401	(556)	(385)
- 為替レートのヘッジ	11,740	5,479	1,407	439	6,756	11,768	(1,631)	(2,081)
- 商品相場ヘッジ	3,457	286	433	22	2,817	4,491	(689)	(163)
合計	16,607	8,144	1,900	550	14,130	21,665	(2,876)	(2,631)

デリバティブの公正価値の計測の詳細については、45「公正価値で計測した資産」を参照すること。

流動資産・非流動資産、および流動負債・非流動負債のヘッジ手段の分類の詳細については、41「リスク管理」を参照すること。

43.2 ヘッジするリスクの種類によるヘッジ関係

金利リスク

以下の表は、2014年12月31日および2013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想定元本と公正価値の、ヘッジの種類ごとの内訳である。

ヘッジ手段	ヘッジ対象	公正価値		公正価値	
		想定元本		想定元本	
		2014年12月31日	2013年12月31日	2014年12月31日	2013年12月31日
金利スワップ	固定金利の借り入れ	41	1,004	50	1,221
金利スワップ	変動金利の借り入れ	(537)	4,963	(346)	6,559
合計		(496)	5,967	(296)	7,780

以下の表は、2014年12月31日および2013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想定元本と公正価値の、ヘッジの種類ごとの内訳である。

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			
	想定元本		2013年 12月31日		想定元本		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日		2014年 12月31日		2014年 12月31日		2014年 12月31日	
	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後
公正価値ヘッジ・デリバティブ								
- 金利スワップ	904	1,121	55	49	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブ								
- 金利スワップ	506	1,258	5	40	4,557	5,401	(556)	(385)
金利デリバティブ合計	1,410	2,379	60	89	4,557	5,401	(556)	(385)

2014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5,967百万ユーロとなり、負の公正価値は496百万ユーロとなる。

年間を通じて同年は利回り曲線の低下が見られたため、キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブの公正価値が悪化し、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値が改善した。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

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					
	2014年							
	12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	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	5	(5)	2	-	-	-	-	
負の公正価値	(556)	(115)	(89)	(75)	(65)	(55)	(226)	

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	2014年	2013年修正 再表示後
2014年1月1日における期初残高	(1,729)	(1,638)
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）	958	(281)
損益で認識される公正価値の変化	130	228
損益で認識される公正価値の変化－有効でない部分	-	-
2014年12月31日における期末残高	(641)	(1,691)

為替リスク

以下の表は、2014年12月31日および2013年12月31日の時点での残高のある、為替リスクに対するヘッジ手段の想定元本と公正価値の、ヘッジ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
		2014年12月31日		2013年12月31日 修正再表示後	
ヘッジ手段:	ヘッジ対象:				
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 固定金利借り入れ	(508)	14,064	(1,580)	13,848
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 変動金利借り入れ	11	416	26	415
- 通貨金利スワップ (CCIRSs)	- 外貨建て将来キャッシュ・フロー	(38)	321	-	-
- 為替予約	- 外貨建て将来商品購入	312	3,674	(90)	2,962
- 為替予約	- 外貨建て将来キャッシュ・フロー	-	21	-	27
合計		(224)	18,496	(1,644)	17,252

キャッシュ・フロー・ヘッジと公正価値ヘッジ:

- > ユーロ以外の通貨建てによる固定金利債務のヘッジに使用された通貨金利スワップの想定元本は、14,064百万ユーロで、負の公正価値は508百万ユーロだった。
- > ユーロ以外の通貨建てによる変動金利債務のヘッジに使用された通貨金利スワップの想定元本は、737百万ユーロで、負の公正価値は27百万ユーロだった。
- > ユーロ以外の通貨建てによる天然ガスの売買と燃料の購入および予想されるキャッシュ・フローに伴う為替リスクのヘッジに使用された為替予約の想定元本は、3,965百万ユーロで、公正価値は312百万ユーロだった。

以下の表は、2014年12月31日および2013年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本と公正価値の、ヘッジの種類ごとの内訳である：

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	
	想定元本	公正価値	想定元本	公正価値
	2013年 12月31日	2013年 12月31日	2013年 12月31日	2013年 12月31日
	2014年 12月31日	2014年 修正 再表示後	2014年 12月31日	2014年 修正 再表示後
公正価値ヘッジ・ デリバティブ				
- 通貨金利スワップ	-	-	-	(2)
キャッシュ・フロー・ ヘッジ・デリバティブ				
- 為替予約	3,520	218	175	(95)
- 通貨金利スワップ	8,220	5,261	6,581	(1,986)
為替デリバティブの合計	11,740	5,479	6,756	(2,083)

2014年12月31日の時点での通貨金利スワップの想定元本は14,801百万ユーロ（2013年12月31日では14,263百万ユーロ）となり、583百万ユーロ増加した。合計1,989百万ユーロの通貨金利スワップが満期で失効し、エネルが英ポンド建てで発行したハイブリッド債券と勘定通貨以外の通貨建ての変動金利債務、合計1,398百万ユーロで置き換えられた。また、これは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、これは想定元本を1,129百万ユーロ押し上げている。

2014年12月31日の時点での為替予約の想定元本は3,695百万ユーロ（2013年12月31日では2,989百万ユーロ）となり、706百万ユーロ増加した。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、主に天然ガスの売買と燃料の購入によるものである。想定元本の変化は、通常の事業の動向に関連している。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

以下の表は、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				
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	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	1,407	185	137	274	103	409	829
負の公正価値	(1,631)	(62)	(157)	(41)	(53)	(183)	485

以下の表は、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、株主資本に与える影響であり、税効果控除前の金額である。

百万ユーロ	2014年	2013年修正 再表示後
2014年1月1日における期初残高	(84)	(75)
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）	(1,089)	(61)
損益で認識される公正価値の変化	64	52
損益で認識される公正価値の変化 – 有効でない部分	-	-
2014年12月31日における期末残高	(1,109)	(84)

商品リスク

百万ユーロ	公正価値ベースの 資産				公正価値ベースの 資産			
	想定元本		2013年 12月31日		想定元本		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日		2014年 12月31日		2014年 12月31日		2014年 12月31日	
	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後	修正 再表示後
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ								
電力のデリバティブ:								
- スワップ	545	81	50	12	152	326	(7)	(9)
- 先渡し/先物	1,149	115	95	4	348	1,502	(18)	(26)
電力のデリバティブ合計	1,694	196	145	16	500	1,828	(25)	(35)
石炭のデリバティブ:								
- スワップ	-	-	-	-	718	1,250	(183)	(120)
石炭のデリバティブ合計	-	-	-	-	718	1,250	(183)	(120)
ガスおよび石油のデリバティブ								
- スワップ	124	-	41	-	13	17	(3)	(1)
- 先渡し/先物	1,426	-	197	-	1,586	1,396	(478)	(7)
ガスおよび石油の デリバティブ合計	1,550	-	238	-	1,599	1,413	(481)	(8)
CO2のデリバティブ								
- 先渡し/先物	213	90	50	6	-	-	-	-
CO2のデリバティブ合計	213	90	50	6	-	-	-	-
商品関連デリバティブ合計	3,457	286	433	22	2,817	4,491	(689)	(163)

表は、2014年12月31日および2013年12月31日の時点での商品の価格リスクをヘッジするデリバティブの想定元本と公正価値のヘッジの種類ごとの内訳である。

商品に関するキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブによる正の公正価値は主に、ガスと石油のヘッジ238百万ユーロ、電力デリバティブ145百万ユーロ、CO2排出権取引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。

負の公正価値を伴う商品に関わるキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブは、ガスと原油商品のデリバティブ関連が481百万ユーロ、発電会社のための石炭購入ヘッジ関連が183百万ユーロ、電力デリバティブ関連が25百万ユーロである。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

以下の表は、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				
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	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	433	327	104	2	-	-	-
負の公正価値	(689)	(464)	(225)	-	-	-	-

以下の表は、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・デリバティブが株主資本に与える影響であり、税効果控除後の金額である。

百万ユーロ	2014年	2013年修正 再表示後
2014年1月1日における期初残高	(52)	(75)
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）	(318)	(228)
損益で認識される公正価値の変化	124	253
損益で認識される公正価値の変化－有効でない部分	(2)	(2)
2014年12月31日における期末残高	(248)	(52)

注記44 損益を通じたデリバティブの公正価値

以下の表は、2014年12月31日および2013年12月31日の時点でのFVTPL（損益を通じた公正価値の測定）でのデリバティブの想定元本と公正価値である。

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			
	想定元本		2013年 12月31日		想定元本		2013年 12月31日	
	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後	2014年 12月31日	修正 再表示後
FVTPLでのデリバティブ								
金利のデリバティブ:								
- 金利スワップ	65	30	4	2	180	766	(88)	(69)
- 金利オプション	-	-	-	-	50	50	(8)	(4)
為替のデリバティブ:								
- 為替予約	2,215	1,807	159	46	2,956	2,233	(81)	(34)
商品のデリバティブ								
電力のデリバティブ:								
- スワップ	1,207	2,356	155	131	1,611	1,775	(183)	(94)
- 先渡し/先物	5,391	6,128	480	133	5,456	3,469	(417)	(44)
- オプション	104	52	2	4	80	32	(6)	(3)
電力のデリバティブ合計	6,702	8,536	637	268	7,147	5,276	(606)	(141)
石炭のデリバティブ:								
- スワップ	1,527	928	187	57	1,742	422	(218)	(58)
- 先渡し/先物	73	35	7	5	51	13	(15)	(2)
- オプション	3	2	3	2	10	7	(23)	(5)
石炭のデリバティブ合計	1,603	965	197	64	1,803	442	(256)	(65)
ガスと石油のデリバティブ								
- スワップ	645	1,844	2,686	1,988	902	1,714	(2,747)	(1,998)
- 先渡し/先物	5,677	2,535	944	130	5,170	2,079	(824)	(95)
- オプション	99	82	278	61	102	89	(331)	(59)
ガスと石油のデリバティブ 合計	6,421	4,461	3,908	2,179	6,174	3,882	(3,902)	(2,152)
CO2のデリバティブ:								
- 先渡し/先物	68	65	19	18	63	257	(10)	(19)
CO2のデリバティブ合計	68	65	19	18	63	257	(10)	(19)
その他の商品の デリバティブ:								
- スワップ	35	21	10	7	138	132	(53)	(39)
- オプション	1	-	1	-	2	-	(2)	(1)
その他の商品の デリバティブ合計	36	21	11	7	140	132	(55)	(40)
組込デリバティブ	-	-	-	-	-	659	-	(1)
商品のデリバティブ合計	17,110	15,885	4,935	2,584	18,513	13,697	(5,006)	(2,525)

2014年12月31日の時点での金利デリバティブの想定元本は295百万ユーロだった。2013年12月31日からの変化は、既存の金利スワップの償却と2014年中の満期500百万ユーロ分による自然的減少によるものだが、これは、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。公正価値92百万ユーロは、利回り曲線が全般に低下したため21百万ユーロ減少となった。

2014年12月31日の時点での為替デリバティブの想定元本は5,171百万ユーロだった。想定元本とこれに伴う公正価値の増加は、通常の事業と為替レートの動向を反映している。

2014年12月31日の時点での商品デリバティブの想定元本は30,157百万ユーロだった。

商品デリバティブの正の公正価値は、特に、ガスと石油のヘッジ3,908百万ユーロと電力デリバティブ637百万ユーロに主として関連している。

商品デリバティブの負の公正価値は、特に、ガスと石油のヘッジ3,902百万ユーロと電力デリバティブ606百万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。

注記45 公正価値で測定した資産

エネル・グループは、認識または測定基準として、国際会計基準で公正価値測定が要求される場合は常に、IFRS第13号に従って公正価値を決定する。

公正価値は、測定日における市場参加者間での秩序ある取引において、資産の売却によって受け取るであろう価格または負債の移転によって支払うであろう価格（つまり出口価格）と定義される。

公正価値の最も優れた代理変数は市場価格、つまり、流動性があり活発な市場で実際に使用されており、現在公に入手可能な価格である。

資産と負債の公正価値は、決定に使用されるインプットと評価技法により、以下に記した3つのレベルの階位に従って分類される：

- > レベル1：公正価値は、測定日に当該企業が利用できる同一の資産又は負債の活発な市場における相場価格（未調整）に基づいて算定される。
- > レベル2：公正価値は、レベル1に含まれる資産または負債の観察可能な相場価格ではなく、直接的（例えば価格）もしくは（価格から得られた）間接的なものであれ、インプット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、

- > 資産または負債の反復的な公正価値の測定は、各期末の財政状態計算書の記載でIFRSによって求められ、または、容認されている。
- > 資産または負債の非反復的な公正価値の測定は、特定の環境における財政状態計算書の記載でIFRSによって求められ、または、容認されている。

こうした環境の会計上での取り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、財務諸表上で反復的または非反復的に公正価値で測定された各資産クラスについて、報告期間末の公正価値、これら資産に対する測定が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
公正価値で測定した他社への株式投資	22	157	157	-	-	-	-	-	-
サービス委譲契約	22	669	-	669	-	-	-	-	-
満期保有目的証券	22.1	139	139	-	-	-	-	-	-
ファンドへの金融投資	22.1	40	40	-	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジの デリバティブ									
- 金利	43	5	-	5	-	-	-	-	-
- 為替	43	1,163	-	1,163	-	-	-	-	-
- 商品	43	107	89	18	-	326	148	178	-
公正価値ヘッジ・デリバティブ									
- 金利	43	55	-	55	-	-	-	-	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	43	3	-	3	-	1	-	1	-
- 為替	43	2	-	2	-	157	-	157	-
- 商品	43	-	-	-	-	4,772	2,590	2,182	-
公正価値で測定される棚卸資産	24	-	-	-	-	267	267	-	-
売却目的資産	30	-	-	-	-	6,778	-	-	6,778

「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決定されるが、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すべき評価を基にする。

「サービス委譲契約」は、ブラジルにおいてはAmplaとセアラ州電力公社による送電事業に関係するもので、IFRIC第12号に準拠する。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推定する。

デリバティブ契約の公正価値は、規制された市場で取引されているデリバティブの公式価格を使って決定される。規制された市場に上場していない商品については、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（クレジット・バリュエーション・アジャストメント、CVA）と自社（デット・バリュエーション・アジャストメント、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、CVA およびDVA を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測定し、その後に当該調整をポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に配分している。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を使用して換算する。

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ごとの適切な評価技法、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。

最後に、「売却目的資産」は、主にスロバンスケ・エレクトラルネについて関連している。これに伴う公正価値は、同社の売却に関して現在入手できる文書に基づく実現可能性のある推定値、つまり、正味売却価格である。

45.1 その他の資産の公正価値

財政状態計算書において公正価値では測定されないが、その公正価値の報告が義務付けられている資産クラスについて、以下の表は期末の公正価値と、それらの公正価値測定が分類される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
不動産投資	16	171	-	17	154	-	-	-	-
その他の事業体への株式投資	22	13	-	-	13	-	-	-	-
棚卸資産	24	-	-	-	-	76	-	-	76

この表では、不動産投資、他の事業体への株式投資および棚卸資産が示されている。これらの公正価値はそれぞれ、171百万ユーロ、13百万ユーロ、76百万ユーロと推定される。金額は、関係する特定の資産ごとに異なる手法を用いる外部専門家の査定支援を得て算出された。

レベル3に属する株式投資は2013年と比較して7百万ユーロ増加し、エンデサへの株式投資と関連している。

棚卸資産は総じて環境証明書と関連している。

注記46 公正価値で測定した負債

以下の表は、財務諸表上で反復的または非反復的に公正価値で測定された各負債クラスについて、報告期間末の公正価値、およびそれらの公正価値測定が分類される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・ヘッジの デリバティブ									
- 金利	43	554	-	554	-	2	-	2	-
- 為替レート	43	1,627	-	1,627	-	4	-	4	-
- 商品	43	225	104	121	-	464	144	320	-
トレーディング・デリバティブ									
- 金利	43	21	-	21	-	75	-	75	-
- 為替レート	43	11	-	11	-	71	-	71	-
- 商品	43	4	-	4	-	4,825	3,277	1,548	-
条件付対価	39	-	-	-	-	46	-	-	46
少数株主に提供されたプット・オプション債務									
	39	13	-	-	13	789	-	-	789
繰延収益	39	-	-	-	-	34	-	34	-
売却目的負債	30	-	-	-	-	5,290	-	-	5,290

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、当事者間の契約期間と条件に基づき決定される。

「少数株主に提供されたプット・オプション債務」の項目は、Enel Distributie MunteniaとEnel Energie Munteniaのオプションのための負債を含む。この合計額は、関連契約の権利行使条件に基づく778百万ユーロとなる。また、Renovables de Guatemala（13百万ユーロ）およびMaicor Wind（11百万ユーロ）のオプション関連の負債が24百万ユーロとなる。

「売却目的負債」は、主にスロバンスケ・エレクトラルネについて関連している。これに伴う公正価値は、同社の売却に関して現在入手できる文書に基づく実現可能性のある推定値、つまり、正味売却価格である。

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、その公正価値の報告が義務付けら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、これら負債の公正価値測定が分類される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	40.3.1	43,655	35,981	7,674	-
- 変動金利	40.3.1	7,245	3,435	3,810	-
銀行借入：					
- 固定金利	40.3.1	1,170	-	1,170	-
- 変動金利	40.3.1	7,096	-	7,096	-
銀行以外からの借入：					
- 固定金利	40.3.1	1,824	-	1,824	-
- 変動金利	40.3.1	420	-	420	-
銀行に対する短期債務	40.3.2	30	-	30	-
コマーシャル・ペーパー	40.3.2	2,599	-	2,599	-
現金担保およびその他デリバティブの資金調達	40.3.2	457	-	457	-
その他の短期金融債務	40.3.2	166	-	166	-
合計		64,662	39,416	25,246	-

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を実行している。

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
アキレンテ・ウニコ	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。
GME	経済財務省の(間接的)完全支配	電力取引所における電力の販売。 揚水および発電所の計画作成のための電力取引所における電力購入。
ジーエスイー	経済財務省の(間接的)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。
テルナ	経済財務省の間接支配	アンシラリーサービス市場における電力の販売。 送電、給電および検針サービスの購入。
エニ・グループ	経済財務省の直接支配	送電サービスの販売。 発電所用燃料、保管サービスおよび天然ガス配給の購入。
フィンメカニカ・グループ	経済財務省の直接支配	ITサービスの購入および物品の供給。
イタリア郵便局	経済財務省の(間接的)完全支配	郵便サービスの購入。

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、イタリア電力・ガス・水道規制局によって決定される場合もある。

以下の表は、2014年12月31日現在の関連当事者、関連会社および共同支配の取決めのそれぞれとの間の残高ならびに期中に実施された取引を要約したものである。

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	その他	主要な 管理担当者	合計	関連会社 および 共同支配の 取決め	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	-	3,087	1,150	1,124	256	25	63	-	5,705	46	5,751	73,328	7.8%
その他の収益	-	-	4	1	353	-	5	-	363	4	367	2,463	14.9%
その他の金融収益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	1,248	1.8%
収益合計	-	3,087	1,154	1,125	609	25	68	-	6,068	73	6,141	77,039	8.0%
原材料および消耗品	4,395	1,690	64	1,229	1	-	2	-	7,381	214	7,595	36,928	20.6%
サービス	-	163	1,886	77	4	119	46	-	2,295	145	2,440	17,179	14.2%
その他の営業費用	3	-	4	46	-	-	-	-	53	-	53	2,362	2.2%
商品リスク管理費用	17	-	29	-	-	-	-	-	46	-	46	(225)	-20.4%
その他の金融費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	5,540	0.5%
費用合計	4,415	1,853	1,983	1,352	5	119	48	-	9,775	387	10,162	74,454	13.6%

百万ユーロ	シングル・ バイヤー	EMO	テルナ	エニ	ESO	イタリア 郵便局	その他	主要な 管理担当者	合計	関連会社 および 共同支配の 取決め	総合計	財務 諸表上 の合計	割合%
財政状態計算書													
売掛金	-	444	544	127	24	5	14	-	1,158	62	1,220	12,022	10.1%
その他の流動資産	1	7	13	1	102	5	5	-	134	8	142	2,706	5.2%
資産合計	1	451	557	128	126	10	19	-	1,292	70	1,362	23,242	5.9%
その他の固定負債	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	2	1,464	0.1%
買掛金	762	382	406	443	1,006	45	29	-	3,073	86	3,159	13,419	23.5%
その他の流動負債	-	-	1	-	-	1	-	-	2	1	3	10,827	-
非流動デリバティブ 負債	-	-	24	-	-	-	-	-	24	-	24	2,441	1.0%
負債合計	762	382	431	443	1,006	46	31	-	3,101	87	3,188	81,235	3.9%
その他の情報													
保証	-	-	-	150	-	4	24	-	178	-	178		
契約債務	-	-	1	19	-	18	11	-	49	-	49		

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（http://www.enel.com/it-IT/group/governance/rules/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。係る規定は、イタリア民法第2391条の2の規定およびCONSOB公表の規定の導入時に採用された。2014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）で定められたこの規定で関連当事者間での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 契約債務および保証

エネル・グループが締結した契約債務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	2014年12月31日	2013年12月31日	変動
保証：			
- 第三者に対する抵当およびその他の保証	4,304	5,685	(1,381)
仕入先に対する契約債務：			
- 電力購入	54,384	42,181	12,203
- 燃料購入	63,605	55,788	7,817
- 各種供給	1,782	2,176	(394)
- 弁済金	1,785	2,001	(216)
- その他	2,345	2,696	(351)
合計	123,901	104,842	19,059
合計	128,205	110,527	17,678

契約債務および保証の失効についての詳細は、注記41「購入商品に係るコミットメント」を参照すること。

注記49 偶発債務および資産

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）に発生した被害額は、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）による被害額の算定は、今後の公判まで延期されたが、約250万ユーロの「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。2011年7月に訴訟の行き詰まりを受け、環境省とエミリア・ロマーニャ州の複数の公共団体、そして、すでに被害側として裁判に参加していた民間人らがヴェネツィア控訴院に対し、エネルとエネル・プロデュツィオーネにポルト・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命令を求めた。求められた環境的・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諭を発表し、裁判費用を支払うよう命じた。

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年中に証拠の提出が行われた。同年中には、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、審理にあたっていた法廷は第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た。裁判所は、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全員についても、無罪判決を言い渡した（ただし裁判所は、実際に災害が発生した当時規定されていた環境悪化の認定を求めた申立ては退けた）。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、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。最終的な判決は2014年9月下旬に下りた。2名の元CEOと検察が2014年11月上旬に控訴した。さらにその後、以下の面々が控訴を行った。(i) 無罪判決を受けたCEO。理由は、検察側控訴理由の排除と第一審での無罪についてより広範な認定の要求。(ii) 当初参加していなかった二つの地方自治体、そして、(iii) 二つの官庁（環境省と保健省）。

ブリンディジ・スト火力発電所 – エネル従業員に対する刑事訴訟

ブリンディジ・スト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ている。複数のエネル・プロデュツィオーネの従業員（民事訴訟では有罪）が、1999年から2011年の期間の操業の結果、石炭廃棄物による発電所付近の土壌汚染に関して、犯罪的被害を引き起こし、有害物質を廃棄したとして訴えられた。2013年末、告発対象期間が拡大され、2012年と2013年も含まれるようになった。訴訟の過程で、ブリンディジ県および同市を含む被害者側が総額約1,400百万ユーロの被害届を提出した。訴訟は継続中であり、証人と専門家に対する尋問が行われている。

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。

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。当該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。2014年12月30日、原告の告訴取り下げおよび/または訴訟併合にもかかわらず、追加告訴があった結果、訴追件数は約23,700件を数えることとなった。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。

この判断に基づき、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、エネルへの支払い額算定およびカッターリカによる支払を求めた。最初の審理は2015年3月30日に予定されている。

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。最初の審理予定は2015年4月27日。

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・アンピエントを通じ、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。これによって、アルバニア最高裁は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・アンピエントは、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。

2012年2月、アルバニア・ビーイージーはパリの大審裁判所に、エネルとエネルパワーを相手取り、アルバニアでの判決をフランスでも適用するよう求める訴えを起こした。エネルとエネルパワーはこれに対し反訴した。訴訟は現在も継続中で、裁判所はこれまでのところ、暫定的であれ最終的であれ判決を下していない。

この結果、ビーイージー・アンピエントの主導権により再度、エネル・フランスは2件の売掛金の事前差押命令を受けた。これはエネル・フランスについてのエネルの売掛金を差し押さえることが目的。ジェーピー・モルガン・バンク・ルクセンブルク・エスエーも、エネル・エスピーエーの債権に関して似通った命令を受けた。

2014年3月、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは、ニューヨークでエネルとエネルパワーに対し、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。エネルとエネルパワーはこれに応じ、原告側申し立てに対し全面的に争う姿勢を見せ、利益を守るためのあらゆる手段を講じた。

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600百万ドルの凍結を命じる従来の判決を退けた。訴訟は現在も継続中で、暫定的なものも含め、裁判所による措置は取られていない。

2014年6月2日、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは、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判決に対し控訴しており、現時点では銀行保証は発行されていない。

2014年7月3日、アルバニア・ビーイージー・アンピエントは資産を凍結するための二つ目の判決を求めた。2014年8月28日の予備審理に従って、ハーグ裁判所は2012年9月18日の425百万ユーロの仮差し止めを認めた。エネルとエネルパワーは、この差し止めに対して控訴し、現在も係争中である。

2014年7月末の時点で、アルバニア・ビーイージー・アンピエントはオランダにおいて、アルバニアでの判決をオランダ国内でも適用するよう訴訟を起こしている。

アルバニア・ビーイージー・アンピエントはまた、アイルランドやルクセンブルクでもティラナ裁判所の判決をこの2国内も有効とするよう訴えを起こした。いずれの裁判も初期段階にあり、判決は出ていない。エネルとエネルパワーは、アルバニア・ビーイージー・アンピエントによる訴えに対抗する構えを見せている。

エネルパワーとエネルがローマ裁判所に申し立てた、ビーイージーの負債がコンプライアンスに逸脱していることを確定するよう求めた訴訟は継続中である。イタリアで発行された仲裁裁定は、アルバニア・ビーイージー・アンピエントの法的行為を通じてエネルパワーとエネルに対して有利なものとなっている。この行為により、エネルパワーとエネルは裁判所に対し、ビーイージーの負債を確定し、アルバニア裁判所の判決が適用された場合、他者がアルバニア・ビーイージー・アンピエントに対して要求可能な額をアルバニア・ビーイージー・アンピエントが支払うよう命令することを求めている。2015年3月12日に行われた直近の審理で裁判は再開され、裁判所は双方に対し、最終弁論と再答弁の法定期間を提示した。

2001年政令第231号違反

法人の管理責任に関する2001年政令第231号の違反を主張する以下の4件の事案が係争中である。3件はエネル・プロデュツィオーネを当事者とし、1件はエネル・ディストリブツィオーネを当事者とするものであり、事故防止手段の懈怠を理由としている。

- > ブリンディジのエネル・フェデリコII発電所で2008年に発生した下請契約者の従業員の死亡事故に関し、エネル・プロデュツィオーネは過失致死の管理責任について訴えられた。
- > 2009年にブリンディジのエネル・フェデリコII発電所での下請契約者の従業員の死亡事故に関し、エネル・プロデュツィオーネは過失致死の管理責任について訴えられた。
- > テルミニ・イメレーゼにあるエネルの発電所で2008年に発生した下請契約者の従業員の死亡事故に関し、エネル・プロデュツィオーネは過失傷害の管理責任について訴えられた。
- > 2008年にパレルモで発生した下請契約者の従業員の死亡事故に関し、エネル・ディストリブツィオーネは過失致死の管理責任について訴えられた。

上記の裁判はまだ弁論の段階だが、最初の件はすでに尋問の段階にある。

レッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャの調停 - スペイン

2010年7月1日、法的要件を順守し、エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ（EDE）はレッド・エレクトリカ・デ・エスパーニャ（REE）との間で、EDEが保有する送電網で構成される資産の売却契約を結んだ。売却価格は約1,400百万ユーロ。契約では、スペイン国家市場競争委員会（CNMC）による清算後、報酬に増減があった場合、2013年12月31日までの価格調整を定めている。

2013年12月に発行された省令2443号に対するREEの解釈では、契約で記されたより報酬が低くなることとなり、同社はこれに基づき、販売価格の調整を求める（CIMA）の調停を受け入れた。

この結果、売却価格は94百万ユーロとされた。

裁判は初期的な段階にあり、EDEは争う姿勢を見せている。

バシラス訴訟（旧メリディオナル訴訟） - ブラジル

ブラジルの建設会社、バシラス（旧メリディオナル）は、同国のシーイーエルエフ（リオデジャネイロ州の公営企業）との間で土木工事契約を結んでいたが、この契約を解消した。シーイーエルエフは、民営化の一環として、自社資産をアンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス（以下「アンブラ」という。）に譲渡した。1998年、バシラスは、この譲渡は自社の権利を侵害し詐取されているとして、アンブラを提訴した。

アンブラは、第1審、第2審とも有利な判決を得た。2審については、バシラス側が不利な判断を覆すべく特別抗告を2010年9月に行ったが、この申立は拒けられた。

この結果、バシラスは司法上級裁判所に訴えたが、これはまだ係争中である。

争議の対象となっている金額は、約1,096百万レアル（約336百万ユーロ）。

シーアイイーエヌ訴訟 - ブラジル

1998年、ブラジルの会社であるシーアイイーエヌは、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。トラクテベルは法定外で、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40百万ユーロ）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175百万ユーロ）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。

フルナスは後者の決定について控訴している（シーアイイーエヌにはまだ通告されていない）。

シブランの争議－ブラジル

シブランは、アンブラに対して、同社のサービス中断の結果として損失が生じているとして、損害賠償を求め複数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、アンブラにとって好ましくないものだった。アンブラはこの結果について争い、新たな調査を求めた。この争議についての訴訟は係争中である。

2014年9月、上記の裁判の中で第一審の裁判所はアンブラに対し、約20万レアル（約6万ユーロ）の課徴金の支払いのほか、その後の時点で他の被害についても算定するよう命じた。アンブラは控訴しており、控訴審が続いている。

他の訴訟についても第一審が現在、審理を続けている。

争議の対象の総額は約166百万レアル（約50百万ユーロ）。

コペルバの争議－ブラジル

1982年、当時はブラジル政府の保有で、現在はエネル・グループ傘下のコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（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。契約ではコエルチェが月次で料金の支払を行うこととされていた。これは、ネットワーク保守にとっても必要だった。これらの契約は、特別な環境で設立された協同組合と公共部門企業の間で結ばれたものであり、合意によって管理されるグリッドについて特定するものではなかった。これに対し、複数の組合がコエルチェを相手取り、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（コペルバ）による訴訟も含まれており、その額は約161百万レアル（約49百万ユーロ）だった。第一審裁判所はコエルチェ側に有利な判決を下したが、コペルバは控訴している。

SAPE (旧エレクトリカ) の調停－ルーマニア

2007年6月11日、エネルはエレクトリカとの間でエレクトリカ・ムンテニア・スド（EMS）の民営化について協定を結んだ。この協定では、ルーマニア公社のEMSの67.5%の株式をエネルに売却することを規定していた。分社化規定に従い、2008年9月に流通部門と電力販売部門のオペレーションが新設されたエネル・ディストリブティエ・ムンテニア（EDM）とエネル・エネルギー・ムンテニア（EEM）の2社に譲渡された。2009年12月、エネルは2社の全株式をエネル・インベストメント・ホールディング（EIH）に移行した。

2013年7月5日、エレクトリカはエネル、EIH、EDMおよびEEMに対し、民営化協定の特定の条項に関する違反のかどによる被害の申立てパリの国際商業会議所への仲裁要請を行ったと通告した。具体的にいうと、原告は約800百万ユーロの違約金および利息、ならびに不特定の追加損害賠償金の支払いを求めた。

この案件は現在も係争中で、エネルは被告として対応している。

2014年9月29日、SAPEは、エネルとエネル・インベストメント・ホールディングに対し、パリの国際仲裁裁判所へも仲裁要請を行ったことを通知した。これは民営化協定に盛り込まれたプットオプションに関連し、約500百万ユーロ（と金利）を求めたものだった。このプットオプションは、SAPEに対しEDMとEEMの株式の13.57%を売却する権利を付与するもの。

この係争案件は現在、予備段階にある。

ガブチコボの係争案件－スロバキア

スロベンスケ・エレクトラルネ（SE）は、ガブチコボ水力発電所（720MW）をめぐり国内裁判所での複数の訴訟を抱えている。発電所は水利管理株式会社（VV）に管理され、そのオペレーションと維持は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）はプ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。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承認、およびこうした規制による管理について違反事項があったとしたため。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が控訴を行った。

PPOの控訴と並行して、VV側も複数の訴訟を行い、特にVEGオペレーション協定の破棄およびSEに対しては2006年以降の発電事業からの収益をVVに支払うよう求めた。

SEは、VVの申立を根拠のないものと考え、各種の訴訟で対抗している。これらはPPOが起こした訴訟によって一時停止されている。

2015年3月9日、第一審判決が控訴審で覆され、契約は破棄された。この判決が公式に通知された時点で、控訴が行われる。

ラジェオに関する仲裁

この事案は、2008年10月に始まる複雑な争議に関連している。この時点で、エネル・プロデュツィオーネ（エネル・グリーン・パワー＝EGPが継承）は、パリの国際商工会議所に対し、コミシオン・エハクティバ・ヒドロエレクトリカ（CEL、エルサルバドル政府の完全国有会社）とその子会社、インベルジネス・エネルゲティカス（INE）を相手とする仲裁措置を申し立てていた。エネルは、同国の地熱産業会社、ラ・ゲオに関する株主協定に違反があるとして訴えた。この訴えはフランスの第一審、第二審および破棄院で支持されたが、エルサルバドルでEGPに対して株主協定の破棄と、ラ・ゲオ買収にあたっての「横領」に関する査問で同社を有責とすることを求める複数の訴訟が行われた。さらに、2013年7月、エルサルバドル議会は、同国が1965年制定されたワシントン条約から脱退することを承認した。これによって、海外投資家が国に対し投資紛争解決国際センター（ICSID）へ提訴できることとなった。ただ、これが立法化される以前、エネルはEGPとCELの関係について、ICSIDに対しエルサルバドル政府の介入に対して自らの権利を保護するため、申立を行っていた。

2014年12月7日、ICSIDへの仲裁の中でEGPとエルサルバドル政府がラ・ゲオへのEGPによる投資に関する複数の訴訟和解についての合意枠組みで署名した。

2014年12月、合意書に従い、エルサルバドル政府によるEGPの資産接収の取り消しを受け、EGPはラ・ゲオの保有株全て（36.2%）をINEに約280百万ドルで売却した。

エルサルバドル政府との争議に関する最終判決の完全な有効性とICSIDの仲裁の終了には、特定の条件（EGPとその代表に対する係争中の国内訴訟の終結）がその後6カ月に確認されることが必要となっている。最終判決が出るまでは、ICSIDの仲裁は一時停止となっている。

エネルギアXXI・エネギアス・レノバベイス・エ・コンソルトリア・リミターダとエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの争議

1999年、エネルギアXXIは、MADE（現在のエネル・グリーン・パワー・エスパーニャ）を相手取り、ポルトガルとブラジルでのエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの風力発電機の販売と風力発電所の契約の早期終了に伴う損失が発生したとして訴えを起こした。2000年11月21日の判決で、仲裁委員会はMADEによる契約終了は違法であるとし、以下の支払いを命じた。(i) 訴訟費用、(ii) 1999年7月21日（契約開始日）から2000年10月9日（契約終了日）までの月次手数料の固定部分である約5万ユーロ、(iii) さらに、少なくとも15MWの発電能力の契約に対して発生したと判断される利益の損失分。仲裁の裁定が下りた後、次のような2件の民事訴訟が始まった。

- > 第一審は、MADAが第一審裁判所に対し申し立て、仲裁を破棄するよう求めた。この案件は、控訴裁判所の裁定（その後、2013年9月26日、最高裁が確認）を経て、第一審について引き続き係争中である。裁定では、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャが弁論趣意書の提出を認められた
- > 第二審は、2006年5月9日にエネルギアXXIがリスボン地裁に申し立てたもので、同社は、エネル・グリーン・パワー・エスパーニャに対し、仲裁規定が定めた金額（エネルギアXXIは現在、この損失額を546百万ユーロとしている）の支払いを命じるよう求めた。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャはこの訴えを根拠のないものと考えた。地裁はこれまでのところ、第一審の判決について、第一審の判決まで審議を停止している。

CISおよびインターボルト・カンパーノ

2009年12月4日および2010年8月4日、エネル・グリーン・パワー（EGP）は、インターボルト・カンパーノとセントロ・イングロッソ・スピルッポ・カンパニア・ジャンニ・ナッピ（CIS）との間でそれぞれ、産業用倉庫の屋上について、9年間の賃借協定および不動産賃借協定を結んだ。目的は太陽電池工場の建設と稼働だった。その後、同倉庫で2回にわたり火災が発生した。1回目は工場建設中の2011年4月22日、2回目は2012年3月26日だった。

火災の後、CISは2012年11月3日と2014年5月23日の2回、仲裁訴訟を起こしている。うち後者についてはインターボルト・カンパーノとの共同訴訟。

2015年1月31日の判決で、第一審の仲裁委員会は契約者に不利な裁定を下したうえで、CISとEGPの双方について寄与過失を認め、EGPに対してはCISへの約250万ユーロの支払いを命じた。これは当初認められた賠償額の半分だった。2回目の仲裁では、CISとインターポルト・カンパーノが不動産賃借と9年あまりの賃借契約の破棄を求め、EGPによる契約違反で約65百万ユーロの被害が発生した（うち約35百万ユーロは太陽電池工場の取り壊し費用）と訴えた。EGPは訴えの取り消しを求め、被害額約40百万ユーロの反訴を行った。訴訟は現在、初期段階にある。

ボカミナIIに関する仲裁 - チリ

ボカミナ火力発電所第2ユニット（以下「ボカミナII」という。）建設契約を巡る訴訟も行われている。契約は2007年、エンデサ・チリとインジェニエリア・イ・コンストラクション・テクニモント・チリ、テクニモント、テクニモント・ド・ブラジル・コンストラクション、アドミニストラシオン・デ・プロヘト（テクニモントと共同出資）、スロベンスケ・エネルゲティケ・ストロヤルネ、インジェニエリア・イ・コンストラクションSES・チリ（SESと共同出資）から構成される共同事業体との間で交わされた。

2012年10月17日、エンデサ・チリは共同事業体の不履行を訴え、損害賠償金（後日、約373百万ドル（約270百万ユーロ）に設定）を請求して、パリの国際商業会議所に仲裁を申請した。

仲裁手続の間、共同事業体は約1,300百万ドル（約940百万ユーロ）を求めて（その大半は、エンデサ・チリが銀行保証を求めたことでテクニモントのイメージが傷つけられたことに関する損害賠償金）、エンデサ・チリを反訴した。

2015年1月、エンデサ・チリと共同事業体は仲裁協定に署名し、ボカミナII 建設計画のためのEPCの契約に関する（およびその他に可能性のあるあらゆる紛議を回避するための）仲裁手続を終えた。

ブラジル国内の税務訴訟

- 1998年、アンブラ・エネルギア・エ・セルビソスは、コエルチェの買収のため、350百万ドル規模の債券（固定利付債、FRN）を発行して調達した。海外からの資金調達のため設立したパナマ法人を通じて発行された。当時施行されていた特別な規則に基づき、2008年までFRNが維持されることを条件として、アンブラがその子会社に支払う利息にはブラジルの源泉徴収税が課されなかった。

しかし、1998年の金融危機により、パナマ子会社はブラジルの親会社であるアンブラからの借換えを余儀なくされ、そのためアンブラは地元銀行から借り入れた。税務当局は、この資金調達が社債の繰上償還と等しく、その結果、源泉徴収税免除の資格が失われると考えた。

2005年12月、アンブラ・エネルギア・エ・セルビソスは残存しているFRNとこれに伴う権利および義務の移転に関わるアンブラ・インベスティメントス・エ・セルビソスへの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）はアンブラに対し不利な判決を下し、これに対し同社は直ちに釈明を求めた。2013年10月15日、アンブラには釈明の拒否（“*Embargo de Declaración*”）が通知された。これによって、前述の判決が支持された。同社は債権に抵当設定し、2014年6月27日、一般裁判所（“*Tribunal Superior de Justiça*”）でさらに訴訟を行った。

- 2002年、リオデジャネイロ州は商品流通サービス税（ICMS）の納税期限について、各機関からの源泉徴収（各月の10日、20日および30日）とすることに変更した。流動性の問題により、アンブラ・エネルギー・エ・セルビソスは2002年9月から2005年2月の期間、従来の制度に従ったICMSの納税（翌月の5日納税）を続けていた。非公式の協定ながら、ブラジル税務当局はICMSの遅延通知を発行した。アンブラはこの措置に対し（最高レベルの行政裁判所に）申立を行い、2004年から2006年に適用された恩赦のため、課せられた罰金は正当性を欠くと主張した。不利な判決が下りた場合でも、アンブラは引き続き通常の裁判所で訴訟を続ける意向である。

最終的な行政裁判所に上告した結果はまだ分からないが、リオデジャネイロ州の公的登録に請求が記録されると、アンブラは担保差入れを求められた。

争議に関わる費用は2014年12月31日現在、約83百万ユーロ。

- リオデジャネイロ州とセアラ州は、アンブラ・エネルギー・エ・セルビソス（1996年～1999年および2007年～2012年）、コンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（2003年、2004年、2006年～2009年）に対し複数の租税査定を行い、特定の資産購入に関わるICMS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。争議費用は2014年12月31日時点で約58百万ユーロである。

- 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-IAS導入の結果、のれんを廃棄し、従来の会計基準の適正な適用に基づき、この株価への影響を認識した。しかし、当局は、査定期間中、会計手続きは不適切であり、のれん廃棄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。

2014年12月2日、企業側はこれについて控訴し、会計的処理は適切だったと主張した。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。

争議費用は2014年12月31日時点で約66百万ユーロである。

注記50 後発事象

エネル・グリーン・パワーはベスタスとの枠組み協定を延長、米国内に新たな風力発電施設を確保

2015年1月12日、エネル・グリーン・パワーは、子会社エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ（EGP NA）を通じ、米国内での風力発電施設の開発でベスタスと2013年末に署名した枠組み協定を延長した。

この協定は、ベスタスによる風力タービン供給を定めており、EGP NAの米国内での成長の成功を支えている。同協定での生産能力は開発中だが、現在の延長と合わせ、EGP NAは、米連邦生産税控除の対象となる最大約1GWの風力発電能力を米国内で確保することが可能となるだろう。

債券交換と新規債の発行

2015年1月27日、エネルの完全子会社、エネル・ファイナンス・インターナショナル（EFI）は、1月14日から21日の拘束なしの公開交換買付けを通じ、自身が発行しエネルが保証した合計14億2,931万3,000ユーロの債券を購入した。この購入の対価は、(i) EFIが（EFIとエネルのグローバル中期債券計画で）発行した最小額10万ユーロ（1,000ユーロ単位）の固定利付シニア債14億6,260万3,000ユーロおよび(ii) 現金1億9,436万5,920ユーロ。

この取引は、EFIの財務管理最適化の一環として実施された。ここでの意図は、グループの償還期間構造と資金調達活動の積極的管理だった。EFIがエネルの保証によるグローバル中期債券計画で発行した新発債の利回りは1.966%、償還期限は2025年1月27日。

既発債の公開交換買付けを支えるための最大10億ユーロの新規債券発行が承認される

2015年1月26日、取締役会は2015年12月31日までに実施され、元本合計が最大10億ユーロとなる1件以上の新規債券発行を承認した。

この承認の意図は、エネルがグローバル中期債券計画で従来発行した債券の公開交換買付けに供するための新発債を提供することで、その目的は、エネル・グループの資本と財務構造を最適化し、国際金融市場で発生する可能性のある機会を活用することを可能にすることだった。

SFエナジーの売却

2015年1月29日、エネル子会社のエネル・プロデュツィオーネによって2014年11月7日に署名されたSFエナジー株売却の協定が、価格55百万ユーロで成立した。新株引受権の行使を経て、株式全体の50%が協定の相手方であるソシエタ・エレクトリカ・アルトアテシナ（SEL）に、残る50%がドロミティ・エネギアに売却された。この売却は、エネル・プロデュツィオーネとSELの協定の一部だった。

この協定にはまた、エネル・プロデュツィオーネが保有するSEハイドロパワー株の40%を345百万ユーロで売却することも含まれている。後者の取引は、協定に基づく最終条件が満たされた場合、具体的には、株式購入のための資金調達についてSELが銀行のコミットメントを得た場合にのみ成立することとなる。この条件は、2015年第一四半期末までに満たされる見通し。

約94億ユーロの回転信用枠についての再交渉

2015年2月12日、エネルとオランダ子会社のエネル・ファイナンス・インターナショナルは、2013年2月8日に合意した回転信用枠約94億ユーロについて再交渉し、コスト削減に加え、償還期限を当初の2018年4月から2020年まで延長することとした。

同信用枠は、エネルおよび/または親会社の保証によりエネル・ファイナンス・インターナショナルによって使用されることができるもので、当グループの債務借り換え計画とは関連していない。

この意図は、当グループの財務に極めて大きな柔軟性を与え、運転資金管理の実践的手段とすることだ。

同信用枠の費用は、エネルの信用格付けに応じて変動し、エネルの現在の格付けに基づくユーライポーとのスプレッドによって発生する。同スプレッドは従来の190ベースポイントから80ベースポイントへと低下している。一方、手数料はスプレッドの40%から35%へと低下、つまり、76ベースポイントから28ベースポイントへと低下している。

複数のイタリアおよび海外の銀行がこの取引に関与しており、メディオバンカ銀行が幹事となっている。

売却計画のその後の経緯

2015年2月25日、エネルの取締役会は東欧地域への当グループの株式投資の売却計画のその後の経緯を検証し、2014年7月10日、市場に発表した。今後金融市場で発表される予定の新事業計画で設定された戦略指針によると、ルーマニアの流通および販売企業の株式売却の一時停止する一方、スロバキアの発電所の売却については進めることを決定した。

注記51 株式によるインセンティブ制度

2000年から2008年までの間、エネルは、国際的な商慣行に沿い、またイタリアの主要上場会社と足並みを揃えて、経営のモチベーションおよび忠誠心を育成し、主要な人材間の企業団結心を高め、価値創造を目指した不朽の持続的な努力を確保し、ひいては株主の利益と経営陣の利益を一致させる手段をエネル・グループに提供するため、毎年ストック・インセンティブ制度（ストック・オプション制度および制限株式ユニット制度）を導入した。この部分の残りでは、エネルが採用し、2014年時点でも維持しているストック・インセンティブ制度について述べている。

2008年ストック・オプション・プラン

2008年ストック・オプション・プラン（以下、「2008年プラン」という。）は、取締役会が選定したシニア・マネージャーに、対応する株数の新規発行エネル普通株式を引き受けることができる個人向け譲渡不能生前オプションを付与する、と規定している。2008年プランの主な特徴は以下のとおりである。

受益者

このプランの受益者（オプション付与の時点でゼネラル・マネージャーとしてのエネル最高経営責任者である者を含む）は、トップマネジメントの指揮系統で第一線に立つ少数のマネージャーから構成される。インフラストラクチャーおよびネットワーク部門の責任者は受益者に含まれていないが、同部門の事業分野固有の目標に連動する他のインセンティブ報酬を受け取っている。この責任者を除外したのは、2007年7月1日からの電力セクターの完全自由化に伴い、インフラストラクチャーおよびネットワーク部門の事業活動を当グループの他の事業分野の活動から切り離すべく、管理と会計も分離する義務をエネルが負っていたためであった。受益者は2つの階層区分に分けられ（一方はゼネラル・マネージャーとしてのエネル最高経営責任者のみ）、各階層区分に付与されるオプションの基本数は、当該階層区分の総年間報酬、役職の戦略上の重要性、ならびにプラン対象期間開始時（2008年1月2日）におけるエネル株価に基づいて決定された。

行使条件

株式に出資する権利は、関係幹部が引き続き当グループに雇用されているとの条件に従属する。ただ、特に規定で定められたいくつかの例外（退職または恒久的障害による雇用の停止、幹部が雇用されている企業のグループ離脱、死亡など）が存在する。

オプションの権利確定は、（ ）2008年から2010年までの期間の予算計上額に基づいて決定される同期間の1株当たり利益（以下、「EPS」という。）（当グループの純利益をエネルの発行済株式数で除した値）、（ ）2008年から2010年までの期間の予算計上額に基づいて決定される同期間の平均使用資本利益率（以下、「ROACE」という。）（平均純使用資本に対する営業利益の比率）という2つの経営目標の達成が条件であり、どちらも連結の3年ベースで算出される。係る目標の達成度に応じて、またエネル取締役会が設定するパフォーマンス尺度に基づいて、各受益者が実際に行使できるオプション数が決定されるが、オプション付与基本数の0%から120%までの範囲で変動する可能性がある。

行使手続

経営目標の達成が確認されると、オプションは付与された年の3年後から6年後までの間行使可能となる。エネル・エスピーエーの年間財務諸表草案および半期報告を取締役会が承認するまでのそれぞれ約1カ月間という2回の制限期間を除き、いつでもオプションを行使できる。

行使価格

行使価格は当初、2008年1月2日現在、電子証券取引所であるボルサ・イタリアーナで観察されたエネル株式の参考価格に相当する8.075ユーロに設定された。2009年7月にエネルによる増資が完了したこと、および増資がエネル株式の市場価格に及ぼした影響を考慮するため、行使価格は2009年7月9日の取締役会により修正され、7.118ユーロとされた。

株式引受費用は、当プランではこの点に関して軽減条件を認めるとは規定していないため、全額受益者の負担とされる。

ストック・オプション・プランに充当される株式

2008年6月、臨時株主総会は、9,623,735ユーロを上限に、払込資本の増加を実行する5年間の権限を取締役会に付与した。

取締役会は、エネルの株価動向を鑑み、まだ増資を実施していない。

2008年ストック・オプション・プランの動向

取締役会は、2008年から2010年までの間、EPS、ROACEとも、その間の予算で設定した水準を上回ったため、同取締役会が設定したパフォーマンス尺度を適用して、当初受益者に付与されたオプション数の120%相当の、オプションの権利が確定される旨を決議した。

次の表は、2008年ストック・オプション・プランの動向を示したものである。

オプション 付与総数	受益者数	行使価格	行使条件の 確認	2013年12月31日 に権利行使された オプション	2013年12月31日 に失効した オプション	2014年に失効 したオプション	2014年12月31日現在 で未行使のオプショ ン
8,019,779(1)	エネル・ グループ役員 16名	8.075 ユーロ(2)	権利確定 済み	なし	なし	9,623,735	なし

- (1) 2つの経営目標（EPSとROACE）の達成度を判断するため、エネル・グループ2010年連結財務諸表承認時にエネル取締役会が実施した検証を受けて、計9,623,735のオプションの権利が確定した。
- (2) 2009年7月にエネルが増資を完了したことがエネル株式の市場価格に及ぼした影響を考慮するため、2009年7月9日より行使価格が7.118ユーロに変更された。

2014年12月31日時点、各種の計画で付与されたオプションの権利行使に起因する株式資本の希薄化は、全体で1.31%であることに留意されたい。

以下の表は、2012年、2013年および2014年のエネルのストック・オプション制度の動向の概要であり、公正価値の算定に使用された想定の詳細を記している。

ストック・オプション制度の動向

オプション数	2008年プラン
2012年12月31日に付与されたオプション	9,623,735 (1)
2012年12月31日に権利行使されたオプション	
2012年12月31日に失効したオプション	
2012年12月31日現在未行使のオプション	9,623,735 (1)
2013年に失効したオプション	-
2013年12月31日現在未行使のオプション	9,623,735 (1)
2014年に失効したオプション	-
2014年12月31日現在未行使のオプション	9,623,735 (1)
付与日現在の公正価値（ユーロ）	0.17
ボラティリティ	21%
オプションの期限	2014年12月

- (1) エネルの取締役会が2010年のエネル・グループの連結財務諸表承認の際、2008年に設定された二つの事業目標（EPSとROACE）の達成度を検証した結果、付与されたオプションの合計は962万3,735だった（当初付与された801万9,779の120％）。

2008年制限株式ユニット・プラン

2008年6月、エネルの定時株主総会において、新たなインセンティブ制度である制限株式ユニット・プランが承認された。このプランもエネル株式のパフォーマンスに連動しているが、新株の発行を伴わず、そのため資本金に希薄化効果をもたらさないという点において、ストック・オプション制度と異なる。制限株式ユニット・プランは、行使されるユニット数に行使前月におけるエネル株式の平均株価を乗じた値に相当する金額の報酬を受け取る権利を受益者に付与する。

受益者

この計画は、エネル・グループの経営陣（2008年のストック・オプション制度の対象者のマネジャーも含む。これには、オプション付与の時点でゼネラル・マネージャーとしてのエネル最高経営責任者である者を含まれる）を対象とする。例外として、2008年のストック・オプション制度で協議された理由により、インフラストラクチャー部門とネットワーク部門のマネジャーは除外される。受益者は2つの階層区分に分けられ、各階層区分に付与されるユニットの基本数は、当該階層区分の平均総年間報酬、およびプラン対象期間開始時（2008年1月2日）におけるエネル株価に基づいて決定された。

行使条件

権利行使（およびその結果として受ける支払）は、関係幹部が引き続きグループに雇用されているとの条件に従属する。ただ、特に規定で定められたいくつかの例外（退職または恒久的障害による雇用の停止、幹部が雇用されている企業のグループ離脱、死亡など）が存在する。その他の行使条件について、当プランでは、（ ）付与されるユニットの基本数の50%については、2008年から2009年までの期間の予算計上額に基づいて算出される同期間の当グループのEBITDA、（ ）付与されるユニットの基本数の残り50%については、2008年から2010年までの期間の予算計上額に基づいて算出される同期間の当グループのEBITDAを、支給保留権のある経営目標（以下、「最低目標」という。）として設定している。

最低目標が達成されると、次いで以下に表示するパフォーマンス目標に基づき、各受益者が行使できる実際のユニット数が決定される。

- > 付与されるユニット基本数の最初の50%については、電子証券取引所であるボルサ・イタリアーナ・エスピーエーにおけるエネル普通株式のパフォーマンスと、MIBtel指数（加重比率：50%、上記のように2009年のボルサ・イタリアーナによる類似の代替の後エフティ・エスイー・イタリア・オール・シェア指数に置換え）およびブルームバーグ・ワールド・エレクトリック・インデックス（加重比率：50%）の平均パフォーマンスとして計算されたベンチマーク指数のパフォーマンス間の2008年1月1日から2009年12月31日までの期間の株主トータル・リターン・ベースの比較。
- > 付与されるユニット基本数の残りの50%については、電子証券取引所であるボルサ・イタリアーナ・エスピーエーにおけるエネル普通株式のパフォーマンスと、MIBtel指数（加重比率：50%、上記のように2009年にエフティ・エスイー・イタリア・オール・シェア指数に置換え）およびブルームバーグ・ワールド・エレクトリック・インデックス（加重比率：50%）の平均パフォーマンスとして計算されたベンチマーク指数のパフォーマンス間の2008年1月1日から2010年12月31日までの期間の株主トータル・リターン・ベースの比較。

行使できるユニット数は、所定のパフォーマンス尺度に基づいて決定されるとおり、ユニット付与基本数の0%から120%までの範囲で変動する可能性がある。

最初の2年間で最低目標が達成されない場合でも、上記の3年間でその最低目標が達成されれば、付与されたユニットの50%を取り戻すことができる。また、3年間という長期間で見た方がパフォーマンスが高くなる場合は、2008年から2010年までを通した期間について記録されたパフォーマンス水準の有効性を広げて、2008年から2009年までの期間にも当てはめることができ、これにより、ユニット付与基本数の50%が行使されていない状況でも、パフォーマンス水準が低かったために最初の2年間には実際に権利が確定しなかったユニットを取り戻すこともできる。

行使手続

最低目標とパフォーマンス目標の達成が確認されると、付与された全ユニット数の50%は付与された年の2年後から、残りの50%は付与された年の3年後から行使可能となる。ただし、付与された年の6年後が全ユニットの行使期限とされる。いかなる場合であっても、ユニットを行使できるのは、（プラン実施過程でエネルから発表される）1月、4月、7月、および10月の各10営業日間、計4期間のみである。

2008年制限株式ユニット・プランの動向

行使条件充足を確認するため取締役会が実施した検証により、以下が判明した。付与されたユニット基本数の50%については、2008年から2009年までの期間における当グループのEBITDAに関する最低目標が達成され、かつエネル株式のパフォーマンスもベンチマーク指数を若干上回ったことから、パフォーマンス尺度に基づいて、当初付与されたユニットの100%相当の権利が確定した。付与された基本数の残りの50%については、2008年から2010年までの期間における当グループのEBITDAに関する最低目標が達成され、かつエネル株式のパフォーマンスもベンチマーク指数を大幅に上回ったことから、パフォーマンス尺度に基づいて、当初付与されたユニットの120%相当の権利が確定した。2008年から2010年までを通した期間におけるパフォーマンス目標達成度が2008年から2009年までの期間の達成度を上回ったという事実を受けて、2008年から2010年までの期間の目標達成前にユニット付与基本数の最初の50%を行使しなかった受益者は、パフォーマンス目標達成度が低かったことから2008年から2009年までの期間に権利が確定しなかったユニットを取り戻すことができる。

次の表は、2008年制限株式ユニット（以下、「RSU」という。）プランの動向を示したものである。

RSU数	2008年プラン
2012年12月31日現在未行使のRSU	254,314
うち、2012年12月31日現在権利が確定していた分	254,314
2013年に失効したRSU	-
2013年に行使されたRSU	24,540
2013年12月31日現在未行使のRSU	229,774
うち、2013年12月31日現在権利が確定していた分	229,774
2014年に失効したRSU	3,421
2014年に行使されたRSU	226,353
2014年12月31日現在未行使のRSU	-
このうち2014年12月31日に付与されたもの	-
付与日現在の公正価値（ユーロ）	3.16
制限株式ユニットの期限	2014年12月

[前へ](#)

[次へ](#)

B.個別財務諸表

損益計算書

		2014年				2013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	244,732,151	33,263,993,964	244,663,410	33,254,650,687	268,845,478	36,541,477,370	268,636,586	36,513,084,769
その他の収益および利益	4.b	920,520	125,117,078	92,914	12,628,871	6,653,586	904,355,409	4,473,336	608,015,829
小計		245,652,671	33,389,111,042			275,499,064	37,445,832,779		
営業費用									
エネルギー、ガスおよび燃料の購買	5.a	1,426,297	193,862,288			6,410,639	871,334,053		
サービス、リースおよび賃借料	5.b	184,864,554	25,126,790,180	57,699,240	7,842,480,701	230,244,862	31,294,881,643	78,671,891	10,693,083,425
人件費	5.c	119,589,202	16,254,564,336	(32,288)	(4,388,585)	90,030,892	12,236,998,841	(487)	(66,193)
減価償却費、償却費および減損損失	5.d	543,329,226	73,849,308,398			8,823,887	1,199,342,721	-	-
その他の営業費用	5.e	19,256,153	2,617,296,316	(317,979)	(43,219,706)	14,056,103	1,910,505,520	115,042	15,636,509
小計		868,465,432	118,041,821,517			349,566,383	47,513,062,777		
営業利益		(622,812,761)	(84,652,710,475)			(74,067,319)	(10,067,229,998)		
株式投資からの収益	6	1,818,272,847	247,139,645,364	1,818,272,847	247,139,645,364	2,028,038,570	275,651,002,434	2,028,038,570	275,651,002,434
デリバティブから生じた金融収益	7	2,190,314,832	297,707,591,965	459,596,620	62,468,372,590	1,491,687,360	202,750,145,971	938,294,046	127,532,926,732
その他の金融収益	8	221,643,785	30,125,823,257	194,191,141	26,394,459,885	320,518,912	43,564,930,519	226,716,064	30,815,247,419
デリバティブから生じた金融費用	7	1,954,373,400	265,638,432,528	1,169,367,271	158,940,399,474	1,601,052,005	217,614,988,520	185,192,393	25,171,350,057
その他の金融費用	8	1,377,093,325	187,174,524,734	3,142,675	427,152,386	1,001,287,461	136,094,991,699	124,529,446	16,926,042,300
小計		898,764,739	122,160,103,325			1,237,905,376	168,256,098,706		
税引前利益		275,951,978	37,507,392,850			1,163,838,057	158,188,868,707		
法人税等	9	(282,250,536)	(38,363,492,853)			(208,522,895)	(28,342,431,888)		
当期純利益		558,202,514	75,870,885,703			1,372,360,952	186,531,300,596		

包括利益計算書

	注記	2014年		2013年	
		ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		558,202,514	75,870,885,703	1,372,360,952	186,531,300,596
損益にリサイクル可能なその他の包括利益					
キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値変動額の有効部分		(73,365,668)	(9,971,861,595)	91,792,576	12,476,446,930
損益にリサイクル可能な資本に直接認識された損益		(73,365,668)	(9,971,861,595)	91,792,576	12,476,446,930
損益にリサイクル不可能なその他の包括利益					
純確定給付負債（資産）の再測定		7,140,604	970,550,896	(3,811,101)	(518,004,848)
損益にリサイクル不可能な資本に直接認識された損益		7,140,604	970,550,896	(3,811,101)	(518,004,848)
資本に直接認識された損益	22	(66,225,064)	(9,001,310,699)	87,981,475	11,958,442,082
当期包括利益（損失）合計		491,977,450	66,869,575,004	1,460,342,427	198,489,742,678

財政状態計算書

資産		2014年12月31日現在				2013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
固定資産									
有形固定資産	10	7,795,187	1,059,521,817			8,632,640	1,173,348,429		
無形固定資産	11	11,405,854	1,550,283,676			11,331,906	1,540,232,664		
繰延税金資産	12	382,572,824	51,999,298,238			278,678,021	37,877,916,614		
株式投資	13	38,754,068,086	5,267,452,934,249			39,289,052,513	5,340,168,017,567		
デリバティブ	14	1,979,171,296	269,008,962,552	818,817,602	111,293,688,464	1,355,401,642	184,226,191,181	971,785,658	132,085,106,635
その他固定金									
融資産	15	146,490,819	19,911,032,118	116,989,366	15,901,194,627	164,581,474	22,369,913,946	116,989,366	15,901,194,627
その他の固定資産	16	466,782,285	63,445,048,177	176,864,784	24,039,461,441	483,128,702	65,666,853,176	198,690,947	27,006,073,516
小計		41,748,286,351	5,674,427,080,828			41,590,806,898	5,653,022,473,576		
流動資産									
売掛金	17	131,944,125	17,933,845,470	126,901,064	17,248,392,619	216,133,599	29,376,878,776	208,963,697	28,402,345,696
未収税金	18	624,614,245	84,897,568,180			253,623,738	34,472,538,469		
デリバティブ	14	280,273,785	38,094,812,857	50,482,464	6,861,576,507	176,685,848	24,015,140,460	104,059,774	14,143,804,482
その他流動金									
融資産	19	5,040,376,082	685,087,917,065	4,222,947,341	573,983,002,589	5,280,776,020	717,763,076,638	4,169,321,515	566,694,180,319
現金および現金同等物	20	6,972,042,465	947,640,011,843			3,122,891,795	424,463,452,776		
その他の流動資産	21	243,507,371	33,097,521,866	208,144,734	28,291,032,245	319,387,652	43,411,169,660	196,029,881	26,644,381,426
小計		13,292,758,073	1,806,751,677,282			9,369,498,652	1,273,502,256,780		
資産合計		55,041,044,424	7,481,178,758,110			50,960,305,550	6,926,524,730,356		

負債および株 主持分		2014年12月31日現在				2013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
株主持分									
資本金		9,403,357,795	1,278,104,391,496			9,403,357,795	1,278,104,391,496		
剰余金		9,113,576,853	1,238,717,365,860			9,179,799,975	1,247,718,412,602		
利益剰余金 (繰越欠損金)		6,061,293,373	823,850,995,258			5,911,368,935	803,473,265,645		
当期純利益		558,202,514	75,870,885,703			1,372,360,952	186,531,300,596		
株主持分合計	22	25,136,430,535	3,416,543,638,317			25,866,887,657	3,515,827,370,339		
固定負債									
長期借入金	23	17,287,754,222	2,349,751,553,854			17,764,398,155	2,414,536,997,228		
退職給付およびその他の従業員給付	24	301,792,836	41,019,682,269			335,802,956	45,642,337,780		
リスクおよび費用に対する引当金	25	16,242,515	2,207,682,639			22,914,882	3,114,590,761		
繰延税金負債	12	251,979,935	34,249,112,765			130,417,074	17,726,288,698		
デリバティブ	14	2,483,607,608	337,571,946,079	469,314,078	63,789,169,482	2,097,671,557	285,115,518,027	69,551,426	9,453,429,822
その他の固定負債	26	286,974,494	39,005,573,224	286,925,885	38,998,966,289	283,108,323	38,480,083,262	281,355,187	38,241,797,017
小計		20,628,351,610	2,803,805,550,831			20,634,312,947	2,804,615,815,756		
流動負債									
短期借入金	23	4,745,815,106	645,051,189,208	4,319,403,537	587,093,328,749	1,653,452,736	224,737,295,877	1,531,015,176	208,095,582,722
1年以内返済予定の長期借入金	23	2,362,593,688	321,123,734,073			1,060,916,047	144,199,709,108		
買掛金	27	138,773,087	18,862,037,985	54,531,005	7,411,854,200	212,116,969	28,830,938,426	82,427,757	11,203,580,731
デリバティブ	14	359,151,436	48,815,863,181	233,714,323	31,766,450,782	237,438,726	32,272,671,638	71,724,967	9,748,857,515
その他の短期金融負債	28	694,402,099	94,383,133,296	54,139,432	7,358,631,597	586,528,715	79,720,982,943	30,211,789	4,106,386,361
その他の流動負債	30	975,526,863	132,593,611,219	396,492,507	53,891,261,551	708,651,753	96,319,946,268	643,231,699	87,428,052,528
小計		9,276,262,279	1,260,829,568,962			4,459,104,946	606,081,544,260		
負債合計		29,904,613,889	4,064,635,119,793			25,093,417,893	3,410,697,360,017		
負債および株主持分合計		55,041,044,424	7,481,178,758,110			50,960,305,550	6,926,524,730,356		

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	確定給付債務の再測定による準備金	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
2013年1月1日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,237,877	-	(351,618,268)	3,899,806,022	3,420,002,506	25,827,978,649
IAS第19号改訂(従業員給付)の適用による調整	-	-	-	-	-	(12,997,883)	-	(6,337,719)	8,401,795	(10,933,807)
2013年1月1日現在修正再表示後	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,237,877	(12,997,883)	(351,618,268)	3,893,468,303	3,428,404,301	25,817,044,842
IAS第19号改訂(従業員給付)の適用に伴う利益剰余金/(繰越欠損金)の組替	-	-	-	-	-	-	-	8,401,795	(8,401,795)	-
その他の変動額	-	-	-	-	4,057	-	-	-	-	4,057
ストック・オプションの行使額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ストック・オプションの当期変動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012年純利益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,410,503,669)	(1,410,503,669)
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	2,009,498,837	(2,009,498,837)	-
当期包括利益:										
資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	(3,811,101)	91,792,576	-	-	87,981,475
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	1,372,360,952	1,372,360,952
2013年12月31日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,808,984)	(259,825,692)	5,911,368,935	1,372,360,952	25,866,887,657
2014年1月1日現在	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,808,984)	(259,825,692)	5,911,368,935	1,372,360,952	25,866,887,657
その他の変動額	-	-	-	-	1,942	-	-	-	-	1,942
ストック・オプションの行使額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ストック・オプションの当期変動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年純利益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222,436,514)	(1,222,436,514)
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	149,924,438	(149,924,438)	-
当期包括利益:										
資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	7,140,604	(73,365,668)	-	-	(66,225,064)
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	558,202,514	558,202,514
2014年12月31日現在の合計	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,668,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	558,202,514	25,136,430,535

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	確定給付債務の再測定による準備金	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
2013年1月1日現在										
	1,278,104,391,496	719,299,059,355	255,620,878,299	301,123,216,440	9,274,892,242	-	(47,791,954,987)	530,061,634,510	464,846,740,616	3,510,538,857,972
IAS第19号改訂(従業員給付)の適用による調整	-	-	-	-	-	(1,766,672,257)	-	(861,422,766)	1,141,971,976	(1,486,123,047)
2013年1月1日現在修正再表示後	1,278,104,391,496	719,299,059,355	255,620,878,299	301,123,216,440	9,274,892,242	(1,766,672,257)	(47,791,954,987)	529,200,211,744	465,988,712,592	3,509,052,734,925
IAS第19号改訂(従業員給付)の適用に伴う利益剰余金/(繰越欠損金)の組替	-	-	-	-	-	-	-	1,141,971,976	(1,141,971,976)	-
その他の変動額	-	-	-	-	551,427	-	-	-	-	551,427
ストック・オプションの行使額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ストック・オプションの当期変動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012年純利益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(191,715,658,690)	(191,715,658,690)
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	273,131,081,925	(273,131,081,925)	-
当期包括利益:										
資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	(518,004,848)	12,476,446,930	-	-	11,958,442,082
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	186,531,300,596	186,531,300,596
2013年12月31日現在	1,278,104,391,496	719,299,059,355	255,620,878,299	301,123,216,440	9,275,443,669	(2,284,677,105)	(35,315,508,057)	803,473,265,645	186,531,300,596	3,515,827,370,339
2014年1月1日現在	1,278,104,391,496	719,299,059,355	255,620,878,299	301,123,216,440	9,275,443,669	(2,284,677,105)	(35,315,508,057)	803,473,265,645	186,531,300,596	3,515,827,370,339
その他の変動額	-	-	-	-	263,957	-	-	-	-	263,957
ストック・オプションの行使額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ストック・オプションの当期変動額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013年純利益の配分:										
- 配当金	-	-	-	-	-	-	-	-	(166,153,570,983)	(166,153,570,983)
- 法定準備金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- 利益剰余金	-	-	-	-	-	-	-	20,377,729,613	(20,377,729,613)	-
当期包括利益:										
資本に直接認識された損益	-	-	-	-	-	970,550,896	(9,971,861,595)	-	-	(9,001,310,699)
当期純利益	-	-	-	-	-	-	-	-	75,870,885,703	75,870,885,703
2014年12月31日現在の合計	1,278,104,391,496	719,299,059,355	255,620,878,299	301,123,216,440	9,275,707,626	(1,314,126,210)	(45,287,369,651)	823,850,995,258	75,870,885,703	3,416,543,638,317

キャッシュ・フロー計算書

	注記	2014年				2013年			
		うち関連当事者取引				うち関連当事者取引			
		ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円	ユーロ	円
当期純利益		558,202,514	75,870,885,703			1,372,360,952	186,531,300,596		
調整額：									
無形固定資産および有形固定資産の減価償却費、償却費および減損損失	5.d	11,703,869	1,590,789,874			8,823,887	1,199,342,721		
外貨建資産および負債の為替換算調整額		287,123,443	39,025,818,373			(44,451,090)	(6,041,792,153)		
引当金繰入額		24,534,294	3,334,701,240			5,351,239	727,340,405		
子会社、関連会社およびその他関係会社からの受取配当金	6	(1,818,272,847)	(247,139,645,364)	(1,818,272,847)	(247,139,645,364)	(2,028,038,570)	(275,651,002,434)	(2,028,038,570)	(275,651,002,434)
純金融（収益）/費用		623,640,479	84,765,213,906	524,292,099	71,261,782,096	821,498,632	111,658,094,061	(855,288,272)	(116,250,781,930)
法人税等	9	(282,250,536)	(38,363,492,853)			(208,522,895)	(28,342,431,888)		
処分およびその他非貨幣性項目による（利益）/損失		535,184,427	72,742,267,318			199,541	27,121,613		
正味流動資産の変動考慮前の営業活動によるキャッシュ・フロー		(60,134,357)	(8,173,461,803)			(72,778,304)	(9,892,027,080)		
引当金の増加/（減少）		(55,266,390)	(7,511,807,729)			(45,341,313)	(6,162,791,263)		
売掛金の（増加）/減少	17	84,189,474	11,443,033,306	82,062,633	11,153,953,077	261,670,783	35,566,292,825	261,374,143	35,525,973,517
金融資産・負債および非金融資産・負債の（増加）/減少		54,102,343	7,353,590,461	(233,456,295)	(31,731,379,616)	1,039,665,816	141,311,377,711	385,631,611	52,415,048,567
買掛金の増加/（減少）	27	(73,343,882)	(9,968,900,441)	(27,896,752)	(3,791,726,532)	18,740,838	2,547,254,701	14,716,332	2,000,243,845
受取利息およびその他の金融収益受取額		774,010,519	105,203,509,742	470,312,293	63,924,846,865	884,976,129	120,285,955,454	536,801,979	72,962,124,986
支払利息およびその他の金融費用支払額		(1,369,270,987)	(186,111,312,553)	(148,092,677)	(20,128,756,658)	(1,558,640,462)	(211,850,411,595)	(315,924,208)	(42,940,418,351)
子会社、関連会社およびその他関係会社からの受取配当金	6	1,818,272,847	247,139,645,364	1,818,272,847	247,139,645,364	2,028,038,570	275,651,002,434	2,028,038,570	275,651,002,434
法人税等支払額（連結納税制度）		(246,793,145)	(33,544,124,268)			(887,496,996)	(120,628,591,696)		
営業活動によるキャッシュ・フロー(a)		925,766,422	125,830,172,078			1,668,835,061	226,828,061,491		
有形固定資産および無形固定資産への投資額	10-	(10,940,364)	(1,487,014,275)	(10,406,565)	(1,414,460,315)	(12,862,854)	(1,748,319,116)	(12,765,252)	(1,735,053,052)
株式投資	13	(200,000)	(27,184,000)	(200,000)	(27,184,000)	(100,000,000)	(13,592,000,000)	(100,000,000)	(13,592,000,000)
投資/清算活動によるキャッシュ・フロー(b)		(11,140,364)	(1,514,198,275)			(112,862,854)	(15,340,319,116)		
金融負債（新規借入額）	23	1,602,264,514	217,779,792,743			2,651,827,471	360,436,389,858		
金融負債（返済額およびその他の変動額）	23	(1,103,409,596)	(149,975,432,288)			(3,908,963,730)	(531,306,350,182)	(2,500,000,000)	(339,800,000,000)
長期金融債務（債権）の純変動額		(974,482,447)	(132,451,654,196)			138,110,953	18,772,040,732	27,332,965	3,715,096,603

短期金融債務/ (債権)の純変動額									
		4,632,587,974	629,661,357,426	2,682,474,947	364,601,994,796	(2,364,107,212)	(321,329,452,255)	(1,278,001,143)	(173,705,915,357)
支払配当金	22	(1,222,435,833)	(166,153,478,421)			(1,410,503,669)	(191,715,658,690)		
ストック・オプションの権利行使による資本金および資本準備金の増加									
	22	-	-			-	-		
財務活動によるキャッシュ・フロー(c)									
		2,934,524,612	398,860,585,263			(4,893,636,187)	(665,143,030,537)		
現金および現金同等物の増加/(減少)(a+b+c)									
		3,849,150,670	523,176,559,066			(3,337,663,980)	(453,655,288,162)		
現金および現金同等物期首残高									
	20	3,122,891,795	424,463,452,776			6,460,555,775	878,118,740,938		
現金および現金同等物期末残高									
	20	6,972,042,465	947,640,011,843			3,122,891,795	424,463,452,776		

[前へ](#) [次へ](#)

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・エスピーエーは当グループを代表して、管理および調整業務を行っており、その活動内容をまとめると以下のとおり。

- > コーポレート・ガバナンス
- > 大規模な資金調達および財務計画
- > 税務に関する計画および戦略
- > リスクの評価および管理
- > 法務に関する方針
- > 管理者研修の指針および報酬に関する方針
- > 政府との関係
- > 会計方針
- > 戦略的なマーケティング

当グループ内では、エネル・エスピーエーが（直接におよび子会社であるエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィを通じて）財務機能を集中管理し短期金融市場および資本市場へのアクセスを確保している（エンデサ・グループを除く）。さらに、エネル・エスピーエーは、直接におよびエネル・インシュアランス・エヌヴィを通じて、保険を付保している。

エネル・エスピーエーは親会社として、2014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（「CLFI」、1998年2月24日付の政令第58号）の154条第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。

2015年3月18日の取締役会において、2014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レコンタ・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

2014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年以内に実現損益化、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てで表示されている。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。

さらに、損益計算書および財政状態計算書は、業績や財務状態に対するデリバティブの影響を正確に反映するため、修正されている。その際、損益計算書および財政状態計算書で新たな勘定が設定され、また、比較可能性を確保するため、2013年度および2013年12月31日現在の数値の組替を行っている。

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、連結財務諸表に記載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（子会社および関連会社への株式投資に関する項目を除く）、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。

子会社および関連会社への株式投資は、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。

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。

損益計算書に関する情報

収益

注記4.a 販売およびサービスからの収益 - 245百万ユーロ

「販売およびサービスからの収益」の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ	2014年	2013年	変動
サービス			
グループ会社	245	268	(23)
グループ外会社	-	1	(1)
販売およびサービスからの収益合計	245	269	(24)

「サービスからの収益」は245百万ユーロで、これは基本的に、管理・調整業務の一環として当社が子会社に提供したサービス、および、これらの子会社に関して当社で発生した雑費の再請求に関するものである。

前年度比では24百万ユーロ減少したが、これは主として、事業の結合および再編に係るサービスに関して、多数のグループ会社に対する再請求が減少したこと、ならびに、管理報酬およびサービス活動からの収益が減少したことによるものである。

「販売および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：206百万ユーロ
- > 欧州連合市場内：34百万ユーロ
- > 欧州連合市場外：5百万ユーロ

注記4.b その他の収益および利益 - 1百万ユーロ

2014年度「その他の収益および利益」は1百万ユーロで、前年度（2013年度は6百万ユーロ）から減少した。これは主として、他のグループ会社への出向社員によるサービスの再請求が減少したことによるものである。

営業費用

注記5.a 電力、ガスおよび燃料の購買 - 2百万ユーロ

「電力、ガスおよび燃料の購買」は2百万ユーロで、前年度比で4百万ユーロ減少した。これは主として、2013年に認識したアルピックとの長期輸入契約に含まれる価格改定（4百万ユーロ）によるものである。当契約は2011年12月31日に満了したが、最後の請求日から3年以内の改訂を条件としている。

注記5.b サービス、リースおよび賃借料 - 185百万ユーロ

「サービス費用、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	2014年	2013年	変動
サービス	170	212	(42)
リースおよび賃借料	15	18	(3)
サービス費用、リースおよび賃借料合計	185	230	(45)

「サービス費用」は計170百万ユーロで、その主な内訳は第三者から提供されたサービスに係る費用が126百万ユーロ（2013年度は149百万ユーロ）、グループ会社から提供されたサービスに係る費用が44百万ユーロ（2013年度は63百万ユーロ）である。より詳細には、第三者から提供されたサービスに係る費用が減少した（23百万ユーロ）のは主に、広告、通信、宣伝用印刷に係る費用の減少（12百万ユーロ）ならびに、企業の持分の取得および処分に係る費用の減少（8百万ユーロ）によるものである。

グループ会社から提供されたサービスに係る費用は19百万ユーロ減少したが、その主な要因は、エネル・イタリア・エスアールエルによるIT関連のサービスおよび研修に係る費用の減少（9百万ユーロ）、ならびに、エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー（4百万ユーロ）およびエンデサ（2百万ユーロ）からエネル・エスピーエーへの出向社員に係る費用の減少である。

「リースおよび賃借料」にかかる費用は、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資産のリース費用である。前年度比で3百万ユーロ減少したが、これは特に、資産の賃借料およびリース費用の減少によるものである。

注記5.c 人件費 - 120百万ユーロ

人件費の詳細は以下のとおりである。

百万ユーロ				
	2014年	2013年	変動	
賃金および給与	71	64	7	
社会保険費	24	19	5	
退職給付	24	5	(1)	
その他の長期給付	24	9	5	
その他費用およびその他のインセンティブ制度	25	11	3	
合計	120	90	30	

「人件費」は120百万ユーロで、2013年度比で30百万ユーロ増加した。その主な要因は「賃金および給料」ならびにそれに係る社会保険費の増加（合計12百万ユーロ）、退職給付の増加（6百万ユーロ）、長期インセンティブ制度に係る費用の増加（4百万ユーロ）、退職制度への移行に係る引当金の戻入に係る固定項目のうち2013年に認識された費用の増加（6百万ユーロ）である。

「退職給付」には、確定給付制度および確定拠出年金制度に係る費用も含まれる。より具体的には、2014年度の確定拠出年金に係る費用は2013年度から変わらず、4百万ユーロとなった。

次の表は、職階別平均従業員数の前年比および2014年12月31日現在の従業員数を示したものである。

	2014年	平均数 2013年	変動	従業員数 2014年12月31日
シニア・マネージャー	143	123	20	159
ミドル・マネージャー	312	338	(26)	322
事務職	324	332	(8)	310
作業員	-	-	-	-
合計	779	793	(14)	791

5.d 減価償却費、償却費および減損損失 - 543百万ユーロ

百万ユーロ				
	2014年	2013年	変動	
減価償却費	3	1	2	
償却費	9	8	1	
減損損失	531	-	531	
合計	543	9	534	

「減価償却費、償却費および減損損失」は543百万ユーロ（2013年度は9百万ユーロ）で、前年度比534百万ユーロの増加となった。これは主として、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー（512百万ユーロ）およびエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー（19百万ユーロ）に対する投資の減損、ならびに、減価償却費および償却費の増加によるものである。

注記5.e その他の営業費用 - 19百万ユーロ

「その他の営業費用」は19百万ユーロで、前年度比5百万ユーロ増加した。これは主に、2013年度と比較して、訴訟引当金の戻入が減少したことによるものである。

営業損益は、前年度比で549百万ユーロ悪化し、623百万ユーロの営業損失となった。

注記6 株式投資からの収益 - 1,818百万ユーロ

株式投資からの収益は1,818百万ユーロで、これは子会社および関連会社の株主総会で承認を受けた配当金によるものであり、2014年度は完全分配が実施された。

百万ユーロ	2014年	2013年	変動
子会社および関連会社からの配当金	1,818	2,028	(210)
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	223	222	1
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	1,373	1,625	(252)
エネル・パワー・エスピーエー	1	3	(2)
エネル・ファクター・エスピーエー	3	4	(1)
エネル・イタリア・エスアールエル	7	40	(33)
エネル・エネルギー・エスピーエー	16	44	(28)
エネル・セルヴィッツィオ・エレトリコ・エスピーエー	85	-	85
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	109	89	20
セシ・エスピーエー	1	1	-
その他の会社からの配当金	-	-	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	-	-	-
株式投資からの収益合計	1,818	2,028	(210)

注記7 デリバティブから生じた純金融収益（費用）－236百万ユーロ

この項目の内訳は、次のとおりである。

百万ユーロ	2014年	2013年	変動
デリバティブから生じた金融収益			
- グループ会社のための取引：	1,726	1,342	384
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	1,726	1,342	384
- エネル・エスピーエーの取引：	464	150	314
公正価値ヘッジ・デリバティブから生じた収益	39	14	25
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブから生じた収益	415	98	317
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	38	(28)
デリバティブ商品から生じた収益合計	2,190	1,492	698
デリバティブから生じた金融費用			
- グループ会社のための取引：	1,737	1,335	402
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	1,737	1,335	402
- エネル・エスピーエーの取引：	217	266	(49)
キャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブに関する費用	167	239	(72)
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	50	27	23
デリバティブから生じた金融費用合計	1,954	1,601	353
デリバティブから生じた純金融収益（費用）合計	236	(109)	345

デリバティブから生じた純金融収益は236百万ユーロで（2013年度は109百万ユーロの純金融費用）、これは特にエネル・エスピーエーによるデリバティブ取引から生じた純金融収益によるものである。2013年から345百万ユーロ増加した要因は主に、キャッシュ・フロー・ヘッジおよび公正価値ヘッジのデリバティブから生じた収益（それぞれ、389百万ユーロおよび25百万ユーロ）の増加である。但し、その一部は、エネル・エスピーエーが行った取引で損益を通じて公正価値評価されるデリバティブ（51百万ユーロ）ならびに金利および為替ヘッジに係る純金融費用の増加により相殺された。

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「デリバティブおよびヘッジ会計」の節を参照のこと。

注記8 その他の純金融収益 / (費用) (1,155)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	2014年	2013年	変動
その他の金融収益			
実効金利での受取利息：			
長期金融資産からの実効金利での受取利息	6	20	(14)
短期金融資産からの実効金利での受取利息	206	232	(26)
合計	212	252	(40)
為替差益	10	60	(50)
その他の収益	-	8	(8)
その他の金融収益合計	222	320	(98)
その他の金融費用			
実効金利での支払利息：			
銀行借入の支払利息	67	96	(29)
社債の利息	968	746	222
その他借入の支払利息	3	125	(122)
合計	1,038	967	71
為替差損	293	8	285
退職給付およびその他従業員給付に関連した支払利息	9	13	(4)
公正価値ヘッジ費用 ヘッジ対象の調整	26	14	12
その他の金融費用	11	(1)	12
その他の金融費用合計	1,377	1,001	376
その他の純金融収益(費用)合計	(1,155)	(681)	(474)

その他の純金融費用は1,155百万ユーロとなった。これは主に、借入の支払利息（1,038百万ユーロ）と為替差損（293百万ユーロ）を反映しており、短期および長期金融資産からの受取利息（212百万ユーロ）で一部相殺された。2013年度より純金融費用が474百万ユーロ増加したのは、純為替差損の発生（335百万ユーロ）、借入の支払利息の増加（71百万ユーロ）、および金融資産からの受取利息の減少（40百万ユーロ）が主な原因であった。

こうした変動は、当年中の金利や為替レートの動向、および負債の変動を反映している。

注記9 法人税等 - 282百万ユーロ

百万ユーロ	2014年	2013年	変動
当期法人税	(299)	(216)	(83)
繰延税金収益	8	10	(2)
繰延税金費用	9	(2)	11
合計	(282)	(208)	(74)

2014年度の法人税等については、282百万ユーロの債権ポジションがあった。これは、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ため法人税上の課税所得が減少したこと、および法人税法（統合税法第96条）に従って、当グループの連結納税制度に関わるエネル・エスピーエーの支払利息が損金算入されたことによる。

これは、基本的に、子会社から受け取った配当金の2年間の差額と、2014年に認識された株式投資に対する減損損失の損金不算入を反映したものであり、統合税法第87条の要件を満たしている。

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	2014年	構成比 (%)	2013年	構成比 (%)
税引前利益	276		1,164	
理論上の法人税 (27.5%)	76	27.5%	320	27.5%
税金減算額:				
- 株式投資の配当金	(475)	-172.1%	(530)	-45.5%
- 過年度評価減	-	-	(1)	-0.1%
- 引当金の取崩し	(14)	-5.1%	(17)	-1.5%
- その他	(22)	-8.0%	-	-
税金増加額:				
- 期中評価減	152	55.1%	-	-
- 引当金の繰入	10	3.6%	9	0.8%
- 過年度費用	3	1.1%	3	0.3%
- その他	3	1.1%	9	0.8%
当期法人税等合計 (法人税)	(267)	-96.7%	(207)	-17.8%
地方税	-	-	-	-
過年度法人税見積りとの差額	(32)	-11.6%	(9)	-0.8%
繰延税額合計	17	6.2%	8	0.7%
- うち当期変動額	9		7	
- うち過年度の見積りの変更と繰延地方税資産の戻し入れ	8		1	
法人税等合計	(282)	-102.2%	(208)	-17.9%

財政状態計算書に関する情報

資産

注記10 有形固定資産 - 8百万ユーロ

2013年度および2014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 有形固定 資産	建物付属 設備	合計
取得原価	1	3	3	5	19	26	57
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(24)	(52)
2012年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	2	5
資本的支出	-	-	-	-	-	5	5
減価償却費	-	-	-	-	-	(1)	(1)
変動額合計	-	-	-	-	-	4	4
取得原価	1	3	3	5	19	31	62
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(25)	(53)
2013年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	6	9
資本的支出	-	-	-	-	-	2	2
減価償却費	-	-	-	-	-	(3)	(3)
変動額合計	-	-	-	-	-	(1)	(1)
取得原価	1	3	3	5	19	33	64
減価償却累計額	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(28)	(56)
2014年12月31日現在残高	1	1	-	-	1	5	8

「有形固定資産」は、前年比1百万ユーロ減少し8百万ユーロとなった。これは基本的には、当年度中の資本的支出（2百万ユーロ）が減価償却費（3百万ユーロ）を下回った差額である。「建物付属設備」の主な内容は、エネル・エスピーエー本社のいくつかの建物の修繕である。

注記11 無形固定資産 - 11百万ユーロ

「無形固定資産」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	産業的特許および 知的財産権	仕掛中の資産 および前渡金	合計
2012年12月31日現在残高	11	1	12
資本的支出	6	1	7
資産の使用開始	1	(1)	-
償却費	(8)	-	(8)
変動額合計	(1)	-	(1)
2013年12月31日現在残高	10	1	11
資本的支出	-	9	9
資産の使用開始	9	(9)	-
償却費	(9)	-	(9)
変動額合計	-	-	-
2014年12月31日現在残高	10	1	11

「産業的特許および知的財産権」は、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。

この項目の残高は前年度末とほぼ同じ水準であるが、これは当年度の償却費（9百万ユーロ）が、連結会社間の報告体制、リスク、および集中財務システムを管理するソフトシステムに関する資産の使用開始で相殺されたためである。

「仕掛中の資産および前渡金」は2013年度末と同水準の1百万ユーロで、基本的に、集中財務システム、リスク測定モデルの実装、および親会社の報告管理や会計システムの改善のための費用に関わるものである。

注記12 繰延税金資産および負債 - 383百万ユーロおよび252百万ユーロ

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

	2013年 12月31日 現在	損益計算書 に計上 された 増加/ (減少)	株主資本 に計上 された 増加/ (減少)	2014年 12月31日 現在
百万ユーロ				
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の計上	36	(5)	(3)	28
- デリバティブ	199	-	115	314
- その他の項目	44	(3)	-	41
繰延税金資産合計	279	(8)	112	383
繰延税金負債				
一時差異の性質：				
- 金融商品の測定	130	-	113	243
- その他の項目	-	9	-	9
繰延税金負債合計	130	9	113	252
相殺考慮後繰延税金資産（法人税）	171			172
相殺考慮後繰延税金負債（地方税）	(22)			(41)

「繰延税金資産」は383百万ユーロ（2013年12月31日時点は279百万ユーロ）で、前年度と比較して104百万ユーロの増加となった。これは、主として、キャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に伴う繰延税金資産（115百万ユーロ）や、リスク及び費用に対する引当金と減損損失に関連するいくつかの項目の戻し入れ（5百万ユーロ）のためである。

「繰延税金負債」は前年比122百万ユーロ増加して252百万ユーロ（2013年12月31日時点は130百万ユーロ）となり、これは主としてキャッシュ・フロー・ヘッジの公正価値測定に伴う繰延税金（113百万ユーロ）に起因する。繰延税金負債の金額は、法人税率27.5%と地方税率5.57%（地域付加税も考慮）を適用して算定された。それに対して、繰延税金資産の金額は法人税率27.5%だけを適用して算定された。今後、将来減算一時差異を戻し入れるに十分な地方税課税所得を稼得する見込みはないためである。

注記13 株式投資 - 38,754百万ユーロ

次の表は、保有する子会社、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						
	取得 原価	(評価減) / 再評価	その他の 変動-IFRIC 第11号 およびIFRS 第2号に準拠	帳簿 価額	持分比率	組替
	2013年12月31日			2014年の変動		
A) 子会社						
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	4,892	-	4	4,896	100.0	(512)
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	46	-	1	47	100.0	(19)
エネル・ディストリブツツィオーネ・エスピーエー	4,054	-	2	4,056	100.0	-
エネル・セルヴィツツィオ・エレクトリコ・エスピーエー	110	-	-	110	100.0	-
エネル・トレード・エスピーエー	901	-	1	902	100.0	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	3,640	-	2	3,642	68.3	-
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	-
エネル・パワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100.0	-
エネル・エネルギア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-
エネル・イベロアメリカ・エスエル	18,300	-	-	18,300	100.0	-
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	18	100.0	-
エネル・ソール・エスアールエル	5	-	-	5	100.0	-
エネル・イタリア・エスアールエル	525	(41)	3	487	100.0	-
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	70	(54)	-	16	100.0	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,414	-	-	1,414	100.0	-
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	-	-	-	-	-	-
合計	43,983	(4,735)	13	39,261		(531)
C) 関連会社						
セシ・エスピーエー	23	-	-	23	42.7	-
合計	23	-	-	23		-
D) その他の会社						
エルコガス・エスエー	5	(1)	-	4	4.3	(4)
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	-	-	1	10.0	-
アイドロシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1.0	-
合計	6	(1)	-	5		(4)
合計	44,012	(4,736)	13	39,289		(535)

百万ユーロ

	取得原価	(評価減) / 再評価	その他の 変動-IFRIC 第11号および IFRS第2号に 準拠	帳簿価額	持分比率
2014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	(512)	4	4,384	100.0
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	46	(19)	1	28	100.0
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	4,054	-	2	4,056	100.0
エネル・セルヴィツツィオ・エレットリコ・エスピーエー	110	-	-	110	100.0
エネル・トレード・エスピーエー	901	-	1	902	100.0
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	3,640	-	2	3,642	68.3
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
エネル・パワー・エスピーエー	189	(159)	-	30	100.0
エネル・エネルジア・エスピーエー	1,321	(8)	-	1,313	100.0
エネル・イベロアメリカ・エスエル	18,300	-	-	18,300	100.0
エネル・ファクター・エスピーエー	18	-	-	18	100.0
エネル・ソール・エスアールエル	5	-	-	5	100.0
エネル・イタリア・エスアールエル	525	(41)	3	487	100.0
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	70	(54)	-	16	100.0
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,414	-	-	1,414	100.0
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	-	-	-	-	100.0
合計	43,983	(5,266)	13	38,730	
C) 関連会社					
セシ・エスピーエー	23	-	-	23	42.7
合計	23	-	-	23	
D) その他の会社					
エルコガス・エスエー	5	(5)	-	-	4.3
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	-	-	1	10.0
アイドロシリア・エスピーエー	-	-	-	-	1.0
合計	6	(5)	-	1	
合計	44,012	(5,271)	13	38,754	

以下の表は2014年の株式変動を表している。

百万ユーロ

増加	
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーを子会社化	-
合計	-
減少	
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに対する株式投資の評価減	(512)
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーに対する株式投資の評価減	(19)
エルコガス・エスエーに対する株式投資の評価減	(4)
合計	(535)
純変動	(535)

子会社、関連会社およびその他の会社への株式投資価値の純減少は、以下の要因によるものである。

- > イタリアでは経済危機の影響が現在広がりつつあり、その余波が伝統的な電力業界にも及ぶのではないかと懸念し、エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエーに投資した株式を512百万ユーロで減損処理した。
- > エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーに対し投資した株式については、同社が赤字経営であること、および認識されたコストに係る回収可能性を考慮し、19百万ユーロの減損処理を行った。
- > 2015年1月より清算中となっているエルコガス・エスエーに投資した全株式を4百万ユーロで減損処理した。
- > 0.02百万ユーロを出資し、エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエーを2014年11月26日に子会社化した。

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。

以下の表は、2014年12月31日現在の子会社、関連会社およびその他の会社の資本金および株主持分である。

	登録事務所	通貨	資本金 (ユーロ)	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	4,039	(1,793)	100.0	4,384
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	30,000,000	26	(1)	100.0	28
エネル・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	4,365	1,278	100.0	4,056
エネル・セルヴィツィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	ローマ	ユーロ	10,000,000	98	5	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	357	(235)	100.0	902
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー ⁽¹⁾	ローマ	ユーロ	1,000,000,000	8,929	440	68.3	3,642
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ ⁽¹⁾	アムステルダム	ユーロ	1,593,050,000	3,673	61	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・エネルギア・エスピーエー	ローマ	ユーロ	302,039	1,214	160	100.0	1,313
エネル・イペロアメリカ・エスエル	マドリッド	ユーロ	500,000,000	23,546	21	100.0	18,300
エネル・ファクター・エスピーエー	ローマ	ユーロ	12,500,000	48	4	100.0	18
エネル・ソール・エスアールエル	ローマ	ユーロ	4,600,000	56	7	100.0	5
エネル・イタリア・エスアールエル	ローマ	ユーロ	50,000,000	420	9	100.0	487
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	ローマ	ユーロ	1,000,000	18	1	100.0	16
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	1,478,810,370	722	32	100.0	1,414
エネル・オイル・アンド・ガス・エスピーエー	ローマ	ユーロ	200,000	-	-	100.0	-
C) 関連会社							
セシ・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	8,550,000	95	2	42.7	23
D) その他の会社							
エルコガス・エスエー ⁽²⁾	プエルトリャノ	ユーロ	20,242,260	(8)	(18)	4.3	-
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	ミラノ	ユーロ	4,264,000	16	10	10.0	1
アイドロシリア・エスピーエー ⁽³⁾	ミラノ	ユーロ	22,520,000	40	2	1.0	-

(1) 株主持分および期間損益の値は、当グループの値。

(2) 資本金、株主持分、および純利益の値は、2013年12月31日現在の財務諸表の値。

(3) 資本金、株主持分、および純利益の値は、2012年12月31日現在の財務諸表の値。

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・イタリア・エスアールエル、エネル・セルヴィッツィオ・エレットリコ・エスピーエー、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・プロデュツィオーネ・エスピーエー、エネル・エネルギア・エスピーエーへの株式投資の帳簿価額は、2014年12月31日現在の株主持分を上回っていても、回収可能と思われる。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・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィについては、いくつかの財政状態計算書計上項目の公正価値が減少し、それが株主持分に反映されたことが主な要因だった。
- > エネル・イタリア・エスアールエルおよびエネル・セルヴィッツィオ・エレットリコ・エスピーエーについては、純数理計算上の損失の認識を含むIAS第19号「従業員給付」の遡及的適用が2013年になされたため、必然的にこれらの会社の株主持分が影響を受け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・ビーヴィについては、株主持分の帳簿価格に反映されている価値よりも将来キャッシュ・フローが示す価値が高い事が期待される（帳簿価額は不利な為替レートを反映している場合がある）。したがって、投資価値の回収は十分果たせ、帳簿価額と株主持分のミスマッチは一時的なものにすぎないと判断される。

2014年12月31日現在の「その他の会社に対する株式投資」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。

百万ユーロ	2014年12月31日 現在	2013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	1	5
エルコガス・エスエー	-	4
エミッテンティ・ティトリ・エスピーエー	1	1
アイドロシリア・エスピーエー	-	-

注記14 デリバティブ 1,979百万ユーロ、280百万ユーロ、2,484百万ユーロ、359百万ユーロ

百万ユーロ	固定資産		流動資産	
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在
デリバティブ金融資産	1,979	1,355	280	177
デリバティブ金融負債	2,484	2,098	359	237

デリバティブ金融資産/負債の性質については、詳しくは注記31「金融商品」および注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

注記15 その他の固定金融資産 146百万ユーロ

合計額の内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ				
		2014年12月31日	2013年12月31日	
	注記	現在	現在	変動
前払費用		25	43	(18)
純金融負債に含まれるその他の固定金融資産	15.1	121	122	(1)
合計		146	165	(19)

「前払費用」は、基本的に2010年4月19日にエネル、エネル・ファイナンス・インターナショナル、およびメディアバンクの間で契約した100億ユーロのリボルビング・クレジット・ファシリティで生じた取引費用の残存分、ならびに2013年2月8日に同じ3社間で締結され銀行に90億ユーロがプールされた先日付スタートの融資契約に関する。当項目では、関連費用の種類およびクレジット枠の満期により、それらの費用の長期部分および損益を通じた戻し入れ分が表されている。

15.1 純金融負債に含まれるその他の固定金融資産 121百万ユーロ

百万ユーロ				
		2014年12月31日	2013年12月31日	
	注記	現在	現在	変動
金融債権				
子会社に対する債権	31.1.1	117	117	-
その他の会社に対する債権		-	2	(2)
その他の金融債権		4	3	1
合計		121	122	(1)

117百万ユーロの「子会社に対する金融債権」とは、グループ会社が分担している金融負債に関する債権である。契約条件では、関連する金融費用および金利リスク・ヘッジ取引で発生した収益と費用の再請求、ならびに各借入金の満期時の元本返済が定められている。

注記16 その他の固定資産 - 467百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
補足的な年金制度の債務引受に関する 子会社への債権	173	195	(22)
未収税金	290	284	6
その他の長期債権：			
- その他の債権	4	4	-
合計	4	4	-
その他の固定資産合計	467	483	(16)

173百万ユーロの「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分担分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は親会社の確定給付債務の償却費用を弁済すると定められており、それらは「退職給付およびその他の従業員給付」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、5年超過分は、111百万ユーロ（2013年12月31日現在130百万ユーロ）であった。

「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。当年度の未収税金は、発生利息が認識されたため、前年と比較して6百万ユーロの増加となった。

4百万ユーロの「その他債権」は、基本的には、保有していたスヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエルにおける持分を2011年に売却した件に関するエネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエーに対する債権に関するものである。

注記17 売掛金 - 132百万ユーロ

合計額の内訳は下記のとおりである。

百万ユーロ	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
顧客：			
- その他の債権	6	8	(2)
合計	6	8	(2)
子会社に対する売掛金	126	208	(82)
合計	132	216	(84)

「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・提携サービスなどの事業活動に関するものである。82百万ユーロの減少は、これらのサービスに伴う収益の変動、および回収期間の改善に関連している。

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	2014年 12月31日現在	2013年 12月31日現在	変動
子会社			
エネル・イベロアメリカ・エスエル	1	1	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	18	6	12
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	7	20	(13)
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	7	4	3
エンデサ・エスエー	-	1	(1)
エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	(1)	2	(3)
エネル・トレード・エスピーエー	3	2	1
エネル・エネルギア・エスピーエー	21	34	(13)
エネル・イタリア・エスアールエル	-	21	(21)
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	11	6
エネル・エスアイ・エスアールエル	6	18	(12)
エネル・パワー・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	-	2	(2)
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	1	-
エネル・ソール・エスアールエル	2	2	-
エネル・ロシア・オージェーエスシー	16	14	2
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	16	15	1
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	(2)	5	(7)
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	9	(5)
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	-	8	(8)
その他	10	32	(22)
合計	126	208	(82)

売掛金の地域別内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ				
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動	
イタリア	66	109	(43)	
欧州連合	47	75	(28)	
欧州連合以外の欧州	18	26	(8)	
その他	1	6	(5)	
合計	132	216	(84)	

注記18 未収税金 - 625百万ユーロ

2014年12月31日現在の未収税金は計625百万ユーロで、基本的には、2014年度の税金に関する当社の法人税控除（267百万ユーロ）および2014年度の連結法人税に関する未収入金（354百万ユーロ）に関するものである。

注記19 その他の流動金融資産 5,040百万ユーロ

この項目の内訳は以下のとおりである。

百万ユーロ				
	注記	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
純金融負債に含まれるその他の流動金融資産	19.1	4,693	4,930	(237)
その他種々の流動金融資産		347	350	(3)
合計		5,040	5,280	(240)

19.1 純金融負債に含まれるその他の流動金融資産 4,693百万ユーロ

百万ユーロ				
	注記	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
グループ会社に対する金融債権				
- 短期金融債権（関係会社間勘定）	31.1.1	4,018	3,391	627
- エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィに対する短期貸付金	31.1.1	-	500	(500)
- 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	-	21	(21)
その他に対する金融債権				
- その他の金融債権		3	-	3
- 店頭デリバティブ証拠金取引契約に関する担保金	31.1.1	672	1,018	(346)
合計		4,693	4,930	(237)

「純金融負債に含まれるその他の流動金融資産」は、2014年12月31日時点で4,693百万ユーロであったが、これは、「グループ会社に対する金融債権」（4,018百万ユーロ）および「その他に対する金融債権」（675百万ユーロ）である。

「グループ会社に対する金融債権」は、2013年12月31日時点より106百万ユーロ増加した。これは主に、関係会社間勘定におけるグループ会社に対する短期金融債権の増加（627百万ユーロ）が、2013年にエネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィに付与された関係会社間リボルビング融資契約に基づく同社の返済（500百万ユーロ）で一部相殺されたものである。

「その他に対する金融債権」は、2013年12月31日時点と比較して343百万ユーロ減少し、675百万ユーロであった。これは主に、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担保金の減少によるものである。

注記20 現金および現金同等物 - 6,972百万ユーロ

現金および現金同等物の詳細は、次の表のとおりである。

百万ユーロ	2014年12月31日	2013年12月31日	変動
	現在	現在	
銀行および郵便預金	6,972	3,123	3,849
手許現金および現金同等物	-	-	-
合計	6,972	3,123	3,849

現金および現金同等物は6,972百万ユーロとなり、2013年12月31日から3,849百万ユーロ増加した。主な要因は、集中的な資金管理機能についての当グループ組織構造の最適化に関する非経常的な取引の影響と、2014年度における税金の支払いの減少である。

注記21 その他の流動資産 - 244百万ユーロ

2014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	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
未収税金	33	122	(89)
グループ会社に対するその他の債権	208	196	12
その他に対する債権	3	1	2
合計	244	319	(75)

「その他流動資産」は2013年12月31日より75百万ユーロ減少した。

「未収税金」は33百万ユーロとなり、主な内訳はグループの付加価値税控除（25百万ユーロ）と前年度法人税に関するその他未収金（7百万ユーロ）である。前年度からの89百万ユーロの減少は主にグループの付加価値税控除の減少（39百万ユーロ）と、前年度の未収地方税の回収（24百万ユーロ）、そして連結納税制度適用対象の会社に対する未収法人税について、2013年に税務当局に対して持つ純貸方勘定（20百万ユーロ）である。

「グループ会社に対するその他の債権」は、主に、グループ付加価値税制度適用対象のグループ会社に関する付加価値税控除（51百万ユーロ）、および連結納税制度適用対象のグループ会社分の未収法人税（116百万ユーロ）に関するものである。

負債

注記22 株主持分 - 25,136 百万ユーロ

株主持分は25,136百万ユーロとなり、2013年12月31日より731百万ユーロ減少した。減少の主な原因は、2014年5月22日に株主によって承認された2013年度の1株あたり0.13ユーロの配当金支払（総額で1,223百万ユーロ）で、一部当年度純利益により相殺される（492百万ユーロ）。

資本金 - 9,403 百万ユーロ

2014年12月31日現在のエネル・エスピーエーの資本金は（2013年12月31日現在と同様に）、2014年中にストック・オプション・プランの一部としてのオプションの行使がなかったことを考慮すると、各額面1ユーロの全額引受および払込済み普通株式9,403,357,795株により表示される9,403,357,795 ユーロとなった。

同日、株主登録、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、および入手可能な他の情報に基づく、31.24%を保有するイタリア経済財務省、資産運用目的で2014年6月26日時点で3.67%を保有するCNP Assurances、そして2.07%を保有する中国人民銀行を除いては、資本金合計の2%超を保有する株主は存在しない。

2015年2月26日、イタリア経済財務省は当社に対する5.74%の持分を売却した。これにより、当省が当社に保有する持分は31.24%から25.50%へと減少した。

その他の剰余金 - 9,114 百万ユーロ

資本剰余金 - 5,292 百万ユーロ

資本剰余金は前年度と変わっていない。

法定準備金 - 1,881 百万ユーロ

資本金の20.0%に相当する法定準備金は、前年度と変わっていない。

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。

その他種々準備金 - 68百万ユーロ

その他の準備金には、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、およびその他の準備金に関する20百万ユーロも含まれている。

金融商品評価差額金 - (332) 百万ユーロ

2014年12月31日現在、この項目は、すべて、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332百万ユーロ（70百万ユーロの正の税効果考慮後）で構成されている。

確定給付債務の再測定による剰余金 - (10) 百万ユーロ

2014年12月31日現在、確定給付制度債務の再測定による剰余金は10百万ユーロ（4百万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すべて含まれている。

以下の表は、2013年および2014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	当期株主 資本計上 利益/ (損失)			損益 振替額 (総額)	税効果	当期株主 資本計上 利益/ (損失)			損益 振替額 (総額)	税効果
	2013年 1月1日 現在					2013年 12月31日 現在				
キャッシュ・フロー・ヘッジ手段の測定による剰余金	(351)	(28)	141	(21)	(259)	173	(248)	2	(332)	
確定給付制度に関する純負債／（資産）の再測定による利益／（損失）	(13)	(5)	-	1	(17)	10	-	(3)	(10)	
株主資本において直接認識された利益(損失)	(364)	(33)	141	(20)	(276)	183	(248)	(1)	(342)	

利益剰余金 - 6,061百万ユーロ

2014年度、この項目は149百万ユーロ増加した。これは、主に2014年5月22日の株主総会にて承認された前年度純利益の留保に起因する。

当期純利益 - 558百万ユーロ

2014年度の当期純利益は558百万ユーロであった。

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	2014年12月31日	使途	分配可能額
資本金	9,403		
資本剰余金			
- 資本剰余金	5,292	ABC	5,292
利益剰余金			
- 法定準備金	1,881	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	(332)		
- 資本助成金に係る準備金	19	ABC	19
- スtock・オプション準備金	29	ABC	29 ⁽¹⁾⁽²⁾
- 確定給付制度債務の再測定による剰余金	(10)		
- その他	20	ABC	20
利益剰余金/(繰越欠損金)	6,061	ABC	6,061
合計	24,578		13,636
分配可能額			13,633

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、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。

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

以下の表は、2013年度と2014年度に当社から支払われた配当金を表している。

百万ユーロ	支払額 (百万ユーロ)	1株あたり純配当金 (ユーロ)
2013年度支払配当金		
2012年度の配当金	1,410	0.15
2013年度の中間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2013年度支払配当金合計	1,410	0.15
2014年度支払配当金		
2013年度の配当金	1,223	0.13
2014年度の中間配当金	-	-
特別配当金	-	-
2014年度支払配当金合計	1,223	0.13

2014年度の配当金は1株あたり0.14ユーロ、合計1,316百万ユーロとして、2015年5月28日に招集される株主総会にて提案される予定である。当該財務諸表につき、株主への2014年度配当金分配の影響は考慮に入れられていない。

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。2014年中は、目的、方針またはプロセスの実体的変更はなかった。

従って、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。2014年および2013年12月31日現在の状況の概要は以下の表に示すとおりである。

百万ユーロ			
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
固定財政状態	(17,288)	(17,764)	476
正味短期財政状態	4,556	5,339	(783)
長期金融債権および長期有価証券	121	122	(1)
純金融負債	(12,611)	(12,303)	(308)
株主持分	25,136	25,867	(731)
デット・エクイティ・レシオ	(0.50)	(0.48)	(0.02)

注記23 借入金 - 17,288百万ユーロ、2,363百万ユーロ、4,746百万ユーロ

百万ユーロ	固定資産		流動資産	
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在
長期借入金	17,288	17,764	2,363	1,061
短期借入金	-	-	4,746	1,653

借入金の性質についての詳細は、注記31「金融商品」を参照すること。

[前へ](#) [次へ](#)

注記24 退職給付およびその他の従業員給付 - 302 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、通達の代わりに保証、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、住宅電力割引（退職者のみ）、フォーペン年金拠出の追加保証、控除金額を超過するフォーペン年金拠出、および個人的な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、ならびに確定給付債務と2014年12月31日および2013年12月31日現在の財政状態計算書で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	2014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	273	11	37	15	336
現在の勤務費用	-	-	-	10	10
利息費用	8	-	1	-	9
財政計算上の仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	(7)	-	(2)	-	(9)
実績の調整	(3)	1	1	-	(1)
決済による（利益）/損失	-	-	-	-	-
他の支払	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)
その他の変動額	-	-	-	-	-
12月31日現在の数理計算上の債務	242	11	35	14	302

百万ユーロ	2013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	296	9	39	14	358
現在の勤務費用	-	-	-	5	5
利息費用	9	-	1	-	10
財政計算上の仮定の変動による数理計算上の（利益）/損失	4	2	(1)	-	5
実績の調整	-	1	-	-	1
決済による（利益）/損失	(6)	-	-	-	(6)
他の支払	(29)	(1)	(2)	(4)	(36)
その他の変動額	(1)	-	-	-	(1)
12月31日現在の数理計算上の債務	273	11	37	15	336

百万ユーロ

	2014年	2013年
収益または損失に計上される（利益）/損失		
勤務費用	10	5
利息費用	9	10
決済による（利益）/損失	-	(6)
合計	19	9

百万ユーロ

	2014年	2013年
その他の包括利益における再測定（利益）/損失		
確定給付制度の数理計算上の（利益）/損失	(10)	6
合計	(10)	6

2014年の従業員給付の現在勤務費用は10百万ユーロで、人件費に計上されている（2013年は6百万ユーロ）。一方で負債の増加による利息費用は9百万ユーロとなった（2013年は10百万ユーロ）。

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。

	2014年	2013年
割引率	0.50% - 2.15%	0.75% - 3.0%
昇給率	1.6% - 3.6%	2.0% - 4.0%
医療費増加率	2.6%	3.0%

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	(2)	2	2	2	2	4	1

注記25 リスクおよび費用に対する引当金 - 16百万ユーロ

「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のある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				合計	
		繰入	戻入	取崩		
	2013年 12月31日 現在				2014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	19	-	(6)	(1)	12	12
- その他	3	-	-	-	3	-
合計	22	-	(6)	(1)	15	12
早期退職奨励引当金	1	-	-	-	1	1
合計	23	-	(6)	(1)	16	13

訴訟引当金の純減少額は7百万ユーロで、基本的にいくつかの未解決の争議の見積りの改訂（6百万ユーロ）を反映している。

注記26 その他の固定負債 - 287百万ユーロ

「その他の固定負債」は287 百万ユーロであった（2013年12月31日現在では283百万ユーロ）。これは、基本的に、エネル・エスピーエーによる2004年から2011年までの間の過払い還付請求（連結主体としての立場で提出）を受けて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）。当年度の4百万ユーロの変動は、主に当期の未払利息による負債の増加によるものである。

注記27 買掛金 - 139百万ユーロ

百万ユーロ			
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日現在	変動
買掛金:			
- 外部に対するもの	85	130	(45)
- グループ会社に対するもの	54	82	(28)
合計	139	212	(73)

「買掛金」には、外部に対する買掛金85百万ユーロ（2013年12月31日現在では130百万ユーロ）、およびグループ会社に対する買掛金54百万ユーロ（2013年12月31日現在では82百万ユーロ）が含まれている。

2014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			
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日現在	変動
子会社			
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	1	1	-
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	-	18	(18)
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	-	4	(4)
エネル・セルヴィツィオ・エレトリコ・エスピーエー	-	2	(2)
エネル・トレード・エスピーエー	1	1	-
エネル・イタリア・エスアールエル	25	32	(7)
エネル・ファクター・エスピーエー	12	4	8
エンデサ・エスエー	4	13	(9)
エネル・ロシア・オージェイエスシー	4	3	1
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	3	1	2
その他	4	3	1
合計	54	82	(28)

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			
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
仕入先:			
イタリア	123	183	(60)
欧州連合	9	18	(9)
欧州連合以外	5	8	(3)
その他	2	3	(1)
合計	139	212	(73)

注記28 その他の短期金融負債 - 694百万ユーロ

「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。

	注記	2014年12月31日	2013年12月31日	変動
		現在	現在	
繰延金融負債	31.2.1	649	527	122
その他の項目	31.2.1	45	60	(15)
合計		694	587	107

「繰延金融負債」は金融負債に係る未払利息で構成されており、「その他の項目」にはグループ会社間当座勘定に係る支払利息が含まれている。

注記29 正味財政状態、長期金融債権および有価証券 - 12,611百万ユーロ

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。

	注記	2014年12月31日	2013年12月31日	変動
		現在	現在	
長期借入金	23	17,288	17,764	(476)
短期借入金	23	4,746	1,653	3,093
1年以内返済予定の長期借入金	23	2,363	1,061	1,302
負債に含まれる固定金融資産	15.1	121	122	(1)
負債に含まれる流動金融資産	19.1	4,693	4,930	(237)
現金および現金同等物	20	6,972	3,123	3,849
合計		12,611	12,303	308

2006年7月28日のCONSOB支持書に準拠し、以下の表は2014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	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在		変動
	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	6,972		3,123		3,849
手元流動性	6,972		3,123		3,849
短期金融債権	4,693	4,018	4,930	3,912	(237)
短期銀行借入金	(3)		(4)		1
長期銀行債務の1年以内返済分	(2,363)		(1,061)		(1,302)
その他の短期金融債務	(4,743)	(4,320)	(1,649)	(1,531)	(3,094)
短期金融債務	(7,109)		(2,714)		(4,395)
短期財政状態純額	4,556		5,339		(783)
社債	(17,288)		(17,764)		476
長期借入金	(17,288)		(17,764)		476
長期財政状態	(17,288)		(17,764)		476
CONSOB指示書に準拠した 財政状態純額	(12,732)		(12,425)		(307)
長期金融債権	121	117	122	117	(1)
純金融負債	(12,611)		(12,303)		(308)

注記30 その他の流動負債 - 975百万ユーロ

「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未払法人税に関するものである。

百万ユーロ	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在		変動
未払税金	540		31		509
グループ会社に対する債務	396		643		(247)
従業員およびレクリエーション / 支援 機関に対する債務	20		18		2
社会保険機構への未払金	8		8		-
担保差入および払戻に係る顧客に対す る債務	1		1		-
その他	10		8		2
合計	975		709		266

「未払税金」は540百万ユーロとなり、連結法人税の税務当局への支払額が主である（533百万ユーロ）。前年度からの増加は509百万ユーロとなり、主に2014年度の連結法人税の税務当局への支払額（2013年度は受取税金）で、連結付加価値税において2014年度の借方勘定から2014年度に貸方勘定に変わったことにより、部分的に相殺されている（24百万ユーロ）。

「グループ会社に対する債務」は396百万ユーロで、その内訳は、法人税連納税制度で生じた負債316百万ユーロ、およびグループ連結付加価値税納税制度による負債77百万ユーロである。247百万ユーロの減少は、これら連結納税制度によって生じた借方勘定の変動を反映したものである。

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、流動および固定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	固定資産		流動資産	
		2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在
貸付金および債権	31.1.1	146	165	12,144	8,619
損益を通して公正価値で 測定される金融資産					
FVTPLのデリバティブ金融資産	31.1.2	1,283	1,041	280	177
合計		1,283	1,041	280	177
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・ヘッジのデリバティブ金融資産	31.1.2	656	304	-	-
公正価値ヘッジのデリバティブ金融資産	31.1.2	40	10	-	-
合計		696	314	-	-
合計		2,125	1,520	12,424	8,796

31.1.1 貸付金および債権

以下の表は、流動および固定金融資産に分類した、貸付金および債権を示す。

百万ユーロ	固定資産			流動資産	
	2014年 12月31日	2013年 12月31日	注記	2014年 12月31日	2013年 12月31日
	現在	現在		現在	現在
現金および現金同等物	-	-	20	6,972	3,123
売掛金	-	-	17	132	216
グループ会社に対する金融債権					
借入金の引受けに係る債権のうち1年以内返済予定分	15.1	117		-	21
関係会社間債権	-	-	19.1	4,018	3,391
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーへの短期貸付金	-	-	19.1	-	500
その他の金融債権	-	-		205	257
グループ会社に対する金融債権合計	117	117		4,223	4,169
その他に対する金融債権					
店頭デリバティブ証拠金取引契約に関する担保金	-	-	19.1	672	1,018
その他の金融債権	29	48		145	93
その他に対する金融債権合計	29	48		817	1,111
合計	146	165		12,144	8,619

2013年12月31日時点に比べ、「現金および現金同等物」の3,849百万ユーロの増加に関する主な変動は、集中的な資金管理機能についてのグループの組織構造の最適化に関する、非経常取引の影響である。

31.1.2 デリバティブ金融資産

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の想定元本および公正価値を示し、流動および固定金融資産に分けられている。

百万ユーロ	固定資産				
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	変動
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:					
- 金利リスク	-	-	-	-	-
- 為替リスク	3,649	1,319	656	304	352
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	3,649	1,319	656	304	352
公正価値ヘッジ:					
- 金利リスク	800	800	40	10	30
公正価値ヘッジ合計	800	800	40	10	30
FVTPLに関するデリバティブ:					
- 金利リスク	3,112	3,413	376	225	151
- 為替リスク	9,582	7,865	907	816	91
FVTPL合計	12,694	11,278	1,283	1,041	242
合計	17,143	13,397	1,979	1,355	624

百万ユーロ	流動資産				
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	変動
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:					
- 金利リスク	400	-	-	-	-
- 為替リスク	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	400	-	-	-	-
公正価値ヘッジ:					
- 金利リスク	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	-	-	-	-	-
FVTPLに関するデリバティブ:					
- 金利リスク	45	-	2	-	2
- 為替リスク	4,476	4,603	278	177	101
FVTPL合計	4,521	4,603	280	177	103
合計	4,921	4,603	280	177	103

デリバティブ金融資産に関するより詳しい情報は、注記33「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照すること。

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、流動および固定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	固定負債		流動負債	
		2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
償却原価で測定された金融負債	31.2.1	17,288	17,764	7,942	3,513
損益を通して公正価値で 測定される金融負債					
FVTPLのデリバティブ金融負債	31.2.2	1,295	1,045	358	226
合計		1,295	1,045	358	226
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・ヘッジのデリ バティブ	31.2.3	1,189	1,053	1	11
合計		1,189	1,053	1	11
合計		19,772	19,862	8,301	3,750

公正価値の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 償却原価で測定された金融負債

以下の表は、性質毎の償却原価による金融負債を示し、流動および固定金融負債に分類されている。

百万ユーロ		固定負債			流動負債	
		2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在		2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
	注記			注記		
長期借入金	23	17,288	17,764		2,363	1,061
短期借入金		-	-	23	4,746	1,653
買掛金		-	-	27	139	212
その他の短期金融負債		-	-	28	694	587
合計		17,288	17,764		7,942	3,513

借入金

長期借入金（1年以内返済予定分を含む） - 19,651百万ユーロ

長期借入金は、その全額がユーロおよびその他の通貨建ての債券であり、2014年12月31日現在、19,651百万ユーロである。そのうち1年内返済が2,363百万ユーロである。

次の表は2014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年以内返済予定分を含み、借入金と利率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	短期	支払期限	
				12ヵ月超	公正価値
2014年12月31日現在					
社債：					
- 固定金利	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166
- 変動金利	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311
合計	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477
固定金利借入金の合計	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166
変動金利借入金の合計	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311
合計	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477

百万ユーロ	額面価額	帳簿価額	短期	支払期限	公正価値	帳簿価額
				12ヵ月超		
2013年12月31日現在						
社債：						
- 固定金利	13,519	13,364	-	13,364	14,974	1,920
- 変動金利	5,483	5,461	1,061	4,400	5,320	(1,094)
合計	19,002	18,825	1,061	17,764	20,294	826
固定金利借入金の合計	13,519	13,364	-	13,364	14,974	1,920
変動金利借入金の合計	5,483	5,461	1,061	4,400	5,320	(1,094)
合計	19,002	18,825	1,061	17,764	20,294	826

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「1994年-2019年従業員向け特別シリーズ債券」に関する777百万ユーロ控除後の金額で表示されている。

借入金の満期分析についての詳細は、注記32「リスク管理」を、公正価値の測定レベルについての詳細は、注記34「公正価値の測定」を参照すること。

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	
	2013年 12月31日現在	2014年 12月31日現在		平均金利	現在の実行金利
			2014年12月31日現在		
ユーロ	16,115	16,056	16,145	4.2%	4.5%
米国ドル	890	1,012	1,030	8.8%	9.2%
英ポンド	1,820	2,583	2,619	6.5%	6.7%
ユーロ以外の通貨合計	2,710	3,595	3,649		
合計	18,825	19,651	19,794		

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	返済	新規 借入金	自社社債 買戻し	為替 差損益	額面価額
						2014年 12月31日現在
	2013年 12月31日現在					
社債	19,002	(1,061)	1,602	(42)	293	19,794
合計	19,002	(1,061)	1,602	(42)	293	19,794

2013年12月31日に比べ、長期借入金の額面価額は792百万ユーロ上昇した。その内訳は1,602百万ユーロの新規借入金、293百万ユーロの為替差損、1,061百万ユーロの返済、そして42百万ユーロの自社社債買戻しである。

以下の表は、2014年度に確定した主な借入金の特徴を表している。

新規借入金

借入金の種類	発行体	発行日	発行額 (百万 ユーロ)	通貨	金利(%)	金利タイプ	満期
社債：							
- 2014年-2020年 ハイブリッド社債	エ ネ ル ・ エ ス ピーエー	15/01/2014	1,000	ユーロ	5.000%	固定金利	15/01/2020
- 2014年-2021年 ハイブリッド社債	エ ネ ル ・ エ ス ピーエー	15/09/2014	602	英ポンド	6.625%	固定金利	15/09/2021
合計			1,602				

2014年度に実行された総額1,602百万ユーロの主な取引は、以下で構成されるハイブリッド商品の発行である。

- > 2020年1月15日を満期とする5%固定利付の1,000百万ユーロ
- > 2021年9月15日を満期とする6.625%固定利付の500百万ポンド（発行日時点で602百万ユーロ相当）

主な長期借入金は、国際的な商慣行で一般的に採用されている規約が盛り込まれた約款により規定されている。

借入金を統括する主な制限条項は、グローバル・ミディアム・ターム・ノート（GMTN）プログラムの枠組みで実行される債券の発行、劣後交換不能ハイブリッド債券の発行、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2013年2月8日に締結した銀行にプールされた94億ユーロの先日付スタートの融資契約、そして2013年7月と2014年4月にユニクレジット・エスピーエーから受けた融資である。

本報告日現在、約款のいずれの条項も発動していない。

GMTNプログラムにおける社債発行に関する契約の概要は、以下のとおりである。

- > 担保提供制限条項に基づき、同等の保証が当該社債に均等または応分に供与されていない限り、上場社債または上場が計画されている社債の担保とするために、発行者がすべてまたは一部の自社資産に抵当権、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はできない（ただし、法定要件に基づく場合を除く）。
- > 有価証券が、発行体の直接、無条件かつ無担保の義務を構成するものであり、有価証券間での優先権なしに発行されたものであって、現在および将来の発行体自身の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
- > その発生がデフォルトに該当するデフォルト事由（支払不能、元本または利息の支払不履行、清算手続の開始等）の規定。
- > クロスデフォルト条項の下では、発行体または「重要な」子会社（すなわち、総売上または総資産が連結総売上または連結総資産の少なくとも10%ある連結会社）により発行されたいずれかの金融負債（基準レベル超のもの）に関する債務不履行事象の発生は、条項の対象となっている債券の債務不履行を構成し、直ちに期限到来となる。

- ＞ 税務上の必要性が新たに生じた場合の繰上償還条項に基づき、すべての発行済社債の繰上額面償還が認められている。

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。

- ＞ その発生がデフォルトに該当するデフォルト事由（元本または利息の支払不履行、支払不能、清算手続の開始等）の規定。条項の対象となっている債券の債務不履行を構成し、直ちに期限到来となる。
- ＞ 劣後条項：各ハイブリッド債券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ハイブリッド金融商品と同等に位置づけられる。ただし、持分商品に対しては優位となる。
- ＞ 他者との合併、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。

先日付スタートの融資契約およびエネル・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。

- ＞ 担保提供制限条項に基づき、ある金融負債の担保とするために、債務者（およびその重要な子会社）がすべてまたは一部の自社資産に抵当権、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はできない（ただし、認められている保証を除く）。
- ＞ パリ・パス条項に基づき、当該返済義務は債務者の直接的、無条件、かつ無担保の債務にあたり、優先権は設定されず、またその返済優劣順位は現在および将来の他の借入金と少なくとも同等とされる。
- ＞ (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、支配変更条項。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。
- ＞ その発生（返済不履行、契約違反、虚偽記載、債務者またはその重要な子会社による支払不能または支払不能宣言、廃業、政府の介入または国有化、悪影響を及ぼしうる行政訴訟、不法行為、債務者またはその重要な子会社のいずれかの国有化および政府による収用または強制取得など）が債務不履行にあたる債務不履行事象の特定。所定の期間内には是正されない限り、係る債務不履行により、弁済期日繰上条項に基づく借入金の即時返済義務が生じる。
- ＞ クロスデフォルト条項の下では、債務者または「重要な」子会社（すなわち、少なくとも所定の比率（連結総収益または連結総資産の10%）に相当する総収益または総資産を有する被連結会社）の金融債務（基準のレベルを超えるもの）に関する債務不履行事由の発生は、条項の対象となっている負債に関する債務不履行を構成し、直ちにその期限到来となる。
- ＞ 明示的に別途合意のない限り、債務者によるある資産もしくは事業活動の処分を禁じる、資産の処分に関する条項
- ＞ 定期報告要件

短期借入金 - 4,746百万ユーロ

以下の表は2014年12月31日における性質毎の短期借入金を表している。

百万ユーロ	2014年12月31日	2013年12月31日	変動
	現在	現在	
短期銀行借入金（普通当座勘定）	3	4	(1)
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	423	118	305
グループ会社からの短期借入金（関係会社間当座勘定）	3,820	1,531	2,289
グループ会社からのその他の短期借入金	500	-	500
合計	4,746	1,653	3,093

短期借入金は4,746百万ユーロとなり（2013年度は1,653百万ユーロ）、前年度と比べて3,093百万ユーロの増加となった。その主な原因は、

- ＞ 金利および為替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305百万ユーロの増加
- ＞ 「グループ会社からの短期借入金」における2,289百万ユーロの増加で、子会社に対して持つ関係会社間当座勘定の借方勘定の悪化によるもの
- ＞ 「グループ会社からのその他の短期借入金」における500百万ユーロの増加で、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィーとの短期融資枠である関係会社間短期預金契約を実行した結果によるもの

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。

ヘッジ後の負債構造

以下の表は総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）。

百万ユーロ	2014年12月31日現在						2013年12月31日現在				
	初期の負債構造			ヘッジ手段による影響	ヘッジ後の負債構造		初期の負債構造			ヘッジ手段による影響	ヘッジ後の負債構造
	帳簿価額	想定元本	%				帳簿価額	想定元本	%		
ユーロ	16,056	16,145	82.0%	3,649	19,794		16,115	16,249	85.5%	2,753	19,002
米国ドル	1,012	1,030	5.0%	(1,030)	-		890	906	4.8%	(906)	-
英ポンド	2,583	2,619	13.0%	(2,619)	-		1,820	1,847	9.7%	(1,847)	-
合計	19,651	19,794	100.0%	-	19,794		18,825	19,002	100.0%	-	19,002

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。

未決済の総負債	2014年12月31日現在		2013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	22.1%	19.2%	28.9%	20.2%
固定金利	77.9%	80.8%	71.1%	79.8%
合計	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

31.2.2 損益を通し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、流動金融負債（358百万ユーロ）と固定金融負債（1,295百万ユーロ）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 デリバティブ金融負債

次の表はデリバティブ金融負債の想定元本と公正価値を示し、ヘッジ関係とヘッジリスクの種類毎に、流動金融負債と固定金融負債とに分けて表示されている。

百万ユーロ	固定負債					流動負債				
	想定元本		公正価値		変動	想定元本		公正価値		変動
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在		2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	
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:										
-金利リスク	390	1,690	159	153	6	900	500	1	11	(10)
-為替リスク	1,470	2,811	1,030	900	130	-	-	-	-	-
キャッシュ・フロー・ ヘッジ合計	1,860	4,501	1,189	1,053	136	900	500	1	11	(10)
FVTPLのデリバティブ:										
-金利リスク	3,150	3,464	384	233	151	146	600	75	50	25
-為替リスク	9,582	7,865	911	812	99	4,476	4,603	283	176	107
FVTPLのデリバティブ 合計:	12,732	11,329	1,295	1,045	250	4,622	5,203	358	226	132
合計	14,592	15,830	2,484	2,098	386	5,522	5,703	359	237	122

デリバティブ金融負債に関する詳細については、注記33「デリバティブおよびヘッジ会計」を参照すること。

31.2.4 純損益

次の表はデリバティブを除く金融商品の種類毎の純損益を示している。

百万ユーロ	純利益 / (純損失)		うち： 減損 / 減損の 戻入
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	2014年12月31日 現在
売却可能金融資産	-	-	
貸付金および債権	7	34	(8)
FVTPLの金融資産			
償却原価で測定された金融負債	(1,319)	(791)	
FVTPLの金融負債			
トレーディング目的で保有する金融負債	-	-	
初期認識で指定される金融負債 (公正価値オプション)	-	-	

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「デリバティブによる純金融収益 / (費用) 」を参照すること。

[前へ](#)[次へ](#)

注記32 リスク管理

32.1 財務リスク管理の目的と方針

業務を遂行していくうえで、当社は様々な財務リスクに晒されている。市場リスク（金利リスク及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。

予測される財務リスクに対する当社のガバナンス上の取決め：

- > 当社の経営トップメンバーで構成されCEOを議長とする、戦略的方針の策定及びリスク管理を監視する特定の内部委員会を設立する；
- > 会社レベル、及び個々の地域/国/事業ラインでの具体的な方針を策定し、リスクの管理、監視及び統制業務を担当する者の役割や責任を明確にする。この際、グループの事業運営をする部署とリスク管理を担当する部署とは、組織的に分離をしているようにすること；
- > 多様なリスクのタイプに対する、会社レベル、及び個々の地域/国/事業ラインでの運営リミットを明確にする。これらのリミットは、リスク管理を担当する部署によって定期的に監視される。

32.2 市場リスク

市場リスクとは、金融商品の期待キャッシュフロー、または公正価値が市場価格の変動によって変動するリスクをいう。

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。

金利リスク及び為替リスクは、主として金融商品を所有していることから生まれるリスクである。

当社が保有する主な金融負債(デリバティブ以外)には、社債、銀行借入金（回転信用枠やEU関連機関からのローンを含む）、他の借入金、デリバティブ取引の現金担保、及び営業債務などが挙げられる。

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（デリバティブ以外）には、未収入金、デリバティブ取引の現金担保、現金及び現金同等物、短期預入金、営業債権などが挙げられる。

詳細については、注記31「金融資産」を参照すること。

金利リスク及び為替レートリスクの発生源は昨年と変わっていない。

当社が晒されている金融リスクの内容は、金利の変化は、長期変動利率金融負債に係る支払利息の変動をもたらすことによって、当社のキャッシュフローの変化をもたらす、ユーロと主要外貨の為替レートの変動は、当該外貨建てのキャッシュフローの額に影響する、ということである。

当グループの金融リスクの管理に関する方針は、金利及び為替レートの変動による影響を安定化させることにあ
る。こうした目的は、金融資産・負債の戦略的多様化を図ることで、リスクの発生源における管理を行うこと、及
び店頭デリバティブ取引を用いてエクスポージャーのリスクプロファイルを修正することで達成される。

親会社として、エネル・エスピーエーは財務管理機能を一挙に担っており、エネルギー商品を原資産としないデリ
バティブ取引に関して、金融市場で取引を行っている。この活動の一環として、当社は、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。

2013年中に、EMIR（欧州市場インフラストラクチャー規制、欧州議会規則648/2012号）が発効した。この規制
は、店頭市場に特有のシステミック・リスクおよびカウンターパーティー・リスクを持続可能な限度内に抑制する
ために店頭デリバティブ市場を規制し、売買の透明性を高め、市場における不正行為の余地を削減することを目的
としている。

この目的を達成するために、EMIRの枠組みは、金融および非金融の両方のカウンターパーティーが関与する店頭
デリバティブのライフサイクル全体の管理のための業務モデルを導入している。主な改革としては、EMIRは契約
の標準化、中央集中化されたまたは双方向のカウンターパーティーが関与する清算システムの使用義務、ならびに
欧州レベルでの承認された主体（トレード・レポジトリ）への報告義務を規定している。

2013年に、エネル・グループは、非金融カウンターパーティーとして、EMIR規制の枠組みの遵守を確実にするた
めに数多くの取組みを行った。

特に、リスク管理ガバナンスの具体的な分野として、当グループは店頭デリバティブ・ポートフォリオの、規制当
局が清算義務の発動のために設定した閾値との相対における規模の監視を開始した。2014年中に、これらの閾値の
超過は検知されなかった。

2014年12月31日現在、未決済の金融デリバティブ取引高は、下記に記載されているが、各証券クラスの想定元本の
詳細は、ユーロ以外の通貨建てのものについては、欧州中央銀行によって提供される年度末の為替レートで計算さ
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て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。

グループは2013年から、金融商品の公正価値をカウンターパーティリスク相当分調整するために、カウンターパーティの信用力（信用評価調整、またはCVA）及び自分の信用力(債務評価調整)の両方による信用リスクの測定を含めている。

さらに具体的には、当社は、CVA およびDVA をポジションの正味エクスポージャーに対して将来の潜在的エクスポージャー評価技法を使用して測定し、その後に当該調整を、ポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に配分している。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。

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、及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	
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
金利デリバティブ		
金利スワップ	8,943	10,467
合計	8,943	10,467

当該取引の公正価値またはキャッシュ・フローの変動が原金融負債ポジションの公正価値またはキャッシュ・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。

本年度末のオープン金利スワップの想定元本は、8,943百万ユーロであり（2013年12月31日では10,467百万ユーロ）、そのうちの2,629百万ユーロ（2013年12月31日では、3,640百万ユーロ）は当社の負債持分のヘッジに関するものであり、3,157百万ユーロ（2013年12月31日では、3,413百万ユーロ）は、グローブ会社の有する同額負債のヘッジに関するものである。

金利デリバティブに関する詳細については、注記33 「デリバティブとヘッジ会計」を参照すること。

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。

2014年12月31日現在、長期金融負債の22%は、変動利率（2013年12月31日現、29%）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、長期金融負債総額の79%がヘッジされている（2013年12月31日現在では、79%）。管理目的上、ヘッジとしているが、ヘッジ会計の適用の対象にはならない金利デリバティブを含めた場合、長期金融負債総額の79%が、2014年12月31日現在、ヘッジされている（2013年12月31日現在では、79%）。

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、及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。

こうしたシナリオは、報告日のイールドカーブ上、増加と減少が平行になって表わされる。

感応度分析に使用される方法と仮定は、昨年と比較して変わっていない。

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	2014年12月31日現在				
	税引前の損益に与える影響		税引前の資本に与える影響		
	基準 ポイント	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の長期変動利率負債に係る金融費用の変化	25	9	(9)	-	-
ヘッジ手段ではないと分類されるデリバティブ取引の公正価値の変化	25	8	(8)	-	-
ヘッジ手段とされるデリバティブ取引の公正価値の変化					
キャッシュ・フロー・ヘッジ	25	-	-	17	(17)
公正価値ヘッジ	25	(9)	9	-	-

為替レートリスク

為替レートリスクとは、金融資産の公正価値または将来キャッシュフローが為替レートの変動によって、変動するリスクである。

Enel SpAにとって、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。

為替レートリスクへのエクスポージャーは昨年と比べ、変化はない。

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。そのような契約により、2通貨建の、金額の実際の交換（現渡し可能な為替予約）、またはストライク・レートと満期時の実勢為替レートの差額の支払（現渡し不能な為替予約）を要求できる。後者の場合、ストライク・レートおよび／または直物為替レートが、欧州中央銀行の公示基準レート（フィキシング）の平均値として決定される場合もある。

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、2014年12月31日と2013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	
	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在
為替デリバティブ		
為替予約	11,218	7,762
- 商品取引の為替レートリスクのヘッジ	8,378	6,819
- 将来キャッシュフローのヘッジ	2,840	520
- その他為替予約	-	423
クロス・カレンシー金利スワップ	22,017	21,304
合計	33,235	29,066

具体的な内訳は、以下のとおりである。

- > 想定元本合計8,378百万ユーロの為替予約（2013年12月31日時点では6,819百万ユーロ）。うち4,189百万ユーロは、グループ会社によるエネルギー商品購入に伴う為替変動リスクをヘッジするため、市場取引の期間を一致させたもの。
- > ユーロ以外の外貨建予想キャッシュ・フローに伴う為替変動リスクをヘッジするための、想定元本2,840百万ユーロの為替予約（2013年12月31日時点では520百万ユーロ）。うち1,420百万ユーロは、市場取引。
- > エネル・エスピーエーまたは他グループ会社の外貨建負債の為替変動リスクをヘッジするための想定元本22,017.21百万ユーロのクロス・カレンシー金利スワップ（2013年12月31日時点では21,304百万ユーロ）。

詳細については、注記33「デリバティブとヘッジ会計」を参照のこと。

当グループの負債の分析によると、中長期の負債のうち、18%（2013年12月31日では、15%）がユーロ以外の通貨建てである。

為替ヘッジ、及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。

為替レートリスク感応度分析

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、及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、報告日の観測可能な価値と比較したユーロのすべての外国通貨に対する上昇（下落）で表される。

感応度分析に使用される方法と仮定は、昨年と比較して変わっていない。

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	2014年12月31日現在				
	税引前の損益に与える影響		税引前の資本に与える影響		
	為替 レート	増加	減少	増加	減少
ヘッジ後の外国通貨建ての負債に関する金融費用の変化	10%	-	-	-	-
ヘッジ手段ではないと分類されるデリバティブの公正価値の変化	10%	-	-	-	-
ヘッジ手段とされるデリバティブの公正価値の変化					
キャッシュフローヘッジ	10%	-	-	(485)	592
公正価値ヘッジ	10%	-	-	-	-

32.3 信用リスク

信用リスクとは、カウンターパーティが金融商品契約または顧客契約に定められた義務の履行を果たさないリスクであり、金融上の損失をもたらす。当社は、事業活動並びに、デリバティブ、銀行や金融機関への預金、外国為替取引その他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。

カウンターパーティの信用力に予期せぬ変化が生じた場合、債権ポジションに影響を与える。例えば、破産(債務不履行リスク)または、市場価値の変化(スプレッドリスク)である。

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。

当社は、市場によって支配能力があると判断されるカウンターパーティ(すなわち、信用状態が高い)のみと事業取引を行うことで、信用リスクを管理しており、また重大な信用リスクの集中を有していない。

デリバティブ・ポートフォリオに関する信用リスクは、無視できるほど小さいと考えられる。なぜなら、取引はイタリア有数の金融機関や国際的な金融機関とのみ行われ、それぞれの間でエクスポージャーを分散させ、常にこれらの金融機関の信用格付けを監視しているからである。加えて、エネルは、現金担保の交換が必要とされる証拠金契約を複数の有数の取引先金融機関と締結しており、これによって、取引先リスクに対するエクスポージャーが大幅に軽減される。

信用リスクに対するエクスポージャーは、当グループの金融リスクの監督に関するガバナンス規則に記載された方針と手続に基づいてリスクを監視する担当部署によって定期的に監視されている。

2014年12月31日現在、減損に係る引当金、正の公正価値のデリバティブ及び現金担保を差し引いた金融資産の帳簿価額で表される信用リスクに対するエクスポージャーは、14,101百万ユーロ(2013年12月31日現在では、10,155百万ユーロ)であった。このうち、5,335百万ユーロはグループ会社に対する債権、6,972百万ユーロは現金および現金同等物であった。

百万ユーロ	2014年12月31日現在		2013年12月31日現在		変動
	うちグループ会社		うちグループ会社		
固定金融債権	117	117	117	117	-
その他固定金融資産	4	-	5	-	(1)
売掛金	132	126	216	208	(84)
短期金融債権	4,018	4,018	3,911	3,911	107
その他流動金融資産	1,022	205	1,368	257	(346)
金融デリバティブ	1,836	869	1,414	1,076	422
現金および現金同等物	6,972	-	3,123	-	3,849
合計	14,101	5,335	10,154	5,569	3,947

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。

流動性リスク管理の目的は:

- > グループの適切な流動性レベルを保持しながらも、関連する機会費用を低く抑えること;
- > 支払期限のプロファイル、および資金調達源に関して、バランス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及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、資金調達源(手段、市場/通貨及びカウンターパーティという意味での)の多様化を図ることで流動性リスクを軽減する。

グループレベルでは、エネル・エスピーエーは(直接にまたは子会社、エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィを通して)中央集権型の財務機能を有し(エンデサ・エスエー及びその子会社である、エンデサ・インターナショナル・ビーヴィ及びエンデサ・キャピタル・エスエーによって財務活動が実施されているエンデサグループを除く)金融資本市場へのアクセスを確保している。

エネル・エスピーエーは、主に、通常の事業及び様々な資金調達現によって生成されるキャッシュ・フローを通じて流動資産の必要性を賄っている。。加え、余剰流動性をも管理している。

2014年12月31日現在、エネル・エスピーエーの現金及び現金同等物残高は、6,972百万ユーロ(2013年12月31日現在では、3,123百万ユーロ)であり、コミットメントライン残高は、5,670百万ユーロ(うち使用高ゼロ)であり、契約期限は一年以上先である。(2013年12月31日現在では、5,900百万ユーロ)

償還日分析

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	1,000	-	1,990	6,665	5,629
- 変動金利	1,300	63	1,059	935	1,010
合計	2,300	63	3,049	7,600	6,639

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。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マージン契約を締結している。内訳は以下の表に記載されている。

	2014年 12月31日 現在					
百万ユーロ	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)	(e)=(c)-(b)	
				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:						
- 金利リスク対応	418	-	418	-	(57)	362
- 為替リスク対応	1,842	-	1,842	-	(973)	869
金融資産合計	2,260	-	2,260	-	(1,029)	1,231
金融負債						
デリバティブ金融負債:						
- 金利リスク対応	(620)	-	(620)	-	476	(144)
- 為替リスク対応	(2,223)	-	(2,223)	-	802	(1,421)
金融負債合計	(2,843)	-	(2,843)	-	1,278	(1,565)
金融資産/(負債)の合計	(583)	-	(583)	-	249	(334)

注記33 デリバティブとヘッジ会計

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、金利リスク、為替リスク、商品リスク、信用リスク、資本リスクなどのリスクを低減させるためのデリバティブで、かつIAS第39号に定める条件をすべて満たしたときに適用される。

取引成立時に、当社はヘッジ手段とヘッジ対象の関係、及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、取引成立時及び定期的に、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、予測的及び遡及的テストを用いてヘッジの効果性を分析している。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。

> キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

対応リスク：i) 長期変動利率負債に関するキャッシュ・フローの変化、 ii) 勘定通貨または機能通貨以外の通貨建ての長期負債に係る為替レートの変化、 iii) 外貨建ての燃料価格の変化、 iv) 多様な価格での予定電力量販売の価格の変化、及び v) 石炭及び石油商品の取引価格の変化;

> 公正価値ヘッジのデリバティブ

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変化に対するエクスポージャーのヘッジ

> 在外営業活動体に対する純投資ヘッジのデリバティブ(NIFO)

在外営業活動体に対する投資に係る為替レート変動のエクスポージャーのヘッジ

当社が晒されている金融資産から生じるリスクの性格及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化の有効部分はその他の包括利益として認識される。非有効部分に関する損益は、直ちに損益計算書で認識される。

資本に累積された金額は、ヘッジ対象が純損益に影響を与える事業年度に純損益に振り替えられる。

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。

予定取引がもはや生じなくなった場合には、資本に累積された損益は直ちに純損益に振り替えられる。

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。

ヘッジが非有効であったり、もはやヘッジ会計の条件を満たさなくなった場合には、実効金利法が使用されているヘッジ対象の帳簿価額に対する修正がなされ、その修正額は、償還期までの期間にわたって費用（収益）償却される。

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。

在外営業活動体に対する純投資のヘッジ(NIFO)

在外営業活動体に対する純投資のヘッジは、ユーロ以外の機能通貨を用いて、在外営業活動体に対する投資に関する為替レートの変化の影響をヘッジするものである。ヘッジ手段は投資と同一の通貨建ての負債である。ヘッジ対象とヘッジに係わる為替レートの差額は、当該投資の処分時まで資本に累積され、その処分時には純損益に振替えられる。

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。

下記の表は、想定元本とヘッジ関係のタイプ別に分類されたヘッジ・デリバティブの公正価値を示したものである。

デリバティブ契約の想定元本はキャッシュ・フローが交換されるベースに基づく値である。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、欧州中央銀行によって提供された年度末為替レートを用いて換算されている。

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			
	想定元本		想定元本		想定元本		想定元本	
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
デリバティブ								
キャッシュ・フロー・ヘッジ:								
-金利リスクに対応	400	-	-	-	1,290	2,190	160	164
-為替リスクに対応	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	1,030	900
キャッシュ・フロー・ヘッジ合計	4,049	1,319	656	304	2,760	5,001	1,190	1,064
公正価値ヘッジ:								
-金利リスクに対応	800	800	40	10	-	-	-	-
公正価値ヘッジ合計	800	800	40	10	-	-	-	-
合計	4,849	2,119	696	314	2,760	5,001	1,190	1,064

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。

ヘッジリスク別のヘッジ関係

33.1.1 金利リスクヘッジ

以下の表は、金利リスクに対応したヘッジ手段の2014年12月31日及び2013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	ヘッジ手段	ヘッジ対象	公正価値	想定元本	公正価値	想定元本
			2014年12月31日現在	2014年12月31日現在	2013年12月31日現在	2013年12月31日現在
金利スワップ	金利スワップ	変動金利借入れ	(160)	1,690	(164)	2,190
金利スワップ	金利スワップ	固定金利借入れ	40	800	10	800
合計			(120)	2,490	(154)	2,990

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・ヘッジ及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年のユーロ建て転換不能ハイブリッド証券の発行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・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。

以下の表は、金利リスクに対応したヘッジ・デリバティブの2014年12月31日及び2013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			
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
キャッシュ・ フロー・ヘッジの デリバティブ	400	-	-	-	1,290	2,190	(160)	(164)
金利スワップ	400	-	-	-	1,290	2,190	(160)	(164)
公正価値ヘッジ・ デリバティブ	800	800	40	10	-	-	-	-
金利スワップ	800	800	40	10	-	-	-	-
金利デリバティブ合 計	1,200	800	40	10	1,290	2,190	(160)	(164)

2014年12月31日現在、金利スワップ想定元本は、2,490百万ユーロ（2013年12月31日現在、2,990百万ユーロ）であった。それに対応する負の公正価値は、120百万ユーロ（2013年12月31日現在、154百万ユーロ）であった。想定元本の500百万ユーロの減少は、2014年の同額のキャッシュ・フロー・ヘッジ・ポジションの償還そしてそれに続くクローズによるものである。

年間を通したイールドカーブの全般的な減少は、公正価値ヘッジ・デリバティブの公正価値の改善を促した。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

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					
	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	以降	
金利リスクに対応するキャッシュ・ フロー・ヘッジのデリバティブ								
正の公正価値	-	(9)	-	-	-	-	-	-
負の公正価値	(160)	(33)	(14)	(13)	(13)	(13)	(13)	(115)

以下の表は、金利リスクに対応したキャッシュ・フロー・ヘッジ・デリバティブが、事業年度中に株主資本に与えた影響を示したものである（税効果前）。

百万ユーロ	2014年	2013年
1月1日の期首残高	(86)	(186)
株主資本に認識された公正価値の変化 (その他の包括利益)	-	-
純損益に認識された公正価値の変化 - リサイクリング	(7)	100
純損益に認識された公正価値の変化 - 非有効部分	-	-
12月31日の期末残高	(93)	(86)

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				
	2014年						
公正価値ヘッジ・デリバティブ	12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	以降
正の公正価値	40	10	11	10	9	30	-
負の公正価値	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 為替リスク

以下の表は、為替リスクに対応したヘッジ手段の2014年12月31日及び2013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	ヘッジ手段	ヘッジ対象	公正価値		想定元本	
			2014年12月31日現在		2013年12月31日現在	
	クロスカレンシー金利スワップ (CCIRSs)	固定利率借入れ	(374)	5,119	(596)	4,130
	合計		(374)	5,119	(596)	4,130

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、これらは、外国通貨建て固定利率社債のヘッジである。2014年に、クロスカレンシー金利スワップは 固定利率借入500百万ポンド（事業年度末の為替レートで換算すると642百万ユーロと同等）に関するヘッジとして締結されたものである。

以下の表は、2014年12月31日現在と2013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	
	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)
クロスカレンシー金利スワップ	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)
為替レートデリバティブ合計	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)

クロスカレンシー金利スワップの2014年12月31日現在の想定元本は、5,119百万ユーロ（2013年12月31日現在では、4,130百万ユーロ）に上り、これに対応する負の公正価値は、374百万ユーロであった（2013年12月31日現在では、596百万ユーロ）。想定元本と関連公正価値は、新たなデリバティブとユーロの主要他通貨に対する為替レートの展開によって主に変化した。

キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ

以下の表は、為替リスクに対応する、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブから将来予想されるキャッシュ・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				
為替リスクに対応するキャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブ	2014年 12月31日	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	以降
正の公正価値	656	106	101	94	90	96	639
負の公正価値	(1,030)	(75)	(70)	(64)	(59)	(152)	(560)

以下の表は、キャッシュ・フロー・ヘッジのデリバティブの、事業年度における株主資本に関する為替リスクに対する影響を示したものである（税効果前）。

百万ユーロ	2014年	2013年
1月1日の期首残高	(242)	(254)
資本に認識される公正価値の変化 (OCI)	-	-
損益に認識される公正価値の変化－リサイクリング	(68)	12
損益に認識される公正価値の変化－非有効部分	-	-
12月31日の期末残高	(310)	(242)

33.2 損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブ

以下の表は、2014年12月31日と2013年12月31日現在の、損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの想定元本と公正価値をリスクのタイプ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			
	想定元本 2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	想定元本 2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在	2014年 12月31日 現在	2013年 12月31日 現在
FVTPLでのデリバティブ- 金利リスクに対応	3,157	3,413	378	225	3,296	4,064	(460)	(284)
金利スワップ	3,157	3,413	378	225	3,296	4,064	(460)	(284)
FVTPLでのデリバティブ- 為替レートリスクに対応	14,058	12,468	1,186	993	14,058	12,468	(1,194)	(988)
為替予約	5,609	3,881	364	129	5,609	3,881	(369)	(128)
クロスカレンシー金利スワップ	8,449	8,587	822	864	8,449	8,587	(825)	(860)
FVTPLでのデリバティブ 合計	17,215	15,881	1,564	1,218	17,354	16,532	(1,654)	(1,272)

2014年12月31日現在、金利リスク、及び為替リスクに対応する損益を通じて公正価値で測定されるデリバティブの想定元本は、34,569百万ユーロ（2013年12月31日現在では、32,413百万ユーロ）に達し、これに対応する負の公正価値は、90百万ユーロ（2013年12月31日現在では、54百万ユーロ）であった。

事業年度末の金利スワップは、主にグループ会社の市場や仲介を通じた負債に係るヘッジであり、それらの会社の同額の想定元本に係る3,157百万ユーロである。

金利スワップの想定元本と公正価値の前年度からの変化（それぞれ、マイナス1,024百万ユーロ、マイナス23百万ユーロ）は、主に、2014年度にデリバティブポジションの多くが満期となりクローズしたこと、及び年間を通じた金利イールドカーブの全般的な減少による。

想定元本5,609百万ユーロの先物契約は主に、市場動向を把握するためにグループ会社を介在とする調達プロセスの中におけるエネルギーコモディティの価格に係る為替レート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。

クロスカレンシー金利スワップの想定元本8,449百万ユーロについては、市場の動向を把握するために介在するグループ会社のユーロ以外の通貨建て負債の為替レートヘッジに関するものである。

クロスカレンシー金利スワップの想定元本と公正価値の変化は、主として2014年度に多数のデリバティブが満期になったこと、そしてユーロの主要他通貨との為替レートに展開が見られたことによる。

注記34 公正価値の測定

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提供されている：

- > 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及びインプット；及び
- > 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。

デリバティブ取引の公正価値は、規制市場で取引されている商品の公式価格を用いて決定される。規制市場に上場されていない商品の公正価値は、それぞれの金融商品に適した評価方法及び事業年度末のマーケットデータ（金利、為替レート、不安定性）、市場イールドカーブの基準による割引期待将来キャッシュ・フロー、及びユーロ以外の通貨については欧州中央銀行による為替レートを用いた換算に基づいて決定される。コモディティーに関する契約については、規制市場及び非規制市場の両方における同一商品の価格（入手可能な場合に）を用いて測定される。

新国際会計基準に従って、グループは2013年に、金融商品の公正価値をカウンターパーティリスク相当分調整するために、カウンターパーティの信用力（信用評価調整、またはCVA）及び自分の信用力(債務評価調整、またはDVA)の両方による信用リスクの測定を含めた。

さらに具体的には、当グループは、CVA およびDVA をポジションの正味エクスポージャーに対して将来の潜在的エクスポージャー評価技法を使用し、その後に当該調整をポートフォリオ全体を構成する個別の金融商品に配分して測定している。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、金融商品の各分類に応じた適切な評価技法を用いて、及び年度末日のエナル・エスピーエーの信用スプレッドなどの市場データをもとに公正価値を決定している。

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		固定資産				流動資産			
		2014年 12月3日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2014年 12月3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									
- 為替リスクに対応	31.1.2	656	-	656	-	-	-	-	-
合計		656	-	656	-	-	-	-	-
公正価値ヘッジ・ デリバティブ									
- 金利リスクに対応	31.1.2	40	-	40	-	-	-	-	-
合計		40	-	40	-	-	-	-	-
損益を通じた 公正価値:									
- 金利リスクに対応	31.1.2	376	-	376	-	2	-	2	-
- 為替リスクに対応	31.1.2	907	-	907	-	278	-	278	-
合計		1,283	-	1,283	-	280	-	280	-
合計		1,979	-	1,979	-	280	-	280	-

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		固定負債				流動負債			
		2014年 12月3日 現在の 公正価値	レベル1	レベル2	レベル3	2014年 12月3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									
- 金利リスクに対応	31.2.3	159	-	159	-	1	-	1	-
- 為替リスクに対応	31.2.3	1,030	-	1,030	-	-	-	-	-
合計		1,189	-	1,189	-	1	-	1	-
損益を通じた 公正価値:									
- 金利リスクに対応	31.2.3	384	-	384	-	75	-	75	-
- 為替リスクに対応	31.2.3	911	-	911	-	283	-	283	-
合計		1,295	-	1,295	-	358	-	358	-
合計		2,484	-	2,484	-	359	-	359	-

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	2014年 12月3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	18,166	18,166	-	-
変動金利	31.2.1	4,311	3,048	1,263	-
合計		22,477	21,214	1,263	-
合計		22,477	21,214	1,263	-

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。

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。当手続（http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/ で入手可能）は、関連当事者取引の手続的なかつ実質的な適正性及び透明性を確保することを意図して設定された規定である。係る規定は、イタリア民法第2391条の2の規定およびCONSOB公表の規定の導入時に採用された。2010年3月12日付のCONSOB決議第17221号（2010年6月23日付のCONSOB決議第17389号により修正）により採用された関連当事者取引規則で定められている開示を行う必要がある取引は、2014年にはなかった。

[前へ](#)

[次へ](#)

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

2014年

百万ユーロ			営業費用		営業収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2014年12月 31日現在	2014年12月 31日現在	2014年		2014年	
子会社						
エンデサ・ディストリブシオン・エレクトリカ・エスエル	16	-	-	-	-	16
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	(2)	-	-	-	-	3
エンデサ・ラティノアメリカ・エスエー	-	1	-	1	-	(3)
エンデサ・エスエー	-	4	-	5	-	1
エネル・ディストリビューティー・バナト・エスエー	-	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー	-	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	146	289	-	-	-	73
エネル・エネルジア・エスピーエー	109	4	-	-	-	59
エネル・イペロアメリカ・エスエル	1	-	-	-	-	1
エネル・フランス・エスエーエス	2	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・パルテシパジオーニ・スペシア リ・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	41	10	-	-	-	21
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	8	3	-	(1)	-	2
エネル・ロンガネシ・デベロプメンツ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ロシア・オージェーエスシー	16	4	-	1	-	4
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	88	169	-	-	-	33
エネル・ルーマニア・エスアールエル	4	-	-	-	-	-
エネル・イタリア・エスアールエル	22	47	-	49	-	1
エネル・セルヴィツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	6	74	-	-	-	8
エネル・ソール・エスアールエル	3	-	-	-	-	4
エネル・トレード・エスピーエー	18	105	-	-	-	3
エネル・ファクター・エスピーエー	-	13	-	-	-	-
エネル・インシュアランス・エヌヴィ	1	-	-	-	-	1
エネル・エスアイ・エスアールエル	7	2	-	-	-	1
エネル・パワー・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エナルジア・エスエー	6	-	-	-	-	6
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	-	-	-	-	-	1
ヌオーヴェ・エネルギー・エスアールエル	-	1	-	-	-	1
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	17	-	-	-	-	4
スヴィルツポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	3	-	3	-	-
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	-	-	-	-	-	2
合計	511	737	-	58	-	245
その他関係会社：						
ジーエスイー	1	1	-	-	-	-
合計	1	1	-	-	-	-
合計	512	738	-	58	-	245

2013年

百万ユーロ	営業費用				営業収益	
	売掛金	買掛金	商品	サービス	商品	サービス
	2013年12月 31日現在	2013年12月 31日現在	2013年		2013年	
子会社：						
エンデサ・ディストリブション・エレクトリカ・エスエル	15	-	-	-	-	15
エンデサ・ジェネラシオン・エスエー	5	-	-	-	-	4
エンデサ・ラティノアメリカ・エスエー	10	1	-	1	-	9
エンデサ・エスエー	1	13	-	6	-	1
エネル・ディストリビューティー・パナト・エスエー	2	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ドブロジャ・エスエー	1	-	-	-	-	1
エネル・ディストリビューティー・ムンテニア・エスエー	3	-	-	-	-	2
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	209	442	-	4	-	81
エネル・エネルジア・エスピーエー	59	4	-	-	-	52
エネル・イブロアメリカ・エスエル	-	1	-	-	-	-
エネル・フランス・エスエーエス	2	-	-	-	-	1
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	1	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・パルテシパジオーニ・スベシア リ・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	43	3	-	-	-	21
エネル・グリーン・パワー・ラテンアメリカ・ビーヴィ	4	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	1	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	8	-	1	-	3
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	3	-	-	-	-	1
エネル・ロンガネシ・デベロプメント・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ロシア・オーグーエスシー	14	3	-	1	-	5
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	71	175	-	1	-	25
エネル・ルーマニア・エスアールエル	10	1	-	1	-	1
エネル・サービッシィ・コミュニン・エスエー	3	-	-	-	-	-
エネル・イタリア・エスアールエル	29	55	-	59	-	11
エネル・セルヴィツィツィオ・エレットリコ・エスピーエー	18	160	-	-	-	11
エネル・ソール・エスアールエル	2	5	-	-	-	3
エネル・トレード・エスピーエー	42	120	-	-	-	6
エネル・ウニオン・フェノーサ・レノパブルズ・エスエー	2	-	-	-	-	-
エネル・ファクター・エスピーエー	-	4	-	-	-	-
エネル・インシュアランス・エヌヴィ	-	-	-	-	-	1
エネル・エスアイ・エスアールエル	19	4	-	-	-	1
エネル・パワー・エスピーエー	-	3	-	-	-	-
エンデサ・エナルジア・エスエー	-	-	-	-	-	5
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	-	-	-	-	-	1
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル	3	-	-	-	-	1
スロベンスケ・エレクトラーレ・エーエス	11	-	-	-	-	7
スヴィルツボ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	1	-	4	-	-
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	8	-	-	-	-	2
合計	603	1,007	-	79	-	272
その他関係会社：						
ジーエスイー	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	604	1,007	-	79	-	273

金融関係

2014年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	営業収益	配当金
	2014年12月31日現在			2014年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	2	-	-	-	-
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	218	1,258	4,005	1	189	1,373
エネル・エネルジア・エスピーエー	11	-	1,009	-	8	16
エネル・イペロアメリカ・エスエル	2	2	-	-	2	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,714	3,105	25,522	750	173	-
エネル・フランス・エスエーエス	-	-	26	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	98	-	-	1	32	-
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	23	-	-	-	1	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	14	-	45	2	1	-
エネル・グリーン・パワー・ルーマニア・エスアールエル	5	-	-	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	67	9	1,543	3	71	109
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	98	-	67	-	5	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	1	88	365	-	3	-
エネル・ロンガネシ・デペロプメンツ・エスアールエル	27	-	1	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	1	-	5	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	137	112	2,691	129	35	223
エネル・イタリア・エスアールエル	102	200	91	-	6	7
エネル・セルヴィツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	1,242	-	1,660	-	8	85
エネル・ソール・エスアールエル	41	-	111	-	3	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	6	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1,231	239	1,424	286	115	-
エネル・ファクター・エスピーエー	160	-	-	-	2	3
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	-	16	6	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	5	-	36	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	34	1	-	-	1
マルシネル・エネルジー・エスエー	-	-	9	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル	5	-	86	-	-	-
ピーエイチ・チュカス・エスエー	7	-	-	-	-	-
スヴィルツボ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	11	4	-	-	-
合計	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,817
その他関係会社：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
合計	-	-	-	-	-	1
合計	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,818

2013年

百万ユーロ	売掛金	買掛金	保証	営業費用	営業収益	配当金
	2013年12月31日現在			2013年		
子会社						
コンチェルト・エスアールエル	-	1	-	-	-	-
エネル・ディストリブツィオーネ・エスピーエー	133	1,012	4,748	33	56	1,625
エネル・エネルジア・エスピーエー	160	-	1,015	-	18	44
エネル・イペロアメリカ・エスエル	138	-	-	-	12	-
エネル・ファイナンス・インターナショナル・エヌヴィ	1,326	324	26,869	138	747	-
エネル・フランス・エスエーエス	-	-	38	-	-	-
エネル・グリーン・パワー・インターナショナル・ビーヴィ	3	1	-	3	2	-
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	-
エネル・グリーン・パワー・ノース・アメリカ	-	-	40	2	2	-
エネル・グリーン・パワー・エスピーエー	306	6	1,475	12	18	89
エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ・エスピーエー	109	-	81	-	1	-
エネル・インベストメント・ホールディング・ビーヴィ	1	5	300	-	2	-
エネル・ロンガネシ・デペロブメント・エスアールエル	23	-	-	-	-	-
エネル・エム・アット・ビー・エスアールエル	2	-	6	-	-	-
エネル・プロデュツィオーネ・エスピーエー	214	79	2,806	31	106	222
エネル・イタリア・エスアールエル	102	167	86	-	5	40
エネル・セルヴィツィオ・エレットトリコ・エスピーエー	1,064	-	1,399	-	8	-
エネル・ソール・エスアールエル	124	-	119	-	2	-
エネル・トレード・ルーマニア・エスアールエル	-	-	19	-	-	-
エネル・トレード・エスピーエー	1,367	39	1,522	91	180	-
エネル・ファクター・エスピーエー	248	-	-	-	3	4
エネル・ニューハイドロ・エスアールエル	-	13	6	-	-	-
エネル・エスアイ・エスアールエル	6	-	32	-	-	-
エネル・パワー・エスピーエー	-	37	1	-	-	3
マルシネル・エネルジー・エスエー	-	-	11	-	-	-
ヌオーヴェ・エネルジー・エスアールエル	1	4	86	-	1	-
ブラグマ・エネルジー・エスエー	-	5	-	-	-	-
エスイー・ハイドロパワー・エスアールエル	35	-	-	-	1	-
スヴィルッポ・ヌクレアーレ・イタリア・エスアールエル	-	10	2	-	-	-
合計	5,362	1,703	40,661	310	1,165	2,027
その他関係会社：						
セシ・エスピーエー	-	-	-	-	-	1
エルコガス・エスエー	-	-	5	-	-	-
合計	-	-	5	-	-	1
合計	5,362	1,703	40,666	310	1,165	2,028

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%
	2014年12月31日現在			2013年12月31日現在		
資産						
デリバティブ- 非流動	1,979	819	41.4%	1,355	972	71.7%
その他固定金融資産	146	117	80.1%	165	117	70.9%
その他の固定資産	467	177	37.9%	483	199	41.2%
売掛金	132	127	96.2%	216	209	96.8%
デリバティブ- 流動	280	50	17.9%	177	104	58.8%
その他流動金融資産	5,040	4,223	83.8%	5,280	4,169	79.0%
その他の流動資産	244	208	85.2%	319	196	61.4%
負債						
長期借入金	17,288	-	-	17,764	-	-
デリバティブ- 非流動	2,484	469	18.9%	2,098	70	3.3%
その他の固定負債	287	287	100.0%	283	281	99.3%
短期借入金	4,746	4,319	91.0%	1,653	1,531	92.6%
1年以内返済予定の長期借入金	2,363	-	-	1,061	-	-
買掛金	139	55	39.6%	212	83	39.2%
デリバティブ- 流動	359	234	65.2%	237	72	30.4%
その他の短期金融負債	694	54	7.8%	587	30	5.1%
その他の流動負債	975	396	40.6%	709	643	90.7%

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%
	2014年			2013年		
収益	246	245	99.6%	275	273	99.3%
電力の購買および消耗品	2	-	-	6	-	-
サービス費用およびその他の営業費用	324	58	17.9%	334	79	23.7%
株式投資からの収益	1,818	1,818	100.0%	2,028	2,028	100.0%
デリバティブに関する金融収益	2,190	460	21.0%	1,492	938	62.9%
その他の金融収益	222	194	87.4%	320	227	70.9%
デリバティブに関する金融費用	1,954	1,169	59.8%	1,601	185	11.6%
その他の金融費用	1,377	3	0.2%	1,001	125	12.5%

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%
	2014年			2013年		
営業活動によるキャッシュ・フロー	926	667	72.0%	1,669	28	1.7%
投資 / 清算活動によるキャッシュ・フロー	(11)	(10)	90.9%	(113)	(113)	100.0%
財務活動によるキャッシュ・フロー	2,934	2,682	91.4%	(4,894)	(3,751)	76.6%

注記36 契約債務および保証

百万ユーロ			
	2014年12月31日 現在	2013年12月31日 現在	変動
被保証者:			
- 第三者	405	439	(34)
- 子会社	38,713	40,661	(1,948)
- 関連会社およびその他	-	5	(5)
合計	39,118	41,105	(1,987)

第三者に付与した保証は、エネル・エスピーエーの資産を第三者に処分売却した取引の一環として、若しくはその利息に付与された、親会社による保証であり、実質的には不動産資産（404百万ユーロ）の売却である。当保証は、契約上の義務の履行を確実にすることを意図しており、具体的には、支払うべき金額、及び長期リース契約の少なくとも50%の6年間の更新をする義務である。

子会社の代わりに供与した保証

- > 350億ユーロのGMTN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代わりに供与した23,135百万ユーロの保証
- > エネル・ディストリブツィオーネ、エネル・プロデュツィオーネ、およびエネル・グリーン・パワー・エスピーエーに対する融資に関して、欧州投資銀行（以下、「EIB」という。）に供与した3,374百万ユーロの保証
- > 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代わりに供与した2,387百万ユーロの保証
- > グループVAT 手続に参加に関連して、エネル・ニューハイドロ、エネル・プロデュツィオーネ、エネルパワー、エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ、ヌオーヴェ・エネルギー、エネル・インジェグネリア・エ・リセルカ、エネル・エム・アット・ピー、エネル・エスアイ、エネル・グリーン・パワー、エネル・ソーラ、エネル・ロンガネシ・デベロプメンツ、エネル・ストックジ及びエネルギー・ハイドロピアヴの代わりに、税務当局に付与した1,957百万ユーロの保証
- > 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、エネル・セルヴィツィオ・エレットリコ・エスピーエーの代わりにエネル・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代わりにINPSに供与した720百万ユーロの保証
- > 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545百万ユーロの保証

- > 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・エネルギーの代わりにテルナに供与した458百万ユーロの保証
- > 350億ユーロのグローバル中期ノートプログラムの一部である債券の保証のために、エネル・ファイナンス・インターナショナルの代わりに金融取引先に付与した365 百万ユーロの保証
- > ガス輸送容量に関して、エネル・トレードの代わりにスナム・レーテ・ガスに供与した337百万ユーロの保証
- > 電力市場取引に関して、エネル・トレードの代わりにイー・オンに供与した50百万ユーロの保証
- > エネル・トレードの電力購買の代わりにアールダブリュイー・サプライ・アンド・トレーディング・ネザーランド・ビーヴィに供与した50百万ユーロの保証
- > ガス供給に関して、エネル・トレードの代わりにウィンガス・ジーエムビーエイチ・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
- > 親会社による財務支援プログラムの一環として、子会社の代わりに多くの受取人の付与した2,741 百万ユーロの保証、及びイスメス事業部の処分に関して、エネル・ニューハイドロの代わりに付与した5百万ユーロの保証

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

偶発債務及び資産の情報については、連結財務諸表の注記49を参照すること。

注記38 後発事象

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 株式によるインセンティブプラン

株式によるインセンティブプランについては、連結財務諸表の注記51を参照すること。

注記40 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、2014年に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	
	- レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー	1.6
	- アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー ネットワークに 属する法人	-
証明業務	内訳	
	- レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー	0.5
	- アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー ネットワークに 属する法人	-
合計		2.1
エネル・エスピーエーの 子会社		
監査	内訳	
	- レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー	1.7
	- アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー ネットワークに 属する法人	6.3
証明業務	内訳	
	- レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー	0.5
	- アーンスト・アンド・ヤング・エスピーエー ネットワークに 属する法人	5.3
合計		13.8
合計		15.9

[前へ](#)

[次へ](#)

Consolidated financial statements

Consolidated Income Statement

Millions of euro		Notes			
		2014		2013 restated ⁽¹⁾	
			of which with related parties		of which with related parties
Revenue					
Revenue from sales and services	7.a	73,328	5,751	75,427	8,736
Other revenue and income	7.b	2,463	367	3,236	404
	[Subtotal]	75,791		78,663	
Costs					
Electricity, gas and fuel purchases	8.a	36,928	7,595	38,954	10,367
Services and other materials	8.b	17,179	2,440	16,698	2,561
Personnel	8.c	4,864		4,555	
Depreciation, amortization and impairment losses	8.d	12,670		6,951	
Other operating expenses	8.e	2,362	53	2,821	24
Capitalized costs	8.f	(1,524)		(1,434)	
	[Subtotal]	72,479		68,545	
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	9	(225)	46	(378)	78
Operating income		3,087		9,740	
Financial income from derivatives	10	2,078		756	
Other financial income	11	1,248	23	1,693	37
Financial expense from derivatives	10	916		1,210	
Other financial expense	11	5,540	28	4,043	33
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	12	(35)		217	
Income before taxes		(78)		7,153	
Income taxes	13	(850)		2,373	
Net income from continuing operations		772		4,780	
Net income from discontinued operations		-		-	
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)		772		4,780	
Attributable to shareholders of the Parent Company		517		3,235	
Attributable to non-controlling interests		255		1,545	
<i>Basic earnings (loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	<i>0.05</i>		<i>0.34</i>	
<i>Diluted earnings (loss) per share attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	<i>0.05</i>		<i>0.34</i>	
<i>Basic earnings (loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	<i>0.05</i>		<i>0.34</i>	
<i>Diluted earnings (loss) per share from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (euro)</i>	14	<i>0.05</i>		<i>0.34</i>	

(1) The consolidated income statement for 2013 has been restated to reflect the effects of the retrospective application of IFRS 11. For more details, please see note 4 below. In addition, the consolidated income statement has been modified to improve the presentation of costs for purchases of raw materials and electricity and the impact on profit or loss of derivatives. This entailed a number of reclassifications of the figures for 2013 in order to ensure comparability.

Statement of Consolidated Comprehensive Income

Millions of euro	Notes	2013	(1)
		2014	restated
Net income for the year		772	4,780
Other comprehensive income recyclable to profit or loss			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges		(347)	(190)
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method		(13)	(18)
Change in the fair value of financial assets available for sale		(23)	(105)
Exchange rate differences		(717)	(3,192)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss			
Remeasurements of net defined benefit liabilities/(assets)		(307)	(188)
Total other comprehensive income/(loss) for the period	31	(1,407)	(3,693)
Total comprehensive income/(loss) for the period		(635)	1,087
Attributable to:			
- shareholders of the Parent Company		(205)	1,514
- non-controlling interests		(430)	(427)

(1) The consolidated income statement for 2013 has been restated to reflect the effects of the retrospective application of IFRS 11. For more details, please see note 4 below.

Consolidated Balance Sheet

Millions of euro		Notes					
		at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	(1)	at Jan. 1, 2013 restated	
ASSETS							
			<i>of which with related parties</i>		<i>of which with related parties</i>		<i>of which with related parties</i>
Non-current assets							
Property, plant and equipment	15	73,089		80,263		82,189	
Investment property	16	143		181		197	
Intangible assets	17	16,612		18,055		19,950	
Goodwill	18	14,027		14,967		15,809	
Deferred tax assets	19	7,067		6,186		6,767	
Equity investments accounted for using the equity method	20	872		1,372		1,951	
Derivatives	21	1,335		444		953	
Other non-current financial assets	22	3,645		5,970	4	4,588	74
Other non-current assets	23	885		817	15	781	55
	[Total]	117,675		128,255		133,185	
Current assets							
Inventories	24	3,334		3,555		3,290	
Trade receivables	25	12,022	1,220	11,378	1,278	11,555	904
Tax receivables	26	1,547		1,709		1,603	
Derivatives	21	5,500		2,690		2,224	
Other current financial assets	27	3,984		5,607	2	7,650	37
Other current assets	28	2,706	142	2,557	161	2,281	70
Cash and cash equivalents	29	13,088		7,873		9,726	
	[Total]	42,181		35,369		38,329	
Assets classified as held for sale	30	6,778		241		317	
TOTAL ASSETS		166,634		163,865		171,831	

(1) The consolidated balance sheet at December 31, 2013, has been restated to the effects of the retrospective application of IFRS 11, of amendments of IAS 32 and of the completion of the allocation of the purchase price of a number of business combinations carried out by the Renewable Energy Division in 2013. For more details, please see note 4 below. In addition, the balance sheet has been modified to improve the presentation of receivables and payables in respect of construction contract and the balance sheet impact of derivatives. This entailed a number of reclassifications of the figures at December 31, 2013, in order to ensure comparability.

Millions of euro	Notes					
		at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	(1)	at Jan. 1, 2013 restated
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY						
			of which with related parties		of which with related parties	of which with related parties
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company						
Share capital		9,403		9,403		9,403
Reserves		3,362		7,084		8,747
Retained earnings (loss carried forward)		18,741		19,454		17,625
	[Total]	31,506		35,941		35,775
Non-controlling interests		19,639		16,891		16,303
Total shareholders' equity	31	51,145		52,832		52,078
Non-current liabilities						
Long-term borrowings	32	48,655		50,905		55,733
Post-employment and other employee benefits	33	3,687		3,677		4,521
Provisions for risks and charges	34	4,051		6,504		7,256
Deferred tax liabilities	19	9,220		10,795		11,658
Derivatives	21	2,441	24	2,216		2,487
Other non-current liabilities	35	1,464	2	1,259	2	1,143
	[Total]	69,518		75,356		82,798
Current liabilities						
Short-term borrowings	32	3,252		2,484		3,968
Current portion of long-term borrowings	32	5,125		4,658		4,023
Provisions for risk and charges	34	1,187		1,467		1,291
Trade payables	36	13,419	3,159	12,363	3,708	13,089
Income tax payable		253		206		354
Derivatives	21	5,441		2,940		2,534
Other current financial liabilities	37	1,177		1,100	4	1,105
Other current liabilities	39	10,827	3	10,359	24	10,584
	[Total]	40,681		35,657		36,948
Liabilities included in disposal groups classified as held for sale	30	5,290		20		7
Total liabilities		115,489		111,033		119,753
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		166,634		163,865		171,831

(1) The consolidated balance sheet at December 31, 2013, has been restated to the effects of the retrospective application of IFRS 11, of amendments of IAS 32 and of the completion of the allocation of the purchase price of a number of business combinations carried out by the Renewable Energy Division in 2013. For more details, please see note 4 below.

Statement of Changes in Consolidated Shareholders' Equity

Share capital and reserves attributable to the shareholders of the Parent Company														
	Share capital	Share premium reserve	Share reserve	Legal reserve	Other reserves	transformation of financial statements	reserve from currencies in other than euro hedge	Reserve from measurement of financial instrument	Reserve from equity disposal of equity without loss of control	Reserve from investments accounted for using the equity method	Retained earnings carried forward	Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	Non-controlling interests	Total shareholders' equity
At January 1, 2013	9,403	5,292	1,881	2,262	92	(1,482)	229	749	78	8	(362)	17,625	16,312	52,087
Effect of application of IFRS 11	-	-	-	-	11	42	-	-	-	(53)	-	-	(9)	(9)
At January 1, 2013 restated	9,403	5,292	1,881	2,262	103	(1,440)	229	749	78	(45)	(362)	17,625	16,303	52,078
Dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,410)	(829)	(829)	(2,239)
Transactions with non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	4	4	(14)	1,726
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	98	-	-	-	(22)	-	-	-	76	180
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(1,285)	(152)	(101)	-	-	(13)	(170)	3,235	1,514	1,087
of which:														
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	(1,285)	(152)	(101)	-	-	(13)	(170)	3,235	1,545	4,780
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,721)	(3,693)
At December 31, 2013 restated	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,084)	(1,592)	128	721	62	(58)	(528)	19,454	16,891	52,832
Dividends and interim dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222)	(1,541)	(1,541)	(2,763)
Transactions with non-controlling interests	-	-	-	-	-	-	-	(2,831)	(255)	-	-	-	(3,086)	2,299
Change in scope of consolidation	-	-	-	-	6	21	-	(3)	-	3	59	(8)	78	(588)
Comprehensive income for the period	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	-	-	(19)	(202)	517	(430)	(635)
of which:														
- other comprehensive income/(loss) for the period	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	-	-	(19)	(202)	-	(722)	(1,407)
- net income/(loss) for the period	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517	255	772
At December 31, 2014	9,403	5,292	1,881	2,262	(1,321)	(1,806)	105	(2,113)	(193)	(74)	(671)	18,741	19,639	51,145

Consolidated Statement of Cash Flows

Millions of euro	Notes	
	2014	2013 restated ⁽¹⁾
	of which with related parties	of which with related parties
Income before taxes for the year	(78)	7,154
Adjustments for:		
Amortisation and impairment losses of intangible assets	1,709	1,598
Depreciation and impairment losses of property, plant and equipment	10,212	4,698
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities (including cash and cash equivalents)	1,285	(264)
Accruals to provisions	911	1,023
Net financial (income)/expense	2,580	2,322
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items	(720)	(92)
Cash flow from operating activities before changes in net current assets	15,899	16,439
Increase/(Decrease) in provisions	(1,740)	(1,889)
(Increase)/Decrease in inventories	(62)	(266)
(Increase)/Decrease in trade receivables	(1,440)	58
(Increase)/Decrease in financial and non-financial assets/liabilities	212	39
Increase/(Decrease) in trade payables	1,315	(549)
Interest income and other financial income collected	1,300	23
Interest expense and other financial expense paid	(4,030)	28
Income taxes paid	(1,396)	(2,606)
Cash flows from operating activities (a)	10,058	7,254
- of which discontinued operations	-	-
Investments in property, plant and equipment	(6,021)	(5,311)
Investments in intangible assets	(680)	(610)
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	(73)	(206)
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	312	1,409
(Increase)/Decrease in other investing activities	325	615
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)	(6,137)	(4,103)
- of which discontinued operations	-	-
Financial debt (new long-term borrowing)	32 4,582	5,336
Financial debt (repayments and other net changes)	(2,400)	(9,619)
Collections/(payments) for sale/(acquisition) of non-controlling interests	1,977	1,814
Incidental expenses in disposal of equity interests without loss of control	(50)	(85)
Dividends and interim dividends paid	(2,573)	(2,044)
Cash flows from financing activities (c)	1,536	(4,598)
- of which discontinued operations	-	-
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (d)	(102)	(421)
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c+d)	5,355	(1,868)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year ⁽²⁾	7,900	9,768
Cash and cash equivalents at the end of the year ⁽³⁾	13,255	7,900

(1) The consolidated statement of cash flows has been restated to reflect the retrospective application of IFRS 11. For more details, please see note 4 below.

(2) Of which cash and cash equivalents equal to €7,873 million at January 1, 2014 (€9,726 million at January 1, 2013), short-term securities equal to €17 million at January 1, 2014 (€42 million at January 1, 2013) and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" equal to €10 million at January 1, 2014 (none at January 1, 2013).

(3) Of which cash and cash equivalents equal to €13,088 million at December 31, 2014 (€7,873 million at December 31, 2013), short-term securities equal to €140 million at December 31, 2014 (€17 million at December 31, 2013) and cash and cash equivalents pertaining to "Assets held for sale" in the amount of €27 million at December 31, 2014 (€10 million at December 31, 2013).

Notes to the consolidated 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 Latin America.

The consolidated financial statements for the period ended December 31, 2014 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 18, 2015.

These financial statements have been audited by Reconta Ernst & Young SpA.

Basis of presentation

The consolidated financial statements for the year ended December 31, 2014 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 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.

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.

In addition, the Group has presented balance sheet figures at January 1, 2013, owing to the retrospective application of IFRS 11 and the amendments of IAS 32, as discussed in note 4 "Restatement of comparative disclosures".

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 revenues, 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 recognised on an accruals basis. Revenue from sales of electricity and gas to retail customers is recognised at the time the electricity or gas is supplied and includes, in addition to amounts invoiced on the basis of periodic meter readings (pertaining to the year), an estimate of the value of electricity and gas distributed 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. 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 18 below.

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. Where the value of a group of non-current assets is considered to be impaired, it is written down to its recoverable value, as estimated on the basis of the use of the assets and their possible future disposal, in accordance with the Company's most recent approved plan.

The estimation of the factors used in the calculation of the recoverable amount is discussed in more detail in the section "Impairment of non-financial assets". Nevertheless, possible changes in the estimation 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 to not attempt to formulate an 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, 2014, 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 recognised, based upon the likely timing and the level of future taxable profits together with future tax planning strategies. 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 legal disputes regarding the generation, transport and distribution of electricity. In view of the nature of such litigation, it is not always objectively possible to predict the outcome of such disputes, which in some cases could be unfavorable. 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.

Decommissioning and site restoration

In calculating liabilities in respect of decommissioning and site restoration costs, especially for the decommissioning of nuclear power plants and the storage of waste fuel and other radioactive materials, the estimation of the future cost is a critical process, given that the costs will be incurred over a very long span of time, estimated at up to 100 years.

The obligation, based on financial and engineering assumptions, is calculated by discounting the expected future cash flows that the Group considers it will have to pay for the decommissioning operation.

The discount rate used to determine the present value of the liability is the pre-tax risk-free rate and is based on the economic parameters of the country in which the plant is located.

That liability is quantified by management on the basis of the technology existing at the measurement date and is reviewed each year, taking account of developments in decommissioning and site restoration technology, as well as the ongoing evolution of the legislative framework governing health and environmental protection.

Subsequently, the value of the obligation is adjusted to reflect the passage of time and any changes in estimates.

Other

In addition to the items listed above, the use of estimates regarded share-based payment plans and the fair value measurement of assets acquired and liabilities assumed in business combinations. For these items, the estimates and assumptions are discussed in the notes on the accounting policies adopted.

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, which until December 31, 2014, was consistent with the organizational model adopted in 2012, as discussed in the report on operations.

In particular, the CGUs identified in the Iberia and Latin America Division are represented by groups of electricity/gas production, distribution and sales assets in the Iberian peninsula and certain countries in Latin America that are managed on a unified basis by the Group, including in financial matters. The CGUs identified in the Generation and Energy Management Division and the Sales Division are represented by assets resulting from business combinations involving gas regasification operations in Italy and the domestic retail gas market or by uniform groups of assets operating in the sale or generation of electricity. The CGUs identified in the Renewable Energy Division are represented (with a number of minor exceptions made in Italy and Spain to reflect the Group organizational model) by the group of assets exclusively associated with the generation of electricity from renewable energy resources located in geographical areas considered uniform on the basis of regulatory and contractual aspects and characterized by a high degree of interdependence of business processes and substantial integration in the same geographical area. The CGUs identified in the International Division are represented by electricity generation and distribution/sales assets identified with business combinations and which constitute, by geographical area and business, individual units generating independent cash flows. 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, which the Group has adopted since January 1, 2014, with retrospective application as from January 1, 2013, 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, 2014" 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.

Determination of the existence of joint control and of the type of joint arrangement

Under the provisions of the new IFRS 11, which the Group has adopted as from January 1, 2014, with retrospective application as from January 1, 2013, 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, on first-time application, the Group has considered its interests in SF Energy and Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II as joint arrangements. Subsequently, as from January 1, 2014 and following changes in the shareholders' agreements between the partners, which gave rise to a change in the governance arrangements of SE Hydropower, producing a situation of joint control, the latter investee has also been treated as a joint arrangement.

For the sake of completeness, we report that all other companies classified as under joint control in accordance with the earlier IAS 31 have been reclassified as joint ventures under IFRS 11.

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 Iberia and Latin America Division that operate in Brazil (Ampla and Coelce).

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

Subsidiaries are all entities over which the Group has control. 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, 2014 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 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 recognised 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, recognised through profit or loss, at the date when control is lost. In addition, any amounts previously recognised 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 recognised 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.

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 recognised 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 recognised 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 recognised 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.

This cost 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 recognised in profit or loss.

Any contingent consideration is recognised at fair value at the acquisition date. Subsequent changes to the fair value of the contingent consideration classified as an asset or a liability that is a financial instrument within the scope of IAS 39 is recognised either in profit or loss or in other comprehensive income. 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 recognised using such provisional values. Any adjustments resulting from the completion of the measurement process are recognised within twelve 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised and depreciated separately.

Subsequent costs are recognised 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 recognised in profit or loss as incurred.

The cost of replacing part or all of an asset is recognised 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 derecognised 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 plants in Italy, the concessions terminate in 2020 and 2040 (respectively, for plants located in the Autonomous Province of Trento and in the Autonomous Province of Bolzano) and 2029 (for all others). Within the 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 2013 and 2088.

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 recognised as property, plant and equipment and the related liability is recognised under long-term borrowings. At inception date finance leases are recognised 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 recognised 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 derecognised either at the time of its disposal or when no future economic benefit is expected from its use or disposal. Any gain or loss, recognised 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 derecognised 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 recognised 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 recognised as expenses.

Intangible assets with a finite useful life are reported net of accumulated amortization and any impairment losses.

Amortisation 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.

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 derecognised either at the time of their disposal or when no future economic benefit is expected from their use or disposal. Any gain or loss, recognised 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 derecognised 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, 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 venture 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, 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 recognised 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 recognised 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 recognised and depreciation or amortization had been performed.

The recoverable amount of goodwill and intangible assets with an indefinite useful life is tested for recoverability annually or more frequently if there is evidence suggesting that the assets may be impaired. The original value of goodwill is not restored even if in subsequent years the reasons for the impairment no longer obtain.

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 recognised 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 recognised 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 recognised 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

Financial instruments are recognised and measured in accordance with IAS 32 and IAS 39. A financial asset or liability is recognised 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 recognised at fair value with subsequent gains and losses from changes in their fair value recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised in equity are reversed to the income statement.

When the fair value cannot be determined reliably, these assets are recognised 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 recognised 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 recognised.

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 recognised 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 recognised, 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised.

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 recognised 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 43 "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 are not 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 recognised in the consolidated financial statements at fair value with changes recognised 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 recognised in accordance with the normal accounting treatment of such transactions (the "own use exemption").

Such contracts are recognised 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 derecognised 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 derecognised 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 recognised amounts; and
- > it has the intention of either settling on a net basis, or realizing the asset and settling the liability simultaneously.

Post-employment and other 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. The liability is recognised 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 recognised 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 recognised in other comprehensive income when they occur. For other long-term benefits, the related actuarial gains and losses are recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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.

Share-based payments

Share-based payments made in consideration for services provided are recognised as personnel costs. These services are measured at the fair value of the instruments awarded at the grant date.

Share-based payments may involve equity-settled (stock options plans) or cash-settled (restricted share units incentive plans) instruments.

Stock option plans

The cost of services rendered by employees and remunerated through stock option plans is determined on the basis of the fair value of the options granted to employees at the grant date, measured using the Cox-Rubinstein pricing model. This model take into consideration all the characteristics of the option (option term, price and exercise conditions, etc.), as well as the Enel share price at the grant date, the volatility of the stock and the yield curve at the grant date consistent with the expected life of the plan.

The cost is recognised in the income statement, against an equity reserve, over the vesting period considering the best estimate possible of the number of options that will become exercisable.

Restricted share unit incentive plans

The cost of services rendered by employees and remunerated through restricted share unit (RSU) incentive plans is determined based on the fair value of the RSU granted to employees, in relation to the vesting of the right to receive the benefit. The fair value of the RSU is measured using the Monte Carlo pricing model. This model take into consideration all the characteristics of the RSU (term, exercise conditions, etc.), as well as the price and volatility of Enel shares over the vesting period.

The cost is recognised in the income statement, with recognition of a specific liability, over the vesting period, adjusting the fair value periodically, considering the best estimate possible of the number of RSU that will become exercisable.

Provisions for risks and charges

Provisions are recognised 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 not immaterial, 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised in the income statement.

Decreases in estimates are recognised up to the carrying amount of the assets. Any excess is recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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/TAS 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 and transport of electricity and gas is recognised 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 Italian Authority for Electricity and analogous foreign authorities during the applicable period. In particular, the authorities that regulate the electricity and gas markets can use mechanisms to reduce the impact of the temporal mismatching between the setting of prices for energy for the regulated market as applied to distributors and the setting of prices by the latter for final consumers;
- > revenue from the rendering of services is recognised 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 recognised only to the extent of the expenses recognised that are recoverable;
- > revenue associated with construction contracts is recognised as specified in the section "Construction contracts";
- > revenue from monetary and in-kind fees for connection to the electricity distribution network is recognised 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 recognised; 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 recognised on an accruals 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 foreign 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 foreign 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 recognised 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 recognised 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 recognised in profit or loss with the exception of current income taxes related to items recognised outside profit or loss that are recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised 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 recognised to the extent that it has become probable that future taxable profits will allow the deferred tax asset to be recovered.

Deferred taxes are recognised in profit or loss, with the exception of those in respect of items recognised outside profit or loss that are recognised 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 recognised when the right to receive payment is established.

Dividends and interim dividends payable to a Company's shareholders are recognised 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 2014

The Group adopted the following accounting standards and amendments to existing standards with effect as from January 1, 2014.

- > "IFRS 10 – Consolidated financial statements". Replaces "SIC 12 – Consolidation – Special purpose entities" and, for the part concerning consolidated financial statements, "IAS 27 – Consolidated and separate financial statements", the title of which was changed to "Separate financial statements". The standard introduces a new approach to determining whether an entity controls another (the essential condition for consolidating an investee), without modifying the consolidation procedures envisaged in the previous IAS 27. This approach must be applied to all investees, including special purpose entities, which are called "structured entities" in the new standard. While previous accounting standards gave priority – where control did not derive from holding a majority of actual or potential voting rights – to an assessment of the risks/benefits associated with the holding in the investee, IFRS 10 focuses the determination on three elements to be considered in each assessment: the power to direct relevant activities of the investee; exposure to variable returns from the involvement in the investee; and the link between power and returns, i.e. the ability to use that decision-making power over the investee to affect the amount of returns. The accounting effects of a loss of control or a change in the ownership interest that does not result in a loss of control are unchanged with respect to the provisions of the previous IAS 27.

The retroactive application of the standard did not have an impact on the consolidated financial statements.

- > "IAS 27 – Separate financial statements". Together with the issue of IFRS 10 and IFRS 12, the previous IAS 27 was also amended, with changes to its title and its content. All provisions concerning the preparation of consolidated financial statements were eliminated, while the other provisions were not modified. Following the amendment, the standard therefore only specifies the recognition and measurement criteria and the disclosure requirements for separate financial statements concerning subsidiaries, joint ventures and associates.

As the amendment does not regard the consolidated financial statements, the retrospective application of the amendments did not have an impact on Group.

- > "IFRS 11 – Joint arrangements". Replaces "IAS 31 – Interests in joint ventures" and "SIC 13 – Jointly controlled entities – non-monetary contributions by venturers". Unlike IAS 31, which assessed joint arrangements on the basis of the contractual form adopted, IFRS 11 assesses them on the basis of how the related rights and obligations are attributed to the parties. In particular, the new standard identifies two types of joint arrangement: joint operations, where the parties to the arrangement have pro-rata rights to the assets and pro-rata obligations for the liabilities relating to the arrangement; and joint ventures, where the parties have rights to a share of the net assets or profit/loss of the arrangement. In the consolidated financial statements and the separate financial statements, accounting for an interest in a joint operation involves the pro-rata recognition of the assets/liabilities and revenues/expenses related to the arrangement on the basis of the associated rights/obligations, without taking account of the interest held. Accounting for an interest in a joint venture involves the recognition of an investment accounted for using the equity method. Proportionate consolidation is therefore no longer permitted.

- The effects of the retrospective application of the standard in the consolidated financial statements are discussed in note 4 "Restatement of comparative disclosures" below.
- > "IAS 28 – *Investments in associates and joint ventures*". Together with the issue of IFRS 11 and IFRS 12, the previous IAS 28 was amended, with changes to its title and its content. In particular, the new standard, which also includes the provisions of "SIC 13 – *Jointly controlled entities – non-monetary contributions by venturers*", describes the application of the equity method, which in consolidated financial statements is used to account for associates and joint ventures.
- The effects of the retrospective application of the standard in the consolidated financial statements are discussed – together with those generated by the introduction of IFRS 11 – in note 4 "Restatement of comparative disclosures" below.
- > "IFRS 12 – *Disclosure of interests in other entities*". IFRS 12 brings together in a single standard the required disclosures concerning interests held in subsidiaries, joint operations and joint ventures, associates and structured entities. In particular, the standard replaces the disclosures called for in the previous versions of IAS 27, IAS 28 and IAS 31 in order to ensure the disclosure of more uniform and consistent information, introducing new requirements for disclosures concerning subsidiaries with significant non-controlling shareholders and individually material associates and joint ventures, as well as structured entities.
- The retrospective application of the measure did not have an impact on the consolidated financial statements.
- > "Amendments to IAS 32 – *Financial Instruments: Presentation – Offsetting financial assets and financial liabilities*". The new version of IAS 32 establishes that a financial asset and a financial liability should be offset and the net amount reported in the balance sheet when, and only when, an entity:
 - a) has a legally enforceable right to set off the amounts; and
 - b) intends either to settle on a net basis or to realize the asset and settle the liability simultaneously.
- The amendments to IAS 32 clarify that, in order to satisfy the first requirement, the right of set-off must not be conditioned upon the occurrence of a future event and must be legally enforceable in the normal course of business and in the event of breach, insolvency or bankruptcy. The company's intent to settle net items can be seen in the course of normal business practices, through the operation of financial markets and through the absence of restrictions on the ability to settle gross and net financial assets and liabilities simultaneously. With regard to this requirement, the amendments to IAS 32 state that, where the entity settles financial assets and liabilities separately, for the purpose of offsetting such in the financial statements, the gross settlement system must have specific characteristics that eliminate or reduce the degree of credit and liquidity risk to insignificant levels, as well as processing receivables and payables in a single settlement process.
- The effects of the retrospective application of the amendments on these consolidated financial statements are discussed in note 4 "Restatement of comparative disclosures" below.
- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12 – *Transition guidance*". The amendments are intended to clarify an number of issues concerning the first-time adoption of IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12. In particular, IFRS 10 was amended to clarify that the date of initial application of the standard shall mean "the beginning of the annual reporting period in which IFRS 10 is applied for the first time" (i.e. January 1, 2013). In addition, the amendments limited the comparative disclosures to be provided

in the first year of application. IFRS 11 and IFRS 12 were amended analogously, limiting the effects, both in terms of restatement of financial data and of disclosures, of initial application of IFRS 11.

The retrospective application of the amendments did not have an impact on the consolidated financial statements.

- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – *Investment entities*". The amendments introduce an exception to the requirement under IFRS 10 to consolidate all subsidiaries if the parent qualifies as an "investment entity". More specifically, investment entities, as defined in the amendments, shall not consolidate their subsidiaries unless the latter provide services associated with the investment activities of the parent. Non-consolidated subsidiaries shall be measured in conformity with IFRS 9 or IAS 39. The parent of an investment entity shall, however, consolidate all of its subsidiaries (including those held through the investment entity) unless it also qualifies as an investment entity.

The retrospective application of the amendments did not have an impact on the consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 36 – *Recoverable amount disclosures for non-financial assets*". The amendments of IAS 36 as a consequence of the provisions of IFRS 13 did not reflect the intentions of the IASB concerning the disclosures to report about the recoverable amount of impaired assets. Consequently, the IASB amended the standard further, eliminating the disclosure requirements originally introduced by IFRS 13 and requiring specific disclosures concerning the measurement of fair value in cases in which the recoverable amount of impaired assets is calculated on the basis of fair value less costs of disposal. The amendments also require disclosures on the recoverable amount of assets or cash generating units for which an impairment loss has been recognized or reversed during the period.

The retrospective application of the amendments did not have an impact on the consolidated financial statements.

- > "Amendments to IAS 39 – *Novation of derivatives and continuation of hedge accounting*".

The amendments are intended to allow entities, under certain conditions, to continue hedge accounting in the case of novation of the hedging instrument with a central counterparty as a result of the introduction of a new law or regulation.

The retrospective application of the amendments did not have an impact on the consolidated financial statements.

Accounting standards taking effect at a future date

The following new standards, amendments and interpretations take effect after December 31, 2014.

- > "IFRIC 21 – *Levies*", issued in May 2013. The interpretation defines when a liability in respect of the obligation to pay a levy (other than income taxes) due to the government, whether local, national or international must be recognized. More specifically, the interpretation established that the liability shall be recognized when the obligating event giving rise to the liability to pay the levy (for example, upon reaching a given threshold level of revenue), as set out in the applicable law, occurs. If the obligating event occurs over a specified period of time, the liability shall be recognized gradually over that period. The interpretation will take effect for periods beginning on or after June 17, 2014. The Group does not expect the future application of the provisions to have an impact.

- > "Annual improvements to IFRSs 2011-2013 cycle", issued in December 2013; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that are not expected to have a significant impact on the Group and will apply as from January 1, 2015. More specifically, the following standards were amended:
 - "IFRS 3 – *Business combinations*"; the amendment clarifies that IFRS 3 does not apply to the financial statements of a joint arrangement in accounting for the formation of the joint arrangement itself;
 - "IFRS 13 – *Fair value measurement*"; the amendment clarifies that the exception provided for in that standard of measuring financial assets and liabilities on the basis of the net exposure of the portfolio (the "portfolio exception") shall apply to all contracts within the scope of IAS 39 or IFRS 9 even if they do not meet the definitions in IAS 32 of financial assets or liabilities;
 - "IAS 40 – *Investment property*"; under IAS 40, a property interest held by a lessee under an operating lease may be classified as an investment property if and only if the property would otherwise meet the definition of an investment property and if the lessee uses the fair value model to measure such investments. The amendment also clarifies that management judgment must be used to determine whether the acquisition of an investment property represents the acquisition of an asset or group of assets or is a business combination under the provisions of IFRS 3. That judgment must be consistent with the guidance of IFRS 3.

"Annual improvements to IFRSs 2011-2013 cycle" amended the Basis for Conclusions of "IFRS 1 – *First-time adoption of International Financial Reporting Standards*" to clarify that a first-time adopter may adopt a new IFRS whose adoption is not yet mandatorily effective if the new IFRS permits early application.
- > "Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle", issued in December 2013; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that are not expected to have a significant impact on the Group and will apply for period beginning on or after February 1, 2015. More specifically, the following standards were amended:
 - "IFRS 2 – *Share-based payment*"; the amendment separates the definitions of "performance conditions" and "service conditions" from the definition of "vesting conditions" in order to clarify the description of each condition;
 - "IFRS 3 – *Business combinations*"; the amendment clarifies how to classify any contingent consideration agreed in a business combination. Specifically, the amendment establishes that if the contingent consideration meets the definition of financial instrument it shall be classified as a financial liability or equity. In the former case, the liability shall be measured at fair value and changes in fair value shall be recognized in profit or loss in accordance with IFRS 9. Contingent consideration that does not meet the definition of financial instrument shall be measured at fair value and changes in fair value shall be recognized in profit or loss;
 - "IFRS 8 – *Operating segments*"; the amendments introduce new disclosure requirements in order to enable the users of financial statements to understand the judgments adopted by management's in aggregating operating segments and the reasons for such aggregation. The amendments also clarify that the reconciliation of total segment assets and total assets of the entity is required only if provided periodically by management;
 - "IAS 16 – *Property, plant and equipment*"; the amendment clarifies that when an item of property, plant and equipment is revalued the gross carrying amount of that

asset shall be adjusted in a manner consistent with the revaluation of the carrying amount. In addition, it also clarifies that the accumulated depreciation shall be calculated as the difference between the gross carrying amount and the carrying amount of the asset after taking account of accumulated impairment losses;

- "IAS 24 – *Related party disclosures*"; the amendment clarifies that a management entity, i.e. an entity providing key management personnel services to an entity, is a related party of that entity. Accordingly, in addition to fees for services paid or payable to the management entity, the entity must report other transactions with the management entity, such as loans. The amendment also clarifies that if an entity obtains key management personnel services from a management entity, the entity is not required to disclose the compensation paid or payable by the management entity to those managers;
- "IAS 38 – *Intangible assets*"; the amendment clarifies that when an intangible asset is revalued, its gross carrying amount shall be adjusted in a manner consistent with the revaluation of the carrying amount. In addition, it also clarifies that the accumulated amortization shall be calculated as the difference between the gross carrying amount and the carrying amount of the asset after taking account of accumulated impairment losses.

"Annual improvements to IFRSs 2010-2012 cycle" amended the Basis for Conclusions of "IFRS 13 – *Fair value measurement*" to clarify that short-term receivables and payables with no stated interest rate to apply to the invoice amount can still be measured without discounting, if the impact of discounting would not be material.

- > "Amendments to IAS 19 – *Defined benefit plans: employees contributions*", issued in November 2013. The amendments are intended to clarify how to recognize contributions from employees within a defined benefit plan. More specifically, contributions linked to service should be recognized as a reduction in service cost:
 - over the periods in which employees render their services, if the amount of the contributions is dependent on the number of years of service; or
 - in the period in which the service is rendered, if the amount of the contributions is independent of the number of years of service.

The amendments will take effect for periods beginning on or after February 1, 2015. The Group is assessing the potential impact of the future application of the amendments.

- > "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 following endorsement. 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. Business model is construed as the manner in which the entity manages its financial assets to generate cash flows, i.e. collecting contractual cash flows, selling the financial asset or both.

Financial assets at amortized cost are held in a business model whose objective is to collect contractual cash flows, while those held at fair value through other comprehensive income (FVTOCI) are held with the objective of collecting contractual cash flows or selling the instrument. 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. In addition, it is still possible 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.

In view of the fact that during the financial crisis the model of impairment based on "incurred credit losses" had shown clear limitations connected with the deferral of the recognition of credit losses to the time a trigger event occurred, the standard proposes a new model that gives users of financial statements more information on "expected credit losses".

Essentially, the model envisages:

- a) the application of a single approach 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 objective of aligning the representation in the accounts with risk management activities and of establishing a more principles-based approach.

The new approach to hedge accounting 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 project for replacing IAS 39 has been separated and is currently at the discussion stage. In this regard, in April 2014 the IASB published the *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk Management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*. The potential impact of the future application of IFRS 9 is still being assessed.
- > "IFRS 14 – *Regulatory deferral accounts*", issued in January 2014. The standard allows first-time adopters to continue to recognize rate-regulated amounts recognized under their previous GAAP at first-time adoption of the International Financial Reporting Standards. The standard may not be adopted by entities that already prepare their financial statements in accordance with the IFRS/IAS. In other words, an entity may not recognize rate-regulated assets and liabilities under IFRS 14 if its current GAAP do not permit such recognition or if the entity has not adopted such accounting treatment as permitted under its current GAAP. The standard shall take effect retrospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The application of the standard will have no impact on the Group.
 - > "IFRS 15 – *Revenue from contracts with customers*", issued in May 2014, introduces a general framework for the recognition and measurement of revenue, accompanied by a set of notes. The new standard replaces "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*". The new standard establishes that an entity must recognize 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 new recognition approach is based on a five-step model: the entity must identify the contract(s) with the customer (step 1); once the contract has been identified, it identify the performance obligations in the contract, i.e. it must assess its terms and commercial practices in order to identify which goods and services are promised in respect of the individual obligations in the contract (step 2); subsequently, the entity must determine the transaction price (step 3), which is represented by the consideration that it expects to obtain; the entity must then allocate the transaction price to the individual obligations identified in the contract (step 4) on the basis of the value of each performance obligation; revenue is recognized when the entity satisfies the individual performance obligations (step 5). The standard shall take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2017. The Group is assessing the potential impact of the future application of the standard.
 - > "Amendments to IFRS 11 – *Accounting for acquisitions of interests in joint operations*", issued in May 2014. The amendments clarify the accounting treatment of the acquisition of an interests in a joint operation that is business, pursuant to IFRS 3, requiring the application of all the accounting rules for business combinations under IFRS 3 and other applicable IFRS with the exception of those standards that conflict with the guidance on IFRS 11. Under the amendments, a joint operator that acquires such interests must measure the identifiable assets and liabilities at fair value; expense acquisition-related costs (with the exception of debt or equity issuance costs); recognize deferred taxes; recognized any goodwill or bargain purchase gain; perform impairment tests for the cash generating units to which goodwill has been allocated; and disclose information

required for relevant business combinations. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016.

- > "Amendments to IAS 16 and IAS 38 – *Clarification of acceptable methods of depreciation and amortization*", issued in May 2014. The amendments provide additional guidance on how the depreciation or amortization of property, plant and equipment and intangible assets should be calculated. The provisions of IAS 16 have been amended to clarify that a revenue-based depreciation method asset is not appropriate. The provisions of IAS 38 have been amended to introduce a presumption that a revenue-based amortization method is inappropriate. That presumption can be overcome when:
 - the intangible asset is expressed as a measure of revenue;
 - it can be demonstrated that revenue and the consumption of the economic benefit generated by an intangible asset are highly correlated.
 The amendments will take effect prospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group is assessing the impact of the future application of the amendments.
- > "Amendments to IAS 16 and IAS 41 – *Bearer plants*", issued in June 2014. The amendments change the accounting treatment of biological assets that meet the definition of "bearer plants", such as fruit trees, that currently fall within the scope of "IAS 16 – *Property, plant and equipment*". As a consequence, they will be subject to all of the provisions of that standard. Accordingly, for measurement subsequent to initial recognition, the entity may choose between the cost model and the revaluation model. The agricultural products produced by the bearer plants (e.g. fruit) will remain within the scope of "IAS 41 – *Agriculture*". The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Amendments to IAS 27 – *Equity method in separate financial statements*" issued in August 2014. The amendments reinstate the equity method as an accounting option for investments in subsidiaries, joint ventures and associates in an entity's separate financial statements. The amendments also clarify a number of issues concerning investment entities. Specifically, when an entity ceases to be an investment entity, it must recognize investments in subsidiaries in accordance with IAS 27. Conversely, when an entity becomes an investment entity, it must recognize investments in subsidiaries at fair value through profit or loss in accordance with IFRS 9. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. As the amendments regard the separate financial statements only, they are not expected to have an impact on the consolidated financial statements.
- > "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", issued in September 2014. The amendments established that in the case of the sale or contribution of assets to a joint venture or an associate, or the sale of an interest that gives rise to a loss of control while maintaining joint control or significant influence over the associate or joint venture, the amount of the gain or loss recognized shall depend on which the assets or interest constitute a business in accordance with "IFRS 3 – *Business combinations*". More specifically, if the assets/interest constitute a business, any gain (loss) shall be recognized in full; if the assets/interest does not constitute a business, any gain (loss) shall only be recognized to the extent of the unrelated investors' interests in the associate or joint venture, who represent the counterparties in the transaction. The amendments will take effect

prospectively, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.

- > "Amendments to IAS 1 – *Disclosure Initiative*", issued in December 2014. The amendments, which form part of a broader initiative to improve presentation and disclosure requirements, including changes in the following areas:
 - materiality: the amendments clarify that the concept of materiality applies to all parts of the financial statements and that the inclusion of immaterial information could undermine the utility of financial disclosures;
 - disaggregation and subtotals: the amendments clarify that the line items in the income statement, the statement of comprehensive income and the balance sheet may be disaggregated. They also introduce new requirements concerning the use of subtotals;
 - the structure of the notes: the amendments clarify that entities have a certain degree of flexibility in the order in which the notes to the financial statements may be presented. They also emphasize that in establishing that order the entity must consider the requirements of understandability and comparability of the financial statements;
 - investments accounted for using the equity method: the entity's share of OCI of investments in equity-accounted associates and joint ventures must be presented as separate line items in the statement of comprehensive income depending whether they will subsequently be reclassified to profit or loss.

The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.

- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 – *Investment Entities: Applying the consolidation exception*", issued in December 2014. The amendments clarify that if a parent entity (or intermediate parent) prepares its financial statements in conformity with IFRS 10 (including the case of an investment entity that does not consolidate its investments in subsidiaries but rather measures them at fair value), the exemption from preparing consolidated financial statements is available to the subsidiaries of an investment entity that in turn qualify as investment entities. In addition, the amendments also clarify that a parent entity that qualifies as an investment entity must consolidate a subsidiary that provides services related to the parent's investment activities if the subsidiary is not itself an investment entity. The amendments also simplify application of the equity method for an entity that is not an investment entity but holds an interest in an associate or joint venture that is an investment entity. In particular, when applying the equity method, the entity may retain the fair value measurement applied by the associate or joint venture to its interests in subsidiaries. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016. The Group does not expect the future application of the amendments to have an impact.
- > "Annual improvements to IFRSs 2012-2014 cycle", issued in September 2014; the document contains formal modifications and clarifications of existing standards that are not expected to have a significant impact on the Company. More specifically, the following standards were amended:

- "IFRS 5 – *Non-current assets held for sale and discontinued operations*"; the amendments clarify that the reclassification of an asset (or disposal group) from held for sale to held for distribution should not be considered as a new plan of sale but rather the continuation of the original plan. Accordingly, the reclassification does not give rise to any interruption in the application of the provisions of IFRS 5 or any change in the date of classification. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016;
- "IFRS 7 – *Financial instruments: disclosures*"; as regards disclosures to be provided on any continuing involvement in assets that have been transferred and derecognized in their entirety, the amendments clarify that for disclosure purposes, a servicing contract that provides for the payment of a fee can represent a continuing involvement in the transferred asset. The entity must assess the nature of the fee and the servicing contract to determine when disclosure is required. The amendments also clarify that disclosures concerning the offsetting of financial assets and liabilities are not required in condensed interim financial statements. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016;
- "IAS 19 – *Employee benefits*"; IAS 19 requires that the discount rate used to discount post-employment benefit obligations shall be determined by reference to market yields on high quality corporate bonds or government bonds where there is not deep market in such high quality corporate bonds. The amendment to IAS 19 clarifies that the depth of the market in high quality corporate bonds must be assessed on the basis of the currency in which the bond is denominated and not the currency of the country in which the bond is issued. If there is no deep market in high quality corporate bonds in that currency, the corresponding market yield on government bonds shall be used. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016;
- "IAS 34 – *Interim financial reporting*"; the amendment establishes that the required disclosures for interim financial reports shall be provided in the interim financial statements or cross-referenced in the interim financial statements by way of a reference to another statement (e.g. a management risk report) that is available on the same terms and at the same time to users of the interim financial statements. The amendments will take effect, subject to endorsement, for periods beginning on or after January 1, 2016.

4. Restatement of comparative disclosures

The newly applicable accounting standards or newly adopted accounting policies that gave rise to restatements of comparative figures at December 31, 2013 are as follows:

- > the retrospective application of the new IFRS 11, under which the only permissible method for accounting for joint ventures is the equity method, while joint arrangements are now accounted for by recognizing the entity's share of the assets/liabilities and costs/revenue of the agreement on the basis of its rights/obligations in the arrangement, regardless of the interest held. In substance, the change removed the possibility, as provided for under the previous IAS 31 and used by the Group, of consolidating investments in joint ventures on a proportionate basis, leading to the restatement of all performance and financial items, although not changing the net income or shareholders' equity of the Group. The impact of the change in accounting treatment of joint operations was marginal, given that the characteristics of the agreements involved and the associated rights and obligations meant that the accounting treatment adopted did not give rise to any significant differences with the proportionate consolidation method used previously;
- > the application of the new provisions of IAS 32, applicable since January 1, 2014 with retrospective effect, concerning the offsetting of financial assets and liabilities under certain conditions, which only led to the restatement of several items in the consolidated balance sheet at December 31, 2013, with no impact on shareholders' equity.

In addition, the balance sheet figures at December 31, 2013 were restated as a result of the definitive allocation of the purchase prices for a number of companies in the Renewable Energy Division (including Parque Eólico Talinay Oriente) in transactions that had been completed after that date. Here, too, there were no restatement effects on the items of the income statement, as the depreciation and amortization of assets other than goodwill whose value was increased only began as from the current year.

Following changes in the approach used to classify costs for purchases of electricity, financial receivables in respect of subsidiaries and joint ventures and the financial impact of derivatives and their fair value, designed to implement best industry practice and to ensure clarity in financial reporting, reclassifications have been made to the income statement, the balance sheet and the statement of cash flows for 2013 in order to ensure greater comparability of the information reported. More specifically: with regard to the 2013 income statement, we have reclassified:

- (i) costs for materials and equipment in the amount of €1,577 million from "Raw materials and consumables" to "Services and other materials";
- (ii) financial income from derivatives in the amount of €757 million from "Financial income" to "Net financial income/(expense) from derivatives";
- (iii) financial expense from derivatives in the amount of €1,218 million from "Financial expense" to "Net financial income/(expense) from derivatives".

With regard to the balance sheet at December 31, 2013 and at January 1, 2013, we have reclassified:

- (i) non-current derivative financial assets, equal – at the respective reference dates – to €444 million and €953 million, from "Non-current financial assets" to a separate "Derivatives" item under non-current assets;
- (ii) current derivative financial assets, equal – at the respective reference dates – to €2,285 million and €1,718 million, from "Current financial assets" to a separate "Derivatives" item under current assets;

- (iii) non-current derivative financial liabilities, equal – at the respective reference dates – to €2,257 million and €2,553 million, from “Non-current financial liabilities” to a separate “Derivatives” item under non-current liabilities;
- (iv) current derivative financial liabilities, equal – at the respective reference dates – to €2,535 million and €2,028 million, from “Current financial liabilities” to a separate “Derivatives” item under current liabilities.

In addition, the income statement and the balance sheet have been modified to improve the presentation of information concerning costs for purchases of raw materials and energy, receivables and payables in respect of construction contracts and the impact of derivatives on performance and the financial position. This made it necessary to restate certain figures for 2013 and at December 31, 2013, in order to ensure the comparability of the figures.

The following tables report the changes to the income statement, the statement of comprehensive income, the consolidated balance sheet and the statement of cash flows as a result of the above amendments, including the associated tax effects.

Millions of euro

	2013	IFRS 11 effect	2013 restated
Revenue			
Revenue from sales and services	77,258	(1,831)	75,427
Other revenue and income	3,277	(41)	3,236
Total revenue	80,535	(1,872)	78,663
Costs			
Electricity, gas and fuel purchases	40,035	(1,081)	38,954
Services and other materials	17,128	(430)	16,698
Personnel	4,596	(41)	4,555
Depreciation, amortization and impairment losses	7,067	(116)	6,951
Other operating expenses	2,837	(16)	2,821
Capitalized costs	(1,450)	16	(1,434)
Total costs	70,213	(1,668)	68,545
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(378)	-	(378)
Operating income	9,944	(204)	9,740
Financial income from derivatives	757	(1)	756
Other financial income	1,696	(3)	1,693
Financial expense from derivatives	1,218	(8)	1,210
Other financial expense	4,048	(5)	4,043
Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method	86	131	217
Income before taxes	7,217	(64)	7,153
Income taxes	2,437	(64)	2,373
Net income from continuing operations	4,780	-	4,780
Net income from discontinued operations	-	-	-
Net income for the year (shareholders of the Parent Company and non-controlling interests)	4,780	-	4,780
Attributable to shareholders of the Parent Company	3,235	-	3,235
Attributable to non-controlling interests	1,545	-	1,545

Millions of euro			
	2013	IFRS 11 effect	2013 restated
Net income for the year	4,780	-	4,780
Other comprehensive income recyclable to profit or loss			
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	(174)	(16)	(190)
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method	(29)	11	(18)
Change in the fair value of financial assets available for sale	(105)	-	(105)
Exchange rate differences	(3,197)	5	(3,192)
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss			
Remeasurements of net defined benefit liabilities/(assets)	(188)	-	(188)
Share of the other comprehensive income of equity investments accounted for using the equity method	-	-	-
Total other comprehensive income/(loss) for the period	(3,693)	-	(3,693)
Total comprehensive income/(loss) for the period	1,087	-	1,087
Attributable to:			
- shareholders of the Parent Company	1,514	-	1,514
- non-controlling interests	(427)	-	(427)

Millions of euro

	at Dec. 31, 2012	IFRS 11 effect	IAS 32 effect	at Jan. 1, 2013 restated	at Dec. 31, 2013	IFRS 11 effect	IAS 32 effect	Renewable Energy Division PPA	at Dec. 31, 2013 restated
ASSETS									
Property, plant and equipment	83,115	(926)	-	82,189	81,050	(773)	-	(14)	80,263
Investment property	197	-	-	197	181	-	-	-	181
Intangible assets	20,087	(137)	-	19,950	18,214	(174)	-	15	18,055
Goodwill	15,910	(101)	-	15,809	15,015	(51)	-	3	14,967
Deferred tax assets	6,816	(49)	-	6,767	6,239	(53)	-	-	6,186
Equity investments accounted for using the equity method	1,115	836	-	1,951	647	725	-	-	1,372
Derivatives	953	-	-	953	444	-	-	-	444
Other non-current financial assets	4,565	23	-	4,588	5,957	13	-	-	5,970
Other non-current assets	800	(19)	-	781	837	(20)	-	-	817
Total non-current assets	133,558	(373)	-	133,185	128,584	(333)	-	4	128,255
Inventories	3,338	(48)	-	3,290	3,586	(31)	-	-	3,555
Trade receivables	11,681	(126)	-	11,555	11,496	(118)	-	-	11,378
Tax receivables	1,631	(28)	-	1,603	1,735	(26)	-	-	1,709
Derivatives	1,718	(1)	507	2,224	2,285	(1)	406	-	2,690
Other current financial assets	7,663	(13)	-	7,650	5,592	15	-	-	5,607
Other current assets	2,300	(19)	-	2,281	2,599	(42)	-	-	2,557
Cash and cash equivalents	9,891	(165)	-	9,726	8,030	(157)	-	-	7,873
Total current assets	38,222	(400)	507	38,329	35,323	(360)	406	-	35,369
Assets classified as held for sale	317	-	-	317	241	-	-	-	241
TOTAL ASSETS	172,097	(773)	507	171,831	164,148	(693)	406	4	163,865

Millions of euro

	at Dec. 31, 2012	IFRS 11 effect	IAS 32 effect	at Jan. 1, 2013 restated	at Dec. 31, 2013	IFRS 11 effect	IAS 32 effect	Renewable Energy Division PPA	at Dec. 31, 2013 restated
Share capital	9,403	-	-	9,403	9,403	-	-	-	9,403
Reserves	8,747	-	-	8,747	7,084	-	-	-	7,084
Retained earnings (loss carried forward)	17,625	-	-	17,625	19,454	-	-	-	19,454
Total equity attributable to the shareholders of the Parent Company	35,775	-	-	35,775	35,941	-	-	-	35,941
Non-controlling interests	16,312	(9)		16,303	16,898	(7)	-	-	16,891
Total shareholders' equity	52,087	(9)	-	52,078	52,839	(7)	-	-	52,832
Long-term borrowings	55,959	(226)	-	55,733	51,113	(208)	-	-	50,905
Post-employment and other employee benefits	4,542	(21)	-	4,521	3,696	(19)	-	-	3,677
Provisions for risks and charges	7,336	(80)	-	7,256	6,554	(50)	-	-	6,504
Deferred tax liabilities	11,786	(128)	-	11,658	10,905	(114)	-	4	10,795
Derivatives	2,553	(65)	-	2,487	2,257	(41)	-	-	2,216
Other non-current liabilities	1,151	(8)	-	1,143	1,266	(7)	-	-	1,259
Total non-current liabilities	83,327	(529)	-	82,798	75,791	(439)	-	4	75,356
Short-term borrowings	3,970	(2)	-	3,968	2,529	(45)	-	-	2,484
Current portion of long-term borrowings	4,057	(34)	-	4,023	4,690	(32)	-	-	4,658
Provisions for risk and charges	1,312	(21)	-	1,291	1,493	(26)	-	-	1,467
Trade payables	13,194	(105)	-	13,089	12,444	(81)	-	-	12,363
Income tax payable	364	(10)	-	354	308	(22)	-	-	286
Derivatives	2,028	(1)	507	2,534	2,535	(1)	406	-	2,940
Other current financial liabilities	1,110	(5)	-	1,105	1,105	(5)	-	-	1,100
Other current liabilities	10,641	(57)	-	10,584	10,394	(35)	-	-	10,359
Total current liabilities	36,676	(235)	507	36,948	35,498	(247)	406	-	35,657
Liabilities classified as held for sale	7	-	-	7	20	-	-	-	20
TOTAL LIABILITIES	120,010	(764)	507	119,753	111,309	(686)	406	4	111,033
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	172,097	(773)	507	171,831	164,148	(693)	406	4	163,865

Millions of euro

	2013	IFRS 11 effect	2013 restated
Income before taxes for the year	7,217	(63)	7,154
Adjustments for:			
Amortisation and impairment losses of intangible assets	1,622	(24)	1,598
Depreciation and impairment losses of property, plant and equipment	4,790	(92)	4,698
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities (including cash and cash equivalents)	(264)	-	(264)
Accruals to provisions	1,023	-	1,023
Financial (income)/expense	2,319	3	2,322
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items	48	(140)	(92)
Cash flow from operating activities before changes in net current assets	16,755	(316)	16,439
Increase/(Decrease) in provisions	(1,884)	(5)	(1,889)
(Increase)/Decrease in inventories	(249)	(17)	(266)
(Increase)/Decrease in trade receivables	(596)	65	(531)
(Increase)/Decrease in financial and non-financial assets/liabilities	(681)	79	(602)
Increase/(Decrease) in trade payables	(893)	22	(871)
Interest income and other financial income collected	1,110	165	1,275
Interest expense and other financial expense paid	(3,715)	20	(3,695)
Income taxes paid	(2,606)	-	(2,606)
Cash flows from operating activities (a)	7,241	13	7,254
- of which discontinued operations		-	
Investments in property, plant and equipment	(5,350)	39	(5,311)
Investments in intangible assets	(610)	-	(610)
Investments in entities (or business units) less cash and cash equivalents acquired	(210)	4	(206)
Disposals of entities (or business units) less cash and cash equivalents sold	1,409	-	1,409
(Increase)/Decrease in other investing activities	614	1	615
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)	(4,147)	44	(4,103)
- of which discontinued operations		-	
Financial debt (new long-term borrowing)	5,336	-	5,336
Financial debt (repayments and other net changes)	(9,565)	(54)	(9,619)
Collections/(payments) for sale/(acquisition) of non-controlling interests	1,814	-	1,814
Incidental expenses in disposal of equity interests without loss of control	(85)	-	(85)
Dividends and interim dividends paid	(2,044)	-	(2,044)
Cash flows from financing activities (c)	(4,544)	(54)	(4,598)
- of which discontinued operations		-	
Impact of exchange rate fluctuations on cash and cash equivalents (d)	(426)	5	(421)
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c+d)	(1,876)	8	(1,868)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	9,933	(165)	9,768
Cash and cash equivalents at the end of the year	8,057	(157)	7,900

5. Main changes in the scope of consolidation

In the two periods under review, the scope of consolidation changed as a result of the following main transactions:

2013

- > Acquisition, on March 22, 2013, of 100% of Parque Eólico Talinay Oriente, a company operating in the wind generation sector in Chile;
- > acquisition, on March 26, 2013, of 50% of PowerCrop, a company operating in the biomass generation sector; in view of the joint control exercised over the company together with another operator, the company is now accounted for using the equity method under the provisions of IFRS 11;
- > disposal, on April 8, 2013, of 51% of Buffalo Dunes Wind Project, a company operating in the wind generation sector in the United States;
- > acquisition, on May 22, 2013, of 26% of Chisholm View Wind Project and Prairie Rose Wind, two companies operating in the wind generation sector in the United States in which the Group held a stake of 49%; as a result of the purchase, as from that date the companies are no longer accounted for using the equity method but are now consolidated on a line-by-line basis;
- > acquisition, on August 9, 2013, of 70% of Domus Energia (now Enel Green Power Finale Emilia), a company operating in the biomass generation sector;
- > acquisition, on October 31, 2013, of 100% of Compañía Energética Veracruz, a company operating in the development of hydroelectric plants in Peru;
- > disposal, on November 13, 2013, of 40% of Artic Russia, with the consequent deconsolidation of the interest held by the latter in SeverEnergia;
- > acquisition, in November and December 2013, of nine companies (representing three business combinations) operating in the development of wind power projects in the United States;
- > disposal, on December 20, 2013, of the remaining stake in Enel Rete Gas, previously accounted for using the equity method.

2014

- > Loss of control, as from January 1, 2014, of SE Hydropower, under agreements signed in 2010 upon the acquisition of the company, providing for the change in governance structure as from that date. This resulted in the Enel Group no longer meeting the requirements for control of the company, which has instead become an entity under joint control. With these new governance arrangements, the investment was reclassified as a joint operation under IFRS 11;
- > acquisition, through a tender offer in effect between January 14, 2014 and May 16, 2014, of an additional 15.18% stake in Coelce, an electricity distribution company in Brazil, already under the Group's control prior to the tender offer;
- > acquisition, on April 22, 2014, of 50% of Inversiones Gas Atacama, a company operating in the natural gas transport and electricity generation sector in Chile in which the Group already held 50%; therefore, the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting;
- > acquisition, on May 12, 2014, of 26% of Buffalo Dunes Wind Project, a company operating in the wind generation sector in the United States in which the Group already held 49%; therefore, the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting.

- > acquisition, on July 22, 2014, of the remaining 50% of Enel Green Power Solar Energy, an Italian company operating in the development, design, construction and operation of photovoltaic plants, in which the Group had previously held 50%; therefore, the company is now consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting;
- > acquisition, on September 4, 2014, of the remaining 39% of Generandes Perú (previously controlled through a stake of 61%), a company that controls, with an interest of 54.20%, Edegel, a company operating in the power generation sector in Peru;
- > acquisition, on September 17, 2014, of 100% of Osage Wind LLC, a company that owns a 150 MW wind development project in the United States. In October 2014, a stake of 50% in the company was sold. Consequently, the company, a joint venture, began to be accounted for using the equity method;
- > disposal, on November 21, 2014, of 21.92% of Endesa SA, in a public offering. The operation did not involve any loss of control;
- > during 2014, agreements were completed for the acquisition of wind and solar projects in Chile, in the total amount of about €7 million, and a wind project in Uruguay for €4 million.
- > disposal in December 2014 of the entire stake (36.2%) held in LaGeo, a geothermal generation company in El Salvador;
- > disposal in December 2014 of 100% of Enel Green Power France, a renewables generator in France.

In addition, following the internal reorganization of the Group designed to restructure the holdings of the Iberia and Latin America Division, there were a number of changes in non-controlling interests in a number of subsidiaries. More specifically, on October 23, 2014 Endesa (of which the Group holds 92.06%) sold 100% of Endesa Latinoamérica (an investment holding company that owned 40.32% of Enersis) and 20.3% of Enersis, the parent company for operations in Latin America, to Enel Energy Europe, now Enel Iberoamérica (a wholly-owned subsidiary). The operation increased the Group's stake in Enersis by 4.81%.

Definitive allocation of the purchase price of a number of companies of the Renewable Energy Division

Following the acquisition of control in 2013 of Parque Eólico Tallinay Oriente, a Chilean company operating in the wind generation sector, in the 1st Quarter of 2014 the Group completed the allocation of the associated purchase price to the assets acquired and the liabilities assumed. More specifically, the Group:

- > adjusted the value of certain intangible assets and property, plant and equipment as a result of the completion of the determination of their fair value;
- > determined the tax effects associated with the above recognition.

The following table summarizes the accounting effects as of the acquisition dates, along with the effects of certain other minor acquisitions by that Division in the 1st Quarter of 2013 for which the definitive recognition was carried out in the 1st Quarter of 2014.

Definitive allocation of the purchase price

Millions of euro	Parque Eólico Talinay Oriente	Other minor acquisitions
Net assets acquired before allocation	126	-
Adjustments for measurement at fair value:		
- property, plant and equipment	(14)	-
- intangible assets	8	7
- deferred tax liabilities	(2)	(2)
Net assets acquired after allocation	118	5
Value of the transaction ⁽¹⁾	126	7
Goodwill	8	2

(1) Including incidental expenses.

The following details the main business combinations and other material acquisitions and reorganizations conducted by the Group in 2014.

Increase of the interest in Coelce

Between January 14, 2014 and May 16, 2014, the Chilean subsidiary Enersis acquired, through a tender offer, another 15.16% of Coelce, a subsidiary that operates in the electricity distribution sector in Brazil and was already consolidated on a line-by-line basis. Under IFRS 3 (Revised), in transactions involving non-controlling interests, the difference between the price paid and the value of the assets acquired (previously assigned to non-controlling shareholders) is recognized in consolidated shareholders' equity reserve. The effects of this transaction are as follows:

Millions of euro	
Net assets acquired	189
Cost of transaction	180
Reserve from transactions in non-controlling interests	9

Acquisition of Inversiones Gas Atacama

On April 22, 2014, Endesa Chile completed the purchase of an additional 50% stake in the share capital Inversiones Gas Atacama, a company operating in the natural gas transport and electricity generation sector in Chile, from Southern Cross. This acquisition marked the end of the shareholders' agreement signed in August 2007 that gave the two companies joint control over Inversiones Gas Atacama. As a result of this transaction, the company is now fully owned by the Group and is therefore consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting. In accordance with IFRS 3, this transaction is treated as a business combination carried out in stages (a step acquisition) and therefore the fair value adjustments pertaining to the net assets already held were recognized in the income statement for the period. The process of allocating the purchase price to the fair value of the assets acquired and the liabilities and contingent liabilities assumed has essentially been completed with the excess amount (€25 million) definitively allocated to goodwill.

Determination of goodwill

Millions of euro	
Net assets acquired before allocation	348
Adjustments for measurement at fair value:	
- property, plant and equipment	70
- net deferred tax liabilities	(38)
Net assets acquired after allocation	380
Value of the business combination:	
- book value of interest previously held	174
- remeasurement at fair value of interest previously held	29
- cost of acquisition made 2014 (cash)	202
Total	405
Goodwill	25

The value of the goodwill reflects the amount by which the purchase price exceeds the fair value of the assets acquired and relates to the future economic benefits of the asset that cannot be separately identified. The following table shows the definitive fair value of the assets acquired and the liabilities and contingent liabilities assumed at the acquisition date of April 22, 2014.

Financial position of Inversiones Gas Atacama at the acquisition date

Millions of euro	Carrying amount prior to April 22, 2014	Definitive fair value adjustments	Restated values at April 22, 2014
Property, plant and equipment	185	70	255
Inventories, trade and other receivables	62	-	62
Cash and cash equivalents	165	-	165
Other current and non-current assets	32	-	32
Total assets	444	70	514
Equity pertaining to the shareholders of the Parent Company	348	32	380
Non-controlling interests	1	-	1
Financial debt	41	-	41
Trade payables	38	-	38
Deferred tax liabilities and other liabilities	16	38	54
Total liabilities and shareholders' equity	444	70	514

Increase in investments in Generandes Perú and Edegel

Under the terms of the agreement reached in April 2014, on September 4, 2014, Enersis, the Chilean company that leads operations in Latin America, completed the acquisition of 39% of Generandes Perú, a company already controlled with a stake of 61%, which in turn owns 54.2% of Edegel, a Peruvian company operating in the power generation sector. In accordance with the provisions of IFRS 3 (Revised) for transactions involving non-controlling interests, the difference between the price paid, equal to \$421 million (equal to €321 million at the acquisition date) and the value of the assets acquired, previously allocated to non-controlling interests, was recognized directly in a specific consolidated equity reserve. The effects of the transaction were as follows:

Millions of euro	
Net assets acquired	233
Cost of transaction	321
Reserve from transactions in non-controlling interests	(88)

Acquisition of investments in Endesa Latinoamérica and Enersis by Enel Energy Europe

On October 23, 2014, the transfer of the investments held by Endesa in Endesa Latinoamérica and Enersis (100% and 20.3%, respectively) to Enel Energy Europe (now Enel Iberoamérica) was completed.

Enel Iberoamérica, which is wholly owned by Enel and is the majority shareholder of Endesa (with a stake of 92.06% at the transaction date), acquired the 60.62% interest held directly and indirectly by Endesa in the Chilean company Enersis, the holding company of Enel's Latin America companies. More specifically, the transaction involved (i) the 20.3% of Enersis shares held directly by Endesa and (ii) the 100% of Endesa Latinoamérica shares (which in turn holds 40.32% of Enersis) also held directly by Endesa.

The total price was €8,253 million, which was determined using generally accepted international valuation techniques for this type of transaction.

In these consolidated financial statements, the change in the scope of consolidation for the acquisition of 7.94% of the Endesa Latinoamérica group (which indirectly involved the acquisition of 3.2% of the Enersis group) and the 1.61% of the Enersis group held directly by Endesa had a theoretical value of €659 million (equal to the price paid attributable to non-controlling interests, including transaction costs of €4 million), generating a negative difference between the purchase price and the associated share of equity acquired equal to €177 million. In accordance with IFRS 3 (Revised) for transactions in non-controlling interests, that amount was recognized in an equity reserve. The effects of the transaction can be summarized as follows:

Millions of euro

Net assets acquired	482
Cost of transaction	659
Reserve from transactions in non-controlling interests	177

Sale of investment in Endesa by Enel Energy Europe in a public offer

On November 21, 2014, the public offer of 21.92% of the shares of Endesa held by Enel Energy Europe was completed successfully.

Following the offer, the interest held by Enel Energy Europe in Endesa declined from 92.06% to 70.14%. The disposal generated proceeds of €3,133 million, which net of transaction costs (€46 million) amounted to €3,087 million. The result on the sale, determined as the difference between the net sale price and the equity sold to non-controlling interests, amounted to €2,831 million, which was recognized in an equity reserve as the Group retains control of the company involved in the disposal.

The impact of the transaction can be summarized as follows:

Millions of euro

Net assets sold	5,918
Net transaction price	3,087
Reserve from transactions in non-controlling interests	2,831

Minor acquisitions of the Renewable Energy Division

These include:

- > on May 12, 2014, the Group completed the acquisition of an additional 26% interest in Buffalo Dunes Wind Project. As a result of the transaction, the Group holds 75% of the company, which is consolidated on a line-by-line basis rather than using equity method accounting. In accordance with IFRS 3/R, the transaction is treated as a business combination carried out in stages (a step acquisition) and therefore the fair value adjustments pertaining to the net assets already held were recognized in the Income statement for the period. The Group also acquired 100% of Aurora Distributed Solar, a company that develops solar power systems, for €15 million. A similar transactions were carried out in December 2014 with Geronimo Wind Energy and Trade Wind Energy;
- > following up on the commitment undertaken with the agreement of July 11, 2014 with Sharp, on July 22, 2014, Enel Green Power acquired Sharp's interest in Enel Green Power & Sharp Solar Energy (now named Enel Green Power Solar Energy Srl), an equally held joint venture created to develop, build and operate photovoltaic plants using the solar panels produced by the 3SUN factory. The agreement, with an overall value of €30 million, involved the acquisition of Sharp's 50% holding and the waiver by Sharp of its claim in respect of Enel Green Power Solar Energy in the amount of €25 million. Following the acquisition, the Group's stake in Enel Green Power Solar Energy

- rose from 50% to 100%. In accordance with IFRS 3/R, the transaction is treated as a business combination carried out in stages (a step acquisition);
- > the acquisition in December 2014 of Proyecto Talinay Poniente.

Summary of acquisitions of the Renewable Energy Division

Millions of euro	Buffalo Dunes Wind Project and Aurora Distributed Solar	Enel Green Power Solar Energy	Geronimo Wind Energy and Trade Wind Energy	Proyecto Talinay Poniente
Property, plant and equipment	334	102		
Intangible assets	15		62	20
Cash and cash equivalents	6	12		
Other current and non-current assets		11	1	
Non-controlling interests	(41)			
Gross financial debt	(181)	(122)		
Deferred tax liabilities and other liabilities	(7)	(1)	(21)	(4)
Net assets acquired	126	2	42	16
Goodwill	7			
Value of the transaction ⁽¹⁾	133	2	42	16
Carrying amount of previously held interests	76	5		
Remeasurement at fair value of previously held interests	3	(8)		
Cost of acquisition carried out in 2014 (cash)	54	5		
Amount to be paid at December 31, 2014			42	16

(1) Including incidental expenses.

For a number of business combinations, the purchase price was provisionally allocated to the net assets acquired. Goodwill was recognized provisionally.

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.

On July 31, 2014, the Enel Group adopted a new organizational structure, based on a matrix of divisions and geographical areas, focused on the industrial objectives of the Group, with clear specification of roles and responsibilities in order to pursue and maintain technological leadership in the sectors in which the Group operates, ensuring operational excellence, and to maximize the level of service offered to customers in local markets. The new organization will modify the reporting structure, the analysis of the Group's performance and financial position and, accordingly, the representation of consolidated results only from the start of 2015. Consequently, in these consolidated financial statements, in line with practice in previous periods, the results by business area are discussed using the previous organizational structure, taking account of the provisions of IFRS 8 concerning the "management approach".

For more information on performance and financial developments during the year, please see the dedicated section in the report on operations.

Segment information for 2014 and 2013

Results for 2014 ⁽¹⁾

Millions of euro	Sales	GEM	Infra. & Networks	Iberia and Latin America	Int'l	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	15,116	18,908	3,618	30,412	4,920	2,662	155	75,791
Revenue from transactions with other segments	110	3,698	3,748	135	358	259	(8,308)	-
Total revenue	15,226	22,606	7,366	30,547	5,278	2,921	(8,153)	75,791
Total costs	14,111	21,297	3,387	24,138	4,069	1,059	(8,252)	59,809
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(34)	(146)	-	(115)	(5)	76	(1)	(225)
Depreciation and amortization	112	520	987	2,517	383	589	96	5,204
Impairment losses	515	2,103	49	1,214	3,540	228	4	7,733
Writebacks	(1)	(1)	-	(226)	(37)	(3)	1	(267)
Operating income	455	(1,539)	2,943	2,789	(2,682)	1,124	(3)	3,087
Capital expenditure	111	285	996	2,602	936	1,658	113	6,701

(1) Segment revenues include both revenues from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.

Results for 2013 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Millions of euro	Sales	GEM	Infra. & Networks	Iberia and Latin America	Int'l	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Revenue from third parties	16,704	18,758	3,669	30,563	5,662	2,281	1,026	78,663
Revenue from transactions with other segments	217	4,040	4,029	111	634	488	(9,519)	-
Total revenue	16,921	22,798	7,698	30,674	6,296	2,769	(8,493)	78,663
Total costs	15,973	21,549	3,690	23,887	4,999	1,011	(9,515)	61,594
Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
Depreciation and amortization	101	485	977	2,661	482	515	105	5,326
Impairment losses	403	105	3	420	850	60	10	1,851
Reversals of impairment losses	-	1	-	(210)	(16)	-	(1)	(226)
Operating income	362	493	3,028	3,767	(23)	1,205	908	9,740
Capital expenditure	99	313	1,046	2,160	924	1,294 ⁽³⁾	84	5,920

(1) Segment revenues include both revenues from third parties and revenue flows between the segments. An analogous approach was taken for other income and costs for the period.

(2) Figures restated retrospectively to reflect the new IFRS 11.

(3) Does not include €1 million regarding units classified as "held for sale".

Financial position by segment

At December 31, 2014

Millions of euro	Sales	GEM	Infra. & Networks	Iberia and Latin America	Int'l	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	34	7,048	15,079	35,816	6,702	11,765	527	76,971
Intangible assets	779	254	122	26,389	912	2,248	158	30,862
Trade receivables	3,897	3,300	2,224	3,837	406	440	(2,002)	12,102
Other	222	2,094	1,488	2,286	497	599	(187)	6,999
Operating assets	4,932	12,696 ⁽¹⁾	18,913	68,328 ⁽³⁾	8,517 ⁽⁴⁾	15,052	(1,504)	126,934
Trade payables	2,999	3,448	3,363	4,308	748	892	(2,048)	13,710
Sundry provisions	241	1,085	1,807	4,744	2,572	193	698	11,340
Other	1,939	466	3,615	4,170	1,302	560	(541)	11,511
Operating liabilities	5,179	4,999 ⁽²⁾	8,785	13,222	4,622 ⁽⁵⁾	1,645	(1,891)	36,561

- (1) Of which €347 million regarding units classified as "held for sale".
(2) Of which €22 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €14 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €4,255 million regarding units classified as "held for sale".
(5) Of which €2,790 million regarding units classified as "held for sale".

At December 31, 2013 restated ⁽¹⁾

Millions of euro	Sales	GEM	Infra. & Networks	Iberia and Latin America	Int'l	Renewable Energy	Other, eliminations and adjustments	Total
Property, plant and equipment	39	9,438	15,096	35,474	9,847	10,075	506	80,475
Intangible assets	775	550	117	27,208	1,888	2,205	281	33,024
Trade receivables	4,015	3,061	1,696	3,582	524	364	(1,856)	11,386
Other	250	2,482	1,251	1,973	460	404	(182)	6,638
Operating assets	5,079	15,531 ⁽²⁾	18,160	68,237	12,719 ⁽³⁾	13,048 ⁽⁵⁾	(1,251)	131,523
Trade payables	3,070	3,578	2,486	3,627	784	750	(1,926)	12,369
Sundry provisions	234	1,197	2,536	4,061	2,742	178	700	11,648
Other	1,959	729	2,996	4,921	1,119	490	(1,556)	10,658
Operating liabilities	5,263	5,504	8,018	12,609	4,645 ⁽⁴⁾	1,418 ⁽⁶⁾	(2,782)	34,675

- (1) Figures restated retrospectively to reflect the new IFRS 11 and IFRS 32, as well as the impact of the completion of the purchase price allocation process for the assets acquired and liabilities assumed in the acquisitions of a number of companies of the Renewable Energy Division. For more details, please see note 4.
(2) Of which €6 million regarding units classified as "held for sale".
(3) Of which €194 million regarding units classified as "held for sale".
(4) Of which €1 million regarding units classified as "held for sale".
(5) Of which €26 million regarding units classified as "held for sale".
(6) Of which €8 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, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Total assets	166,634	163,865
Equity investments accounted for using the equity method	872	1,372
Non-current financial assets	3,645	5,970
Long-term tax receivables included in "Other non-current assets"	501	476
Current financial assets	3,984	5,607
Derivatives	6,835	3,134
Cash and cash equivalents	13,088	7,873
Deferred tax assets	7,067	6,186
Tax receivables	1,547	1,709
Financial and tax assets of "Assets held for sale"	2,161	15
Segment assets	126,934	131,523
Total liabilities	115,489	111,033
Long-term borrowings	48,655	50,905
Short-term borrowings	3,252	2,484
Current portion of long-term borrowings	5,125	4,658
Current financial liabilities	1,177	1,100
Derivatives	7,882	5,156
Deferred tax liabilities	9,220	10,795
Income tax payable	253	286
Other tax payables	887	963
Financial and tax liabilities of "Liabilities held for sale"	2,477	11
Segment liabilities	36,561	34,675

7. Revenue

7.a Revenue from sales and services – €73,328 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change
Revenue from the sale of electricity	48,062	53,417	(5,355) -10.0%
Revenue from the transport of electricity	9,142	9,612	(470) -4.9%
Fees from network operators	783	855	(72) -8.4%
Transfers from the Electricity Equalization Fund and similar bodies	1,857	1,620	237 14.6%
Revenue from the sale of natural gas	3,628	3,962	(334) -8.4%
Revenue from the transport of natural gas	459	490	(31) -6.3%
Revenue from fuel sales	5,659	2,635	3,024 114.8%
Connection fees to electricity and gas networks	843	998	(155) -15.5%
Revenue from the sale of environmental certificates	1,238	345	893 -
Revenue from other sales and services	1,657	1,493	164 11.0%
Total	73,328	75,427	(2,099) -2.8%

Revenue from the sale of electricity amounted to €48,062 million (€53,417 million in 2013) and include sales of electricity to end users amounting to €29,933 million (€31,595 million in 2013), sales of electricity to wholesale buyers totaling €14,428 million (€17,314 million in 2013) and revenue from electricity trading activities amounting to €3,701 million (€4,508 million in 2013). The decrease is attributable to the decline in quantities sold to end users and to wholesale buyers, owing to the contraction in electricity demand in the main countries in which the Group operates.

Revenue from the transport of electricity declined by €470 million, largely due to the same developments described above. Revenue from the transport of gas amounted to €459 million, down €31 million compared with the previous year.

Transfers from the Electricity Equalization Fund and similar bodies rose by €237 million, mainly due to a rise in transfers of about €217 million, which were granted under the new regulatory framework for the extra-peninsular areas of Spain.

Revenue from the sale of natural gas amounted to €3,628 million (€3,962 million in 2013), including sales to end users in Italy of €1,632 million and sales to end users abroad of €1,996 million.

"Revenue from fuel sales" amounted to €5,659 million, and in 2014 comprise sales of natural gas of €5,536 million (€2,161 million in 2013) and sales of other fuels amounting to €123 million (€474 million in 2013). The sharp rise with respect to the previous year reflects market trends, which in penalizing the use of fuels for power generation, prompted an increase in sales of fuel.

"Revenue from the sale of environmental certificates" increased by €893 million largely due to a rise in sales of environmental certificates and CO₂ emissions allowances.

The table below gives a breakdown of revenues from sales and services by geographical area.

Millions of euro

	2014	2013 restated
Italy	28,567	32,451
Europe		
Iberian peninsula	20,378	20,836
France	1,375	1,498
Switzerland	711	707
Germany	3,154	3,245
Austria	4	9
Slovenia	22	20
Slovakia	1,367	1,406
Romania	1,046	1,152
Greece	61	82
Bulgaria	8	8
Russia	1,336	1,637
Other European countries	4,607	2,249
Americas		
United States	455	307
Canada	-	8
Mexico	135	129
Brazil	3,100	2,818
Chile	2,820	2,666
Peru	1,034	950
Colombia	2,087	1,930
Argentina	453	650
Other South American countries	158	460
Other		
Africa	1	-
Asia	449	209
Total	73,328	75,427

7.b Other revenue and income – €2,463 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Operating grants	13	25	(12)	-48.0%
Grants for environmental certificates	923	822	101	12.3%
Capital grant (electricity and gas business)	12	48	(36)	-75.0%
Sundry reimbursements	132	183	(51)	-27.9%
Gains on disposal of interests in subsidiaries, associates, joint ventures, joint operations and non-current assets held for sale	292	943	(651)	-69.0%
Gains on remeasurement at fair value after changes in control	82	21	61	-
Gains on disposal of property, plant and equipment and intangible assets	32	38	(6)	-15.8%
Service continuity bonuses	76	96	(20)	-20.8%
Other revenue	901	1,060	(159)	-15.0%
Total	2,463	3,236	(773)	-23.9%

"Grants for environmental certificates" increased by €101 million compared with the previous year. The item comprises incentives granted to renewable generation plants or for energy efficiency initiatives.

"Sundry reimbursements" regard sundry reimbursements from customers and suppliers totaling €86 million (€76 million in 2013) and insurance indemnities in the amount of €46 million (€107 million in 2013).

"Gains on disposal of interests in companies" amounted to €292 million in 2014, down €651 million on 2013, mainly due to the impact of the proceeds from the disposal of Artic Russia (€964 million) in 2013. Gains in 2014 were mainly accounted for by the following: €123 million from the disposal of the interest in LaGeo (a company operating in the geothermal generation sector in El Salvador), €82 million from the adjustment of the price for Artic Russia under the earn-out clause in the sale agreement with the buyer prior to the closing and €31 million from the sale of 100% of Enel Green Power France.

"Gains on remeasurement at fair value after changes in control" amounted to €82 million. They include the remeasurement at fair value of the assets and liabilities pertaining to the Group: after the loss of control as from January 1, 2014, of SE Hydropower following changes in governance arrangements (€50 million); already held by Enel prior to the acquisition of full control of Inversiones Gas Atacama (€29 million) and Buffalo Dunes Wind Project (€3 million).

The decrease in "Other revenue" is mainly due to the impact in 2013 of the government grant to the Argentine distribution company Edesur with Resolución no. 250/2013 under the *Mecanismo de Monitoreo de Costos*.

8. Costs

8.a Electricity, gas and fuel purchases – €36,928 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Electricity	23,317	27,325	(4,008)	-14.7%
Gas	8,388	6,141	2,247	36.6%
Nuclear fuel	206	202	4	2.0%
Other fuels	5,017	5,285	(269)	-5.1%
Total	36,928	38,954	(2,026)	-5.2%

Purchases of "electricity" comprise those from the Single Buyer in the amount of €4,395 million (€5,135 million in 2013) and purchases from the Energy Markets Operator in the amount of €1,690 million (€4,451 million in 2013). The decrease in the aggregate mainly regards the reduction in costs for electricity purchases on electricity exchanges and on national and international markets, essentially due to the decline in demand.

Purchases of "gas" increased by €2,247 million, largely due to an increase in intermediation activities on the fuel market. Purchases of "nuclear fuel" were virtually unchanged from the previous year.

Purchases of "other fuels" diminished by €269 million to €5,017 million in 2014.

8.b Services and other materials – €17,179 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Transmission and transport	8,979	9,274	(295)	-3.2%
Maintenance and repairs	1,301	1,331	(30)	-2.3%
Telephone and postal costs	221	252	(31)	-12.3%
Communication services	115	118	(3)	-2.5%
IT services	305	264	41	15.5%
Leases and rentals	609	585	24	4.1%
Other services	3,374	3,324	50	1.5%
Other materials	2,275	1,550	725	46.8%
Total	17,179	16,698	481	2.9%

Costs for services and other materials amounted to €17,179 million in 2014, an increase on 2013 due largely to a rise in costs for the purchase of other materials, including, among other things, the change in stocks of CO₂ emissions allowances and environmental certificates.

This rise was only partly offset by a reduction in costs for transmission and transport associated with the decline in electricity consumption in the main markets in which the Group operates.

8.c Personnel – €4,864 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change
Wages and salaries	3,329	3,368	(39) -1.2%
Social security contributions	931	913	18 2.0%
Post-employment benefits	111	117	(6) -5.1%
Other long-term benefits	70	(898)	968 -
Early retirement incentives	313	955	(642) -67.2%
Other costs	110	100	10 10.0%
Total	4,864	4,555	309 6.8%

Personnel costs amounted to €4,864 million in 2014, an increase of €309 million.

The workforce contracted by 1,381, reflecting the balance between hirings and terminations (a decrease of 1,404), only partially offset by the increase associated with the change in the scope of consolidation (an increase of 23 employees).

The decrease in "other long-term benefits" largely reflects the termination of the transition-to-retirement plan in Italy at the end of 2013, given that no employees had participated and a significant number of those entitled to do so had subsequently opted to participate in the mechanism provided for under Article 4 of Law 92/2012. For more details on employee benefit plans, please see note 33 below.

"Early retirement incentives" amounted to €313 million in 2014, net of amounts reversed, and mainly regard the early retirement plan introduced in Spain and, to a lesser extent, an early retirement plan in Italy. In 2013, the aggregate had mainly reported accruals recognized in Italy in respect of the mechanism adopted in agreements with the unions to implement the provisions of Article 4, paragraphs 1-7 ter, of Law 92/2012 (the Fornero Act).

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, 2014.

	Average number ⁽¹⁾			Headcount ⁽¹⁾
	2014	2013	Change	at Dec. 31, 2014 ⁽²⁾
Senior managers	1,552	1,374	178	1,538
Middle managers	14,263	14,552	(289)	14,399
Office staff	38,224	39,833	(1,609)	37,508
Blue collar	16,709	17,224	(515)	15,516
Total	70,748	72,983	(2,235)	68,961

(1) For companies consolidated on a proportionate basis, the headcount corresponds to Enel percentage share of the total.

(2) Of which 4,430 in units classified as "held for sale".

8.d Depreciation, amortization and impairment losses – €12,670 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Depreciation	4,433	4,520	(87)	-1.9%
Amortisation	771	806	(35)	-4.3%
Impairment losses	7,733	1,851	5,882	-
Reversal of impairment losses	(267)	(226)	(41)	-18.1%
Total	12,670	6,951	5,719	82.3%

"Depreciation and amortization" decreased by €122 million in 2014 (comprising property, plant and equipment and intangible assets), partly due to the extension of the useful life of nuclear power plants and conventional thermal plants in Spain and Slovakia.

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Impairment losses				
Property, plant and equipment	2,886	159	2,727	-
Investment property	18	12	6	50.0%
Intangible assets	744	46	698	-
Goodwill	194	745	(551)	-74.0%
Trade receivables	997	862	135	15.7%
Assets classified as held for sale	2,878	14	2,864	-
Other assets	16	13	3	23.1%
Total impairment losses	7,733	1,851	5,882	-
Reversals of impairment losses				
Property, plant and equipment	3	6	(3)	-50.0%
Trade receivables	250	216	34	15.7%
Other assets	14	4	10	-
Total reversals of impairment losses	267	226	41	18.1%

"Impairment losses" increased by €5,882 million on 2013.

"Impairment losses" on property, plant and equipment mainly regarded:

- > thermal power plants in Italy in the amount of €2,096 million, in view of the continuing economic crisis in Italy and the impact of that crisis on conventional power generation. The model used in the impairment testing was a unlevered discounted cash flow (DCF) approach applied to pre-tax amounts, with a time horizon based on an explicit period of five years plus a terminal value calculated as a perpetuity with stable growth. The assumptions concerning the growth rate and the discount rate were analogous to those adopted for other CGUs. In particular, the growth rate, which was determined on the basis of the average forecasts for medium/long-term electricity demand, was set at 1.1%, while the discount rate was determined as the pre-tax WACC of 8.8%.
- > power plants in Russia in the amount of €205 million, in view of market forecasts for that country. The parameters used in the impairment test were the same as those used for the Enel Russia CGU discussed in note 18 below;
- > leased assets in Slovakia, in particular the Gabčíkovo hydroelectric plant in the amount of €103 million, following the renegotiation that brought forward the expiry of the

contract to 2015, from its original expiration date of 2036. The impairment loss was recognized in advance of the date on which the intention of management to continue the disposal of the Slovakian assets was definitively confirmed. Accordingly, it does not form part of the losses recognized on assets held for sale in their valuation under IFRS 5;

- > the property, plant and equipment of Enel Green Power Hellas in the amount of €91 million.

Impairment losses on intangible assets amounted to €744 million. They mainly regard:

- > the water rights held by Endesa Chile to use the water of a number of rivers in the Aysén region of that country in the amount of €589 million. The loss was recognized in reflection of the uncertainty concerning the continuation of the project owing to a number of legal and procedural restrictions;
- > concessions and similar rights of Enel Green Power Hellas in the amount of €55 million;
- > a number of smaller concessions in Portugal (HidroMondego in the amount of €35 million) and Spain (Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz in the amount of €31 million).

Impairment losses on goodwill were recognized following the impairment tests. More details are provided in note 18.

Finally, impairment losses on assets classified as held for sale amounted to €2,878 million. They regard the property, plant and equipment and goodwill of Slovenské elektrárne. The impairment loss was determined on the basis of the non-binding offers received so far to align the carrying amount of its assets with their estimated realizable value, net of transaction costs.

8.e Other operating expenses – €2,362 million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Provisions for risks and charges	66	80	(14)	-17.5%
System charges - emissions allowances	341	335	6	1.8%
System charges - energy efficiency certificates	105	295	(190)	-64.4%
System charges - green certificates	144	270	(126)	-46.7%
Losses on disposal of property, plant and equipment and intangible assets	21	40	(19)	-47.5%
Taxes and duties	1,275	1,466	(191)	-13.0%
Other	410	335	75	22.4%
Total	2,362	2,821	(459)	16.3%

Other operating expenses amounted to €2,362 million, a decrease of €459 million, mainly due to a reduction of €190 million in charges on white certificates and a decline of €126 million in costs for the purchase of green certificates. Another factor was the decrease of €191 million in taxes and duties, largely reflecting developments in taxes to support

government social programs. These changes were partly offset by the increase in other expenses, mainly associated with the electricity business in Spain.

8.f Capitalized costs – €(1,524) million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Personnel	(719)	(713)	(6)	-0.8%
Materials	(391)	(365)	(26)	-7.1%
Other	(414)	(356)	(58)	-16.3%
Total	(1,524)	(1,434)	(90)	-6.3%

Capitalized costs consist of €719 million in personnel costs and €391 million in materials costs (compared with €713 million and €365 million, respectively, in 2013).

9. Net income/(expense) from commodity contracts measured at fair value – €(225) million

Net expense on commodity contracts measured at fair value amounted to €225 million, the result of net unrealized expense on open positions in derivatives at December 31, 2014 in the amount of €268 million (€114 million in 2013) and net realized gains on positions closed during the year of €43 million (€264 million in net expense in 2013).

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Income				
Unrealized on positions open at the end of the period	4,455	1,815	2,640	-
Realized on positions closed during the period	3,793	3,966	(173)	-4.4%
Total income	8,248	5,781	2,467	42.7%
Charges				
Unrealized on positions open at the end of the period	(4,723)	(1,929)	(2,794)	-
Realized on positions closed during the period	(3,750)	(4,230)	480	-11.3%
Total charges	(8,473)	(6,159)	(2,314)	37.6%
NET INCOME/(EXPENSE) FROM COMMODITY CONTRACTS MEASURED AT FAIR VALUE	(225)	(378)	153	40.5%

10. Net financial income/(expense) from derivatives – €1,162 million

Millions of euro	2014	2013 restated	Change
Income from derivatives:			
- income from cash flow hedge derivatives	1,532	232	1,300 -
- income from derivatives at fair value through profit or loss	468	454	14 3.1%
- income from fair value hedge derivatives	78	70	8 11.4%
Total income from derivatives	2,078	756	1,322 -
Expense on derivative:			
- expense on cash flow hedge derivatives	434	803	(369) -46.0%
- expense on derivatives at fair value through profit or loss	476	397	79 19.9%
- expense on fair value hedge derivatives	6	10	(4) -40.0%
Total expense from derivatives	916	1,210	(294) -24.3%
TOTAL FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	1,162	(454)	1,616 -

Net income from cash flow hedge derivatives amounted to €1,098 million, while derivatives at fair value through profit or loss posted net expense of €8 million.

By contrast, the net performance of fair value hedge derivatives produced net income of €72 million.

For more details on derivatives, please see note 43 "Derivatives and hedge accounting".

11. Net other financial income/(expense) – €(4,292) million

Other financial income

Millions of euro	2014	2013 restated	Change
Interest income from financial assets (current and non-current):			
- interest income at effective rate on non-current securities and receivables	43	57	(14) -24.6%
- interest income at effective rate on short-term financial investments	217	292	(75) -25.7%
Total interest income at the effective interest rate	260	349	(89) -25.5%
Financial income on non-current securities at fair value through profit or loss	6	3	3 -
Positive exchange rate differences	529	846	(317) -37.5%
Income on equity investments	4	86	(82) -95.3%
Other income	449	409	40 9.8%
TOTAL FINANCIAL INCOME	1,248	1,693	(445) -26.3%

"Other financial income" amounted to €1,248 million, a decrease of €445 million compared with the previous year. The reduction reflects:

- > a decrease in positive exchange rate differences, mainly reflecting the impact of developments in exchange rates on net financial debt denominated in currencies other than the euro;
- > a decrease in "income on equity investments" to €4 million (€86 million in 2013). The decline is due to the strong results posted in 2013 owing to the disposal of Medgaz (€64 million) and Endesa Gas T&D (€12 million).
- > a decrease of €89 million in "interest income at the effective interest rate", mainly attributable to deposits.

These factors were partly offset by an increase of €40 million in "other income", which included the impact of the renegotiation of the finance lease for the Gabčíkovo hydroelectric plant in Slovakia, which brought forward the expiration of the lease to 2015, from the original 2036.

Other financial expense

Millions of euro

	2014	2013 restated		Change
Interest expense on financial debt (current and non-current):				
- interest expense on bank borrowings	360	543	(183)	33.7%
- interest expense on bonds	2,476	2,170	306	14.1%
- interest expense on other borrowings	116	107	9	8.4%
Total interest expense	2,952	2,820	132	4.7%
Expense on securities at fair value through profit or loss	-	-	-	-
Negative exchange rate differences	1,814	580	1,234	-
Accretion of post-employment and other employee benefits	197	161	36	22.4%
Accretion of other provisions	200	202	(2)	-1.0%
Charges on equity investments	3	7	(4)	57.1%
Other charges	374	273	101	37.0%
TOTAL FINANCIAL EXPENSE	5,540	4,043	1,497	37.0%

"Other financial expense" amounted to €5,540 million, an increase of €1,497 million on 2013. The change reflects the following factors:

- > an increase in interest expense, largely owing to an increase in gross financial debt compared with 2013;
- > an increase of €1,234 million in negative exchange rate differences, attributable to the depreciation of the euro against the other currencies in which bonds are issued. This factor was essentially offset by an increase in income on cash flow hedge derivatives on exchange rates;
- > other charges, which amounted to €374 million in 2014 (€273 million in 2013), reflected the effect of the reversal in 2013 of the impairment loss on the receivable in respect of the National Nuclear Fund in Slovakia (€66 million) and the impairment adjustment of financial assets (€92 million) associated with service concession arrangements as a result of the rate revision affecting the Brazilian companies Ampla and Coelce in 2014.

12. Share of income/(losses) of equity investments accounted for using the equity method – €(35) million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Share of income of associates	229	306	(77)	-25.2%
Share of losses of associates	(87)	(89)	2	-2.2%
Impairment losses	(177)	-	(177)	-
Total	(35)	217	(252)	-

The share of income and losses of equity investments accounted for using the equity method decreased by €252 million compared with the previous year. The contraction was largely attributable to the impairment loss on the investment in Centrales Hydroaysén (as a result of the uncertainty concerning the development of the project to build a hydroelectric plant in Chile) and the effects of the impairment testing of the Enel Green Power Hellas CGU with regard to the "Elica 2" equity-accounted investments as a result of the persistent adverse economic climate.

13. Income taxes – €(850) million

Millions of euro

	2014	2013 restated	Change	
Current taxes	1,968	2,371	(403)	-17.0%
Adjustments for income taxes related to prior years	(119)	(177)	58	-32.8%
Total current taxes	1,849	2,194	(345)	15.7%
Deferred tax liabilities/(assets)	(2,699)	179	(2,878)	-
Total	(850)	2,373	(3,223)	-

Income taxes for 2014 showed a credit position of €850 million, compared with a liability of €2,373 million in 2013.

Of the total change, €3,018 million is attributable to the decline in deferred taxation compared with the previous year, mainly reflecting:

- > the recognition of deferred tax assets of €1,392 million in respect of Enel Iberoamérica (formerly Enel Energy Europe) following the distribution of dividends associated with the extraordinary corporate transactions involving Endesa in the last Quarter of 2014;
- > the deferred tax benefit in respect of the impairment losses on property, plant and equipment and intangible assets other than goodwill, recognized following impairment testing at the end of the year;
- > the deferred tax impact of changes in tax rates, which generated a net benefit of €138 million, broken down as follows:
 - o a reduction of €747 million in taxes in Spain as a result of the reduction in the tax rate enacted by the Spanish government in December 2014 from the existing 30% to 28% in 2015 and 25% in 2016;

- a reduction of €69 million in taxes in Peru following the progressive reduction in the rate from the current 30% to 26% in 2019;
- an increase of €288 million in taxes in Chile with the progressive rise in the tax rate from 20% to 27%;
- an increase of €24 million in taxes in Colombia as a result of the temporary increase in the tax rate from 34% to 43% until 2018;
- an increase of €366 million in taxes due to the adjustment of deferred taxation in Italy following a court ruling that the IRES surtax (the Robin Hood Tax) was unconstitutional following a long-running administrative proceeding.

With its decision no. 10 of February 11, 2015, the Constitutional Court ruled that the "Robin Hood Tax" was unconstitutional, because:

- a) it is levied on all entrepreneurial income rather than just "windfall profits";
- b) it is a structural tax, as there is no temporal limit to its scope of application or mechanisms to determine whether the conditions that prompted its introduction persist;
- c) it is a tax that is not designed to protect consumers, given that the prohibition on passing its cost on through consumer prices is difficult to enforce effectively.

The court also specified that the ruling would take effect as from the day following publication of the decision in the *Gazzetta Ufficiale*. Accordingly, in preparing these financial statements, deferred taxes were calculated on the basis of the rates that are expected to apply at the time of reversal (excluding the Robin Hood Tax).

As regards current taxes, the main changes compared with the previous year were:

- > the benefit of the reduction from 10.5% to 6.5% in the rate for the IRES surtax applicable in 2014 to a number of Italian companies;
- > the effect of losses on goodwill recognized in 2013 and 2014 with no corresponding tax benefit.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate. Please note that the estimated taxes of Group companies outside of Italy were a negative €1,885 million (compared with €861 million in 2012).

Millions of euro		
	2014	2013 restated
Income before taxes	(78)	7,153
Theoretical taxes	(21)	1,967
Theoretical tax effect on impairment losses on goodwill	245	205
Tax credit from distribution of Endesa dividends	(1,392)	-
Impact on deferred taxation of changes in tax rates	(146)	-
IRES surtax (Decree Law 112/08)	188	353
IRAP	320	336
Other differences, effect of different foreign tax rates, and minor items	(44)	(468)
Total	(850)	2,373

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 9,403,357,795 shares, adjusted for the diluting effect of outstanding stock options (none in both periods).

Millions of euro				
	2014	2013 restated	Change	
Net income from continuing operations attributable to shareholders of the Parent Company (millions of euro)	517	3,235	(2,718)	-84.0%
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)	517	3,235	(2,718)	-84.0%
Number of ordinary shares	9,403,357,795	9,403,357,795	-	-
Dilutive effect of stock options	-	-	-	-
Basic and diluted earnings per share (euro)	0.05	0.34	(0.30)	-87.2%
Basic and diluted earnings from continuing operations per share (euro)	0.05	0.34	(0.30)	-86.9%
Basic and diluted earnings from discontinued operations per share (euro)	-	-	-	-

Please note that existing stock option plans for top management could dilute basic earnings per share in the future. For more information on those plans, please see the appropriate section of these notes.

Between the balance sheet date and the date of publication of the financial statements, no events or transactions took place that changed the number of ordinary shares or potential ordinary shares in circulation at the end of the year.

15. Property, plant and equipment – €73,089 million

Changes in property, plant and equipment for 2014 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	551	11,084	147,619	442	1,414	1,179	284	8,764	171,347
Accumulated depreciation	-	5,685	83,518	352	1,133	215	181	-	91,084
Balance at Dec. 31, 2013 restated	561	5,399	64,101	90	281	964	103	8,764	80,263
Capital expenditure	6	109	1,189	18	46	13	7	4,631	6,019
Assets entering service	35	299	2,969	2	47	(1)	38	(3,389)	-
Exchange rate differences	(2)	(300)	(333)	-	(1)	7	-	(202)	(831)
Change in scope of consolidation	10	(10)	14	-	1	43	4	330	392
Disposals	-	(16)	(26)	(1)	(4)	-	(1)	(12)	(60)
Depreciation	-	(191)	(4,036)	(19)	(92)	(54)	(23)	-	(4,415)
Impairment losses	(32)	(721)	(1,636)	(7)	(4)	(105)	-	(381)	(2,886)
Reversal of impairment losses	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Other changes	(5)	42	150	-	29	-	3	208	427
Remeasurement at fair value after changes in control	-	-	50	-	-	-	-	-	50
Reclassification from/to "Assets held for sale"	(15)	(802)	(1,525)	(9)	(13)	(2)	-	(3,507)	(5,873)
Total changes	(3)	(1,590)	(3,181)	(16)	9	(99)	28	(2,322)	(7,174)
Cost	558	8,711	144,890	386	1,332	1,092	332	6,442	163,743
Accumulated depreciation	-	4,902	83,970	312	1,042	227	201	-	90,654
Balance at Dec. 31, 2014	558	3,809	60,920	74	290	865	131	6,442	73,089

"Plant and machinery" includes assets to be relinquished free of charge with a net carrying amount of €8,269 million (€9,864 million at December 31, 2013), largely regarding power plants in the Iberian peninsula and Latin America amounting to €4,820 million (€5,120 million at December 31, 2013) and the electricity distribution network in Latin America totaling €3,027 million (€3,170 million at December 31, 2013).

For more information on "leased assets", please see note 15.2 below.

The table below summarizes capital expenditure in 2014 by category. These expenditures, totaling €6,019 million, increased by €712 million on 2013.

Millions of euro

	2014	2013 restated
Power plants:		
- thermal	884	732
- hydroelectric	656	553
- geothermal	169	226
- nuclear	787	722
- alternative energy resources	1,256	928
Total power plants	3,752	3,161
Electricity distribution networks	2,115	2,012
Land, buildings and other assets and equipment	152	134
TOTAL	6,019	5,307

Capital expenditure on power plants amounted to €3,752 million, an increase of €591 million compared with the previous year, largely reflecting increased investment in hydroelectric facilities and other renewable generation plants by the Renewable Energy Division, as well as greater investment in conventional thermal plants and nuclear power plants abroad.

Capital expenditure for the electricity distribution network amounted to €2,115 million, up €103 million compared with the previous year. The increase is essentially attributable to greater investment in the medium and low voltage grids in Spain.

The "change in scope of consolidation" for the period mainly concerned the acquisitions of control of the Chilean company Inversiones Gas Atacama, which operates in the natural gas transport and power generation sectors (€255 million), Buffalo Dunes Wind Project, a wind power company (€334 million), and other smaller acquisitions of the Renewable Energy Division. These factors were partly offset (€62 million) by the change in control of SE Hydropower, under the sale agreements signed in 2010, which prompted a change in the method of accounting for the entity from full line-by-line consolidation to equity accounting (as it qualified as a joint operation); and by the disposal on December 18, 2014, of the subsidiary Enel Green Power France, a renewables generator in France (€230 million).

"Impairment losses" on property, plant and equipment amounted to €2,886 million. For a more detailed analysis, please see note 8.d.

"Remeasurement at fair value after changes in control" amounted to €50 million. It is entirely accounted for by the hydroelectric plants of SE Hydropower, which were revalued to the extent of the holding already held following the Group's loss of control over the company and before their reclassification to "Assets held for sale".

"Other changes" include, among other items, the effect of the capitalization of interest on specific loans for capital expenditure in the amount of €196 million (€128 million in 2013), as detailed in the following table.

Millions of euro

	2014	% rate	2013 restated	% rate	Change
Enel Green Power	59	4.8%	36	4.7%	23 39.0%
Latin America	75	14.8%	45	12.8%	30 40.0%
Eastern Europe	41	2.6%	31	2.7%	10 24.4%
Iberia	6	3.0%	3	3.1%	3 50.0%
Italy	15	5.0%	13	5.5%	2 13.3%
Total	196		128		68 34.7%

"Reclassification from/to 'Assets held for sale'" essentially reports the property, plant and equipment of Slovenské elektrárne, SE Hydropower and other smaller companies, which in view of the decisions taken by management meets the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

At December 31, 2014, contractual commitments to purchase property, plant and equipment amounted to €501 million.

15.1 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 recognised among financial assets at Dec. 31, 2014	Amount recognised among intangible assets at Dec. 31, 2014
Ampla Energia e Serviços	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1997-2026	12 years	Yes	425	1,033
Companhia Energética Do Ceará	Brazilian government	Electricity distribution	Brazil	1998-2028	13 years	Yes	244	905
Total							669	1,938

The value of the assets at the end of the concessions classified under financial assets has been measured at fair value. For more details, please see note 45 "Assets measured at fair value".

15.2 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, France, Greece, Italy and Latin America. More specifically, in Spain the assets relate to a 25-year "tolling" contract 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%. The other lease agreements regard wind plants that the Group uses in Italy (with a term of 18 years expiring in 2030-2031) and a discount rate of between 4.95% and 5.5%.

In Latin America, the assets relate to leased power transmission lines and plant (Ralco-Charrúa), with a residual term of nine years on the lease at a 6.5% rate, a lease of a combined-cycle plant (Talara) with a term of nine years at a fixed rate of 5.8%, as well as a number of combined cycle plants in Peru (residual lease term of two years bearing a floating rate).

The carrying amount of assets held under finance leases is reported in the following table:

Millions of euro				
	2014	2013 restated	Change	
Property, plant and equipment	865	964	(99)	-10.3%
Intangible assets	-	-	-	-
Total	865	964	(99)	-10.3%

The following table reports total minimum lease payments and the related 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, 2014		at Dec. 31, 2013	
Periods				
2015	102	62	126	77
2016-2019	398	250	461	295
beyond 2019	750	526	994	698
Total	1,250	838	1,581	1,070
Finance charges	(412)		(511)	
Present value of minimum lease payments	838		1,070	

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" and amounted to €274 million. Costs for operating leases are broken down in the following table into minimum payments, contingent rents and sublease payments:

Millions of euro	
	2014
Minimum lease payments	2,323
Contingent rents	-
Sublease payments	27
Total	2,350

The future minimum lease payments due by the Group under such leases break down by maturity as follows:

Millions of euro	
Periods	
Within 1 year	265
Beyond 1 year and within 5 years	1,000
Beyond 5 years	1,058
Total	2,323

16. Investment property – €143 million

Investment property at December 31, 2014 amounted to €143 million, a decrease of €38 million for the year.

Millions of euro	
	2014
Cost	209
Accumulated depreciation	28
Balance at Dec. 31, 2013 restated	181
Acquisitions	2
Entry into service	-
Exchange rate differences	(2)
Change in scope of consolidation	5
Depreciation	(8)
Impairment losses	(18)
Reversal of impairment losses	-
Other changes	(16)
Remeasurement at fair value after changes in control	-
Reclassification from/to "Assets held for sale"	(1)
Total changes	(38)
Cost	173
Accumulated depreciation	30
Balance at Dec. 31, 2014	143

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.

For more details on the valuation of investment property, please see notes 45 "Assets measured at fair value" and 45.1 "Assets and associated fair value".

17. Intangible assets – €16,612 million

Changes in intangible assets for 2014 are shown below:

Millions of euro	Development costs	Industrial patents and intellectual property rights	Concessions, licenses, trademarks and similar rights	Service concession arrangements	Other	Assets under development and advances	Total
Cost	46	2,515	15,871	3,671	1,626	494	24,223
Accumulated amortization	16	2,045	1,324	1,653	1,130	-	6,168
Balance at Dec. 31, 2013 restated	30	470	14,547	2,018	496	494	18,055
Capital expenditure	5	133	15	244	28	255	680
Assets entering service	-	162	4	-	26	(192)	-
Exchange rate differences	-	(3)	(140)	27	18	14	(84)
Change in scope of consolidation	-	-	(274)	-	5	90	(179)
Disposals	-	-	-	-	(8)	(1)	(9)
Amortization	(6)	(274)	(182)	(202)	(101)	-	(765)
Impairment losses	-	(1)	(624)	(20)	(61)	(38)	(744)
Other changes	(20)	24	(2)	(129)	13	2	(112)
Reclassification from/to "Assets held for sale"	-	(7)	(221)	-	-	(2)	(230)
Total changes	(21)	34	(1,424)	(80)	(80)	128	(1,443)
Cost	26	2,735	14,515	3,774	1,656	622	23,328
Accumulated amortization	17	2,231	1,392	1,836	1,240	-	6,716
Balance at Dec. 31, 2014	9	504	13,123	1,938	416	622	16,612

Enel – Annual Report 2014

241

"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 costs incurred by the gas companies and the foreign electricity distribution companies to acquire customers. Amortization is calculated on a straight-line basis over the average duration of the relationships with the customers acquired or the concessions.

The following table reports service concession arrangements that do not fall within the scope of IFRIC 12.

Millions of euro								
	Grantor	Activity	Country	Concession period	Period remaining	Renewal option	at Dec. 31, 2014	Initial fair value
Endesa Distribución Eléctrica	-	Electricity distribution	Spain	Indefinite	Indefinite	-	5,679	5,673
Codensa	Republic of Colombia	Electricity distribution	Colombia	Indefinite	Indefinite	-	1,874	1,839
Chilectra	Republic of Chile	Electricity distribution	Chile	Indefinite	Indefinite	-	1,641	1,667
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte	Republic of Peru	Electricity distribution	Peru	Indefinite	Indefinite	-	654	548
Enel Distributie Muntenia	Romanian Ministry for the Economy	Electricity distribution	Romania	2005-2054	39 years	Yes	160	191

The item includes assets with an indefinite useful life in the amount of €9,848 million (€9,995 million at December 31, 2013), essentially accounted for by concessions for distribution activities in Spain (€5,679 million), Colombia (€1,874 million), Chile (€1,641 million) and Peru (€654 million), for which there is no statutory or currently predictable expiration date. On the basis of the forecasts developed, cash flows for each of the electricity distribution concessions are sufficient to recover the value of the intangible assets. For more information on "Service concession arrangements", please see note 22.

The "change in scope of consolidation" for the period mainly regards the change in control of SE Hydropower under the purchase agreements signed in 2010 (€276 million). This factor was only partly offset by the expansion of the scope of consolidation due to a number of acquisitions of the Renewable Energy Division.

"Impairment losses" amounted to €744 million in 2014; for more details, please see note 8.d.

"Reclassification from/to 'Assets held for sale'" largely regards the concession held by SE Hydropower, which in view of the decisions taken by management meets the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

At December 31, 2014, contractual commitments for the acquisition of intangible assets amounted to €13 million.

18. Goodwill – €14,027 million

"Goodwill" amounted to €14,027 million, a decrease of €940 million.

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated					at Dec. 31, 2014				
	Cost	Accumulated impairment	Net carrying amount	Change in scope of consolidation	Exchange rate differences	Impairment losses	Reclassification from/to "Assets classified as held for sale"	Cost	Accumulated impairment	Net carrying amount
Erdesia	10,999	(2,392)	8,607	-	-	-	-	10,999	(2,392)	8,607
Latin America	3,260	-	3,260	25	-	-	-	3,285	-	3,285
Enel Russia	1,119	(856)	263	-	(103)	(160)	-	1,016	(1,016)	-
Enel Green Power Group ⁽¹⁾	960	(85)	875	(23)	53	(34)	-	990	(119)	871
Slovenské elektrárne ⁽²⁾	697	-	697	-	-	-	(697)	-	-	-
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	-	579	-	579
Distribuzione Mittenia	547	-	547	-	(1)	-	-	546	-	546
Enel Energie Mittenia	113	-	113	-	-	-	-	113	-	113
Nuove Energie	26	-	26	-	-	-	-	26	-	26
Enel Stocaggi	1	(1)	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Total	18,301	(3,334)	14,967	2	(51)	(194)	(697)	17,555	(3,528)	14,027

(1) Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Panama, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, Enel Green Power Italia and other minor companies.

(2) Classified under "Assets held for sale" at December 31, 2014.

The "change in the scope of consolidation" mainly regards the acquisition of control of Buffalo Dunes Wind Project (€7 million) and Inversiones Gas Atacama (€25 million). These factors were partly offset by the disposal of the subsidiary Enel Green Power France (€29 million). "Impairment losses" are recognized following impairment tests, as discussed below.

"Reclassification from/to 'Assets held for sale'" reports the reclassification of the goodwill of the Slovenské elektrárne CGU, which in view of the decisions taken by management meets the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

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. 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 and drawn:

- > for the explicit period, from the 5-year business plan approved by the Board of Directors of the Parent Company containing forecasts for volumes, revenues, 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. In the previous year, the time horizon considered in preparing the business plan was 10 years. The change was made to bring policy in this area into line with international best practice. More specifically 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, with the exceptions discussed below.

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 and the long-term growth rate, 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 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, 2014			at Dec. 31, 2013			Discount rate pre-tax WACC (2)	Explicit period of cash flows (3)	Terminal value (3)	Growth rate (3)	Discount rate tax WACC (2)	Explicit period of cash flows (2)	Terminal value (3)
	Amount	Growth rate (1)	Discount rate pre-tax WACC (2)	Amount	Growth rate (1)	Discount rate pre-tax WACC (2)							
Endesa - Iberian peninsula (4)	8,607	1.92%	7.92%	8,607	1.80%	8.40%		5 years	Perpetuity			10 years	Perpetuity
Endesa - Latin America	3,285	2.67%	8.48%	3,260	-	8.90%		5 years	Perpetuity			10 years	Perpetuity
Enel Russia	-	0.97%	14.99%	263	1.20%	12.20%		5 years	Perpetuity			10 years	Perpetuity
Slovenské elektrárne	-			697	1.00%	8.80%						10 years	Perpetuity
Enel Romania (5)	659	2.07%	7.90%	660	2.40%	9.90%		5 years	Perpetuity			10 years	Perpetuity
Enel Energia	579	0.13%	11.98%	579	0.70%	12.70%		5 years	15 years			10 years	Perpetuity
Enel Green Power España	404	2.00%	7.90%	403	2.00%	7.90%		5 years	13 years			5 years	14 years
Enel Green Power Lubin America	308	3.45%	8.53%	262	3.40%	8.50%		5 years	22 years			5 years	23 years
Enel Green Power North America	117	2.17%	7.46%	103	2.10%	7.70%		5 years	20 years			5 years	19 years
Enel Green Power Hellas	-	-	18.69%	33	2.00%	13.60%		5 years	21 years			10 years	18 years
Nuove Energie	26	0.29%	8.98%	26	0.70%	9.90%		10 years	16 years			10 years	17 years
Enel Green Power Italy	24	2.00%	8.15%	24	2.00%	10.00%		5 years	Perpetuity (6)			10 years	18 years
Enel Green Power France	-			29	1.90%	7.60%						5 years	19 years
Enel Green Power Romania	13	2.07%	8.26%	13	2.40%	10.60%		5 years	15 years			10 years	13 years
Enel Green Power Bulgaria	5	2.50%	8.27%	5	3.00%	8.20%		5 years	17 years			10 years	11 years
Enel Green Power South Africa	-			1	1.90%	9.80%						5 years	23 years

(1) Perpetual growth rate of cash flows after explicit 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) Goodwill includes the portion referring to Enel Green Power España.

(5) Includes all companies operating in Romania.

(6) The terminal value for Enel Green Power Italy was estimated on the basis of a perpetuity for the hydroelectric and geothermal plants and an expected annuity with a rising yield for a period of 14 years for other renewables technologies (wind, solar, biomass).

At December 31, 2014, impairment testing of the CGU to which goodwill had been allocated found the following impairment losses:

- > €365 million on the Enel Russia CGU (formerly Enel OGK-5), of which €160 million attributed to goodwill and the remainder to generation assets, originating in the expected contraction in future income flows in view of the continuing signs of economic slowdown and the consequent expected decrease in price growth in the medium term;
- > €269 million on the Enel Green Power Hellas CGU, of which €34 million attributed to goodwill and the remainder to generation assets, the concessions and the development projects in the pipeline, originating in the continuing adverse economic conditions, which have led to a substantial reduction in rate subsidies.

At December 31, 2013, an impairment loss of €744 million had been recognized on the Enel Russia CGU (formerly Enel OGK-5).

19. Deferred tax assets and liabilities – C7,067 million and C9,220 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, 2013 restated					at Dec. 31, 2014				
		Increase/ (Decrease) taken to income statement	Increase/ (Decrease) taken to equity	Change in scope of consolidation	Other changes	Exchange rate differences	Reclassification from/to "Assets held for sale"			
Deferred tax assets:										
- differences in the value of intangible assets, and property, plant and equipment	1,891	452	4	(3)	(85)	(6)	(14)			2,239
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses with deferred deductibility	2,031	(307)	-	-	(35)	(5)	(518)			1,166
- tax loss carried forward	99	18	-	(1)	(16)	8	(3)			105
- measurement of financial instruments	460	2	291	-	(48)	(2)	(44)			659
- other items	1,705	1,116	28	(5)	93	(11)	(28)			2,898
Total	6,186	1,281	323	(9)	(91)	(16)	(607)			7,067
Deferred tax liabilities:										
- differences on non-current and financial assets	8,005	(599)	-	(50)	(26)	(106)	(459)			6,765
- measurement of financial instruments	170	42	298	-	(36)	(11)	(10)			453
- other items	2,620	(403)	(19)	8	3	5	(212)			2,002
Total	10,795	(960)	279	(42)	(59)	(112)	(681)			9,220
Non-offsettable deferred tax assets										
										1,660
Non-offsettable deferred tax liabilities										
										4,052
Excess net deferred tax liabilities after any offsetting										
										(239)

Enel – Annual Report 2014

247

At December 31, 2014, "deferred tax assets" totaled €7,067 million (€6,186 million at December 31, 2013).

The increase during the year amounted to €881 million, mainly reflecting:

- > the recognition of deferred tax assets by the subsidiary Enel Iberoamérica (formerly Enel Energy Europe) totaling €1,392 million in respect of the distribution of dividends in extraordinary corporate transactions involving Endesa in the last Quarter of 2014;
- > the recognition of deferred tax assets in respect of certain impairment losses on property, plant and equipment considered non-deductible;
- > the reclassification to assets held for sale of Slovenské elektrárne;
- > uses and releases of the provision for risks and charges;
- > the effects of the elimination of the Robin Hood Tax following a judicial ruling that the IRES surtax was unconstitutional.

It should also be noted that no deferred tax assets were recorded in relation to prior tax losses in the amount of €756 million because, on the basis of current estimates of future taxable income, it is not certain that such assets will be recovered. More specifically, the losses include those attributable to the holding companies located in the Netherlands in the amount of €263 million and to the Renewable Energy Division in the amount of €247 million.

"Deferred tax liabilities" amounted to €9,220 million at December 31, 2014 (€1 million at December 31, 2013). 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. The difference compared with the previous year is mainly attributable, as with deferred tax assets, to the reclassification to assets held for sale of the assets of Slovenské elektrárne, as well as to the change in tax rates in Spain and a number of countries in Latin America.

20. Equity investments accounted for using the equity method – €872 million

Investments in joint arrangements and associated companies accounted for using the equity method are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated	% holding	Income effect	Change in scope of consolidation	Dividends	Reclassification from/to "Assets held for sale"	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2014	% holding
Joint arrangements										
Hydro Dolomiti Enel	210	49.0%	57	-	(48)	-	-	(1)	218	49.0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Elétrica	58	38.9%	6	-	(4)	-	-	1	61	38.9%
Empresa de Energia Cundinamarca	34	40.4%	3	-	-	-	-	(3)	34	40.4%
RueEnergóSbyft	59	49.5%	47	-	(71)	-	-	(6)	29	49.5%
Energie Electrique de Tahaddart	30	32.0%	5	-	(6)	-	-	-	29	32.0%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	96	51.0%	-	-	-	-	(88)	-	8	51.0%
PowerCrop	6	50.0%	(1)	-	-	-	-	-	5	50.0%
Nuclear	12	50.0%	(56)	-	-	-	-	44	-	50.0%
Inversiones Gas Atacama	171	50.0%	4	(174)	-	-	-	(1)	-	-
Associates										
Elica 2	135	30.0%	-	-	-	-	(89)	4	50	30.0%
ENEOP - Eólicas de Portugal	55	36.0%	17	-	-	-	-	(12)	60	36.0%
CESI	37	42.7%	3	-	(1)	-	-	-	39	42.7%
Tecnatom	30	45.0%	1	-	-	-	-	(1)	30	45.0%
GNL Quinteros	7	20.0%	5	-	(9)	-	-	18	21	20.0%
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	15	50.0%	14	-	(10)	-	-	(1)	18	50.0%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33.5%	3	-	(3)	-	-	-	17	33.5%
Terraes	15	20.0%	-	-	-	-	-	-	15	20.0%
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35.6%	-	-	(1)	-	-	-	13	35.6%
LaGeo	98	36.2%	28	(100)	(30)	-	-	4	-	-
Buffalo Dunes Wind Project	69	49.0%	4	(76)	-	-	-	-	3	-
Tirme	23	40.0%	-	(19)	(3)	-	-	(1)	-	-
Other	181	-	2	23	(59)	(18)	-	106	225	-
Total	1,372		142	(346)	(255)	(18)	(177)	154	872	

Enel – Annual Report 2014

249

The "change in scope of consolidation" item includes the impact of the acquisition of an additional stake in Inversiones Gas Atacama in Chile and Buffalo Dunes Wind Project in the United States, which gave Enel control over those companies, enabling line-by-line consolidation, as well as the impact of the disposal, in December 2014, of investments in LaGeo and Tirme.

The application of the equity method to the investments in RusEnergoSbyt and PowerCrop incorporates implicit goodwill of €25 million and €9 million, respectively.

"Impairment losses" on equity methods accounted for using the equity method amounted to €177 million; for more details, please see note 12.

"Reclassification from/to 'Assets held for sale'" regard the investments held by Slovenské elektrárne in a number of associates that in view of the decisions taken by management meet the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale at December 31, 2014.

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		Equity	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Joint arrangements														
Hydro Diamanti	518	576	137	103	655	679	147	166	64	85	211	251	444	428
Enel														
Centrales														
Hidroeléctricas de	9	181	12	13	21	194	-	-	5	6	5	6	16	188
Aysén														
RusEnergSbyt	2	3	105	166	107	169	-	-	98	131	98	131	9	38
Tejo Energia														
Produção e														
Distribuição de														
Energia Eléctrica	378	423	139	136	517	559	261	315	101	94	362	409	155	150
Empresa de														
Energia														
Cundinamarca	169	172	18	22	187	194	81	53	22	56	103	109	84	85
Energie														
Electricité de	132	143	34	41	166	184	43	59	32	31	75	90	91	94
Tahadart														
PowerCrop	41	37	12	8	53	45	-	1	27	16	27	17	26	28
Nuclenor	74	57	99	88	173	145	108	49	86	72	194	121	(21)	24
Associates														
Elca 2	6	7	3	6	9	13	-	-	-	-	-	-	9	13
ENOP - Eólicas														
de Portugal	1,358	1,214	387	278	1,745	1,492	1,399	1,249	179	159	1,578	1,408	167	84
CESI	63	62	82	92	145	154	14	18	40	40	54	58	91	96
Tecnatom														
EEVM -	72	69	63	69	135	138	26	33	42	39	68	72	67	66
Empreendimentos														
Edifícios do Vale														
do Minho	262	274	44	53	306	327	220	234	50	61	270	295	36	32
Suministradora														
Eléctrica de Cádiz	77	75	19	17	96	92	26	22	19	19	45	41	51	51
Compañía Eléctrica														
Tierras Altas	44	45	7	16	51	61	12	6	3	15	15	21	36	40

Enel - Annual Report 2014

251

Millions of euro	Total revenue		Income before tax		Net income from continuing operations	
	2014	2013 restated	2014	2013 restated	2014	2013 restated
Joint arrangements						
Hydro Dolomiti Enel	365	311	235	174	147	98
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(14)	(8)	(2)	(6)
RusEnergosbyt	1,834	2,693	87	203	68	162
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	195	202	22	36	16	27
Empresa de Energia Cundinamarca	108	110	13	7	8	3
Energie Electrique de Tahaddart	52	57	23	27	16	20
PowerCrop	3	4	(3)	(3)	(2)	(2)
Nuclear	25	7	(113)	1	(112)	22
Associates						
Elisa 2	-	-	-	(1)	-	(1)
ENEOP - Eólicas de Portugal	213	195	52	25	43	40
CESI	62	91	(1)	15	(2)	10
Tecnatom	97	100	3	2	3	2
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	80	89	37	45	28	32
Suministradora Eléctrica de Cádiz	16	16	8	9	8	9
Compañía Eólica Tierras Altas	10	20	-	6	-	4

Enel – Annual Report 2014

252

21. Derivatives

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Derivative financial assets	1,335	444	5,500	2,690
Derivative financial liabilities	2,441	2,216	5,441	2,940

For more information on derivatives classified as non-current financial assets, please see notes 43 and 44 for hedging derivatives and trading derivatives, respectively.

22. Other non-current financial assets – €3,645 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Equity investments in other companies measured at fair value	157	183	(26)	-14.2%
Equity investments in other companies	56	102	(46)	-45.1%
Receivables and securities included in net financial debt (see note 22.1)	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%
Service concession arrangements	669	618	51	8.3%
Non-current prepaid financial expense	62	102	(40)	-39.2%
Total	3,645	5,970	(2,325)	-38.9%

"Other non-current financial assets" decreased by €2,325 million on 2013. In particular, the decline reflected a reduction of receivables included in net financial debt, as discussed in note 22.1.

"Service concession arrangements" regard amounts due from the grantor for the construction and/or improvement of infrastructure used to provide public services on a concession basis and recognized in application of IFRIC 12.

Equity investments in other companies measured at fair value and at cost break down as follows:

Millions of euro	% holding		% holding		Change
	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated		
Bayan Resources	147	10.00%	169	10.00%	(22)
Echelon	4	7.07%	5	7.07%	(1)
Galsi	15	15.61%	15	15.61%	-
Other	47		96		(49)
Total	213		285		(72)

The change with respect to 2013 is essentially attributable to both the disposal of a number of minor equity investments in Spain and Brazil and a reduction in the fair value of Bayan Resources.

"Equity investments in other companies" includes companies whose market value cannot be readily determined and so, in the absence of plans to sell them, are carried at cost adjusted for any impairment losses.

22.1 Other non-current financial assets included in net financial debt

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Securities held to maturity	139	128	11	8.6%
Financial investments in funds or portfolio management products at fair value through profit or loss	40	24	16	66.7%
Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit	-	1,498	(1,498)	-
Other financial receivables	2,522	3,315	(793)	-23.9%
Total	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%

"Financial receivables in respect of Spanish electrical system deficit" comprise amounts due to Endesa in respect of the system rate deficit in Spain. The decrease is attributable to the receipt, in December 2014, of funds from the assignment without recourse, as permitted by the provisions of Decree Law of December 13, 2014, which permits the assignment to private-sector entities of receivables in respect of 2013, which under previous legislation had been recoverable over a period of 15 years.

Finally, in accordance with the new regulation of the deficit set out in Decree Law 24/2013, government forecasts do not expect deficits to be generated in the future. In any event, any deficit that should emerge shall be treated as temporary until November of the following year, at which time the receivable is settled. For this reason, the provisional deficit for 2014 of €1,173 million is classified under "Current financial assets".

At December 31, 2014, "other financial receivables" included:

- > receivables in respect of the Electricity Equalization Fund in the amount of €434 million (unchanged on December 31, 2013), regarding the reimbursement of non-recurring charges connected with the early replacement of electromechanical meters;
- > 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 amount of €393 million (€448 million at December 31, 2013);
- > the receivable of the Argentine generation companies in respect of the wholesale electricity market deposited with the FONINMEM (*Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista*) in the amount of €218 million (€216 million at December 31, 2013).

The change for the period reflects the reclassification under assets held for sale of the receivable in respect of the Slovakian decommissioning fund in the amount of €813 million.

23. Other non-current assets- €885 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Receivables due from Electricity Equalization Fund and similar bodies	59	46	13 28.3%
Net assets of employee benefit programs	-	21	(21) -
Other receivables	826	750	76 10.1%
Total	885	817	68 8.3%

"Receivables due from Electricity Equalization Fund and similar bodies" at December 31, 2014, include only the receivable in respect of the Electricity Equalization Fund claimed by the Enel Distribution.

In 2013, "net assets of employee benefit programs" reported assets backing a number of employee benefit plans for Endesa employees, net of actuarial liabilities. In 2014, the item was reclassified to liabilities as liabilities were greater than actuarial assets.

At December 31, 2014, "other receivables" mainly regard tax receivables in the amount of €501 million (€476 million at December 31, 2013) and advances to suppliers in the amount of €141 million (€154 million at the end of 2013).

24. Inventories - €3,334 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Raw materials, consumables and supplies:			
- fuel	1,533	1,816	(283) -15.6%
- materials, equipment and other inventories	759	616	143 23.2%
Total raw materials, consumables and supplies	2,292	2,432	(140) -5.8%
Environmental certificates:			
- green certificates	623	525	98 18.7%
- white certificates	294	461	(167) -36.2%
- CO ₂ emissions allowances	3	2	1 50.0%
Total	920	988	(68) -6.9%
Buildings available for sale	76	77	(1) -1.3%
Payments on account	46	58	(12) -20.7%
TOTAL	3,334	3,555	(221) -6.2%

Raw materials, consumables and supplies 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 decrease for the year is mainly attributable to the decline in stocks of gas, nuclear fuel and white certificates. The contraction was only partly offset by an increase in inventories of green certificates and other materials and equipment. The buildings available for sale are related to remaining units from the Group's real estate portfolio and are primarily civil buildings.

25. Trade receivables – €12,022 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Customers:			
- sale and transport of electricity	8,361	8,613	(252) -2.9%
- distribution and sale of natural gas	1,679	1,524	155 10.2%
- other activities	1,920	1,190	730 61.3%
Total customer receivables	11,960	11,327	633 5.6%
Trade receivables due from associates and joint arrangements	62	51	11 21.6%
TOTAL	12,022	11,378	644 5.7%

Trade receivables from customers are recognized net of allowances for doubtful accounts, which totaled €1,662 million at the end of the year, compared with an opening balance of €1,472 million. The increase in the period is mainly due to an increase in sales of fuel. For more details on trade receivables, please see note 40 "Financial instruments".

26. Tax receivables – €1,547 million

Tax receivables at December 31, 2014 amounted to €1,547 million and are essentially related to income tax credits in the amount of €788 million (€992 million at December 31, 2013), receivables for indirect taxes in the amount of €409 million (€419 million at December 31, 2013) and receivables for other taxes and tax surcharges in the amount of €350 million (€298 million at December 31, 2013).

27. Other current financial assets – €3,984 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Current financial assets included in net financial position	3,860	5,503	(1,643) -29.9%
Other	124	104	20 19.2%
Total	3,984	5,607	(1,623) 28.9%

27.1 Other current financial assets included in net financial debt – €3,860 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Short-term portion of long-term financial receivables	1,566	2,976	(1,410) -47.4%
Receivables for factoring	177	263	(86) -32.7%
Securities available for sale	140	17	123 -
Financial receivables and cash collateral	1,654	1,720	(66) -3.6%
Other	323	527	(204) -38.7%
Total	3,860	5,503	(1,643) -29.9%

The change in "Short-term portion of long-term financial receivables" is mainly accounted for by:

- the change in financial receivables in respect of the deficit of the Spanish electrical system as a result of the accrual of new receivables in 2014 in the amount of €2,952 million (also including new receivables for extra-peninsular generation), the reclassification of €1,498 million, discussed in note 22.1 and, with a negative sign, collections (€4,948 million including payments in respect of extra-peninsular generation). Part of those collections (€1,469 million) was generated by the assignment of the receivables to a specially-established securitization fund, formed by a pool of five Spanish banks, with the intention of closing the system deficit for 2013;
- a decrease of €905 million in the financial receivables of Enersis, which at December 31, 2013, had comprised liquidity temporarily invested in repurchase transactions with a maturity of more than 90 days, which were subsequently used to expand the Group's presence in Latin America, as happened in 2014 with the acquisition of larger stakes in Coelce, Gas Atacama and Edegel, with the latter channeled through Generandes Perú.

28. Other current assets – €2,706 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Receivables due from Electricity Equalization Fund and similar bodies	1,010	745	265 35.6%
Advances to suppliers	166	213	(47) 22.1%
Receivables due from employees	33	36	(3) -8.3%
Receivables due from others	1,272	1,329	(57) -4.3%
Accrued operating income and prepaid expenses	184	197	(13) -6.6%
Receivables for construction contracts	41	37	4 10.6%
Total	2,706	2,557	149 5.8%

"Receivables due from Electricity Equalization Fund and similar bodies" include receivables in respect of the Italian system in the amount of €896 million (€669 million at December 31, 2013) and the Spanish system in the amount of €114 million (€76 million at December 31,

2013). Including the portion of receivables classified as long-term in the amount of €59 million (€46 million in 2013), operating receivables due from the Electricity Equalization Fund and similar bodies at December 31, 2014 totaled €1,069 million (€791 million at December 31, 2013), offset by payables of €4,005 million (€3,312 million at December 31, 2013).

29. Cash and cash equivalents – €13,088 million

Cash and cash equivalents, detailed in the table below, are not restricted by any encumbrances, apart from €199 million (€195 million at December 31, 2013) primarily in respect of deposits pledged to secure transactions.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Bank and post office deposits	12,330	6,813	5,517	81.0%
Cash and cash equivalents on hand	758	1,060	(302)	-28.5%
Total	13,088	7,873	5,215	66.2%

The change for the period mainly reflects cash flows generated by the disposal of non-strategic assets and the proceeds of the disposal of 21.92% of Endesa.

30. Assets and liabilities held for sale – €6,778 million and €5,290 million

Changes in assets held for sale during the year are reported in the following table:

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated	Reclassification from/to current and non-current assets	Disposals and change in scope of consolidation	Impairment losses	Other changes	at Dec. 31, 2014
Property, plant and equipment	211	5,873	(16)	(2,181)	(5)	3,882
Intangible assets	1	230	(2)	-	(5)	224
Goodwill	-	697	-	(697)	-	-
Deferred tax assets	-	608	-	-	458	1,066
Equity investments accounted for using the equity method	1	17	-	-	-	18
Non-current financial assets	4	972	-	-	-	976
Other non-current assets	-	18	-	-	-	18
Cash and cash equivalents	10	27	(10)	-	-	27
Current financial assets	-	42	-	-	-	42
Inventories, trade receivables and other current assets	14	526	(14)	-	(1)	525
Total	241	9,010	(42)	(2,878)	447	6,778

"Assets held for sale" amounted to €6,778 million at December 31, 2014. They largely include the assets of Slovenské elektrárne (€6,389 million), SE Hydropower (€302 million) and other smaller companies, which in view of the decisions taken by management meet the requirements of IFRS 5 for classification as assets held for sale.

"Impairment losses" at December 31, 2014 amounted to €2,878 million and regarded Slovenské elektrárne; for more details, please see note 8.d.

Liabilities held for sale at December 31, 2014 amounted to €5,290 million. They largely included the liabilities of Slovenské elektrárne (€5,163 million), SE Hydropower (€99 million) and other smaller companies.

Changes in liabilities held for sale during the year are as follows:

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated	Reclassification from/to current and non-current liabilities	Disposals and change in scope of consolidation	Other changes	at Dec. 31, 2014
Long-term borrowings	-	1,422	-	-	1,422
Post-employment and other employee benefits	-	67	-	-	67
Non-current portion of provisions for risks and charges	-	2,305	-	-	2,305
Deferred tax liabilities	7	681	-	(19)	669
Non-current financial liabilities	-	148	-	-	148
Other non-current liabilities	-	1	-	-	1
Short-term borrowings	-	191	-	-	191
Other current financial liabilities	-	47	-	-	47
Current portion of provisions for risks and charges	-	43	-	-	43
Trade payables and other current liabilities	13	399	(13)	(2)	397
Total	20	5,304	(13)	(21)	5,290

The net increase in all items of assets and liabilities held for sale compared with December 31, 2013, largely reflects the classifications under this item during 2014.

For a summary of the fair value balances, broken down by measurement criteria, please see notes 45 and 46 on IFRS 13 disclosures.

31. Shareholders' equity – €51,145 million

31.1 Equity attributable to the shareholders of the Parent Company – €31,506 million

Share capital – €9,403 million

At December 31, 2014 (as at December 31, 2013), the share capital of Enel SpA – considering that no options were exercised as part of stock option plans in 2014 – amounted to €9,403,357,795 fully subscribed and paid up, represented by 9,403,357,795 ordinary shares with a par value of €1.00 each.

At the same date, 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, no shareholders held more than 2% of the total share capital, apart from the Ministry for the Economy and Finance, which holds 31.24%, CNP Assurances (which holds 3.67%, held as at June 26, 2014 for asset management purposes), and People's Bank of China, with 2.07%.

On February 26, 2015, the Ministry for the Economy and Finance sold an interest of 5.74% in the Company. Accordingly, following that operation, the Ministry's holding in the Company has decreased from 31.24% to 25.50%.

Other reserves – €3,362 million

Share premium reserve – €5,292 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 Civil Code.

Legal reserve – €1,881 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 – €(1,321) million

The decrease for the year is due to the net depreciation of the functional currency against the foreign currencies used by subsidiaries.

Reserve from cash flow hedge – €(1,806) million

This includes the net charges recognized in equity from the measurement of cash flow hedge derivatives.

Reserve from measurement of financial instruments available for sale – €105 million

This includes net unrealized income from the measurement at fair value of financial assets.

Reserve from disposal of equity interests without loss of control – €(2,113) million

This item reports the gain posted on the public offering of Enel Green Power shares, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, and the sale of minority interests recognized as a result of the Enersis capital increase. The change for the period regards the capital loss, net of expenses associated with the disposal and the related taxation, from the public offering of 21.92% of Endesa.

Reserve from transactions in non-controlling interests – €(193) million

The reserve reports the amount by which the purchase price in purchases from third parties of additional stakes in companies already controlled in Latin America (generated in previous years by the purchase of additional stakes in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços and Eléctrica Cabo Blanco) exceeds the value of the equity acquired. The change for the period regards the difference between the purchase price and the associated share of equity acquired from non-controlling shareholders of Coelce, Generandes Perú (which controls Edegel with a stake of 54.20%), Enersis and Endesa Latinoamérica.

Reserve from equity investments accounted for using the equity method - €(74) million

The reserve reports the share of comprehensive income to be recognized directly in income for companies accounted for using the equity method.

Reserve for employee benefits - €(671) million

The reserve includes all actuarial gains and losses, net of tax effects. The change is attributable to the increase in net actuarial losses recognized during the period.

Retained earnings and loss carried forward - €18,741 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 recognised directly in other comprehensive income, including non-controlling interests, with specific reporting of the related tax effects.

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated				Changes				at Dec. 31, 2014				
	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests	Gains/(Losses) recognised in equity for the year	Released to income statement	Taxes	Change in scope of consolidation	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests	Total	Of which shareholders of Parent Company	Of which non-controlling interests
Reserve from translation of financial statements in currencies other than euro	(2,401)	(1,084)	(1,317)	(717)	-	-	6	(711)	(237)	(474)	(3,112)	(1,321)	(1,791)
Reserve from change in the fair value of cash flow hedges	(1,730)	(1,592)	(138)	(302)	(65)	20	21	(326)	(214)	(112)	(2,056)	(1,806)	(250)
Reserve from changes in the fair value of financial assets available for sale	127	128	(1)	(23)	-	-	-	(23)	(23)	-	104	105	(1)
Share of OCI of equity investments accounted for using the equity method	(63)	(58)	(5)	(36)	7	16	3	(10)	(16)	6	(73)	(74)	1
Remeasurements of the net defined benefit liabilities/(assets)	(624)	(528)	(96)	(340)	-	33	59	(248)	(143)	(105)	(872)	(671)	(201)
Total gains/(losses) recognised in equity	(4,691)	(3,134)	(1,557)	(1,418)	(58)	69	89	(1,318)	(633)	(685)	(6,009)	(3,767)	(2,242)

31.2 Dividends

Millions of euro

	Amount distributed (millions of euro)	Net dividend per share (euro)
Net dividends paid in 2013		
Dividends for 2012	1,410	0.15
Interim dividends for 2013	-	-
Extraordinary dividends	-	-
Total net dividend paid in 2013	1,410	0.15
Net dividends paid in 2014		
Dividends for 2013	1,222	0.13
Interim dividends for 2014	-	-
Extraordinary dividends	-	-
Total dividend paid in 2014	1,222	0.13

The dividend for 2014, equal to €0.14 per share, for a total of €1,316 million, will be proposed to the Shareholders' Meeting called for May 28, 2015. These financial statements do not take account of the effect of the distribution of the 2014 dividend to shareholders.

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 2014.

To this end, the Group constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2014 and 2013 is summarized in the following table.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change
Non-current financial position	48,655	50,905	(2,250)
Net current financial position	(9,571)	(6,234)	(2,337)
Non-current financial receivables and long-term securities	(2,701)	(4,965)	2,264
Net financial debt	37,383	39,706	(2,323)
Equity attributable to the shareholders of the Parent Company	31,506	35,941	(4,435)
Non-controlling interests	19,639	16,891	2,748
Shareholders' equity	51,145	52,832	(1,687)
Debt/equity ratio	0.73	0.75	(0.02)

31.3 Non-controlling interests – €19,639 million

The following table reports the composition of non-controlling interests.

Millions of euro	Non-controlling interests	Net income attributable to non-controlling interests	
		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Endesa Group	6,648	1,996	84
Enel Latinoamérica Group	8,690	10,014	1,013
Eni Group	1,134	1,438	95
Slovenske Group	385	923	133
Enel Green Power Group	2,782	2,306	210
Other and minor	-	214	10
Total	19,639	16,891	1,545

32. Borrowings

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Long-term borrowings	48,655	50,905	5,125	4,658
Short-term borrowings	-	-	3,252	2,484
Total	48,655	50,905	8,377	7,142

For more details on the nature of borrowings, please see note 40 "Financial instruments".

33. Post-employment and other employee benefits – €3,687 million

The Group provides its employees with a variety of benefits, including termination 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 (which for companies in Italy only regard certain retired employees) 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;
- > the item "electricity discount" comprises, for the Italian companies, a number of benefits regarding residential electricity supply. Until 2011 the discount was granted to current and retired employees, but, following an agreement with the unions, has now been replaced by other forms of remuneration for current employees and therefore remains in effect only for retired employees;
- > the item "health insurance" reports benefits for current or retired employees covering medical expenses;

- > "other benefits" mainly regard the loyalty bonus, which 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.

Outside of Italy, major pension plans include those 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 following table reports changes in the defined benefit obligation for post-employment and other long-term employee benefits at December 31, 2014 and December 31, 2013, respectively, as well as a reconciliation of that obligation with the actuarial liability. The obligation at December 31, 2013 (€3,677 million) is reported net of plan assets (€21 million).

Millions of euro	2014					2013 restated				
	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	2,366	1,848	209	362	4,785	3,636	1,674	239	249	5,798
Current service cost	17	6	4	48	75	66	6	2	99	173
Interest expense	125	60	11	10	206	147	57	12	10	226
Actuarial (gains)/losses arising from changes in demographic assumptions	1	1	-	1	3	3	(1)	1	29	32
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	270	173	9	(7)	445	(104)	177	(13)	(7)	53
Experience adjustments	(24)	(39)	5	(17)	(75)	(7)	29	(4)	43	61
Past service cost	(4)	(36)	(2)	(24)	(66)	(35)	-	-	(3)	(38)
(Gains)/losses arising from settlements	8	-	-	-	8	(1,023)	-	-	-	(1,023)
Exchange rate differences	(4)	-	(1)	(18)	(23)	(131)	(1)	(13)	(11)	(156)
Employer contributions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Employee contributions	1	-	-	-	1	2	-	-	-	2
Benefits paid	(237)	(88)	(13)	(89)	(427)	(195)	(96)	(15)	(48)	(354)
Other changes	5	2	1	(2)	6	7	3	-	1	11
Liabilities classified as held for sale	(66)	-	-	(1)	(67)	-	-	-	-	-
Actuarial obligation at December 31 (A)	2,458	1,927	223	263	4,871	2,366	1,848	209	362	4,785
CHANGES IN PLAN ASSETS										
Fair value of plan assets at January 1	1,187	-	-	-	1,187	1,320	-	-	-	1,320
Interest income	82	-	-	-	82	82	-	-	-	82
Return on plan assets excluding amounts included in interest income	28	-	-	-	28	(83)	-	-	-	(83)
Exchange rate differences	4	-	-	-	4	(96)	-	-	-	(96)
Employer contributions	186	88	13	22	309	157	96	15	25	293
Employee contributions	1	-	-	-	1	2	-	-	-	2
Benefits paid	(237)	(88)	(13)	(22)	(360)	(195)	(96)	(15)	(25)	(331)
Other payments	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value of plan assets at December 31 (B)	1,251	-	-	-	1,251	1,187	-	-	-	1,187
EFFECT OF ASSET CEILING										
Asset ceiling at January 1	58	-	-	-	58	47	-	-	-	47
Interest income	7	-	-	-	7	3	-	-	-	3
Changes in asset ceiling	2	-	-	-	2	19	-	-	-	19
Exchange rate differences	-	-	-	-	-	(11)	-	-	-	(11)
Changes in scope of consolidation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling at December 31 (C)	67	-	-	-	67	58	-	-	-	58
Net liability in balance sheet (A-B+C)	1,274	1,927	223	263	3,687	1,237	1,848	209	362	3,656

Millions of euro	2014	2013 restated
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost and past service cost	(26)	50
Net interest expense	131	147
(Gains)/losses arising from settlements	8	(1,023)
Actuarial (gains)/losses on other long-term benefits	35	85
Other changes	7	(12)
Total	155	(753)

Millions of euro	2014	2013 restated
CHANGE IN (GAINS)/LOSSES IN OCI		
Return on plan assets excluding amounts included in interest income	(28)	83
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	366	157
Changes in asset ceiling excluding amounts included in interest income	2	19
Total	340	259

The change in cost recognized through profit or loss is mainly attributable to the cancellation in 2013 of the transition-to-retirement plan introduced in 2012 owing to lack of participation, prompting derecognition of the liability.

The liability recognized in the balance sheet at the end of the year is reported net of the fair value of plan assets, entirely accounted for by the Enersis Group, amounting to €1,251 million at December 31, 2014. The plan assets break down as follows:

	2014	2013
Investment quoted in active markets		
Equity instruments	5%	6%
Fixed-income securities	29%	27%
Unquoted investments		
Property	5%	3%
Assets held by insurance undertakings	-	11%
Other	61%	53%
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	Iberian peninsula	Latin America	Other	Italy	Iberian peninsula	Latin America	Other
	2014				2013 restated			
Discount rate	0.50% - 2.15%	0.87% - 2.11%	4.60% - 12.52%	1.60% - 13.89%	0.75% - 3.00%	1.72% - 3.64%	5.40% - 12.43%	3.15% - 7.90%
Inflation rate	1.60%	2.30%	6.00%	1.75% - 5.00%	2.00%	2.30%	5.50%	2.00% - 6.00%
Rate of wage increases	1.50% - 3.60%	2.30%	3.00% - 9.18%	1.75% - 5.00%	2.00% - 4.00%	2.30%	0% - 7.61%	2.00% - 6.00%
Rate of increase in healthcare costs	2.60%	3.50%	3.50% - 8.66%	-	3.00%	3.50%	4.50% - 11.57%	-
Expected rate of return on plan assets	-	2.06%	12.52%	-	-	3.61%	0.00%	-

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.

Millions of euro	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits	Pension benefits	Electricity discount	Health insurance	Other benefits
	at Dec. 31, 2014				at Dec. 31, 2013			
A decrease of 0.5% in discount rate	156	58	11	3	128	125	11	11
An increase of 0.5% in discount rate	(134)	(120)	(13)	(6)	(130)	(111)	(13)	(9)
An increase of 0.5% in inflation rate	31	137	8	4	30	62	(4)	5
An increase of 0.5% in remuneration	27	-	-	6	10	-	7	10
An increase of 0.5% in pensions currently being paid	52	-	-	-	3	-	7	3
An increase of 1% healthcare costs	-	-	24	-	3	-	24	3
An increase of 1 year in life expectancy of active and retired employees	17	81	11	-	41	87	7	7

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 €24 million.

The following table reports expected benefit payments in the coming years for defined benefit plans:

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Within 1 year	265	396
In 1-2 years	257	258
In 2-5 years	801	802
More than 5 years	1,406	1,517

34. Provisions for risks and charges – €5,238 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	
	Non-current	Current	Non-current	Current
Provision for litigation, risks and other charges:				
- nuclear decommissioning	566	1	2,612	33
- non-nuclear plant retirement and site restoration	594	5	589	3
- litigation	810	40	1,036	46
- environmental certificates	-	43	133	164
- taxes and duties	309	7	371	7
- other	693	581	605	626
Total	2,972	677	5,346	879
Provision for early-retirement incentives	1,079	510	1,158	588
TOTAL	4,051	1,187	6,504	1,467

Millions of euro	at Dec. 31, 2013 restated	Accrual	Reversal	Utilization	Unwinding of interest	Change in scope of consolidation	Translation adjustment	Other	Reclassification from/to "Liabilities held for sale"	at Dec. 31, 2014
Provision for litigation, risks and other charges:										
- nuclear decommissioning	2,645	26	(56)	(19)	105	-	(3)	81	(2,212)	567
- non-nuclear plant retirement and site restoration	592	40	(84)	(12)	13	5	1	150	(106)	599
- litigation	1,082	182	(218)	(210)	26	-	-	(1)	(11)	850
- environmental certificates	297	42	(18)	(276)	-	-	-	(1)	(1)	43
- taxes and duties	378	31	(50)	(29)	-	(4)	-	(6)	(4)	316
- other	1,231	394	(139)	(299)	53	(2)	(19)	62	(7)	1,274
Total	6,225	715	(565)	(845)	197	(1)	(21)	285	(2,341)	3,649
Provision for early-retirement incentives	1,746	478	(129)	(539)	58	-	(3)	(15)	(7)	1,589
TOTAL	7,971	1,193	(694)	(1,384)	255	(1)	(24)	270	(2,348)	5,238

Enel - Annual Report 2014

271

Nuclear decommissioning provision

The nuclear decommissioning provision decreased compared with December 31, 2013, mainly due to the reclassification of the subsidiary Slovenské elektrárne under assets held for sale. In 2013 the latter had a provision of €2,175 million for the V1 and V2 plants at Jaskovské Bohunice and the EMO 1 and 2 plants at Mochovce, which included the provision for nuclear waste disposal in the amount of €114 million, the provision for spent nuclear fuel disposal in the amount of €1,296 million and the provision for nuclear plant retirement in the amount of €765 million.

Thus, at December 31, 2014, the provision reflected solely the costs that will be incurred at the time of decommissioning of nuclear plants by Enresa, a Spanish public enterprise responsible for such activities in accordance with Royal Decree 1349/2003 and Law 24/2005. Quantification of the costs is based on the standard contract between Enresa and the electricity companies approved by the Ministry for the Economy in September 2001, which regulates the retirement and closing of nuclear power plants. The time horizon envisaged, three years, corresponds to the period from the termination of power generation to the transfer of plant management to Enresa (post-operational costs).

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.

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 change for the year reflects the closure of a number of disputes.

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.

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. In particular, as regard 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.

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 change for the year reflects, among other factors, uses for incentive provisions established in Spain and Italy in previous years, the latter largely associated with the union-company agreements signed on September 6, 2013, 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). In addition, a new incentive mechanism was implemented in Spain in 2014, with a charge of €349 million, 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 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 either the 222 employees who elected to participate in the mechanism in 2014 or for the additional 250 employees who have already been identified in the plan but will only sign the participation agreement in 2015.

35. Other non-current liabilities – €1,464 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Accrued operating expenses and deferred income	952	956	(4)	-0.4%
Other items	512	303	209	69.0%
Total	1,464	1,259	205	16.3%

At December 31, 2014, this item essentially consisted of revenues for electricity and gas connections and grants received for specific assets.

36. Trade payables – €13,419 million

The item amounted to €13,419 million (€12,363 million in 2013) and includes payables in respect of electricity supplies, fuel, materials, equipment associated with tenders and other services.

More specifically, trade payables falling due in less than 12 months amounted to €12,923 million (€11,904 million in 2013), while those with falling due in more than 12 months amounted to €496 million (€459 million in 2013).

37. Other current financial liabilities – €1,177 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Deferred financial liabilities	1,063	974	89	9.1%
Other items	114	126	(12)	-9.5%
Total	1,177	1,100	77	7.0%

“Deferred financial liabilities” regard accrued expense on bonds. It is broadly unchanged on the previous year.

38. Net financial position and long-term financial receivables and securities – €37,383 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, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Long-term borrowings	40	48,655	50,905	(2,250)	-4.4%
Short-term borrowings	40	3,252	2,484	768	30.9%
Current portion of long-term borrowings	40	5,125	4,658	467	10.0%
Non-current financial assets included in debt	22	(2,701)	(4,965)	2,264	-45.6%
Current financial assets included in debt	27	(3,860)	(5,503)	1,643	-29.9%
Cash and cash equivalents	29	(13,088)	(7,873)	(5,215)	-66.2%
Total		37,383	39,706	(2,323)	-5.9%

Net financial debt declined primarily as the result of non-recurring disposals of certain assets and investments, as well as of a number of initiatives to optimize working capital, as detailed in the section on liquidity risk.

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2014, and December 31, 2013, reconciled with net financial debt as provided for in the presentation methods of the Enel Group.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Cash and cash equivalents on hand	758	1,060	(302)	-28.5%
Bank and post office deposits	12,330	6,813	5,517	81.0%
Securities	140	17	123	-
Liquidity	13,228	7,890	5,338	67.7%
Short-term financial receivables	1,977	2,247	(270)	-12.0%
Factoring receivables	177	263	(86)	-32.7%
Short-term portion of long-term financial receivables	1,566	2,976	(1,410)	-47.4%
Current financial receivables	3,720	5,486	(1,766)	-32.2%
Short-term bank debt	(30)	(118)	88	74.6%
Commercial paper	(2,599)	(2,202)	(397)	-18.0%
Short-term portion of long-term bank debt	(824)	(1,750)	926	-52.9%
Bonds issued (short-term portion)	(4,056)	(2,648)	(1,408)	-53.2%
Other borrowings (short-term portion)	(245)	(260)	15	5.8%
Other short-term financial payables	(623)	(164)	(459)	-
Total short-term financial debt	(8,377)	(7,142)	(1,235)	-17.3%
Net short-term financial position	8,571	6,234	2,337	37.5%
Debt to banks and financing entities	(7,022)	(7,873)	851	10.8%
Bonds	(39,749)	(41,483)	1,734	4.2%
Other borrowings	(1,884)	(1,549)	(335)	-21.6%
Long-term financial position	(48,655)	(50,905)	2,250	4.4%
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(40,084)	(44,671)	4,587	10.3%
Long-term financial receivables and securities	2,701	4,965	(2,264)	-45.6%
NET FINANCIAL DEBT	(37,383)	(39,706)	2,323	5.9%

There are no transactions with related parties for these items.

39. Other current liabilities – €10,827 million

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	Change	
Payables due to customers	1,599	1,563	36	2.3%
Payables due to Electricity Equalization Fund and similar bodies	4,005	3,312	693	20.9%
Payables due to employees	496	449	47	10.5%
Other tax payables	887	963	(76)	-7.9%
Payables due to social security institutions	216	216	-	-
Contingent consideration	46	37	9	24.3%
Payables for put options granted to minority shareholders	789	790	(1)	-0.1%
Current accrued expenses and deferred income	285	300	(15)	-5.0%
Payables for acquisition of equity investments	33	-	33	-
Payables for construction contracts	317	560	(243)	-43.4%
Other	2,154	2,169	(15)	-0.7%
Total	10,827	10,359	468	4.5%

"Payables due to customers" include €1,096 million (€1,090 million at December 31, 2013) in security deposits related to amounts received from customers 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 Electricity Equalization Fund and similar bodies" mainly include payables arising from the application of equalization mechanisms to electricity purchases on the Italian market amounting to €2,449 million (€1,922 million at December 31, 2013) and on the Spanish market amounting to €1,556 million (€1,390 million at December 31, 2013). "Contingent consideration" regards a number of investees held by the Group in North America 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" at December 31, 2014 includes the liability in respect of Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia in the total amount of €778 million (unchanged on December 31, 2013).

"Payables for acquisition of equity investments" regard the residual price to pay for purchase in 2014 of a number of companies in North America in the amount of €33 million.

40. Financial instruments

This note provides disclosures that enable users to assess the significance of financial instruments for the Company's financial position and performance.

40.1 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	
		2014	2013 restated	2014	2013 restated
Loans and receivables	40.1.1	2,522	4,813	28,871	24,774
Available for sale financial assets	40.1.2	882	903	140	17
Financial assets held to maturity	40.1.3	139	128	-	-
Financial assets at fair value through profit or loss					
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	40.1.4	40	24	-	-
Derivative financial assets at FVTPL	40.1.5	5	5	4,930	2,579
Total financial assets at fair value through profit or loss		45	29	4,930	2,579
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	40.1.5	55	45	-	4
Cash flow hedge derivatives	40.1.5	1,275	394	570	107
Total derivative financial assets designated as hedging instruments		1,330	439	570	111
TOTAL		4,918	6,312	34,511	27,481

For more information on fair value measurement, please see note 45 "Assets measured at fair value".

40.1.1 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, 2014	at Dec. 31, 2013 restated		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Cash and cash equivalents	29	-	-	29	13,068	7,873
Trade receivables	25	-	-	25	12,022	11,378
Short-term portion of long-term financial receivables	27	-	-	27	1,566	2,976
Receivables for factoring	27	-	-	27	177	263
Cash collateral	27	-	-	27	1,654	1,720
Receivables for construction contracts	28	-	-	28	41	37
Other financial receivables	22	2,522	4,813	27	323	527
Total		2,522	4,813		28,871	24,774

Trade receivables from customers at December 31, 2014 amounted to €12,022 million (€11,378 million at December 31, 2013) and are recognised net of allowances for impairment losses, which amounted to €1,662 million at the end of the year, up from the opening balance of €1,472 million.

The table below shows impairment losses on trade receivables:

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Trade receivables		
Gross value	13,684	12,850
Allowances and impairment	(1,662)	(1,472)
Net value	12,022	11,378

The table below shows changes in these allowances during the year.

Millions of euro	
Opening balance at Jan. 1, 2013	1,410
Charge for the year	829
Utilized	(546)
Unused amounts reversed	(176)
Other changes	(45)
Closing balance at Dec. 31, 2013	1,472
Opening balance at Jan. 1, 2014	1,472
Charge for the year	864
Utilized	(529)
Unused amounts reversed	(120)
Other changes	(25)
Closing balance at Dec. 31, 2014	1,662

Note 41 "Risk management" provides additional information on the ageing of receivables past due but not impaired.

40.1.2 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	
		2014	2013 restated		2014	2013 restated
Equity investments in other companies	22	213	285	22	-	-
Available for sale securities	27.1	-	-	27.1	140	17
Service concession arrangements	22	669	618		-	-
Total		882	903		140	17

Changes in financial assets available for sale

Millions of euro	Non-current	Current
Opening balance at Jan. 1, 2014	903	17
Increases	104	-
Decreases	(221)	-
Changes in fair value through OCI	(19)	-
Reclassifications	105	-
Other changes	10	123
Closing balance at Dec. 31, 2014	882	140

40.1.3 Held to maturity financial assets

At December 31, 2014 financial assets held to maturity amounted to €139 million, up €11 million compared with the previous year. The item reports non-current securities held by Enel Re.

40.1.4 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, 2014	at Dec. 31, 2013 restated		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Derivatives at FVTPL	40.1.5	5	5	40.1.5	4,930	2,579
Financial investments in funds		40	24		-	-
Total financial assets designated upon initial recognition (fair value option)		40	24		-	-
TOTAL		45	29		4,930	2,579

40.1.5 Derivative financial assets

The following table shows the notional amount and the fair value of derivative financial assets, by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	883	1,045	55	45	21	76	-	4
Total	883	1,045	55	45	21	76	-	4
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	106	1,236	5	35	400	22	-	5
- on exchange rates	9,078	3,973	1,163	347	2,662	1,506	244	92
- on commodities	702	137	107	12	2,755	149	326	10
Total	9,886	5,346	1,275	394	5,817	1,677	570	107
Trading derivatives:								
- on interest rates	50	30	3	2	15	-	1	-
- on exchange rates	121	-	2	-	2,094	1,807	157	46
- on commodities	3	58	-	3	14,827	13,990	4,772	2,533
Total	174	88	5	5	16,936	15,797	4,930	2,579
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL ASSETS	10,943	6,479	1,335	444	22,774	17,550	5,500	2,690

For more details on derivative financial assets, please see note 43 "Derivatives and hedge accounting".

40.2 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.

	Notes	Non-current		Current	
		2014	2013 restated	2014	2013 restated
Financial liabilities measured at amortized cost	40.2.1	48,655	50,905	21,796	19,505
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	40.4	35	25	4,971	2,500
Total financial liabilities at fair value through profit or loss		35	25	4,971	2,500
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Fair value hedge derivatives	40.4	-	2	-	-
Cash flow hedge derivatives	40.4	2,406	2,189	470	440
Total derivative financial liabilities designated as hedging instruments		2,406	2,191	470	440
TOTAL		51,096	53,121	27,237	22,445

For more information on fair value measurement, please see note 45 "Liabilities measured at fair value".

40.2.1 Financial liabilities measured at amortized cost

The following table shows financial liabilities at amortized cost by nature, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro		Non-current		Current		
		Notes	2014	2013 restated	Notes	2014 2013 restated
Long-term borrowings	40.3.1		48,655	50,905	40.3.1	5,125 4,658
Short-term borrowings	40.3.2		-	-	40.3.2	3,252 2,484
Trade payables	36		-	-	36	13,419 12,363
Payables for construction contracts	39		-	-	39	317 560
Total			48,655	50,905		21,796 19,505

40.3 Borrowings

40.3.1 Long-term borrowings (including the current portion due within 12 months) – €53,780 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. 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, 2014, broken down by type of borrowing and interest rate.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014				at Dec. 31, 2013 restated				Changes in carrying amount
	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in 12 months
Bonds:									
- listed, fixed rate	32,155	31,897	2,561	29,336	37,847	31,021	30,729	467	30,262
- listed, floating rate	5,722	5,692	1,432	4,260	5,982	6,545	6,506	1,134	5,372
- unlisted, fixed rate	4,926	4,885	-	4,885	5,808	5,480	5,463	986	4,477
- unlisted, floating rate	1,331	1,331	63	1,268	1,263	1,434	1,433	61	1,372
Total bonds	44,134	43,805	4,056	39,749	50,900	44,480	44,131	2,648	41,483
Bank borrowings:									
- fixed rate	945	926	47	879	1,170	952	940	33	907
- floating rate	6,861	6,839	708	6,131	7,026	7,615	7,605	860	6,745
- use of revolving credit lines	81	81	69	12	70	1,078	1,078	857	221
Total bank borrowings	7,887	7,846	824	7,022	8,266	9,645	9,623	1,750	7,873
Non-bank borrowings:									
- fixed rate	1,723	1,723	186	1,537	1,824	1,314	1,314	127	1,187
- floating rate	406	406	59	347	420	495	495	133	362
Total non-bank borrowings	2,129	2,129	245	1,884	2,244	1,809	1,809	260	1,549
Total fixed-rate borrowings	39,749	39,431	2,794	36,637	46,649	38,767	38,446	1,613	36,833
Total floating-rate borrowings	14,401	14,349	2,331	12,018	14,761	17,167	17,117	3,045	14,072
TOTAL	54,150	53,780	5,125	48,655	61,410	55,934	55,563	4,658	50,905

Enel - Annual Report 2014

282

The balance for bonds regards, net of €776 million, the unlisted floating-rate "Special series of bonds reserved for employees 1994-2019", which the Parent Company holds in portfolio, while Enel Insurance NV (formerly Enel.Re) holds bonds issued by Enel SpA totalling €30 million.

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	Current average nominal interest rate	Current effective interest rate
	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	
Euro	35,221	35,424	38,267	3.9%	4.1%
US dollar	8,485	8,559	8,467	6.4%	6.7%
Pound sterling	5,437	5,508	4,486	6.1%	6.2%
Colombian peso	1,663	1,663	1,662	8.1%	8.1%
Brazilian real	1,149	1,157	746	12.7%	13.0%
Swiss franc	606	607	593	2.9%	2.9%
Chilean peso/UF	458	470	461	10.6%	12.6%
Peruvian sol	363	363	302	6.5%	6.5%
Russian ruble	69	69	243	7.9%	8.1%
Japanese yen	237	238	238	2.3%	2.4%
Other currencies	92	92	98		
Total non-euro currencies	18,559	18,726	17,296		
TOTAL	53,780	54,150	55,563		

Long-term financial debt denominated in currencies other than the euro increased by €1,263 million. The change is largely attributable to new borrowing in pounds sterling and Brazilian reals, partly offset by repayments of loans falling due denominated in Russian rubles.

The following table shows the effect of the hedges of foreign currency risk on the gross long-term debt structure.

Long-term financial debt by currency after hedging

Millions of euro	at Dec. 31, 2014						at Dec. 31, 2013 restated					
	Initial debt structure		Impact of hedging instruments		Debt structure after hedging		Initial debt structure		Impact of hedging instruments		Debt structure after hedging	
	Carrying amount	Nominal value	%				Carrying amount	Nominal value	%			
Euro	35,221	35,424	65.4%	11,787	47,211	87.2%	38,267	38,525	68.9%	11,243	49,768	89.0%
US dollar	8,485	8,559	15.8%	(5,972)	2,587	4.8%	8,467	8,504	15.2%	(6,633)	1,871	3.3%
Pound sterling	5,437	5,508	10.2%	(5,508)	-	-	4,486	4,546	8.1%	(4,546)	-	-
Colombian peso	1,663	1,663	3.1%	-	1,663	3.1%	1,662	1,662	3.0%	-	1,662	3.0%
Brazilian real	1,149	1,157	2.1%	-	1,157	2.1%	746	748	1.3%	5	753	1.3%
Swiss franc	606	607	1.1%	(607)	-	-	593	595	1.1%	(595)	-	-
Chilean peso/UF	458	470	0.9%	206	676	1.2%	461	473	0.8%	435	908	1.6%
Peruvian sol	363	363	0.7%	-	363	0.7%	302	302	0.5%	(6)	296	0.5%
Russian ruble	69	69	0.1%	332	401	0.7%	243	243	0.4%	335	578	1.0%
Japanese yen	237	238	0.4%	(238)	-	-	238	238	0.4%	(238)	-	-
Other currencies	92	92	0.2%	-	92	0.2%	98	98	0.2%	-	98	0.2%
Total non-euro currencies	18,559	18,726	34.6%	(11,787)	6,939	12.8%	17,296	17,409	31.1%	(11,243)	6,166	11.0%
TOTAL	53,780	54,150	100.0%	-	54,150	100.0%	55,563	55,934	100.0%	-	55,934	100.0%

Change in the nominal value of long-term debt

Millions of euro	Nominal value at Dec. 31, 2013 restated	Repayments	Change in own bonds	Change in scope of consolidation	New financing	Exchange rate differences	Reclassification from/to assets/(liabilities) held for sale	Nominal value at Dec. 31, 2014
Bonds	44,480	(3,873)	(42)	-	2,407	1,162	-	44,134
Bank borrowings	9,645	(2,053)	-	-	1,851	1	(1,557)	7,887
Other borrowings	1,809	(287)	-	169	324	115	(1)	2,129
Total financial debt	55,934	(6,213)	(42)	169	4,582	1,278	(1,558)	54,150

Compared with December 31, 2013, the nominal value of long-term debt at December 31, 2014, decreased by €1,784 million, the net effect of €6,213 million in repayments, €4,582 million in new borrowings and €1,278 million in exchange rate losses, of which €169 million due to the change in the scope of consolidation, mainly attributable to the acquisition of a number of companies in the renewable generation sector in the United States that had previously entered into tax partnership agreements, and €1,558 million due to reclassifications to assets/liabilities held for sale (Slovenské elektrárne).

The main repayments in 2014 concerned bonds in the amount of €3,873 million, bank borrowings totaling €2,053 million and other borrowings for €287 million.

More specifically, the main bonds maturing in 2014 included:

- > \$1,250 million (equal to €1,030 million) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Finance International, maturing in October 2014;
- > €1,000 million in respect of a fixed-rate bond issued by Enel SpA, maturing in June 2014;
- > €762 million in respect of the repurchase of bonds secured by Enel by Enel Finance International NV, on October 28, 2014, as part of the optimization of finance operations and the active management of maturities and the cost of funds;
- > \$350 million (equal to €288 million) in respect of a fixed-rate bond issued by Enersis, maturing in January 2014;
- > 250,000 million Colombian pesos (equal to €86 million) in respect of bond issued by Codensa, maturing in March 2014;
- > \$105 million (equal to €86 million) in respect of a fixed-rate bond issued by International Endesa BV, maturing in September 2014;
- > \$105 million (equal to €86 million) in respect of a fixed-rate bond issued by International Endesa BV maturing in 2039 and repaid in advance in February 2014;
- > 5,000 million Russian rubles (equal to €69 million) in respect of a fixed-rate bond issued by Enel Russia maturing in June 2014;
- > 135 million Peruvian sols (equal to €37 million) in respect of bonds issued by Edelnor and maturing in 2014.

The main repayments of bank borrowings in the year included the following:

- > €817 million in respect of repayments of bank borrowings and revolving credit lines of Endesa;
- > €321 million in respect of repayments of subsidized loans by Endesa;
- > €338 million in respect of repayments of subsidized loans by Enel Distribuzione and Enel Produzione;
- > €450 million in respect of repayments of credit lines by Slovenské elektrárne.

The main financing operations in 2014 included the following:

- > in January, Enel SpA issued hybrid financial instruments with the following characteristics:
 - €1,000 million fixed-rate 5%, maturing on January 15, 2075 with a call option at January 15, 2020;
 - £500 million (equal to €642 million) fixed-rate 6.625%, maturing on September 15, 2076 with a call option at September 15, 2021;
- > in April, Empresa Nacional de Electricidad SA issued a \$400 million (equal to €329 million) fixed-rate bond, maturing on April 15, 2024;
- > on May 9, IFC granted a 10-year \$200 million loan (equal to €165 million) to Enel Brasil Participações;
- > on December 3, BBVA granted a 7-year floating-rate loan of about \$150 million (equal to €124 million) to the Chilean company Empresa Eléctrica Panguipulli SA;
- > on July 16, the Brazilian company Ampla issued a 5-year R\$300 million floating-rate bond (equal to €93 million) on the local market;
- > in May, Emgesa SA issued a 5-year floating-rate bond totaling 240,000 million Colombian pesos (equal to €83 million), maturing on May 16, 2020;
- > in April and June, Edelnor SA issued a number of fixed-rate bonds totaling 260 million Peruvian soles (equal to €72 million), maturing by June 12, 2023;
- > in May, Emgesa SA issued a floating-rate bond totaling 186,000 million Colombian pesos (equal to €64 million), maturing on May 16, 2024;
- > in May, Emgesa SA issued a floating-rate bond totaling 163,000 million Colombian pesos (equal to €56 million), maturing on May 16, 2030.

The table below shows the main characteristics of financial transactions carried out in 2014:

	Issuer/grantor	Issue/grant date	Amount in euro	Currency	Interest rate	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
- Hybrid bond	Enel SpA	15/1/2014	1,000	EUR	5.00%	Fixed-rate	15/1/2020
- Hybrid bond	Enel SpA	15/1/2014	602	GBP	6.62%	Fixed-rate	15/9/2021
- International bond	Endesa Chile	15/4/2014	290	USD	4.25%	Fixed-rate	15/4/2024
Total bonds			1,892				
Bank borrowings:							
	Enel Green Power Brazil	18/12/2014	131	BRL	CDI Overnight +204 bp	Floating-rate	15/9/2024
	EGPI BV	27/3/2014	153	EUR	6M Euribor +210 bp	Floating-rate	27/3/2026
	EGPI BV	14/8/2014	150	EUR	6M Euribor + 60 bp	Floating-rate	14/2/2029
	Slovenské elektrárne	30/5/2014	183	EUR/RUB	10.55%	Fixed-rate	30/11/2021
	Slovenské elektrárne	29/1/2014	151	EUR	Euribor + 180 bp	Floating-rate	29/1/2019
	Slovenské elektrárne	30/5/2014	170	EUR	Euribor + 275 bp	Floating-rate	30/11/2021
	Slovenské elektrárne	1/7/2014	137	EUR	Euribor + 134 bp	Floating-rate	23/1/2021
Total bank borrowings			1,075				
Non-bank borrowings:							
	Enel Green Power North America	26/11/2014	129	USD	7.57%	Fixed-rate	26/11/2024
	Enel Green Power North America	1/4/2014	179	USD	8.26%	Fixed-rate	31/12/2023
Total non-bank borrowings			308				

The main financing contracts finalized in 2014 include:

- > on April 24, 2014, Enel SpA and UniCredit SpA agreed a €550 million credit line, which replaced a credit line of €400 million granted on July 18, 2013 and falling due in July 2015;
- > on September 26, 2014, Endesa SA agreed a 12-year €300 million loan with the European Investment Bank;
- > in December 2014 Endesa SA agreed the following bilateral credit facilities:
 - €500 million with Banco Santander maturing on March 16, 2018;
 - €500 million with CaixaBank maturing on April 30, 2018;
 - €300 million with BBVA maturing on March 16, 2018;
 - €200 million with Banco Sabadell maturing on February 2, 2018;
 - €150 million with Kutxabank maturing on February 18, 2018;
 - €100 million with Bankinter maturing on March 27, 2018.
 - €100 million with Banco Popular maturing on March 29, 2018;
 - €50 million with Ibercaja maturing on January 15, 2018.

The Group's main long-term financial liabilities are governed by covenants containing undertakings by the borrowers (Enel, Endesa and the other Group companies) and in some cases the Parent Company as guarantor that are commonly adopted in international

business practice. The main covenants regard the bond issues carried out within the framework of the Global Medium-Term Notes program, loans granted by the EIB and Cassa Depositi e Prestiti, the €10 billion revolving line of credit agreed in April 2010, the Forward Start Facility Agreement entered into on February 8, 2013 in the amount of €9.44 billion and issues of subordinated unconvertible hybrid bonds.

To date none of the covenants have been triggered.

The main commitments in respect of the bond issues in the Global Medium-Term Notes program can be summarized as follows:

- > negative pledge clauses under which the issuer may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets to secure any listed bond or bond for which listing is planned unless the same guarantee is extended equally or pro rata to the bonds in question;
- > pari passu clauses, under which the securities constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future bonds of the issuer itself;
- > specification of default events, whose occurrence (e.g. insolvency, failure to pay principle or interest, initiation of liquidation proceedings, etc.) constitutes a default; under cross-default clauses, the occurrence of a default event in respect of any financial liability (above a threshold level) issued by the issuer or "significant" subsidiaries (i.e. consolidated companies whose gross revenues or total assets are at least 10% of gross consolidated revenues or total consolidated assets) constitutes a default in respect of the liability in question, which becomes immediately repayable;
- > early redemption clauses in the event of new tax requirements, which permit early redemption at par of all outstanding bonds.

The main covenants governing the loans granted to a number of Group companies by the EIB can be summarized as follows:

- > negative pledge clauses, under which Enel undertakes not to establish or grant to third parties additional guarantees or privileges with respect to those already established in the individual contracts by the company or other subsidiaries of the Group, unless an equivalent guarantee is extended equally or pro rata to the loans in question;
- > clauses that require the guarantor (whether Enel SpA or banks acceptable to the EIB) to maintain its rating above a specified grade; in the case of guarantees provided by Enel SpA, the Group's equity may not fall below a specified level;
- > material changes clauses, under which the occurrence of a specified event (mergers, spin-offs, disposal or transfer of business units, changes in company control structure, etc.) gives rise to the consequent adjustment of the contract, without which the loan shall become repayable immediately without payment of any commission;
- > requirements to report periodically to the EIB;
- > requirement for insurance coverage and maintenance of property, possession and use of the works, plant and machinery financed by the loan over the entire term of the agreement;
- > contract termination clauses, under which the occurrence of a specified event (serious inaccuracies in documentation presented in support of the contract, failure to repay at maturity, suspension of payments, insolvency, special administration, disposal of assets to creditors, dissolution, liquidation, total or partial disposal of assets, declaration of bankruptcy or composition with creditors or receivership, substantial decrease in equity, etc.) triggers immediate repayment.

In 2009 Cassa Depositi e Prestiti granted a loan to Enel Distribuzione that was amended in 2011. The main covenants governing the loan and the guarantee issued by the Parent Company can be summarized as follows:

- > a termination and acceleration clause, under which the occurrence of a specified event (such as failure to pay principal or interest installments, breach of contract obligations or occurrence of a substantive prejudicial event, etc.) entitles Cassa Depositi e Prestiti to terminate the loan;
- > a clause forbidding Enel or its significant subsidiaries (defined in the contract and the guarantee as subsidiaries pursuant to Article 2359 of the Italian Civil Code or consolidated companies whose turnover or total gross assets are at least 10% of consolidated turnover or consolidated gross assets) from establishing additional liens, guarantees or other encumbrances except for those expressly permitted unless Cassa Depositi e Prestiti gives it prior consent;
- > clauses requiring Enel to report to Cassa Depositi e Prestiti both periodically and upon the occurrence of specified events (such as a change in Enel's credit rating, or breach in an amount above a specified threshold in respect of any financial debt contracted by Enel, Enel Distribuzione or any of their significant subsidiaries). Violation of such obligation entitles Cassa Depositi e Prestiti to exercise an acceleration clause.
- > a clause, under which, at the end of each measurement period (half yearly), Enel's consolidated net financial debt shall not exceed 4.5 times annual consolidated EBITDA.

The main covenants for the €10 billion revolving line of credit and the Forward Start Facility Agreement are substantially similar and can be summarized as follows:

- > negative pledge clauses under which the borrower (and its significant subsidiaries) may not establish or maintain (with the exception of permitted guarantees) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets to secure any present or future financial liability;
- > pari passu clauses, under which the payment undertakings constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the borrower and bear no preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future loans;
- > change of control clause, which is 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;
- > specification of default events, whose occurrence (e.g. failure to make payment, breach of contract, false statements, insolvency or declaration of insolvency by the borrower or its significant subsidiaries, business closure, government intervention or nationalization, administrative proceeding with potential negative impact, illegal conduct, nationalization and government expropriation or compulsory acquisition of the borrower or one of its significant subsidiaries) constitutes a default. Unless remedied within a specified period of time, such default will trigger an obligation to make immediate repayment of the loan under an acceleration clause;
- > under cross-default clauses, the occurrence of a default event in respect of any financial liability (above a threshold level) of the issuer or "significant" subsidiaries (i.e. consolidated companies whose gross revenues or total assets are at least equal to a

- specified percentage (10% of gross consolidated revenues or total consolidated assets)) constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable;
- > periodic reporting requirements.

The main covenants covering the hybrid bonds can be summarized as follows:

- > specification of default events, whose occurrence (e.g. failure to pay principle or interest, insolvency, initiation of liquidation proceedings, etc.) constitutes a default in respect of the liability in question, which in some cases becomes immediately repayable;
- > subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and ranks *pari passu* 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 undertakings in respect of the bond issues carried out by Endesa Capital under the Global Medium-Term Notes program can be summarized as follows:

- > cross-default clauses under which debt repayment would be accelerated in the case of failure to make payment (above specified amounts) on any financial liability of Endesa or Endesa Capital that is listed or could be listed on a regulated market;
- > negative pledge clauses under which the issuer may not establish mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets to secure any financial liability that is listed or could be listed on a regulated market, unless an equivalent guarantee is extended equally or *pro rata* to the bonds in question;
- > *pari passu* clauses, under which the securities and guarantees have at least the same seniority as all other present and future unsecured and unsubordinated securities issued by Endesa Capital or Endesa.

Finally, the loans granted to Endesa, International Endesa BV and Endesa Capital do not contain cross-default clauses regarding the debt of subsidiaries in Latin America.

Undertakings in respect of project financing granted to subsidiaries regarding renewables and other subsidiaries in Latin America contain covenants commonly adopted in international business practice. The main commitments regard clauses pledging all the assets assigned to the projects in favor of the creditors.

A residual portion of the debt of Enersis and Endesa Chile (both controlled indirectly by Endesa) is subject to cross-default clauses under which the occurrence of a default event (failure to make payment or breach of other obligations) in respect of any financial liability of a subsidiary of Enersis or Endesa Chile constitutes a default in respect of the liability in question, which becomes immediately repayable.

In addition, many of these agreements also contain cross-acceleration clauses that are triggered by specific circumstances, certain government actions, insolvency or judicial expropriation of assets.

In addition to the foregoing, a number of loans provide for early repayment in the case of a change of control over Endesa or the subsidiaries.

40.3.2 Short-term borrowings – €3,252 million

At December 31, 2014 short-term borrowings amounted to €3,252 million, an increase of €768 million on December 31, 2013. They break down as follows:

Millions of euro	Carrying amount	Fair value	Carrying amount	Fair value	Carrying amount	Fair value
	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated		Change	
Short-term bank borrowings	30	30	118	118	(88)	(88)
Commercial paper	2,599	2,599	2,202	2,202	397	397
Cash collateral and other financing on derivatives	457	457	119	119	338	338
Other short-term borrowings	166	166	45	45	121	121
Short-term borrowings	3,252	3,252	2,484	2,484	768	768

Short-term bank borrowings amounted to €30 million. The payables represented by commercial paper relate to issues outstanding at the end of December 2014 in the context of 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 €3,209 million program of Endesa Latinoamérica (formerly Endesa Internacional BV) and Enersis. At December 31, 2014 issues under these programs totaled €2,599 million, of which €2,400 million pertaining to Enel Finance International and €199 million to International Endesa BV.

40.4. Derivative financial liabilities

The following table shows the notional amount and the fair value of derivative financial liabilities, by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro	Non-current				Current			
	Notional amount		Fair value		Notional amount		Fair value	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Fair value hedge derivatives:								
- on exchange rates	-	5	-	2	-	-	-	-
Total	-	5	-	2	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	3,635	4,056	554	361	922	1,345	2	24
- on exchange rates	6,415	8,825	1,627	1,821	341	2,943	4	260
- on commodities	742	391	225	7	2,075	4,100	464	156
Total	10,792	13,272	2,406	2,189	3,338	8,388	470	440
Trading derivatives								
- on interest rates	107	216	21	22	123	600	75	51
- on exchange rates	240	14	10	-	2,716	2,219	71	34
- on commodities	20	66	4	3	15,307	10,582	4,825	2,415
Total	367	296	35	25	18,146	13,401	4,971	2,500
TOTAL DERIVATIVE FINANCIAL LIABILITIES	11,159	13,573	2,441	2,216	21,484	21,789	5,441	2,940

For more details on derivative financial liabilities, please see note 43 "Derivatives and hedge accounting".

40.5 Net gains and losses

The following table shows net gains and losses by category of financial instruments, excluding derivatives:

Millions of euro	2014	
	Net gains (losses)	Of which impairment/reversal of impairment
Available for sale financial assets measured at fair value	(94)	-
Available for sale financial assets measured at amortized cost	1	-
Held to maturity financial assets	6	-
Loans and receivables	(249)	(807)
Financial assets at FVTPL		
Financial assets held for trading	-	-
Financial assets designated upon initial recognition (fair value option)	6	-
Total financial assets at FVTPL	6	-
Financial liabilities measured at amortized cost	(4,252)	-
Financial liabilities at FVTPL		
Financial liabilities held for trading	(4)	-
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	(28)	-
Total financial liabilities at FVTPL	(32)	-

For more details on net gains and losses on derivatives, please see note 10 "Financial income/(expense) from derivatives".

41. Risk management

Financial risk management objectives and policies

As part of its operations, the Enel Group is exposed to a variety of financial risks, notably market risks (including interest rate risk, foreign exchange risk and commodity risk), credit risk and liquidity risk.

The Group's governance arrangements for financial risk envisage:

- specific internal committees, formed of members of the Group's top management and chaired by the CEO, which are responsible for strategic policy-making and oversight of risk management;
- the establishment of specific policies set at both the Group level and at the level of individual divisions/countries/business lines, which define the roles and responsibilities for those involved in managing, monitoring and controlling risks, ensuring the organizational separation of units involved in managing the Group's business and those responsible for managing risk;
- the specification of operational limits at both the Group level and at the level of individual divisions/countries/business lines for the various types of risk. These limits are monitored periodically by the risk management units.

Market risks

Market risk is the risk that the expected cash flows or fair value of a financial instrument could change owing to changes in market prices.

Market risks are essentially composed of interest rate risk, foreign exchange risk and commodity price risk.

Interest rate risk and foreign exchange risk are primarily generated by the presence of financial instruments.

The main financial liabilities, other than derivatives, held by the Company include bonds, bank borrowings, other borrowings, commercial paper, cash collateral for derivatives transactions, liabilities for construction contracts and trade payables.

The main purpose of those financial instruments is to finance the operations of the Group.

The main financial assets, other than derivatives, held by the Group include financial receivables, factoring receivables, cash collateral for derivatives transactions, cash and cash equivalents, receivables for construction contracts and trade receivables.

For more details, please see note 40 "Financial instruments".

The sources of exposure to interest rate risk and foreign exchange risk did not change with respect to the previous year.

The nature of the financial risks to which the Group is exposed is such that changes in interest rates can cause an increase in net financial expense or adverse changes in the value of assets/liabilities measured at fair value.

The Group is also exposed to the risk that changes in the exchange rates between the euro and the main foreign currencies could have an adverse impact on the value in euro of performance and financial aggregates denominated in foreign currencies, such as costs, revenue, assets and liabilities, as well as the consolidation values of equity investments denominated in currencies other than the euro (translation risk). As with interest rates, changes in exchange rates can cause variations in the value of financial assets and liabilities measured at fair value.

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. This objective is achieved both at the source of the risk, through the strategic diversification of the nature of financial assets and liabilities, and by modifying the risk profile of specific exposures with derivatives entered into on over-the-counter markets.

The risk of fluctuations in commodity prices is generated by the volatility of those prices and existing structural correlations, 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, Enel develops, in accordance with the Group's policies and risk governance limits, 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 hedging, and plans and techniques for hedging financial risks with derivatives. The Group companies develop strategies for hedging the price risk arising from trading in commodities and, using financial instruments, reduce or eliminate market risk, sterilizing the variable components of price. If authorized,

they can also engage in proprietary trading in the energy commodities used by the Group in order to monitor and enhance their understanding of the most relevant markets. The organizational structure defined in 2014 provides for a single entity to operate on behalf of the entire Group in sourcing fuels and selling electricity and gas on wholesale markets, as well as centralizing trading with the direct control of the units involved in that business, which as they also operate at the local level can maintain effective relationships with the markets. The Global Business line cooperates with units of the holding company designated to steer, monitor and integrate global performance. In order to manage and control market risks associated with energy commodities, strengthening an integrated vision of our business and a geographical awareness of sales and trading operations is consistent with the global environment in which the Group operates, creating opportunities for improvement in both maximizing margins and governing risks.

As part of its governance of market risks, the Company 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). During 2014, no overshoot of those threshold values was detected.

As part of its measurement of financial risks, the Group assesses 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 measured at fair value for the corresponding amount of counterparty risk.

For more information, please see note 45 "Assets measured at fair value".

Interest rate risk

Interest rate risk is the risk that the fair value or expected cash flows of a financial instrument will fluctuate because of changes in market interest rates.

The main source of interest rate risk for the Enel Group is the presence of financial instruments. It manifests itself primarily 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.

For more information, please see note 40 "Financial Instruments".

The exposure to interest rate risk did not change compared with the previous year.

The Enel Group 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 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 and interest rate options. 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 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 permit the exchange of floating-rate interest flows based on different indexes.

Some structured borrowings have multi-stage interest 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) on the debt as a result of the hedge. Hedging strategies can also make 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 Enel's expectations for future interest rate developments. In addition, interest rate options are also considered most appropriate in periods of 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, 2014 and December 31, 2013 broken down by type of contract:

Millions of euro	Notional amount	
	2014	2013 restated
Floating-to-fixed interest rate swaps	5,043	7,175
Fixed-to-floating interest rate swaps	889	1,121
Fixed-to-fixed interest rate swaps	100	100
Floating-to-floating interest rate swaps	180	180
Interest rate options	50	50
Total	6,262	8,626

For more details on interest rate derivatives, please see note 43 "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.

Millions of euro	2014				2013 restated			
	Pre-hedge	%	Post-hedge	%	Pre-hedge	%	Post-hedge	%
Floating rate	17,656	30.8%	13,396	23.3%	19,651	33.6%	13,536	23.2%
Fixed rate	39,749	69.2%	44,009	76.7%	38,767	66.4%	44,882	76.8%
Total	57,405		57,405		58,418		58,418	

At December 31, 2014, 31% of financial debt was floating rate (34% at December 31, 2013 restated). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IFRS-EU, 23% of net financial debt (23% at December 31, 2013 restated) was exposed to interest rate risk. Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 77% of net financial debt was hedged (77% hedged at December 31, 2013 restated).

These results are in line with the limits established in the risk management policy.

In 2014 the main maturities of a bond issued by Enel SpA, prepayments by International Endesa BV, borrowings of Slovenské elektrárne and the normal amortization of the borrowings of Group companies led to a corresponding reduction of €2,215 million in interest rate swaps.

Interest rate risk sensitivity analysis

The Group 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 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 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 Group's profit before tax would be affected by a change in the level of interest rates as follows:

Millions of euro		2014			
	Basis points	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	34	(34)	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	25	7	(7)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	25	-	-	70	(70)
Fair value hedges	25	(11)	11	-	-

Foreign exchange risk

Foreign 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 the companies of the Enel Group, the main source of foreign exchange risk is the presence of financial instruments and cash flows denominated in a currency other than its current of account and/or functional currency.

More specifically, foreign exchange risk is mainly generated with the following transaction categories:

- > debt denominated in currencies other than the currency of account or the functional currency entered into by the holding company or the individual subsidiaries;
- > cash flows in respect of the purchase or sale of fuel or electricity on international markets;
- > cash flows in respect of investments in foreign currency, dividends from unconsolidated foreign companies or the purchase or sale of equity investments.

The exposure to foreign exchange risk did not change with respect to the previous year. For more details, please see note 40 "Financial instruments".

In order to minimize this risk, the Group normally uses a variety of over-the-counter (OTC) derivatives such as cross currency interest rate swaps, currency forwards and currency swaps.

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 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 in foreign currency into an equivalent liability in the current of account or functional currency of the company holding the 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). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate may be determined as averages of the official fixings of the European Central Bank.

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, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedged item:

Millions of euro	Notional amount	
	2014	2013 restated
Cross currency interest rate swaps (CCIRSs) hedging debt denominated in currencies other than the euro	14,801	14,263
Currency forwards hedging foreign exchange risk on commodities	4,942	4,253
Currency forwards hedging future cash flows in currencies other than euro	3,552	1,906
Currency swaps hedging commercial paper	148	246
Currency forwards hedging loans	224	201
Other currency forwards	-	423
Total	23,667	21,292

More specifically, these include:

- > CCIRSs with a notional amount of €14,801 million to hedge the foreign exchange risk on debt denominated in currencies other than the euro (€14,263 million at December 31, 2013);
- > currency forwards with a total notional amount of €8,494 million used to hedge the foreign exchange risk associated with purchases and sales of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro (€6,159 million at December 31, 2013);
- > currency swaps with a total notional amount of €148 million used to hedge the foreign exchange risk associated with redemptions of commercial paper issued in currencies other than the euro (€246 million at December 31, 2013);
- > currency forwards with a total notional amount of €224 million used to hedge the foreign exchange risk associated with loans in currencies other than the euro (€201 million at December 31, 2013).

At December 31, 2014 35% (31% at December 31, 2013) of Group long-term debt was denominated in a currencies other than the euro.

Taking account of hedges of foreign exchange risk, the percentage of debt not hedged against that risk amounted to 13% at December 31, 2014 (11% at December 31, 2013).

Foreign 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 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 follows:

Millions of euro		2014			
	Exchange rate	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross debt denominated in foreign currency after hedging	10%	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	85	(103)	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(1,900)	2,321
Fair value hedges	10%	-	-	-	-

Commodity risk

The Group is exposed to the risk of fluctuations in the price of commodities mainly associated with the purchase of fuel for power plants and the purchase and sale of natural gas under indexed contracts, as well as the purchase and sale of electricity at variable prices (indexed bilateral contracts and sales on the electricity spot market).

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 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 quantified and managed on the basis of an estimation of developments in generation costs. Proxy hedging techniques may be used for the industrial portfolios when the hedging instruments for the risk factors generating the exposure are not available on the market or are not sufficiently liquid, while portfolio hedging techniques can be used to assess opportunities for netting intercompany flows.

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, which are performed only by Group companies expressly authorized to do so under corporate policies, consist in taking on exposures in energy commodities (oil products, gas, coal, CO₂ certificates and electricity in the main European countries) using financial derivatives and physical contracts traded on regulated and over-the-counter markets, exploiting profit opportunities through arbitrage transactions carried out on the basis of expected market developments.

The commodity risk management processes established at the Group level are designed to constantly monitor developments in risk over time and to determine whether the risk levels, as observed for specific analytical dimensions (for example, geographical areas, organizational structures, business lines, etc.), comply with the thresholds consistent with the risk appetite established by top management. These operations are conducted within the framework of formal governance rules that establish strict risk limits. Compliance with the limits is verified daily by units that are independent of those undertaking the transactions. Positions are monitored monthly, assessing the Profit at Risk, in the case of industrial portfolios, and daily, calculating Value at Risk, in the case of the trading book. The risk limits for Enel's proprietary trading are set in terms of Value at Risk over a 1-day time horizon and a confidence level of 95%; the sum of the limits for 2014 is equal to about €33 million.

The following table reports the notional amount of outstanding transactions at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of instrument.

Millions of euro	Notional amount	
	2014	2013 restated
Forward and futures contracts	26,671	17,526
Swaps	9,359	11,024
Options	401	264
Embedded derivatives	-	659
Total	36,431	29,473

For more details, please see note 43 "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 analysis assesses the impact of shifts in the commodity price curve of +10% and -10%.

The impact on pre-tax profit is mainly attributable to the change in the prices of gas and oil commodities. The impact on equity is almost entirely due to changes in the prices of coal and gas. The Group's exposure to changes in the prices of other commodities is not material.

Millions of euro		2014			
		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%	(60)	(61)	-	-
Change in the fair value of derivatives on commodities designated as hedging instruments	10%	-	-	(236)	(276)

Credit risk

The Group's commercial, commodity and financial operations expose it to credit risk, i.e. the possibility that an unexpected change in the creditworthiness of a counterparty could have an effect on the creditor position, in terms of insolvency (default risk) or changes in its market value (spread risk).

In recent years, in view of the instability and uncertainty that have affected the financial markets and an economic crisis of global proportions, average collection times have trended upwards. In order to minimize credit risk, the general policy at the Group level provides to the use of uniform criteria in all the main regions/countries/business lines in measuring credit exposures in order to promptly identify any deterioration in the quality of outstanding receivables – identifying any mitigation actions to be taken – and to enable the consolidation and monitoring of exposures at the Group level.

Credit exposures are managed at the regional/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.

As regards the credit risk associated with commodity transactions, a uniform counterparty assessment system is used at the Group level, with local level implementation. Since 2013, portfolio limits approved by the Group Credit Risk Committee have been applied and monitored at the region/country/business line level and at the consolidated level.

For the credit risk generated by financial transactions, including those in derivatives, risk is minimized by selecting counterparties with high standing from among leading national and international financial institutions, diversifying the portfolio, entering into margin agreements that call for the exchange of cash collateral and/or using netting arrangements. An internal assessment system was used again in 2014 to apply and monitor operational limits for credit risk, approved by the Group Financial Risk Committee in respect of financial counterparties at the region/country/business line level and at the consolidated level.

To manage credit risk even more effectively, for a number of years the Group has carried out non-recourse assignments of receivables, which have mainly involved specific segments of the commercial portfolio and, to a lesser extent, invoiced receivables and receivables to

be invoiced of companies operating in other segments of the electricity industry than retail sales.

All of the above transactions are considered non-recourse transactions for accounting purposes and therefore involved the full derecognition of the corresponding assigned assets from the balance sheet, as the risks and rewards associated with them have been transferred.

Concentration of customer credit risk

Trade receivables are generated by the Group's operations in many regions and countries (Italy, Spain, Romania, Latin America, Russia, France, North America, etc.) with a base of customers and counterparties that is highly diversified, whether geographically, sectorally (industrial companies, energy companies, enterprises in retail trade, tourism, communications, government entities, etc.) or by size (large corporate, small and medium-sized enterprises, residential 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	2014
Impaired trade receivables	1,662
Not past due and not impaired trade receivables	8,380
Past due but not impaired trade receivables:	3,642
- less than 3 months	1,416
- from 3 months to 6 months	282
- from 6 months to 12 months	399
- from 12 months to 24 months	489
- more than 24 months	1,056
Total	13,684

Liquidity risk

Liquidity risk is the risk that the Group 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 liquidity and short-term deposits, available committed credit lines and a portfolio of highly liquid asset.

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.

At the Group level, Enel SpA (directly and through its subsidiary Enel Finance International NV) performs centralized treasury functions (with the exception of the Endesa Group, where those functions are performed by Endesa SA and its subsidiaries Endesa Internacional BV and Endesa Capital SA), guaranteeing access to the money and capital markets.

The Group has undertaken a number of initiatives to optimize working capital and the associated cash flows. More specifically, on the basis of the consultation document no. 618/2014/R/eel of the Authority for Electricity, Gas and the Water System of December 11, 2014 (finalized on January 16, 2015) concerning the entry into force of the new Grid Code, which provides for the possibility of extending the deadlines for payments due from distribution companies to the Equalization Fund for the restitution of revenue in respect of general system costs, Enel Distribuzione settled system costs for October 2014, totaling €1.2 billion, in January 2015.

The Group holds the following undrawn lines of credit:

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	
	Expiring within one year	Expiring beyond one year	Expiring within one year	Expiring beyond one year
Committed credit lines	671	13,456	494	14,912
Uncommitted credit lines	425	-	795	-
Commercial paper	6,727	-	7,088	-
Total	7,823	13,456	8,377	14,912

Committed credit lines amounted to €14,127 million at the Group level, with €13,456 million expiring after 2015. Total available resources came to €21,279 million, of which €6,727 million in commercial paper.

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	2016	2017	2018	2019	Beyond
Bonds:							
- listed, fixed rate	1,012	1,549	3,502	2,466	5,132	2,137	16,099
- listed, floating rate	1,387	45	1,182	384	796	238	1,660
- unlisted, fixed rate	-	-	-	1,233	-	1,434	2,218
- unlisted, floating rate	-	63	64	65	66	313	760
Total bonds	2,399	1,657	4,748	4,148	5,994	4,122	20,737
Bank borrowings:							
- fixed rate	5	42	81	63	304	60	371
- floating rate	134	574	714	496	731	562	3,628
- use of revolving credit lines	-	69	9	-	3	-	-
Total bank borrowings	139	685	804	559	1,038	622	3,999
Non-bank borrowings:							
- fixed rate	49	137	185	161	163	134	894
- floating rate	13	46	70	66	39	33	139
Total non-bank borrowings	62	183	255	227	202	167	1,033
TOTAL	2,600	2,525	5,807	4,934	7,234	4,911	25,769

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, 2014:

Commitments to purchase commodities	at Dec. 31, 2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Beyond
- electricity	54,384	20,142	10,954	7,725	15,563
- fuel	63,605	35,718	16,468	8,289	3,130
Total	117,989	55,860	27,422	16,014	18,693

42. Offsetting financial assets and financial liabilities

At December 31, 2014, 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.

43. Derivatives and hedge accounting

43.1 Derivatives designated as hedging instruments

Derivatives are initially recognised 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 rate 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 denominated in a foreign currency; iv) changes in the price of forecast electricity sales at variable prices; and v) changes in the price of transactions in coal and petroleum commodities;
- > 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 41 "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 recognised in other comprehensive income. The gain or loss relating to the ineffective portion is recognised 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 recognised when the forecast transaction is ultimately recognised 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 recognised 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.

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 Group does not currently hold any hedges of net investments in a foreign operation.

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives classified on the basis of the type of hedge relationship.

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	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Fair value hedge derivatives:								
- on interest rates	904	1,121	55	49	-	-	-	-
- on exchange rates	-	-	-	-	-	5	-	(2)
Cash flow hedge derivatives:								
- on interest rates	506	1,258	5	40	4,557	5,401	(556)	(385)
- on exchange rates	11,740	5,479	1,407	439	6,756	11,768	(1,631)	(2,081)
- on commodities	3,457	286	433	22	2,817	4,491	(689)	(163)
Total	16,607	8,144	1,900	550	14,130	21,665	(2,876)	(2,631)

For more on the fair value measurement of derivatives, please see note 45 "Assets measured at fair value".

For more on the classification of hedging derivatives as non-current and current assets and non-current and current liabilities, please see note 41 "Risk management".

43.2 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, 2014 and December 31, 2013, 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, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	41	1,004	50	1,221
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(537)	4,963	(346)	6,559
Total		(496)	5,967	(296)	7,780

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives on interest rate risk as at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Fair value hedge derivatives:								
- interest rate swaps	904	1,121	55	49	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives:								
- interest rate swaps	506	1,258	5	40	4,557	5,401	(556)	(385)
Total interest rate derivatives	1,410	2,379	60	89	4,557	5,401	(556)	(385)

The notional amount of derivatives classified as hedging instruments at December 31, 2014, came to €5,967 million, with a corresponding negative fair value of €496 million. The general decline in the yield curve over the course of the year prompted a deterioration in the fair value of cash flow hedge derivatives and an improvement in that of fair value hedge derivatives.

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, 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Cash flow hedge derivatives on interest rates							
Positive fair value	5	(5)	2	-	-	-	-
Negative fair value	(556)	(115)	(89)	(75)	(65)	(55)	(226)

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	2014	2013 restated
Opening balance at January 1, 2014	(1,729)	(1,638)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	958	(281)
Changes in fair value recognized in profit or loss	130	228
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at Dec. 31, 2014	(641)	(1,691)

Foreign exchange risk

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on the foreign exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
		at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013 restated	
Hedging instruments:	Hedged item:				
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- fixed-rate borrowings	(508)	14,064	(1,580)	13,848
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- floating-rate borrowings	11	416	26	415
- cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- future cash flows denominated in foreign currencies	(38)	321	-	-
- currency forwards	- future commodity purchases denominated in foreign currencies	312	3,674	(90)	2,962
- currency forwards	- future cash flows denominated in foreign currencies	-	21	-	27
Total		(224)	18,496	(1,644)	17,252

Cash flow hedges and fair value hedges include:

- > CCIRSs with a notional amount of €14,064 million used to hedge the foreign exchange risk on fixed-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €508 million;
- > CCIRSs with a notional amount of €737 million used to hedge the foreign exchange risk on floating-rate debt denominated in currencies other than the euro, with a negative fair value of €27 million;
- > currency forwards with a notional amount of €3,695 million used to hedge the foreign exchange risk associated with purchases and sales of natural gas, purchases of fuel and expected cash flows in currencies other than the euro, with a fair value of €312 million.

The following table reports the notional amount and fair value of foreign exchange derivatives at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Fair value hedge derivatives:								
- CCIRSs	-	-	-	-	-	5	-	(2)
Cash flow hedge derivatives:								
- currency forwards	3,520	218	315	4	175	2,771	(3)	(95)
- CCIRSs	8,220	5,261	1,092	435	6,581	8,997	(1,628)	(1,986)
Total foreign exchange derivatives	11,740	5,479	1,407	439	6,756	11,773	(1,631)	(2,083)

The notional amount of CCIRSs at December 31, 2014 amounted to €14,801 million (€14,263 million at December 31, 2013), an increase of €538 million. Cross currency

interest rate swaps with a total value of €1,989 million expired and were cancelled against new derivatives hedging the hybrid bond issued by Enel SpA in pounds sterling and floating-rate borrowings in currencies other than the currency of account with a total value of €1,398 million. The value also reflects developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies, which cause their notional amount to increase by €1,129 million.

The notional value of currency forwards at December 31, 2014 amounted to €3,695 million (€2,989 million at December 31, 2013), an increase of €706 million. The exposure to foreign exchange risk, especially that associated with the US dollar, is mainly due to purchases and sales of natural gas and purchase of fuel. 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 foreign exchange risk:

Millions of euro	Fair value	Distribution of expected cash flows					
	at Dec. 31, 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Cash flow hedge derivatives on exchange rates:							
Positive fair value	1,407	185	137	274	103	409	829
Negative fair value	(1,631)	(62)	(157)	(41)	(53)	(183)	485

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on foreign exchange risk on equity during the period, gross of tax effects:

Millions of euro	2014	2013 restated
Opening balance at January 1, 2014	(84)	(75)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(1,089)	(61)
Changes in fair value recognized in profit or loss	64	52
Changes in fair value recognized in profit or loss – ineffective portion	-	-
Closing balance at Dec. 31, 2014	(1,109)	(84)

Commodity risk

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Cash flow hedge derivatives								
Derivatives on power:								
- swaps	545	81	50	12	152	326	(7)	(9)
- forwards/futures	1,149	115	95	4	348	1,502	(18)	(26)
Total derivatives on power	1,694	196	145	16	500	1,828	(25)	(35)
Derivatives on coal:								
- swaps	-	-	-	-	718	1,250	(183)	(120)
Total derivatives on coal	-	-	-	-	718	1,250	(183)	(120)
Derivatives on gas and oil								
- swaps	124	-	41	-	13	17	(3)	(1)
- forwards/futures	1,426	-	197	-	1,586	1,396	(478)	(7)
Total derivatives on gas and oil	1,550	-	238	-	1,599	1,413	(481)	(8)
Derivatives on CO₂:								
- forwards/futures	213	90	50	6	-	-	-	-
Total derivatives on CO₂	213	90	50	6	-	-	-	-
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	3,457	286	433	22	2,817	4,491	(689)	(163)

The table reports the notional amount and fair value of derivatives hedging the price risk on commodities at December 31, 2014 and at December 31, 2013, broken down by type of hedge.

The positive fair value of cash flow hedge derivatives on commodities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €238 million, derivatives on power amounting to €145 million and transactions on CO₂ with a fair value of €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 with a negative fair value regard derivatives on gas and oil commodities amounting to €481 million, hedges of coal purchases for the generation companies amounting to €183 million and derivatives on power amounting to €25 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, 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Cash flow hedge derivatives on commodities:							
Positive fair value	433	327	104	2	-	-	-
Negative fair value	(589)	(464)	(225)	-	-	-	-

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on commodity risk on equity during the period, gross of tax effects:

Millions of euro	2014	2013 restated
Opening balance at January 1, 2014	(52)	(75)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	(316)	(228)
Changes in fair value recognized in profit or loss	124	253
Changes in fair value recognized in profit or loss – ineffective portion	(2)	(2)
Closing balance at Dec. 31, 2014	(248)	(52)

44. 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, 2014 and December 31, 2013:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013 restated
Derivatives at FVTPL								
Derivatives on interest rates:								
- interest rate swaps	65	30	4	2	180	766	(88)	(69)
- interest rate options	-	-	-	-	50	50	(8)	(4)
Derivatives on exchange rates:								
- currency forwards	2,215	1,807	159	46	2,956	2,233	(81)	(34)
Derivatives on commodities								
Derivatives on power:								
- swaps	1,207	2,356	155	131	1,611	1,775	(183)	(94)
- forwards/futures	5,391	6,128	480	133	5,456	3,469	(417)	(44)
- options	104	52	2	4	80	32	(6)	(3)
Total derivatives on power	6,702	8,536	637	268	7,147	5,276	(606)	(141)
Derivatives on coal:								
- swaps	1,527	928	187	57	1,742	422	(218)	(58)
- forwards/futures	73	35	7	5	51	13	(15)	(2)
- options	3	2	3	2	10	7	(23)	(5)
Total derivatives on coal	1,603	965	197	64	1,803	442	(256)	(65)
Derivatives on gas and oil								
- swaps	645	1,844	2,686	1,988	902	1,714	(2,747)	(1,998)
forwards/futures	5,677	2,535	944	130	5,170	2,079	(824)	(95)
- options	99	82	278	61	102	89	(331)	(59)
Total derivatives on gas and oil	6,421	4,461	3,908	2,179	6,174	3,882	(3,902)	(2,152)
Derivatives on CO₂:								
- forwards/futures	68	65	19	18	63	257	(10)	(19)
Total derivatives on CO₂	68	65	19	18	63	257	(10)	(19)
Derivatives on other commodities:								
- swaps	35	21	10	7	138	132	(53)	(39)
- options	1	-	1	-	2	-	(2)	(1)
Total derivatives on other commodities	36	21	11	7	140	132	(55)	(40)
Embedded derivatives	-	-	-	-	-	659	-	(1)
TOTAL DERIVATIVES ON COMMODITIES	17,110	15,885	4,935	2,584	18,513	13,697	(5,006)	(2,525)

At December 31, 2014 the notional amount of trading derivatives on interest rates came to €295 million. The change in the notional compared with December 31, 2013 is attributable to a natural decline in amortization of existing interest rate swaps and the expiry of €500 million in derivatives during 2014 that, although established for hedging purposes, did not

meet the requirements for hedge accounting. The fair value of €92 million deteriorated by €21 million, mainly due to the general decline in the yield curve.

At December 31, 2014, the notional amount of derivatives on exchange rates was €5,171 million. The increase in their notional value and the associated fair value mainly reflected normal operations and developments in exchange rates.

At December 31, 2014, the notional amount of derivatives on commodities came to €30,157 million.

The positive fair value of trading derivatives on commodities includes, among other elements, hedges of gas and oil amounting to €3,908 million and derivatives on power amounting to €637 million.

The negative fair value of trading derivatives on commodities mainly regards hedges of gas and oil amounting to €3,902 million and derivatives on power amounting to €606 million. These values include transactions that, although established for hedging purposes, did not meet the requirements for hedge accounting.

45. Asset 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			Non-current assets				Current assets		
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Equity investments in other companies measured at fair value	22	157	157	-	-	-	-	-	-
Service concession arrangements	22	669	-	669	-	-	-	-	-
Securities held to maturity	22.1	139	139	-	-	-	-	-	-
Financial investments in funds	22.1	40	40	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge derivatives									
- on interest rates	43	5	-	5	-	-	-	-	-
- on exchange rates	43	1,163	-	1,163	-	-	-	-	-
- on commodities	43	107	89	18	-	326	148	178	-
Fair value hedge derivatives									
- on interest rates	43	55	-	55	-	-	-	-	-
Trading derivatives									
- on interest rates	43	3	-	3	-	1	-	1	-
- on exchange rates	43	2	-	2	-	157	-	157	-
- on commodities	43	-	-	-	-	4,772	2,590	2,182	-
Inventories measured at fair value	24	-	-	-	-	267	267	-	-
Assets held for sale	30	-	-	-	-	6,778	-	-	6,778

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 by Ampla and Coelce 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.

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.

Finally, "assets held for sale" primarily regard Slovenské elektrárne. The associated fair value is the estimated realizable value, net of disposal prices, as determined on the basis of the documentation currently available on the sale of the company.

45.1 Fair value of other assets

For each class of assets 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 assets are classified.

Millions of euro			Non-current assets				Current assets		
	Notes	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Property investments	16	171	-	17	154	-	-	-	-
Equity investments in other companies	22	13	-	-	13	-	-	-	-
Inventories	24	-	-	-	-	76	-	-	76

The table reports property investments, equity investments in other companies and inventories measured at cost, whose fair value has been estimated at €171 million, €13 million and €76 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 value of equity investments classified in Level 3 increased by €7 million compared with 2013 and regards a number of equity investments of Endesa.

The value of inventories largely regards environmental certificates.

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	Notes	Non-current liabilities			Current liabilities				
		Fair value	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value	Level 1	Level 2	Level 3
Cash flow hedge derivatives									
- on interest rates	43	554	-	554	-	2	-	2	-
- on exchange rates	43	1,627	-	1,627	-	4	-	4	-
- on commodities	43	225	104	121	-	464	144	320	-
Trading derivatives									
- on interest rates	43	21	-	21	-	75	-	75	-
- on exchange rates	43	11	-	11	-	71	-	71	-
- on commodities	43	4	-	4	-	4,825	3,277	1,548	-
Contingent consideration	39	-	-	-	-	46	-	-	46
Payables for put options granted to minority shareholders	39	13	-	-	13	789	-	-	789
Deferred income	39	-	-	-	-	34	-	34	-
Liabilities held for sale	30	-	-	-	-	5,290	-	-	5,290

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 between the parties.

The item "payables for put options granted to minority shareholders" includes the liability for the options on Enel Distributie Muntenia and Enel Energie Muntenia in the total amount of €778 million, determined on the basis of the exercise conditions in the associated contracts, and €24 million for the liability associated with the options on Renovables de Guatemala (€13 million) and Maicor Wind (€11 million).

The "liabilities held for sale" main regard Slovenské elektrárne. The fair value is the estimated realizable value, net of disposal prices, as determined on the basis of the documentation currently available on the sale of the company.

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	40.3.1	43,655	35,981	7,674	-
- floating rate	40.3.1	7,245	3,435	3,810	-
Bank borrowings:					
- fixed rate	40.3.1	1,170	-	1,170	-
- floating rate	40.3.1	7,096	-	7,096	-
Non-bank borrowings:					
- fixed rate	40.3.1	1,824	-	1,824	-
- floating rate	40.3.1	420	-	420	-
Short-term payables to banks	40.3.2	30	-	30	-
Commercial paper	40.3.2	2,599	-	2,599	-
Cash collateral and other financing on derivatives	40.3.2	457	-	457	-
Other short-term financial payables	40.3.2	166	-	166	-
Total		64,662	39,416	25,246	-

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
Acquirente unico	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of electricity for the enhanced protection market
GME	Fully controlled (indirectly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Power Exchange Purchase of electricity on the Power Exchange for pumping and plant planning
GSE	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of subsidized electricity Payment of A3 component for renewable resource incentives
Terna	Indirectly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity on the Ancillary Services Market Purchase of transport, dispatching and metering services
Eni Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Sale of electricity transport services Purchase of fuels for generation plants, storage services and natural gas distribution
Finmeccanica Group	Directly controlled by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of IT services and supply of goods
Italian Post Office	Fully controlled (directly) by the Ministry for the Economy and Finance	Purchase of postal services

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 Authority for Electricity, Gas and the Water System.

The following tables summarize transactions with related parties, associated companies and joint arrangements outstanding at December 31, 2014 and carried out during the period.

Millions of euro	Single Buyer	EMO	Terna	Eni	ESQ	Italian Post Office	Other	Key management personnel	Associates and joint arrangements	Overall total	Total in financial statements	% of total
Income statement												
Revenue from sales and services	-	3,087	1,150	1,124	256	25	63	-	5,705	46	5,751	73,328 7.8%
Other revenue	-	-	4	1	353	-	5	-	363	4	367	2,463 14.9%
Other financial income	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	1,248 1.8%
Total revenue	-	3,087	1,154	1,125	609	25	68	-	6,068	73	6,141	77,039 8.0%
Raw materials and consumables	4,395	1,690	64	1,229	1	-	2	-	7,381	214	7,595	36,928 20.6%
Services	-	163	1,886	77	4	119	46	-	2,295	145	2,440	17,179 14.2%
Other operating expenses	3	-	4	46	-	-	-	-	53	-	53	2,362 2.2%
from commodity risk management	17	-	29	-	-	-	-	-	46	-	46	(225) -20.4%
Other financial expense	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	5,540 0.5%
Total costs	4,415	1,853	1,983	1,352	5	119	48	-	9,775	387	10,162	74,454 13.6%

Enel - Annual Report 2014

321

Millions of euro	Single Buyer	EMO	Terna	Eni	ESO	Italian Post Office	Other	Key management personnel	Associates and joint arrangements	Overall total	Total in financial statements	% of total
Balance sheet												
Trade receivables	-	444	544	127	24	5	14	-	62	1,156	12,022	10.1%
Other current assets	1	7	13	1	102	5	5	-	8	134	2,706	5.2%
Total assets	1	451	557	128	126	10	19	-	70	1,292	23,242	5.9%
Other non-current liabilities	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	1,464	0.1%
Trade payables	762	382	406	443	1,006	45	29	-	86	3,073	13,419	23.5%
Other current liabilities	-	-	1	-	-	1	-	-	1	2	10,827	-
Non-current derivative financial liabilities	-	-	24	-	-	-	-	-	-	24	2,441	1.0%
Total liabilities	762	382	431	443	1,006	46	31	-	87	3,101	81,235	3.9%
Other information												
Guarantees received	-	-	-	150	-	4	24	-	-	178	-	-
Commitments	-	-	1	19	-	18	11	-	-	49	-	-

Enel – Annual Report 2014

322

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 http://www.enel.com/it-IT/group/governance/rules/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 2014, 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.

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, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Guarantees given:			
- sureties and other guarantees granted to third parties	4,304	5,685	(1,381)
Commitments to suppliers for:			
- electricity purchases	54,384	42,181	12,203
- fuel purchases	63,605	55,788	7,817
- various supplies	1,782	2,176	(394)
- tenders	1,785	2,001	(216)
- other	2,345	2,696	(351)
Total	123,901	104,842	19,059
TOTAL	128,205	110,527	17,678

For more details on the expiry of commitments and guarantees, please see the section "Commitments to purchase commodities" in note 41.

49. Contingent liabilities and assets

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.

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. Evidence was submitted during 2013. During the year, as part of the agreement mentioned earlier, most of the public entities withdrew their suits. At the hearing of March 31, 2014, the Court sitting en banc issued its ruling of first instance, acquitting all of the accused of the charge of willful omission to take precautionary safety measures. The Court also acquitted all of the accused of the charge of willfully causing a disaster, with the exception of the two former Chief Executive Officers of Enel SpA (although the Court did not grant the request for recognition of aggravating circumstances as provided for when the disaster actually occurs). 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. The Court's full ruling was filed at the end of September 2014. The decision was appealed by the two former Chief Executive Officers and by the public prosecutor at the start of November 2014. Further appeals were later filed by (i) the acquitted Chief Executive Officer, in order to obtain the denial of the grounds for appeal of the prosecutor and a broader acquittal that that obtained in the first trial; (ii) two local authorities that had not initially participated; and (iii) the two Ministries (Environment and Health).

Brindisi Sud thermal generation plant – Criminal proceedings against Enel employees

A criminal proceeding is under way 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. The argument phase is under way and hearings of witnesses and technical experts are under way.

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.

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 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 30, 2014 pending cases numbered about 23,700 as a result of additional appeals filed despite the abandonment of suits by the plaintiffs and/or joinder of proceedings. 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.

On the basis of that ruling, in October 2014, Enel filed suit against Cattolica with the Court of Rome to obtain a quantification of the amounts due to Enel and payment of those amounts by Cattolica.

The first hearing has been set for March 30, 2015.

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. The first hearing has been set for April 27, 2015.

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, upheld by the Albanian Supreme Court of Appeal, 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.

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.

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. The proceeding is still under way and the Court has issued no preliminary or definitive rulings so far.

Subsequently, again at the initiative of BEG Ambient, 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. J.P. Morgan Bank Luxembourg SA was also served with an analogous order in respect of any receivables of Enel SpA.

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. Enel SpA and Enelpower, in presenting their defense, contested all aspects of the

foundation of the plaintiff's case and they took all steps available to them to defend their interests.

On April 22, 2014, in response to a motion filed by Enel and Enelpower, the court revoked the previous ruling issued against the companies freezing assets of around \$600 million. The suit is pending and no measures, preliminary or otherwise, have been taken by the court.

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 and, at present, no bank guarantee has been issued. On July 3, 2014, Albania BEG Ambient Shpk sought to obtain a second order to freeze assets. Following the hearing of August 28, 2014, the court in the Hague granted a preliminary injunction for the amount of €425 million on September 18, 2012. Enel and Enelpower have appealed this injunction and no final ruling has been issued. At the end of July 2014, Albania BEG Ambient Shpk filed suit in the Netherlands to render the ruling of the Albanian court enforceable in that country.

Albania BEG Ambient Shpk also filed suits in Ireland and Luxembourg to render the ruling of the Court of Tirana enforceable in those two countries. Both of these suits are at a preliminary stage and no rulings have been issued. Enel SpA and Enelpower SpA are preparing their defense challenging the claims put forth by Albania BEG Ambient Shpk.

Proceedings continue in the 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 are asking 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. At the most recent hearing of March 12, 2015, the Court took up the case for a ruling, granting the parties the statutory period for the filing of final arguments and rejoinders.

Violations of Legislative Decree 231/2001

The following four cases for alleged violation of Legislative Decree 231/2001 concerning the administrative liability of legal persons are pending. Three involve Enel Produzione and one involves Enel Distribuzione, for omission of accident prevention measures:

- > for a fatal accident involving an employee of a subcontractor at the Enel Federico II plant at Brindisi in 2008, Enel Produzione has been charged with administrative liability for manslaughter;
- > for an accident involving an employee of a subcontractor at the Enel Federico II plant at Brindisi in 2009, Enel Produzione has been charged with administrative liability for negligent personal injury;

- > for a fatal accident involving an employee of a subcontractor at the Enel plant at Termini Imerese in 2008, Enel Produzione has been charged with administrative liability for manslaughter;
- > for a fatal accident involving an employee of a subcontractor in Palermo in 2008, Enel Distribuzione has been charged with administrative liability for manslaughter.

The above proceedings are still in the argument phase, while the first has reached the discussion phase.

Red Eléctrica de España arbitration– Spain

On July 1, 2010, in compliance with legal requirements, Endesa Distribución Eléctrica ("EDE") signed a contract with Red Eléctrica de España ("REE") for the sale of assets consisting of the transmission network owned by EDE. The price was set at about €1,400 million. The contract provided for a price adjustment if remuneration decreased or increased following the liquidation carried out by the *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) by December 31, 2013.

REE's interpretation of Ministerial Order IET/2443/2013, published in December 2013, would produce a lower remuneration than that provided for in the contract and, on that basis, the company undertook an arbitration proceeding before the *Corte Civil y Mercantil de Arbitraje* (CIMA), asking for an adjustment of the sale price.

The value of the claim was subsequently quantified at €94 million.

The proceeding is in the initial stage and EDE is conducting its defense.

Basilus litigation (formerly Meridional) - Brazil

The Brazilian construction company Basilus S/A Serviço, Empreendimento y Participações (formerly Meridional) held a contract for civil works with the Brazilian company CELF (owned by the State of Rio de Janeiro), which withdrew from the contract. As part of its privatization, CELF transferred its assets to Ampla Energia e Serviços (Ampla). In 1998, Basilus filed suit against Ampla, arguing that the transfer had infringed its rights and that it had been defrauded.

Ampla obtained favorable judgments in the courts of first and second instance. Although the second-level decision was adjudicated Basilus lodged a special appeal (*mandado de segurança*) in September 2010 asking for the adverse ruling to be overturned. That request was denied.

Subsequently Basilus lodged a new appeal with the *Tribunal Superior de Justiça*, which is still pending.

The amount involved in the dispute is about R\$1,096 million (about €336 million).

CIEN litigation - Brazil

In 1998 the Brazilian company 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 €40 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 €175 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 (not yet notified to CIEN) against the latter decision.

Cibran litigation - Brazil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) has filed a number of suits against Ampla Energia e Serviços, SA (Ampla) to obtain damages for alleged losses incurred as a result of the interruption of service by the Brazilian distribution company. The Court ordered a unified technical appraisal for those cases, the findings of which were partly unfavorable to Ampla. The latter challenged the findings, asking for a new study. The proceedings concerning that petition are pending.

In September 2014, the court of first instance issued a ruling against Ampla in one of the various suits noted above, levying a penalty of about R\$200,000 (about €60,000) as well as other damages to be quantified at a later stage. Ampla has appealed the ruling and the appeal is under way.

A decision by the court of first instance on the other suits is still pending.

The value of all of the disputes is estimated at about R\$166 million (about €50 million).

Coperva litigation - Brazil

As part of the project to expand the grid in rural areas of Brazil, in 1982 Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), then owned by the Brazilian government and now an Enel Group company, had entered into contracts for the use of the grids of a number of cooperatives established specifically to pursue the expansion project. The contracts provided for the payment of a monthly fee by Coelce, which was also required to maintain the networks.

Those contracts, between cooperatives established in special circumstances and the then public-sector company, do not specifically identify the grids governed by the agreements, which has prompted a number of the cooperatives to sue Coelce asking for, among other things, a revision of the fees agreed in the contracts. These actions include the suit filed by Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva) with a value of about R\$161 million (about €49 million). The court of first instance ruled in favor of Coelce but Coperva has appealed the decision.

SAPE (formerly Electrica) arbitration proceedings - Romania

On June 11, 2007, Enel SpA entered into a Privatization Agreement with SC Electrica SA for the privatization of Electrica Muntenia Sud ("EMS"). The accord provided for the sale to Enel of 67.5% of the Romanian company. In accordance with the unbundling rules, in September 2008 the distribution and electricity sales operations were transferred to two new companies, Enel Distribuție Muntenia ("EDM") and Enel Energie Muntenia ("EEM"). In December 2009, Enel transferred the entire capital of the two companies to Enel Investment Holding BV ("EIH").

On July 5, 2013, Electrica notified Enel SpA, EIH, EDM and EEM (limited to a number of claims) of a request for arbitration before the International Chamber of Commerce in Paris, claiming damages for alleged violations of specific clauses of the Privatization Agreement.

More specifically, the plaintiff claimed payment of penalties of about €800 million, plus interest and additional unspecified damages.
 The proceeding is under way and Enel is conducting its defense.

On September 29, 2014, SAPE notified Enel and Enel Investment Holding that it had submitted a further arbitration request to the International Court of Arbitration in Paris seeking around €500 million (plus interest) in connection with the put option contained in the Privatization Agreement. The put option gives SAPE the right to sell a 13.57% stake in Enel Distribuție Muntenia and Enel Energie Muntenia.
 The suit is at a preliminary stage.

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 Operation 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 Operation 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 court of first instance ruled in favor of SE, whereupon the PPO 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 Operation Agreement and for SE to pay VV the revenue from the sale of electricity generated by the plant since 2006.
 SE considers the claims of VV to be unfounded and is contesting the various suits, which have been suspended pending a decision in the proceeding launched by the PPO.
 On March 9, 2015, the decision of the appeals court overturned the ruling of the court of first instance and voided the contract. The ruling will be appealed once the decision is officially notified.

LaGeo arbitration

The case regards a complex dispute that began in October 2008, when Enel Produzione (succeeded by Enel Green Power – “EGP”) undertook arbitration action before the International Chamber of Commerce in Paris against Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica (“CEL”, wholly owned by the government of El Salvador) and its subsidiary Inversiones Energéticas (“INE”). Enel claimed breach of the shareholders’ agreement regarding the Salvadoran company LaGeo, which operated in the geothermal industry. Enel’s claims were upheld in the initial ruling, the second ruling and before the Court of Cassation in France, but in the meantime a number of actions were undertaken in El Salvador against EGP to void the shareholders’ agreement and involve the company as a civilly liable party in a criminal enquiry into alleged “*peculado*” in the acquisition of LaGeo. In addition, in July 2013 the Parliament of El Salvador passed a measure approving the withdrawal of El Salvador from the Washington Convention of 1965, which allowed foreign investors to bring claims against a state before the International Center for Settlement of Investment Disputes (ICSID). Before that law was enacted, however, Enel had initiated a proceeding before the ICSID to preserve its rights against the interference of the Salvadoran government in EGP’s relations with CEL.

On December 7, 2014, within the ICSID arbitration proceeding, EGP and the Republic of El Salvador signed a framework agreement to settle the multiple disputes concerning EGP's investments in LaGeo.

Under the provisions of the accord, in December 2014, following the revocation of the seizure of EGP's assets in El Salvador, EGP sold its entire stake in LaGeo (equal to 36.2%) to INE for about \$280 million.

The full effectiveness of the final settlement of the dispute with the Republic of El Salvador and the termination of the ICSID arbitration proceeding are subject to a number of specific conditions (termination of the pending local litigation against EGP and its representatives) to be verified in the next six months. Pending final resolution, the ICSID proceeding has been suspended.

Dispute between Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada and Enel Green Power España

In 1999 Energia XXI filed for arbitration against MADE (now Enel Green Power España) for alleged losses incurred due to the early termination of an agency contract for the sale of wind generators and wind farms of Enel Green Power España in Portugal and Brazil. With its ruling of November 21, 2000, the arbitration board found that the termination of the contract by MADE was illegitimate and ordered it to pay: (i) legal costs; (ii) the fixed portion of the monthly fee for the period from July 21, 1999 (date of termination of contract) to October 9, 2000 (expiration date of the contract), equal to about €50,000; (iii) as well as lost profits to be determined in respect of contracts for at least 15 MW of capacity. Following the arbitration ruling, two civil court cases began:

- > the first appeal was lodged by MADE with the *Tribunal Judicial de Primera Instancia* asking for the arbitration ruling to be voided. The case is still pending with the court of first instance following referral by the Court of Appeal (subsequently confirmed by the Supreme Court of Appeal on September 26, 2013), which granted Enel Green Power España's appeal of the admission of briefs;
- > the second appeal was lodged by Energia XXI on May 9, 2006, with the Civil Court of Lisbon, with which Energia XXI asked for Enel Green Power España to be ordered to pay the amount determined in the arbitration ruling (the losses for which Energia XXI now puts at €546 million). Enel Green Power España considers the claim to be unfounded. Acting on a petition by Enel Green Power España, the court has so far suspended the case pending resolution of the first suit.

CIS and Interporto Campano

On December 4, 2009 and August 4, 2010 Enel Green Power SpA signed, with Interporto Campano and Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), respectively, a leasehold agreement with a term of more than nine years and a leasehold estate for the rooftops of the industrial sheds of the CIS and Interporto Campano in order to build and operate a photovoltaic plant. Two fires subsequently broke out at those sheds: the first occurred on April 22, 2011, during the construction of the plant, while the second broke out on March 26, 2012.

Following the fires, the CIS undertook two arbitration proceedings, on November 3, 2012 and May 23, 2014, respectively, with the latter undertaken together with Interporto Campano.

In the arbitration ruling filed on January 31, 2015, the ruling of the arbitration board in the first proceeding found against the contractor as well as contributory negligence on the part

of both the CIS and Enel Green Power ("EGP"), ordering EGP to pay the CIS about €2.5 million, equal to half of the damages originally admitted for indemnification. In the second arbitration proceeding, the CIS and Interporto Campano sought the termination of the leasehold estate and the more-than-9-year lease as well as damages for alleged losses following breaches by EGP quantified in the amount of about €65 million, of which about €35 million for costs incurred in dismantling the photovoltaic plants. EGP asked for the suits to be dismissed and filed a counter-claim for damages of about €40 million. The proceeding is at an early stage.

Bocamina II arbitration – Chile

Litigation is under way concerning the contract for the construction of the second unit of the Bocamina thermal plant ("Bocamina II"). The contract was agreed in 2007 by Endesa Chile with a consortium made up of Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construção and Administração de Projetos Ltda (together, "Tecnimont"), Slovenske Energetické Strojarne AS and Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada (together "SES"). On October 17, 2012 Endesa Chile submitted a request for arbitration before the International Chamber of Commerce in Paris, citing the non-performance of the consortium and claiming damages (subsequently quantified in the amount of about \$373 million, or about €270 million).

During the arbitration proceedings, the consortium filed a counterclaim against Endesa Chile in the amount of about \$1,300 million – about €940 million (most of which in the form of damages for the alleged harm to the image of Tecnimont following the execution of the bank guarantees by Endesa Chile).

In January 2015, Endesa Chile and the consortium signed a settlement agreement to close the arbitration proceeding (and forestall any other possible litigation) concerning the EPC contract for the construction of the Bocamina II project.

Tax litigation in Brazil

- In 1998, Ampla Energia e Serviços SA financed the acquisition of Coelce with the issue of bonds in the amount of \$350 million ("Fixed Rate Notes" – FRN) subscribed by its Panamanian subsidiary, which had been established to raise funds abroad. Under the special rules then in force, subject to maintaining the bond until 2008, the interest paid by Ampla to its subsidiary was not subject to withholding tax in Brazil.

However, the financial crisis of 1998 forced the Panamanian company to refinance itself with its Brazilian parent, which for that purpose obtained loans from local banks. The tax authorities considered this financing to be the equivalent of the early extinguishment of the bond, with the consequent loss of entitlement to the exemption from withholding tax.

In December 2005, Ampla Energia e Serviços SA carried out a spin-off in favor of Ampla Investimentos e Serviços SA 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 Ampla, for which the company promptly asked that body for clarifications. On October 15, 2013, Ampla was notified of the denial of the request for clarification ("*Embargo de 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 Superior de Justiça*").

The amount involved in the dispute at December 31, 2014 was about €332 million.

- In 2002, the State of Rio de Janeiro changed the deadlines for payment of the ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias and Serviços*) by withholding agents (to the 10th, 20th and 30th of each month – *Ley Benedicta*). Owing to liquidity problems, between September 2002 and February 2005, Ampla Energia e Serviços continued to pay the ICMS in compliance with the previous system (the 5th day of the subsequent month). Despite an informal agreement, the Brazilian tax authorities issued an assessment for late payment of the ICMS (“*multa de demora*”). Ampla appealed the measure (the highest level of administrative courts), arguing that the penalties imposed were not due owing to the application of a number of amnesties granted between 2004 and 2006. In the event of an adverse ruling, the company will continue litigation before the ordinary courts.

While the outcome of the final administrative proceedings is not yet known, following the registration of the claim in the Public Registry of the state of Rio de Janeiro, Ampla was required to provide security.

The amount involved in the dispute at December 31, 2014 was about €83 million.

- The States of Rio de Janeiro and Ceará issued a number of tax assessments against Ampla Energia e Serviços (for the years 1996-1999 and 2007-2012) and Companhia Energética do Ceará (for the years 2003, 2004 and 2006-2009), challenging the deduction of ICMS in relation to the purchase of certain 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 amount involved in the disputes totaled approximately €58 million at December 31, 2014.

- 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 a tax assessment – 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%.

On December 2, 2014, the company appealed the initial ruling, arguing that its accounting treatment was correct. 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.

The overall amount involved in the dispute at December 31, 2014 was about €66 million.

50. Events after the reporting period

Enel Green Power extends framework accord with Vestas to develop additional wind capacity in the United States

On January 12, 2015 Enel Green Power, acting through its subsidiary Enel Green Power North America Inc. ("EGP NA"), extended the framework agreement signed at the end of 2013 with Vestas for the development of wind farms in the United States.

The 2013 agreement, which provided for the supply of Vestas wind turbines, has supported EGP NA's recent successful growth in the United States.

The capacity yet to be developed under the 2013 agreement, together with the current extension, will enable EGP NA to qualify up to approximately 1 GW of future wind capacity in the United States for Federal Production Tax Credits (PTCs).

Exchange of bonds and issue of new bonds

On January 27, 2015, Enel Finance International NV ("EFI"), a wholly-owned subsidiary of Enel SpA, following a non-binding public exchange offer that ran from January 14 to January 21, purchased bonds issued by EFI and guaranteed by Enel in the total amount of €1,429,313,000. The consideration for the purchase was represented by (i) senior fixed-rate notes with a minimum lot size of €100,000 (and multiples of €1,000) issued by EFI (under the Global Medium-Term Notes Program of EFI and Enel) and guaranteed by Enel, in the principal amount of €1,462,603,000 and (ii) cash in the amount of €194,365,920.

The transaction was carried out as part of the optimization of EFI's financial management. It is intended to pursue active management of the Group's maturity structure and the cost of funds. The new notes, which EFI issued as part of the exchange offer under the Global Medium-Term Notes Program with an Enel guarantee, bear an interest rate of 1.966% and mature on January 27, 2025.

New bond issue of up to €1 billion to back exchange offers for existing bonds is authorized

On January 26, 2015, the Board of Directors authorized one or more new bond issues, to be carried out by December 31, 2015, with a total maximum principal amount of up to €1 billion.

The authorization is intended to allow Enel to make new bond issues to serve any exchange offers for bonds previously issued by the Company under the Global Medium-Term Notes Program, in order to optimize the Enel Group's capital and financial structure and to permit it to seize any opportunities that may arise in international financial markets.

Disposal of SF Energy

On January 29, 2015, the agreement signed on November 7, 2014 by Enel Produzione, a subsidiary of Enel, for the sale of its stake in SF Energy was finalized at a price of €55 million. Of the entire stake, 50% was sold to SEL - Società Elettrica Altoatesina (the counterparty in the agreement), while the remaining 50% was sold to Dolomiti Energia following exercise of its pre-emption rights. The disposal is part of the agreements between Enel Produzione and SEL.

The agreements also provide for the sale of the 40% stake held by Enel Produzione in SE Hydropower for €345 million. The latter transaction will be finalized only upon meeting the final condition provided for under the terms of the agreement, namely for SEL to obtain a bank commitment to provide the funding for the purchase of the equity stake. The condition is expected to be met by the end of the 1st Quarter of 2015.

Renegotiation of revolving credit line of about €9.4 billion

On February 12, 2015, Enel SpA Enel and its Dutch subsidiary Enel Finance International NV renegotiated the revolving credit facility of about €9.4 billion agreed on February 8, 2013, reducing its cost and extending the facility's maturity to 2020 from the original expiry date of April 2018.

The credit facility, which can be used by Enel and/or by Enel Finance International with a Parent Company guarantee, is not connected with the Group's debt refinancing program. It is intended to provide the Group's treasury with an extremely flexible and practical instrument for managing working capital.

The cost of the credit facility varies in relation to Enel's credit rating and bears a spread on Euribor that, based upon Enel's current rating, falls to 80 basis points from the previous 190 basis points, while the commitment fee has been reduced to 35% of the spread from the previous 40%, i.e. from 76 basis points to 28 basis points.

A number of Italian and foreign banks were involved in the transaction, with Mediobanca serving as the Documentation Agent.

Updates of disposal plan

On February 25, 2015, the Enel Board of Directors examined the updates of the plan for disposals of the Group's equity investments in Eastern Europe, announced to the market on July 10, 2014. Under the strategic guidelines set out in the new business plan to be presented to the financial community, it decided to suspend the process of disposing of the distribution and sales assets in Romania and to continue with the disposal of the generation assets held in Slovakia.

51. Share-based incentive plans

Between 2000 and 2008, Enel implemented stock incentive plans (stock option plans and restricted share units plans) each year in order to give the Enel Group – in line with international business practice and the leading Italian listed companies – a means for fostering management motivation and loyalty, strengthening a sense of corporate team spirit in our key personnel, and ensuring their enduring and constant effort to create value, thus creating a convergence of interests between shareholders and management. The remainder of this section describes the features of the stock incentive plans adopted by Enel and still in place in 2014.

2008 stock option plan

The 2008 plan provides for the grant of personal, non-transferable inter vivos options to subscribe a corresponding number of newly issued ordinary Enel shares to senior managers selected by the Board of Directors. The main features of the 2008 plan are discussed below.

Beneficiaries

The beneficiaries of the plan – who include the person who at the time of the grant of the options is CEO of Enel in his or her capacity as General Manager – comprise the small number of managers who represent the first reporting line of top management. The head of the Infrastructure and Networks Division does not participate but has received other incentives linked to specific objectives regarding the Division's business area. The exclusion was motivated by the obligation for Enel – connected with the full liberalization of the electricity sector as from July 1, 2007 – to implement administrative and accounting

unbundling so as to separate the activities included in the Infrastructure and Networks Division from those of the Group's other business areas. The beneficiaries have been divided into two brackets (the first includes only the CEO of Enel in his capacity as General Manager) and the basic number of options granted to each has been determined on the basis of their gross annual compensation and the strategic importance of their positions, as well as the price of Enel shares at the start of the period covered by the plan (January 2, 2008).

Exercise conditions

The right to subscribe the shares was subordinate to the condition that the executives concerned remain employed within the Group, with a few exceptions (such as, for example, termination of employment because of retirement or permanent invalidity, exit from the Group of the company at which the executive is employed, and succession *mortis causa*) specifically governed by the Regulations.

The vesting of the options is subject to achievement of two operational objectives, both calculated on a consolidated, three-year basis: (i) earnings per share (EPS, equal to Group net income divided by the number of Enel shares in circulation) for the 2008-2010 period, determined on the basis of the amounts specified in the budgets for those years and (ii) the return on average capital employed (ROACE, equal to the ratio between operating income and average net capital employed) for the 2008-2010 period, also determined on the basis of the amounts specified in the budgets for those years. Depending on the degree to which the objectives are achieved, the number of options that can actually be exercised by each beneficiary is determined on the basis of a performance scale established by the Enel Board of Directors and may vary up or down with respect to the basic option grant by a percentage amount of between 0% and 120%.

Exercise procedures

Once achievement of the operational objectives has been verified, the options can be exercised as from the third year after the grant year and up to the sixth year as from the grant year. The options can be exercised at any time, with the exception of two blocking periods lasting about one month before the approval of the draft annual financial statements of Enel SpA and the half-year report by the Board of Directors.

Strike price

The strike price was originally set at €8.075, equal to the reference price for Enel shares observed on the electronic stock exchange of Borsa Italiana on January 2, 2008. The strike price was modified by the Board of Directors on July 9, 2009 – which set it at €7.118 – in order to take account of the capital increase completed by Enel that month and the impact that it had on the market price of Enel shares.

Subscription of the shares is charged entirely to the beneficiaries, as the plan does not provide for any facilitated terms to be granted in this respect.

Shares serving the plan

In June 2008, the Extraordinary Shareholders' Meeting granted the Board of Directors a five-year authorization to carry out a paid capital increase in the maximum amount of €9,623,735.

The Board of Directors has not implemented the capital increase in the light of developments in the Enel stock price.

Developments in the 2008 stock option plan

The Board of Directors has determined that in the 2008-2010 period both EPS and ROACE exceeded the levels set out in the budgets for those years, thereby enabling the options to vest in an amount equal to 120% of those originally granted to the beneficiaries, in application of the performance scale established by the Enel Board of Directors.

The following table reports developments in the 2008 stock option plan:

Total options granted	Number of beneficiaries	Strike price	Verification of plan conditions	Options exercised at Dec. 31, 2013	Options lapsed at Dec. 31, 2013	Options lapsed outstanding in 2014	Options outstanding at Dec. 31, 2014
8,019,779 ⁽¹⁾	16 Group executives	€8.075 ⁽²⁾	Rights vested	None	None	9,623,735	None

(1) Following the review conducted by the Enel Board of Directors on the occasion of the approval of the Enel Group's consolidated financial statements for 2010 to determine the degree to which the two operational targets (EPS and ROACE) had been achieved, a total of 9,623,735 options have vested.

(2) The strike price was changed to €7.118 as from July 9, 2009 in order to take account of the impact of the capital increase completed by Enel that month on the market price of Enel shares.

It should be noted that the overall dilution of share capital as at December 31, 2014 attributable to the exercise of the stock options granted under the various plans amounts to 1.31%.

The following table summarizes developments over the course of 2012, 2013 and 2014 in the Enel stock option plans, detailing the main assumptions used in calculating their fair value.

Developments in stock option plans

Number of options	2008 plan
Options granted at December 31, 2012	9,623,735 ⁽¹⁾
Options exercised at December 31, 2012	-
Options lapsed at December 31, 2012	-
Options outstanding at December 31, 2012	9,623,735 ⁽¹⁾
Options lapsed in 2013	-
Options outstanding at December 31, 2013	9,623,735 ⁽¹⁾
Options lapsed in 2014	9,623,735 ⁽¹⁾
Options outstanding at December 31, 2014	-
Fair value at grant date (euro)	0.17
Volatility	21%
Option expiry	December 2014

(1) Following the review conducted by the Enel SpA Board of Directors on the occasion of the approval of the Enel Group's consolidated financial statements for 2010 to determine the degree to which the two operational targets (EPS and ROACE) set for the 2008 plan had been achieved, a total of 9,623,735 options have vested (120% of the 8,019,779 options originally granted).

Restricted share units plan 2008

In June 2008 Enel's Ordinary Shareholders' Meeting approved an additional incentive mechanism, a restricted share units plan. The plan – which is also linked to the performance of Enel shares – differs from the stock option plans in that it does not involve the issue of new shares and therefore has no diluting effect on share capital. It grants the beneficiaries rights to receive the payment of a sum equal to the product of the number of units exercised and the average value of Enel shares in the month preceding the exercise of the units.

Beneficiaries

The plan covers the management of the Enel Group (including the managers already participating in the 2008 stock option plan, which includes the person who at the time of the grant of the units is CEO of Enel in his or her capacity as General Manager), with the exception of the managers of the Infrastructure and Networks Division for the reasons discussed with the 2008 stock option plan. The beneficiaries have been divided into brackets and the basic number of units granted to each has been determined on the basis of the average gross annual compensation of the bracket, as well as the price of Enel shares at the start of the period covered by the plan (January 2, 2008).

Exercise conditions

Exercise of the units – and the consequent receipt of the payment – is subordinate to the condition that the executives concerned remain employed within the Group, with a few exceptions (such as, for example, termination of employment because of retirement or permanent invalidity, exit of the company at which the beneficiary is employed from the Group or succession *mortis causa*) specifically governed by the Regulations. As regards other exercise conditions, the plan first establishes a suspensory operational objective (a "hurdle target"): (i) for the first 50% of the basic number of units granted, Group EBITDA for 2008-2009, calculated on the basis of the amounts specified in the budgets for those years; and (ii) for the remaining 50% of the basic number of units granted, Group EBITDA for 2008-2010, calculated on the basis of the amounts specified in the budgets for those years.

If the hurdle target is achieved, the actual number of units that can be exercised by each beneficiary is determined on the basis of a performance objective represented by:

- > for the first 50% of the basic number of units granted, a comparison on a total shareholders' return basis – for the period from January 1, 2008 to December 31, 2009 – between the performance of ordinary Enel shares on the electronic stock exchange of Borsa Italiana SpA and that of a specific benchmark index calculated as the average of the performance of the MIBtel index (weight: 50%) – replaced with the FTSE Italia All Share index after an analogous substitution by Borsa Italiana in 2009 – and the Bloomberg World Electric Index (weight: 50%); and
- > for the remaining 50% of the basic number of units granted, a comparison on a total shareholders' return basis – for the period from January 1, 2008 to December 31, 2010 – between the performance of ordinary Enel shares on the electronic stock exchange of Borsa Italiana SpA and the benchmark index calculated as the average of the performance of the MIBtel index (weight: 50%) – replaced in 2009 with the FTSE Italia All Share index as indicated above – and the Bloomberg World Electric Index (weight: 50%).

The number that can be exercised may vary up or down with respect to the basic unit grant by a percentage amount of between 0% and 120% as determined on the basis of a specific performance scale.

If the hurdle target is not achieved in the first two-year period, the first tranche of 50% of the units granted may be recovered if the same hurdle target is achieved over the longer three-year period indicated above. It is also possible to extend the validity of the performance level registered in the 2008-2010 period to the 2008-2009 period, where performance was higher in the longer period, with the consequent recovery of units that did not actually vest in the first two-year period because of the lower performance level and on the condition that the first 50% of the basic unit grant has not yet been exercised.

Exercise procedures

Once achievement of the hurdle target and the performance objectives has been verified, of the total number of units granted, 50% may be exercised as from the second year subsequent to the grant year and the remaining 50% as from the third year subsequent to the grant year, with the deadline for exercising all the units being the sixth year subsequent to the grant year. In any event, each year the units can only be exercised during four time windows of ten business days each (to be announced by Enel over the course of the plan) in the months of January, April, July and October.

Developments in the 2008 restricted share units plan

The review conducted by the Board of Directors to verify satisfaction of the exercise conditions found the following. For the first 50% of the basic units granted, in 2008-2009 the hurdle target for Group EBITDA had been achieved and Enel shares had slightly outperformed the benchmark index, meaning that according to the performance scale 100% of the units originally granted had vested. For the remaining 50% of the basic grant awarded, in 2008-2010 the hurdle target for Group EBITDA had been achieved and Enel shares significantly outperformed the benchmark index, meaning that according to the performance scale an amount equal to 120% of the units originally granted had vested. In view of the fact that the level of achievement of the performance targets over the 2008-2010 period was higher than that achieved in 2008-2009, it is therefore possible to recover the units that did not vest in 2008-2009 as a result of the lower level of achievement of the performance targets for beneficiaries who had not yet exercised the first 50% of the basic units granted before achievement of the targets for 2008-2010 had been ascertained.

The following table reports developments in the 2008 restricted share units plan.

Number of RSU	2008 plan
RSU outstanding at December 31, 2012	254,314
of which vested at December 31, 2012	254,314
RSU lapsed in 2013	-
RSU exercised in 2013	24,540
RSU outstanding at December 31, 2013	229,774
of which vested at December 31, 2013	229,774
RSU lapsed in 2014	3,421
RSU exercised in 2014	226,353
RSU outstanding at December 31, 2014	-
of which vested at December 31, 2014	-
Fair value at the grant date (euro)	3.16
Expiry of the restricted share units	December 2014

**Financial statements of Enel SpA
at December 31, 2014**

Income Statement

Euro	Notes	2014		2013	
			of which with related parties		Of which with related parties
Revenue					
Revenue from services	4.a	244,732,151	244,663,410	268,845,478	268,636,586
Other revenue and income	4.b	920,520	92,914	6,653,586	4,473,336
	(Subtotal)	245,652,671		275,499,064	
Costs					
Energy, gas and fuel purchases	5.a	1,426,297		6,410,639	
Services, leases and rentals	5.b	184,864,554	57,699,240	230,244,862	78,671,891
Personnel	5.c	119,589,202	(32,288)	90,030,892	(487)
Depreciation, amortization and impairment losses	5.d	543,329,226		8,823,887	
Other operating expenses	5.e	19,256,153	(317,979)	14,056,103	115,042
	(Subtotal)	868,465,432		349,566,383	
Operating income		(622,812,761)		(74,067,319)	
Income from equity investments	6	1,818,272,847	1,818,272,847	2,028,038,570	2,028,038,570
Financial income from derivatives	7	2,190,314,832	459,596,620	1,491,687,360	938,294,046
Other financial income	8	221,643,785	194,191,141	320,518,912	226,716,064
Financial expense from derivatives	7	1,954,373,400	1,169,367,271	1,601,052,005	185,192,393
Other financial expense	8	1,377,093,325	3,142,675	1,001,287,461	124,529,446
	(Subtotal)	898,764,739		1,237,905,376	
Income before taxes		275,951,978		1,163,838,057	
Income taxes	9	(282,250,536)		(208,522,895)	
NET INCOME FOR THE YEAR		558,202,514		1,372,360,952	

Statement of Comprehensive Income

Euro	Notes	
	2014	2013
Net income for the year	558,202,514	1,372,360,952
Other comprehensive income recyclable to profit or loss		
Effective portion of change in the fair value of cash flow hedges	(73,365,668)	91,792,576
Income/(Loss) recognized directly in equity recyclable to profit or loss	(73,365,668)	91,792,576
Other comprehensive income not recyclable to profit or loss		
Remeasurements of net defined benefit liabilities/assets	7,140,604	(3,811,101)
Income/(Loss) recognized directly in equity not recyclable to profit or loss	7,140,604	(3,811,101)
Income/(Loss) recognized directly in equity	22 (66,225,064)	87,981,475
TOTAL COMPREHENSIVE INCOME/(LOSS) FOR THE PERIOD	491,977,450	1,460,342,427

Balance Sheet

Euro		Notes	
ASSETS		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
		of which with related parties	of which with related parties
Non-current assets			
Property, plant and equipment	10	7,795,187	8,632,640
Intangible assets	11	11,405,854	11,331,906
Deferred tax assets	12	382,572,824	278,678,021
Equity investments	13	38,754,068,086	39,289,052,513
Derivatives	14	1,979,171,296	818,817,602
Other non-current financial assets	15	146,490,819	116,989,366
Other non-current assets	16	466,782,285	176,864,784
	[Subtotal]	41,748,286,351	41,590,806,898
Current assets			
Trade receivables	17	131,944,125	126,901,064
Tax receivables	18	624,614,245	253,623,738
Derivatives	14	280,273,785	50,482,464
Other current financial assets	19	5,040,376,082	4,222,947,341
Cash and cash equivalents	20	6,972,042,465	3,122,891,795
Other current assets	21	243,507,371	208,144,734
	[Subtotal]	13,292,758,073	9,369,498,652
TOTAL ASSETS		55,041,044,424	50,960,305,550

Euro		Notes	
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
		<i>of which with related parties</i>	<i>of which with related parties</i>
Shareholders' equity			
Share capital		9,403,357,795	9,403,357,795
Reserves		9,113,576,853	9,179,799,975
Retained earnings (loss carried forward)		6,061,293,373	5,911,368,935
Profit for the period		558,202,514	1,372,360,952
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	22	25,136,430,535	25,866,887,657
Non-current liabilities			
Long-term borrowings	23	17,287,754,222	17,764,398,155
Post-employment and other employee benefits	24	301,792,836	335,802,956
Provisions for risks and charges	25	16,242,515	22,914,882
Deferred tax liabilities	12	251,979,935	130,417,074
Derivatives	14	2,483,607,608	469,314,078
Other non-current liabilities	26	286,974,494	283,108,323
	<i>[Subtotal]</i>	20,628,351,610	20,634,312,947
Current liabilities			
Short-term borrowings	23	4,745,815,106	4,319,403,537
Current portion of long-term borrowings	23	2,362,593,688	1,060,916,047
Trade payables	27	138,773,087	54,531,005
Derivatives	14	359,151,436	233,714,323
Other current financial liabilities	28	694,402,099	54,139,432
Other current liabilities	30	975,526,863	396,492,507
	<i>[Subtotal]</i>	9,276,262,279	4,459,104,946
TOTAL LIABILITIES		29,904,613,889	25,093,417,893
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY		55,041,044,424	50,960,305,550

Statement of Changes in Shareholders' Equity

Share capital and reserves (Note 22)										
	Share capital	Share premium reserve	Legal reserve	Reserve pursuant to Law 292/1993	Other sundry reserves	Reserve from remeasurement of defined benefit obligation	Reserve from measurement of financial instruments	Retained earnings/(loss carried forward)	Net income for the year	Total shareholders' equity
Euro										
At January 1, 2013	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,237,877	-	(351,618,268)	3,899,806,022	3,420,002,506	25,827,978,649
Adjustment for adoption of IAS 19/R (Employee benefits)	-	-	-	-	-	(12,997,883)	-	(6,337,719)	8,401,795	(10,933,807)
At January 1, 2013 restated	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,237,877	(12,997,883)	(351,618,268)	3,893,468,303	3,428,404,301	25,817,044,842
Reclassification of retained earnings/(losses carried forward) as a result of adoption of IAS 19/R (Employee benefits)	-	-	-	-	-	-	-	8,401,795	(8,401,795)	-
Other changes	-	-	-	-	4,057	-	-	-	-	4,057
Exercise of stock options	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stock option plans - changes for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2012 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,410,503,669)	(1,410,503,669)
- Legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	2,009,498,837	(2,009,498,837)	-
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Income/(Loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	(3,811,101)	91,792,576	-	-	87,981,475
Net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	1,372,360,952	1,372,360,952
At December 31, 2013	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,808,984)	(259,825,692)	5,911,368,935	1,372,360,952	25,866,887,657
At January 1, 2014	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,241,934	(16,808,984)	(259,825,692)	5,911,368,935	1,372,360,952	25,866,887,657
Other changes	-	-	-	-	1,942	-	-	-	-	1,942
Exercise of stock options	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Stock option plans - changes for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of 2013 net income:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Dividends	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,222,436,514)	(1,222,436,514)
- Legal reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Retaining earnings	-	-	-	-	-	-	-	149,924,438	(149,924,438)	-
Comprehensive income for the year:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Income/(Loss) recognized directly in equity	-	-	-	-	-	7,140,604	(73,365,668)	-	-	(66,225,064)
Net income for the year	-	-	-	-	-	-	-	-	558,202,514	558,202,514
total at December 31, 2014	9,403,357,795	5,292,076,658	1,880,671,559	2,215,444,500	68,243,876	(9,668,380)	(333,191,360)	6,061,293,373	558,202,514	25,136,430,535

Enel - Annual Report 2014

350

Statement of Cash Flows

Euro		Notes	
		2014	2013
			of which with related parties
			of which with related parties
Net income for the year		558,202,514	1,372,360,952
Adjustments for:			
Depreciations, amortization and impairment losses of intangible assets and property, plant and equipment	5.d	11,703,869	8,823,887
Exchange rate adjustments of foreign currency assets and liabilities		287,123,443	(44,451,090)
Accruals to provisions		24,534,294	5,351,239
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	(1,818,272,847)	(1,818,272,847)
Net financial (income)/expense		623,640,479	524,292,099
Income taxes	9	(282,250,536)	(208,522,895)
(Gains)/Losses from disposals and other non-monetary items		535,184,427	199,541
Cash flows from operating activities before changes in net current assets		(60,134,357)	(72,778,304)
Increase/(Decrease) in provisions		(55,266,390)	(45,341,313)
(Increase)/Decrease in trade receivables	17	84,189,474	82,062,633
(Increase)/Decrease in financial and non-financial assets/liabilities		54,102,343	(233,456,295)
Increase/(Decrease) in trade payables	27	(73,343,882)	(27,896,752)
Interest income and other financial income collected		774,010,519	470,312,293
Interest expense and other financial expense paid		(1,369,270,987)	(148,092,677)
Dividends from subsidiaries, associates and other companies	6	1,818,272,847	1,818,272,847
Income taxes paid (consolidated taxation mechanism)		(246,793,145)	(887,496,996)
Cash flows from operating activities (a)		925,766,422	1,668,835,061
Investments in property, plant and equipment and intangible assets	10-11	(10,940,364)	(10,406,565)
Equity investments	13	(200,000)	(200,000)
Cash flows from investing/disinvesting activities (b)		(11,140,364)	(112,862,854)
Financial debt (new long-term borrowing)	23	1,602,264,514	2,651,827,471
Financial debt (repayments and other net changes)	23	(1,103,409,596)	(3,908,963,730)
Net change in long-term financial payables/(receivables)		(974,482,447)	138,110,953
Net change in short-term financial payables/(receivables)		4,632,587,974	2,682,474,947
Dividends paid	22	(1,222,435,833)	(1,410,503,669)
Increase in capital and reserves due to exercise of stock options	22	-	-
Cash flows from financing activities (c)		2,934,524,612	(4,893,636,187)
Increase/(Decrease) in cash and cash equivalents (a+b+c)		3,849,150,670	(3,337,663,980)
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	20	3,122,891,795	6,460,555,775
Cash and cash equivalents at the end of the year	20	6,972,042,465	3,122,891,795

Notes to the 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. In providing management and coordination, Enel SpA's activities on behalf of the other Group companies can be summarized as follows:

- > corporate governance;
- > extraordinary financing and financial planning;
- > tax planning and strategy;
- > risk assessment management;
- > legal policies;
- > guidelines on management training and compensation policies;
- > government relations;
- > accounting guidelines;
- > strategic marketing.

Enel SpA performs, both directly and through the subsidiary Enel Finance International NV, a centralized treasury function for the Group (with the exception of the Endesa Group), thereby ensuring that the companies have access to the money and capital markets.

Furthermore, the Company, directly and through Enel Insurance NV, provides insurance coverage.

As the Parent Company, Enel SpA has prepared the consolidated financial statements of the Enel Group for the year ending December 31, 2014, 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 18, 2015, the Board authorized the publication of these financial statements at December 31, 2014.

These financial statements have undergone statutory auditing by Reconta Ernst & Young SpA.

Basis of presentation

The separate financial statements for the year ended December 31, 2014 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.

In addition, the income statement and the balance sheet have been modified to improve the presentation of the impact of derivatives on performance and the financial position. This involved the insertion of new accounts in the income statement and the balance sheet as well as the reclassification of the figures for 2013 and at December 31, 2013, in order to ensure comparability.

2. Accounting policies and measurement criteria

The accounting policies and measurement criteria are the same 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 and associated companies.

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.

Equity investments in subsidiaries and associates 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.

3. Recent accounting standards

For information on recent accounting standards, please refer to the corresponding section of the notes to the consolidated financial statements.

Information on the Income Statement

Revenue

4.a Revenue from sales and services – €245 million

"Revenue from sales and services" is comprised of:

Millions of euro	2014	2013	Change
Services			
Group companies	245	268	(23)
Non-Group counterparties	-	1	(1)
Total revenue from sales and services	245	269	(24)

Revenue from "services" amounted to €245 million and essentially regard services provided by the Company to subsidiaries as part of its management and coordination function and the rebilling of sundry expenses incurred by it but pertaining to the subsidiaries.

The decrease of €24 million with respect to the previous year is mainly due to the decline in rebilling to a number of Group companies for services associated with the business combinations and reorganizations and to the reduction in revenues for management fees and service activities.

"Revenues from sales and services" break down by geographical area as follows:

- > €206 million in Italy;
- > €34 million in the European Union;
- > €5 million in non-EU Europe.

4.b Other revenue and income – €1 million

"Other revenue and income" came to €1 million in 2014, down from the previous year (€6 million in 2013), mainly with regard to a reduction in rebillings for services of personnel seconded to other Group companies.

Costs

5.a Electricity, gas and fuel purchases – €2 million

"Electricity, gas and fuel purchases" came to €2 million, down €4 million from the previous year, essentially due to the recognition in 2013 of the price revision contained in the long-term import contract with Alpiq (€4 million), which even though it expired on December 31, 2011, provided for the revision within 3 years of the last invoice date.

5.b Services, leases and rentals – €185 million

Costs for "services, leases and rentals" break down as follows:

Millions of euro			
	2014	2013	Change
Services	170	212	(42)
Leases and rentals	15	18	(3)
Total services, leases and rentals	185	230	(45)

Costs for "services", totaling €170 million, concerned costs for services provided by third parties in the amount of €126 million (€149 million in 2013) and services provided by Group companies totaling €44 million (€63 million in 2013). More specifically, the decrease in costs for services provided by third parties, equal to €23 million, is mainly attributable to the decline in advertising, communication and print campaign expenses (€12 million) and costs associated with the acquisition and disposal of companies (€8 million).

Costs for services rendered by Group companies decreased by €19 million, mainly due to lower costs incurred in respect of IT services and training provided by Enel Italia Srl (€9 million) and the decline in costs for personnel of Enel Distribuzione SpA (€4 million) and Endesa (€2 million) seconded to Enel SpA.

Costs for "leases and rentals" mainly comprise costs for leasing assets from the subsidiary Enel Italia Srl. They fell by €3 million compared with the previous year, essentially due to lower property rental and leasing costs.

5.c Personnel – €120 million

Personnel costs break down as follows:

Millions of euro				
	Note	2014	2013	Change
Wages and salaries		71	64	7
Social security costs		24	19	5
Post-employment benefits	24	5	(1)	6
Other long-term benefits	24	9	5	4
Other costs and other incentive plans	25	11	3	8
Total		120	90	30

"Personnel" costs amounted to €120 million, an increase of €30 million compared with 2013, essentially the result of the rise in "wages and salaries" and the related social security costs (totaling €12 million), the increase in post-employment benefits (€6 million) and in the costs associated with the Long-Term Incentive Plan (€4 million), as well as the recognition in 2013 of a non-current item pertaining to the reversal of the provision for the transition-to-retirement plan (€6 million).

The item "post-employment benefits" includes cost for defined benefit plans and for defined contribution plans. In more detail, costs for defined contribution plans amounted to €4 million for 2014, unchanged from 2013.

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, 2014.

	Average number			Headcount
	2014	2013	Change	at Dec. 31, 2014
Senior managers	143	123	20	159
Middle managers	312	338	(26)	322
Office staff	324	332	(8)	310
Blue collar	-	-	-	-
Total	779	793	(14)	791

5.d Depreciation, amortization and impairment losses – €543 million

Millions of euro			
	2014	2013	Change
Depreciation	3	1	2
Amortization	9	8	1
Impairment losses	531	-	531
Total	543	9	534

"Depreciation, amortization and impairment losses", amounting to €543 million (€9 million in 2013), rose by €534 million compared with the previous year, essentially due to the impairment loss reported on the investments in Enel Produzione SpA (€512 million) and Enel Ingegneria e Ricerca SpA (€19 million), as well as higher amortization and depreciation.

5.e Other operating expenses – €19 million

"Other operating expenses" amounted to €19 million, up €5 million on the previous year, mainly due to a decline in reversals from the provision for litigation as compared with 2013.

Operating income amounted to a negative €623 million, a deterioration of €549 million compared with the previous year.

6. Income from equity investments – €1,818 million

Income from equity investments, amounting to €1,818 million, regard dividends approved by the shareholders' meetings of the subsidiaries and associates that were fully distributed in 2014.

Millions of euro

	2014	2013	Change
Dividends from subsidiaries and associates	1,818	2,028	(210)
Enel Produzione SpA	223	222	1
Enel Distribuzione SpA	1,373	1,625	(252)
Enelpower SpA	1	3	(2)
Enel Factor SpA	3	4	(1)
Enel Italia Srl	7	40	(33)
Enel Energia SpA	16	44	(28)
Enel Servizio Elettrico SpA	85	-	85
Enel Green Power SpA	109	89	20
CESI SpA	1	1	-
Dividend from other entities	-	-	-
Emittenti Titoli SpA	-	-	-
Total Income from equity investments	1,818	2,028	(210)

7. Net financial income/(expense) from derivatives- €236 million

This item breaks down as follows.

Millions of euro

	2014	2013	Change
Financial Income from derivatives			
- on behalf of Group companies	1,726	1,342	384
income from derivatives at fair value through profit or loss	1,726	1,342	384
- on behalf of Enel SpA:	464	150	314
income from fair value hedge derivatives	39	14	25
income from cash flow hedge derivatives	415	98	317
income from derivatives at fair value through profit or loss	10	38	(28)
Total Financial income from derivatives	2,190	1,492	698
Financial Expense on derivatives			
- on behalf of Group companies:	1,737	1,335	402
expense on derivatives at fair value through profit or loss	1,737	1,335	402
- on behalf of Enel SpA:	217	266	(49)
expense on cash flow hedge derivatives	167	239	(72)
expense on derivatives at fair value through profit or loss	50	27	23
Total Financial expense from derivatives	1,954	1,601	353
TOTAL NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE) FROM DERIVATIVES	236	(109)	345

Net income from derivatives amounted to €236 million (net financial expense of €109 million in 2013) and essentially reflects the net financial income from derivatives entered into on behalf of Enel SpA. The increase of €345 million over 2013 was mainly caused by the increase in net income from cash flow hedge and fair value hedge derivatives (respectively, €389 million and €25 million), partly offset by higher net financial expense on derivatives at fair value through profit or loss (€51 million) all entered into on behalf of Enel SpA and to hedge interest rates and exchange rates.

For more details on derivatives, please see note 31 "Financial instruments" and note 33 "Derivatives and hedge accounting".

8. Other net financial income/(expense) – €(1,155) million

This item breaks down as follows.

Millions of euro	2014	2013	Change
Other financial income			
Interest income at the effective interest rate:			
Interest income at effective interest rate on long-term financial assets	6	20	(14)
Interest income at effective interest rate on short-term financial assets	206	232	(26)
Total	212	252	(40)
Positive exchange rate differences	10	60	(50)
Other income	-	8	(8)
Total other financial income	222	320	(98)
Other financial expense			
Interest expense at the effective interest rate:			
Interest expense on bank borrowings	67	96	(29)
Interest expense on bonds	968	746	222
Interest expense on other borrowings	3	125	(122)
Total	1,038	967	71
Negative exchange rate differences	293	8	285
Interest expense on post-employment and other employee benefits	9	13	(4)
Fair value hedge charges – adjustment of hedged items	26	14	12
Other financial expense	11	(1)	12
Total other financial expense	1,377	1,001	376
TOTAL OTHER NET FINANCIAL INCOME/(EXPENSE)	(1,155)	(681)	(474)

Net other financial expense amounted to €1,155 million, mainly reflecting the interest expense on borrowings (€1,038 million) and negative exchange rate differences (€293 million), partly offset by short and long-term interest income (totaling €212 million). The increase in net financial expense of €474 million over 2013 was primarily caused by net exchange rate differences (a negative €335 million), higher interest expense on borrowings (€71 million), as well as lower interest income on financial assets (totaling €40 million). These changes reflect movements in interest and exchange rates, as well as changes in debt during the year.

9. Income taxes – €282 million

Millions of euro

	2014	2013	Change
Current taxes	(299)	(216)	(83)
Deferred tax income	8	10	(2)
Deferred tax expense	9	(2)	11
Total	(282)	(208)	(74)

Income taxes for 2014 showed a creditor position of €282 million, mainly due to the reduction in taxable income for IRES purpose as result of the exclusion of 95% of the dividends received from the subsidiaries and the deductibility of Enel SpA's interest expense for the Group's consolidated taxation mechanism in accordance with corporate income tax law (Article 96 of the Uniform Income Tax Code).

This essentially reflected both the difference between the two years in the amount of dividends received from subsidiaries and the non-deductibility of the impairment losses on equity investments recognized in 2014 and meeting the requirements of Article 87 of the Uniform Income Tax Code.

The following table reconciles the theoretical tax rate with the effective tax rate.

Millions of euro

	2014	% rate	2013	% rate
Income before taxes	276		1,164	
Theoretical corporate income taxes (IRES) (27.5%)	76	27.5%	320	27.5%
Tax decreases:				
- dividends from equity investments	(475)	-172.1%	(530)	-45.5%
- prior-year writedowns	-	-	(1)	-0.1%
- uses of provisions	(14)	-5.1%	(17)	-1.5%
- other	(22)	-8.0%	-	-
Tax increases:				
- writedowns for the year	152	55.1%	-	-
- accruals to provisions	10	3.6%	9	0.8%
- prior-year expense	3	1.1%	3	0.3%
- other	3	1.1%	9	0.8%
Total current income taxes (IRES)	(267)	-96.7%	(207)	-17.8%
IRAP	-	-	-	-
Difference on estimated income taxes from prior years	(32)	-11.6%	(9)	-0.8%
Total deferred tax items	17	6.2%	8	0.7%
- of which changes for the year	9		7	
- of which changes in estimates for previous years and reversal of deferred IRAP assets	8		1	
TOTAL INCOME TAXES	(282)	-102.2%	(208)	-17.9%

Information on the Balance Sheet

Assets

10. Property, plant and equipment – €8 million

Developments in property, plant and equipment for 2013 and 2014 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	26	57
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(24)	(52)
Balance at Dec. 31, 2012	1	1	-	-	1	2	5
Capital expenditure	-	-	-	-	-	5	5
Depreciation	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Total changes	-	-	-	-	-	4	4
Cost	1	3	3	5	19	31	62
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(25)	(53)
Balance at Dec. 31, 2013	1	1	-	-	1	6	9
Capital expenditure	-	-	-	-	-	2	2
Depreciation	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Total changes	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Cost	1	3	3	5	19	33	64
Accumulated depreciation	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(28)	(56)
Balance at Dec. 31, 2014	1	1	-	-	1	5	8

"Property, plant and equipment" totaled €8 million, a decrease of €1 million compared with the previous year, essentially attributable to the negative net balance between capital expenditure during the year (€2 million) and depreciation for the period (€3 million).

"Leasehold improvements" mainly regard the renovation work on a number of buildings housing Enel SpA's headquarters.

11. Intangible assets – €11 million

"Intangible assets", all of which have a finite useful life, break down as follows.

Millions of euro	Industrial patents and intellectual property rights	Assets under development and advances	Total
Balance at Dec. 31, 2012	11	1	12
Capital expenditure	6	1	7
Assets entering service	1	(1)	-
Amortization	(8)	-	(8)
Total changes	(1)	-	(1)
Balance at Dec. 31, 2013	10	1	11
Capital expenditure	-	9	9
Assets entering service	9	(9)	-
Amortization	(9)	-	(9)
Total changes	-	-	-
Balance at Dec. 31, 2014	10	1	11

"Industrial patents and intellectual property rights" 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 remained stable as compared with the previous year since the amortization for the year (€9 million) was entirely offset by assets entering service, essentially in respect of software systems to manage consolidated reporting, risk and centralized finance systems.

"Assets under development and advances", amounting to €1 million, also remained the same as 2013 and essentially regard expenditure on centralized finance systems, the implementation of risk measurement models and improvements in the Parent Company's reporting management and accounting systems.

12. Deferred tax assets and liabilities – €383 million and €252 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, 2013	Increase/ (Decrease) taken to income statement	Increase/ (Decrease) taken to equity	at Dec. 31, 2014
	Total			Total
Deferred tax assets				
Nature of temporary differences:				
- accruals to provisions for risks and charges and impairment losses	36	(5)	(3)	28
- derivatives	199	-	115	314
- other items	44	(3)	-	41
Total deferred tax asset	279	(8)	112	383
Deferred tax liabilities				
Nature of temporary differences:				
- measurement of financial instruments	130	-	113	243
- other items	-	9	-	9
Total deferred tax liabilities	130	9	113	252
Excess net deferred IRES tax assets after any offsetting	171			172
Excess net deferred IRAP tax liabilities after any offsetting	(22)			(41)

“Deferred tax assets” totaled €383 million (€279 million at December 31, 2013), an increase of €104 million compared with the previous year, mainly attributable to deferred tax assets in respect of the fair value measurement of cash flow hedges (€115 million) and the reversal of a number of items associated with accruals to provisions for risks and charges and impairment losses (€5 million).

Deferred tax liabilities” totaled €252 million, an increase of €122 million (€130 million at December 31, 2013), due largely to deferred taxes in respect of the fair value measurement of cash flow hedges (€113 million).

The amount of deferred tax liabilities was determined by applying the rates of 27.5% for IRES and 5.57% for IRAP (taking account of regional surtaxes). The amount of deferred tax assets was determined by applying the IRES rate of 27.5% only, 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 – €38,754 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, associates and other companies.

Millions of euro	Original cost	(Writedowns) / Revaluations	Other changes - IFRIC 11 and IFRS 2	Carrying amount	% holding	Reclassifications	at Dec. 31, 2014				
							Changes in 2014				
							at Dec. 31, 2014				
							at Dec. 31, 2014				
A) Subsidiaries											
Enel Produzione SpA	4,892	-	4	4,896	100.0	(512)	4,892	(512)	4	4,384	100.0
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	46	-	1	47	100.0	(19)	46	(19)	1	28	100.0
Enel Distribuzione SpA	4,054	-	2	4,056	100.0	-	4,054	-	2	4,056	100.0
Enel Servizio Elettrico SpA	110	-	-	110	100.0	-	110	-	-	110	100.0
Enel Trade SpA	901	-	1	902	100.0	-	901	-	1	902	100.0
Enel Green Power SpA	3,640	-	2	3,642	68.3	-	3,640	-	2	3,642	68.3
Enel Investment Holding BV	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0	-	8,498	(4,473)	-	4,025	100.0
Enelpower SpA	189	(119)	-	30	100.0	-	189	(119)	-	30	100.0
Enel Energia SpA	1,321	(8)	-	1,313	100.0	-	1,321	(8)	-	1,313	100.0
Enel Iberoamérica SL	18,300	-	-	18,300	100.0	-	18,300	-	-	18,300	100.0
Enel Factor SpA	18	-	-	18	100.0	-	18	-	-	18	100.0
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100.0	-	5	-	-	5	100.0
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100.0	-	525	(41)	3	487	100.0
Enel NewHydro Srl	70	(54)	-	16	100.0	-	70	(54)	-	16	100.0
Enel Finance International NV	1,414	-	-	1,414	100.0	-	1,414	-	-	1,414	100.0
Enel Oil & Gas SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0
Total	43,983	(4,735)	13	39,261		(531)	43,983	(5,266)	13	38,730	
C) Associates											
CEIS SpA	23	-	-	23	42.7	-	23	-	-	23	42.7
Total	23	-	-	23		-	23	-	-	23	
D) Other companies											
Ecogas SA	5	(1)	-	4	4.3	(4)	5	(5)	-	-	4.3
Emitenti Titoli SpA	1	-	-	1	10.0	-	1	-	-	1	10.0
Infraclilla SpA	-	-	-	-	1.0	-	-	-	-	-	1.0
Total	6	(1)	-	5		(4)	6	(5)	-	1	
TOTAL	44,012	(4,736)	13	39,289		(535)	44,012	(5,271)	13	38,754	

The table below reports changes in equity investments in 2014:

Millions of euro	
Increases:	
Incorporation of Enel Oil & Gas SpA	-
Total	-
Decreases:	
Writedown of equity investment in Enel Produzione SpA	(512)
Writedown of equity investment in Enel Ingegneria e Ricerca SpA	(19)
Writedown of equity investment in Elcogas SA	(4)
Total	(535)
NET CHANGE	(535)

The net decrease in the value of equity investments in subsidiaries, associates and other companies is attributable to:

- > the writedown of the equity investment in Enel Produzione SpA in the amount of €512 million, to take account of the ongoing impact of the economic crisis in Italy and in consideration of the negative impact of such crisis on the traditional electricity generation sector;
- > the writedown of the equity investment in Enel Ingegneria e Ricerca SpA in the amount of €19 million, to take account of the losses posted by the company and the presumable recovery of the recognized cost;
- > to the total writedown of the equity investment in Elcogas SA, which has been in liquidation since January 1, 2015, for €4 million;
- > incorporation of Enel Oil & Gas SpA on November 26, 2014, through the contribution of €0.02 million towards the share capital.

The share certificates for Enel SpA's investments in Italian subsidiaries are held in custody at Monte dei Paschi di Siena.

The following table lists reports the share capital and shareholders' equity of the investments in subsidiaries, associates and other companies at December 31, 2014.

	Registered office	Currency	Share capital (euro)	Shareholders' 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	4,039	(1,793)	100.0	4,384
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Rome	Euro	30,000,000	26	(1)	100.0	28
Enel Distribuzione SpA	Rome	Euro	2,600,000,000	4,365	1,278	100.0	4,056
Enel Servizio Elettrico SpA	Rome	Euro	10,000,000	98	5	100.0	110
Enel Trade SpA	Rome	Euro	90,885,000	357	(235)	100.0	902
Enel Green Power SpA ⁽¹⁾	Rome	Euro	1,000,000,000	8,929	440	68.3	3,642
Enel Investment Holding BV ⁽¹⁾	Amsterdam	Euro	1,593,050,000	3,673	61	100.0	4,025
Enelpower SpA	Milan	Euro	2,000,000	30	-	100.0	30
Enel Energia SpA	Rome	Euro	302,039	1,214	160	100.0	1,313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500,000,000	23,546	21	100.0	18,300
Enel Factor SpA	Rome	Euro	12,500,000	48	4	100.0	18
Enel Sole Srl	Rome	Euro	4,600,000	56	7	100.0	5
Enel Italia Srl	Rome	Euro	50,000,000	420	9	100.0	487
Enel Newhydro Srl	Rome	Euro	1,000,000	18	1	100.0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1,478,810,370	722	32	100.0	1,414
Enel Oil & Gas SpA	Rome	Euro	200,000	-	-	100.0	-
C) Associates							
CEST SpA	Milan	Euro	8,550,000	95	2	42.7	23
D) Other companies							
Elcogas SA ⁽²⁾	Puertollano	Euro	20,242,260	(8)	(18)	4.3	-
Emittenti Titoli SpA	Milan	Euro	4,264,000	16	10	10.0	1
Idrosicilia SpA ⁽³⁾	Milan	Euro	22,520,000	40	2	1.0	-

(1) The figures for shareholders' equity and the results for the period refer to the Group.

(2) The figures for share capital, shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2013.

(3) The figures for share capital, shareholders' equity and net income refer to the financial statements at December 31, 2012.

The carrying amounts of the equity investments in Enel Finance International NV, Enel Italia Srl, Enel Servizio Elettrico SpA, Enel Trade SpA, Enel Investment Holding BV, Enel Produzione SpA and Enel Energia SpA are considered to be recoverable even though they individually exceed the respective shareholders' equity at December 31, 2014. 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 Finance International NV, it is due essentially to decline in the fair value of a number of balance sheet items that are reflected in shareholders' equity;
- > as to Enel Italia Srl and Enel Servizio Elettrico SpA, it is attributable to the retroactive application of "IAS 19 - Employee benefits" in 2013, which involved the recognition of net actuarial losses and that necessarily had an 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 subsidiaries;
- > in the cases of Enel Trade SpA and Enel Investment Holding BV, given that the expected future cash flows suggest a higher value than that reflected in the carrying amount of shareholders' equity (which in certain cases reflects unfavorable exchange rates), the value of the investment will be fully recovered and the mismatch between the two amounts is only temporary.

"Equity investments in other companies" at December 31, 2014 all regard unlisted companies and are measured at cost, as the fair value cannot be reliably determined.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Equity investments in unlisted companies measured at cost	1	5
Elcogas SA	-	4
Emittenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivatives – €1,979 million, €280 million, €2,484 million, €359 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Derivative financial assets	1,979	1,355	280	177
Derivative financial liabilities	2,484	2,098	359	237

For more details about the nature of derivative financial assets and liabilities, please see notes 31 "Financial instruments" and 33 "Derivative and hedge accounting".

15. Other non-current financial assets – €146 million

The aggregate is composed of the following:

Millions of euro	Notes	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Prepaid expenses		25	43	(18)
Other non-current financial assets included in net financial debt	15.1	121	122	(1)
Total		146	165	(19)

"Prepaid expenses" are essentially accounted for by residual transaction costs on the €10 billion revolving credit facility agreed on April 19, 2010, between Enel, Enel Finance International and Mediobanca, as well as those in respect of the Forward Start Facility Agreement signed on February 8, 2013, by the same companies with a pool of banks in the amount of €9 billion. The item reports the non-current portion of those costs and their reversal through profit or loss depends on the type of fee involved and the maturity of the credit line.

15.1 Other non-current financial assets included in net financial debt – €121 million

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Financial receivables				
Due from subsidiaries	31.1.1	117	117	-
Due from others		-	2	(2)
Other financial receivables		4	3	1
Total		121	122	(1)

"Financial receivables due from subsidiaries", amounting to €117 million, refers to receivables in respect of the assumption by Group companies of their share of financial debt. The terms of the agreements call for the rebilling of the related finance costs and the income and expenses accrued on the interest-rate risk hedging contracts, as well as the repayment of the principal upon maturity of each loan.

16. Other non-current assets – €467 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro				
		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities		173	195	(22)
Tax receivables		290	284	6
Other long-term receivables:				
- other receivables		4	4	-
Total		4	4	-
TOTAL other non-current assets		467	483	(16)

The item "receivable from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities" in the amount of €173 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 "Post-employment and other employee benefits".

On the basis of actuarial forecasts made using current assumptions, the portion due beyond five years of the "Receivables from subsidiaries for assumption of supplementary pension plan liabilities" came to €111 million (€130 million at December 31, 2013).

"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. This item increased by €6 million over the previous year due to the recognition of accrued interest for the period.

"Other receivables" amounted to €4 million and essentially regard the receivable due from Enel Ingegneria e Ricerca SpA for the sale in 2011 of the interest held in Sviluppo Nucleare Italia Srl.

17. Trade receivables – €132 million

The aggregate is composed of the following.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Customers:			
- other receivables	6	8	(2)
Total	6	8	(2)
Trade receivables due from subsidiaries	126	208	(82)
TOTAL	132	216	(84)

"Trade receivables due from subsidiaries" primarily regard the management and coordination services and other activities performed by Enel SpA on behalf of Group companies. The decrease of €82 million is linked with developments in the revenues associated with those services, as well as an improvement in collection times.

Trade receivables due from subsidiaries break down as follows.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Subsidiaries			
Enel Iberoamérica SL	1	1	-
Enel Produzione SpA	18	6	12
Enel Distribuzione SpA	7	20	(13)
Enel Green Power SpA	7	4	3
Endesa SA	-	1	(1)
Enel Servizio Elettrico SpA	(1)	2	(3)
Enel Trade SpA	3	2	1
Enel Energia SpA	21	34	(13)
Enel Italia Srl	-	21	(21)
Slovenské elektrárne AS	17	11	6
Enel.si Srl	6	18	(12)
Enelpower SpA	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel Sole Srl	2	2	-
Enel Russia OJSC	16	14	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	15	1
Endesa Generación SA	(2)	5	(7)
Enel Romania Srl	4	9	(5)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	8	(8)
Other	10	32	(22)
Total	126	208	(82)

Trade receivables by geographical area are shown below.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Italy	66	109	(43)
EU	47	75	(28)
Non-EU Europe	18	26	(8)
Other	1	6	(5)
Total	132	216	(84)

18. Tax receivables – €625 million

Income tax receivables at December 31, 2014 amounted to €625 million and essentially regard the Company's IRES credit for current 2014 taxes (€267 million) and the receivable with respect to consolidated IRES for 2014 (€354 million).

19. Other current financial assets – €5,040 million

This item can be broken down as follows.

Millions of euro				
	Note	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Other current financial assets included in net financial debt	19.1	4,693	4,930	(237)
Other sundry current financial assets		347	350	(3)
Total		5,040	5,280	(240)

19.1 Other current financial assets included in net financial debt – €4,693 million

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Financial receivables due from Group companies:				
- short-term financial receivables (intercompany accounts)	32.1.1	4,018	3,391	627
- short-term loan to Enel Finance International NV	32.1.1	-	500	(500)
- current portion of receivables for assumption of loans	32.1.1	-	21	(21)
Financial receivables due from others:				
- other financial receivables		3	-	3
- cash collateral for margin agreements on OTC derivatives	32.1.1	672	1,018	(346)
Total		4,693	4,930	(237)

"Other current financial assets included in net financial debt", amounting to €4,693 million at December 31, 2014, refer to "financial receivables due from Group companies" (€4,018 million) and "financial receivables due from others" (€675 million).

"Financial receivables due from Group companies" increased by €106 million over December 31, 2013, due to the rise in short-term financial receivables due from Group companies on

the intercompany current account (€627 million), partly offset by the repayment by Enel Finance International NV under the Intercompany Revolving Facility Agreement granted to it in 2013 (€500 million).

"Financial receivables due from others", amounting to €675 million, decreased by €343 million compared with December 31, 2013, essentially attributable to the reduction in cash collateral paid to counterparties for OTC derivatives on interest rates and exchange rates.

20. Cash and cash equivalents - €6,972 million

Cash and cash equivalents are detailed in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Bank and post office deposits	6,972	3,123	3,849
Cash and cash equivalents on hand	-	-	-
Total	6,972	3,123	3,849

Cash and cash equivalents amounted to €6,972 million, an increase of €3,849 million compared with December 31, 2013, mainly due to the impact of extraordinary transactions relating to the optimization of the Group's organizational structure on the centralized treasury functions, as well as lower tax payments for 2014.

21. Other current assets - €244 million

At December 31, 2014, the item broke down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Tax receivables	33	122	(89)
Other receivables due from Group companies	208	196	12
Receivables due from others	3	1	2
Total	244	319	(75)

"Other current assets" fell by €75 million as compared with December 31, 2013.

"Tax receivables" amounted to €33 million, primarily accounted for by the VAT credit for the Group (€25 million) and other receivables with respect to prior-year income taxes (€7 million). The decrease of €89 million on the previous year is essentially due to the decline in the VAT credit for the Group (€39 million), the collection of the IRAP receivables for previous years (€24 million) and the net creditor position with respect to tax authority, in 2013, with regard to IRES receivables for the companies that participate in the consolidated taxation mechanism (€20 million).

"Other receivables due from Group companies" mainly comprise the VAT credit in respect of the companies participating in the Group VAT mechanism (€51 million) and IRES receivables due from the Group companies that participate in the consolidated taxation mechanism (€116 million).

Liabilities

22. Shareholders' equity – €25,136 million

Shareholders' equity amounted to €25,136 million, down €731 million compared with December 31, 2013. The decrease is essentially attributable to the distribution of the dividend for 2013 in the amount of €0.13 per share (for a total of €1,223 million), as approved by the shareholders on May 22, 2014, offset in part by net income for the year (€492 million).

Share capital – €9,403 million

At December 31, 2014 (as at December 31, 2013), the share capital of Enel SpA – considering that no options were exercised as part of stock option plans in 2014 – amounted to €9,403,357,795 fully subscribed and paid up, represented by 9,403,357,795 ordinary shares with a par value of €1.00 each.

At the same date, 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, no shareholders held more than 2% of the total share capital, apart from the Ministry for the Economy and Finance, which holds 31.24%, CNP Assurances (which holds a 3.67% stake, held as at June 26, 2014 for asset management purposes) and the People's Bank of China (2.07%).

On February 26, 2015, the Ministry for the Economy and Finance sold an interest of 5.74% in the Company. Accordingly, following that operation, the Ministry's holding in the Company has decreased from 31.24% to 25.50%.

Other reserves – €9,114 million

Share premium reserve – €5,292 million

The share premium reserve did not change compared with the previous year.

Legal reserve – €1,881 million

The legal reserve, equal to 20.0% of share capital, did not change 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 – €(332 million)

At December 31, 2014, the item was entirely represented by the reserve from measurement of cash flow hedge derivatives a negative value of 332 million (net of the positive tax effect of €70 million).

Reserve from remeasurement of defined benefit obligation – €(10 million)

At December 31, 2014, the defined benefit plan reserve amounted to €10 million (net of the positive tax effect of €4 million). The reserve includes all actuarial gains and losses recognized directly in equity, as the corridor approach is no longer permitted under the revised 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 2013 and 2014.

Millions of euro	2013				2014			
	At Jan. 1, 2013	Gains/(Losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes	at Dec. 31, 2013	Gains/(Losses) recognized in equity for the year	Gross released to income statement	Taxes
Reserve from measurement of cash flow hedge instruments	(351)	(28)	141	(21)	(259)	173	(248)	2
Gains/(Losses) from the remeasurement of net liabilities/assets for defined benefit plans	(13)	(5)	-	1	(17)	10	-	(3)
Gains/(Losses) recognized directly in equity	(364)	(33)	141	(20)	(276)	183	(248)	(1)
								(342)

Retained earnings – €6,061 million

For 2014, the item shows an increase of €149 million, essentially attributable to retained net income for the previous year, as approved by the Shareholders' Meeting of May 22, 2014.

Net income – €558 million

Net income for 2014 amounted to €558 million.

The table below shows the availability of shareholders' equity for distribution.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	Possible uses	Amount available
Share capital	9,403		
Capital reserves:			
- share premium reserve	5,292	ABC	5,292
Income reserves:			
- legal reserve	1,881	B	
- reserve pursuant to Law 292/1993	2,215	ABC	2,215
- reserve from measurement of financial instruments	(332)		
- reserve for capital grants	19	ABC	19
- stock option reserve	29	ABC	29
- reserve from remeasurement of defined benefit plan liabilities	(10)		
- other	20	ABC	20
Retained earnings/(loss carried forward)	6,061	ABC	6,061
Total	24,578		13,636
amount available for distribution			13,633

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 Civil Code.

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 2013 and 2014.

	Amount distributed (in millions of euro)	Net dividend per share (in euro)
Dividends paid in 2013		
Dividends for 2012	1,410	0.15
Interim dividend for 2013	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2013	1,410	0.15
Dividends paid in 2014		
Dividends for 2013	1,223	0.13
Interim dividend for 2014	-	-
Special dividends	-	-
Total dividends paid in 2014	1,223	0.13

The dividend for 2014, equal to €0.14 per share, for a total of €1,316 million, will be proposed to the Shareholders' Meeting called for May 28, 2015. These financial statements do not take account of the effect of the distribution of the 2014 dividend to shareholders.

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 2014.

To this end, the Company constantly monitors developments in the level of its debt in relation to equity. The situation at December 31, 2014 and 2013 is summarized in the following table.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Non-current financial position	(17,288)	(17,764)	476
Net current financial position	4,556	5,339	(783)
Non-current financial receivables and long-term securities	121	122	(1)
Net financial debt	(12,611)	(12,303)	(308)
Shareholders' equity	25,136	25,867	(731)
Debt/equity ratio	(0.50)	(0.48)	(0.02)

23. Borrowings – €17,288 million, €2,363 million, €4,746 million

Millions of euro	Non-current		Current	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Long-term borrowings	17,288	17,764	2,363	1,061
Short-term borrowings	-	-	4,746	1,653

For more details about the nature of borrowings, please see note 31 "Financial instruments".

24. Post-employment and other employee benefits – €302 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, residential electricity discounts (limited to retired personnel only), 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 under statute, contract or other form of employee incentive scheme.

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 in the balance sheet at December 31, 2014 and at December 31, 2013.

Millions of euro	2014					2013				
	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	273	11	37	15	336	296	9	39	14	358
Current service cost	-	-	-	10	10	-	-	-	5	5
Interest expense	8	-	1	-	9	9	-	1	-	10
Actuarial (gains)/losses arising from changes in financial assumptions	(7)	-	(2)	-	(9)	4	2	(1)	-	5
Experience adjustments	(3)	1	1	-	(1)	-	1	-	-	1
(Gains)/Losses arising from settlements	-	-	-	-	-	(6)	-	-	-	(6)
Other payments	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)	(29)	(1)	(2)	(4)	(36)
Other changes	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Actuarial obligation at December 31	242	11	35	14	302	273	11	37	15	336

Millions of euro		
	2014	2013
(Gains)/Losses charged to profit or loss		
Service cost	10	5
Interest expense	9	10
(Gains)/Losses arising from settlements	-	(6)
Total	19	9

Millions of euro		
	2014	2013
Remeasurement (gains)/losses in OCI		
Actuarial (gains)/losses on defined benefit plans	(10)	6
Total	(10)	6

The current service cost for employee benefits in 2014 amounted to €10 million, recognized under personnel costs (€6 million in 2013), while the interest cost from the accretion of the liability amounted to €9 million (€10 million in 2013).

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.

	2014	2013
Discount rate	0.50% - 2.15%	0.75% - 3.0%
Rate of wage increases	1.6% - 3.6%	2.0% - 4.0%
Rate of increase in healthcare costs	2.6%	3.0%

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	(2)	2	2	2	2	4	1

25. Provisions for risks and charges – €16 million

The "provisions for risks and charges" cover 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			Total	
	at Dec. 31, 2013	Accruals	Reversals	Utilization	at Dec. 31, 2014 of which current portion
Provision for litigation, risks and other charges:					
- litigation	19	-	(6)	(1)	12
- other	3	-	-	-	3
Total	22	-	(6)	(1)	15
Provision for early-retirement incentives	1	-	-	-	1
TOTAL	23	-	(6)	(1)	16

The net reduction in the litigation provision amounted to €7 million, essentially reflecting the revision of estimates for a number of outstanding disputes (€6 million).

26. Other non-current liabilities – €287 million

"Other non-current liabilities" amounted to €287 million (€283 million at December 31, 2013). They essentially regard the debt towards Group companies that arose following Enel SpA's request (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 change for the year of €4 million was essentially attributable to the increase in the liability as a result of interest accrued during the period.

27. Trade payables – €139 million

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Trade payables:			
- due to third parties	85	130	(45)
- due to Group companies	54	82	(28)
Total	139	212	(73)

"Trade payables" include payables due to third parties of €85 million (€130 million at December 31, 2013) and payables due to Group companies of €54 million (€82 million at December 31, 2013).

Trade payables due to subsidiaries at December 31, 2014, break down as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Subsidiaries			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Distribuzione SpA	-	18	(18)
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	4	(4)
Enel Servizio Elettrico SpA	-	2	(2)
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Italia Srl	25	32	(7)
Enel Factor SpA	12	4	8
Endesa SA	4	13	(9)
Enel Russia OJSC	4	3	1
Sviluppo Nucleare Italia Srl	3	1	2
Other	4	3	1
Total	54	82	(28)

Trade payables break down by geographical area as follows.

Millions of euro			
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Suppliers			
Italy	123	183	(60)
EU	9	18	(9)
Non-EU	5	8	(3)
Other	2	3	(1)
Total	139	212	(73)

28. Other current financial liabilities – €694 million

“Other current financial liabilities” mainly regard interest expense accrued on debt outstanding at end-year.

Millions of euro				
	Notes	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Deferred financial liabilities	31.2.1	649	527	122
Other items	31.2.1	45	60	(15)
Total		694	587	107

“Deferred financial liabilities” consist of interest expense accrued on financial debt, while the “other items” include interest expense on current accounts held with Group companies.

29. Net financial position and long-term financial receivables and securities – €12,611 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, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Long-term borrowings	23	17,288	17,764	(476)
Short-term borrowings	23	4,746	1,653	3,093
Current portion of long-term borrowings	23	2,363	1,061	1,302
Non-current financial assets included in debt	15.1	121	122	(1)
Current financial assets included in debt	19.1	4,693	4,930	(237)
Cash and cash equivalents	20	6,972	3,123	3,849
Total		12,611	12,303	308

Pursuant to the CONSOB instructions of July 28, 2006, the following table reports the net financial position at December 31, 2014, reconciled with net financial debt as reported in the report on operations.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013		Change
		of which with related parties		of which with related parties	
Bank and post office deposits	6,972		3,123		3,849
Liquidity	6,972		3,123		3,849
Current financial receivables	4,693	4,018	4,930	3,912	(237)
Short-term bank debt	(3)		(4)		1
Short-term portion of long-term bank debt	(2,363)		(1,061)		(1,302)
Other short-term financial payables	(4,743)	(4,320)	(1,649)	(1,531)	(3,094)
Short-term financial debt	(7,109)		(2,714)		(4,395)
Net short-term financial position	4,556		5,339		(783)
Bonds	(17,288)		(17,764)		476
Long-term borrowings	(17,288)		(17,764)		476
Long-term financial position	(17,288)		(17,764)		476
NET FINANCIAL POSITION as per CONSOB instructions	(12,732)		(12,425)		(307)
Long-term financial receivables	121	117	122	117	(1)
NET FINANCIAL DEBT	(12,611)		(12,303)		(308)

30. Other current liabilities - €975 million

"Other current liabilities" mainly concern payables due to the tax authorities and to the Group companies participating in the consolidated IRES taxation mechanism, as well as the Group VAT system.

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Tax payables	540	31	509
Payables due to Group companies	396	643	(247)
Payables due to employees, recreational/assistance associations	20	18	2
Payables due to social security institutions	8	8	-
Payables due to customers for security deposits and reimbursements	1	1	-
Other	10	8	2
Total	975	709	266

"Tax payables" amounted to €540 million and essentially regard amounts due to tax authorities for consolidated IRES (€533 million). The increase as compared with the previous year amounted to €509 million and essentially regards amounts due to tax authorities for consolidated IRES in 2014 (tax receivable in 2013), partly offset by the change from a debtor position in 2014 to a creditor position in 2014 with respect to Group VAT (€24 million). "Payables due to Group companies" amounted to €396 million and are composed of €316 million in liabilities generated by the IRES consolidated taxation mechanism and €77 million in liabilities from the Group consolidated VAT system. The decrease of €247 million reflected developments in the debtor positions generated by these consolidated taxation mechanisms.

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, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Loans and receivables	31.1.1	146	165	12,144	8,619
Financial assets at fair value through profit or loss					
Derivative financial assets at FVTPL	31.1.2	1,283	1,041	280	177
Total		1,283	1,041	280	177
Derivative financial assets designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivative financial assets	31.1.2	656	304	-	-
Fair value hedge derivative financial assets	31.1.2	40	10	-	-
Total		696	314	-	-
TOTAL		2,125	1,520	12,424	8,796

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, 2014	at Dec. 31, 2013	Notes	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Cash and cash equivalents		-	-	20	6,972	3,123
Trade receivables		-	-	17	132	216
Financial receivables due from Group companies						
Current portion of receivables for assumption of loans	15.1	117	117		-	21
Receivables on intercompany accounts		-	-	19.1	4,018	3,391
Short-term loan granted to Enel Finance International NV		-	-	19.1	-	500
Other financial receivables		-	-		205	257
Total financial receivables due from Group companies		117	117		4,223	4,169
Financial receivables due from others						
Cash collateral for margin agreements on OTC derivatives		-	-	19.1	672	1,018
Other financial receivables		29	48		145	93
Total financial receivables due from others		29	48		817	1,111
TOTAL		146	165		12,144	8,619

The primary change related to an increase in "cash and cash equivalents" of €3,849 million compared with December 31, 2013 due to the impact of extraordinary transactions relating to the optimization of the Group's organizational structure on the centralized treasury functions.

31.1.2 Derivative financial assets

The following table shows the notional amount and the fair value of derivative financial assets, by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current financial assets.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value		Change	Notional amount		Fair value		Change
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	
Derivative financial assets designated as hedging instruments										
Cash flow hedges:										
- on interest rate risk	-	-	-	-	-	400	-	-	-	-
- on foreign exchange risk	3,649	1,319	656	304	352	-	-	-	-	-
Total Cash flow hedges	3,649	1,319	656	304	352	400	-	-	-	-
Fair value hedges:										
- on interest rate risk	800	800	40	10	30	-	-	-	-	-
Fair value hedges	800	800	40	10	30	-	-	-	-	-
Derivatives at FVTPL:										
- on interest rate risk	3,112	3,413	376	225	151	45	-	2	-	2
- on foreign exchange risk	9,582	7,865	907	816	91	4,476	4,603	278	177	101
Total FVTPL	12,694	11,278	1,283	1,041	242	4,521	4,603	280	177	103
TOTAL	17,143	13,397	1,979	1,355	624	4,921	4,603	280	177	103

For more details about derivative financial assets please, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

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, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Financial liabilities measured at amortized cost	31.2.1	17,288	17,764	7,942	3,513
Financial liabilities at fair value through profit or loss					
Derivative financial liabilities at FVTPL	31.2.2	1,295	1,045	358	226
Total		1,295	1,045	358	226
Derivative financial liabilities designated as hedging instruments					
Cash flow hedge derivatives	31.2.3	1,189	1,053	1	11
Total		1,189	1,053	1	11
TOTAL		19,772	19,862	8,301	3,750

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	Notes	Non-current		Notes	Current	
		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013		at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Long-term borrowings	23	17,288	17,764		2,363	1,061
Short-term borrowings		-	-	23	4,746	1,653
Trade payables		-	-	27	139	212
Other current financial liabilities		-	-	28	694	587
Total		17,288	17,764		7,942	3,513

Borrowings

Long-term borrowings (including the current portion due within 12 months) - €19,651 million

Long-term borrowings, which refers exclusively to bonds, denominated in euros and other currencies, including the current portion due within 12 months (equal to €2,363 million), amounted to €19,651 million at December 31, 2014.

The following table shows the nominal values, carrying amounts and fair values of long-term borrowings at December 31, 2014, including the portion due within 12 months, grouped by type of borrowing and type of interest rate. For listed debt instruments, the fair value is given by official prices. For unlisted debt instruments, fair value is determined using valuation techniques appropriate for each category of financial instrument and the associated market data for the reporting date, including the credit spreads of the Group.

Millions of euro	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Nominal value	Carrying amount	Current portion	Portion due in more than 12 months	Fair value	Carrying amount
			at Dec. 31, 2014					at Dec. 31, 2013			Change
Bonds:											
- fixed rate	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	13,519	13,364	-	13,364	14,974	1,920
- floating rate	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	5,483	5,461	1,061	4,400	5,320	(1,094)
Total	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	19,002	18,825	1,061	17,764	20,294	826
Total fixed-rate borrowings	15,414	15,284	1,000	14,284	18,166	13,519	13,364	-	13,364	14,974	1,920
Total floating-rate borrowings	4,380	4,367	1,363	3,004	4,311	5,483	5,461	1,061	4,400	5,320	(1,094)
TOTAL	19,794	19,651	2,363	17,288	22,477	19,002	18,825	1,061	17,764	20,294	826

The balance for bonds regards, net of €777 million, 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, refer to the note 32 "Risk management" and about the level of fair value measurements, please, refer to the 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, 2013	at Dec. 31, 2014			
			at Dec. 31, 2014		
Euro	16,115	16,056	16,145	4.2%	4.5%
US dollar	890	1,012	1,030	8.8%	9.2%
Pound sterling	1,820	2,583	2,619	6.5%	6.7%
Total non-euro currencies	2,710	3,595	3,649		
TOTAL	18,825	19,651	19,794		

The table below reports changes in the nominal value of long-term debt.

Millions of euro	Nominal value	Repayments	New borrowing	Own bonds repurchased	Exchange rate differences	Nominal value
	at Dec. 31, 2013					at Dec. 31, 2014
Bonds	19,002	(1,061)	1,602	(42)	293	19,794
Total	19,002	(1,061)	1,602	(42)	293	19,794

Compared with December 31, 2013, the nominal value of long-term debt rose by €792 million, the net result of €1,602 million in new borrowing, €293 million in exchange rate losses, €1,061 million in repayments and €42 million in repurchases of own bonds.

The table below shows the characteristics of the main borrowings finalized in 2014.

New borrowings

Type of borrowing	Issuer	Issue date	Issue amount (millions of euro)	Currency	Interest rate (%)	Interest rate type	Maturity
Bonds:							
- 2014-2020 Hybrid Bond	Enel SpA	15/01/2014	1,000	EUR	5.000%	Fixed rate	15/01/2020
- 2014-2021 Hybrid Bond	Enel SpA	15/09/2014	602	GBP	6.625%	Fixed rate	15/09/2021
Total			1,602				

The main transactions carried out in 2014 for a total value of €1,602 million, related to the issue of hybrid instruments structured in the following tranches:

- > €1,000 million fixed-rate 5%, maturing January 15, 2020;
- > £500 million fixed-rate 6.625%, maturing September 15, 2021 (equal to €602 million at the issue date).

The main long-term borrowings are governed by covenants containing undertakings that are commonly adopted in international business practice.

The main covenants governing the debt regard the bond issues carried out within the framework of the Global Medium-Term Notes program, issues of subordinated unconvertible hybrid bonds, the €9.4 billion Forward Start Facility Agreement agreed on February 8, 2013 by Enel SpA and Enel Finance International NV with a pool of banks and the loans granted by UniCredit SpA in July 2013 and April 2014.

To date none of the covenants have been triggered.

The main commitments in respect of the bond issues in the Global Medium-Term Notes program can be summarized as follows:

- > negative pledge clauses under which the issuer may not establish or maintain (except under statutory requirement) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets to secure any listed bond or bond for which listing is planned unless the same guarantee is extended equally or pro rata to the bonds in question;
- > pari passu clauses, under which the securities constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the issuer and are issued without preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future bonds of the issuer itself;
- > specification of default events, whose occurrence (e.g. insolvency, failure to pay principle or interest, initiation of liquidation proceedings, etc.) constitutes a default;
- > under cross-default clauses, the occurrence of a default event in respect of any financial liability (above a threshold level) issued by the issuer or "significant" subsidiaries (i.e. consolidated companies whose gross revenues or total assets are at least 10% of gross consolidated revenues or total consolidated assets) constitutes a default in respect of the liability in question, which becomes immediately repayable;
- > early redemption clauses in the event of new tax requirements, which permit early redemption at par of all outstanding bonds.

The main covenants covering the hybrid bonds can be summarized as follows:

- > specification of default events, whose occurrence (e.g. failure to pay principle or interest, insolvency, initiation of liquidation proceedings, etc.) constitutes a default in respect of the liability in question, which in some cases becomes immediately repayable;
- > subordination clauses: each hybrid bond is subordinate to all other bonds issued by the company and ranks pari passu 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 for the Forward Start 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 its significant subsidiaries) may not establish or maintain (with the exception of permitted guarantees) mortgages, liens or other encumbrances on all or part of its assets to secure certain financial liabilities;
- > pari passu clauses, under which the payment undertakings constitute a direct, unconditional and unsecured obligation of the borrower and bear no preferential rights among them and have at least the same seniority as other present and future loans;
- > change of control clause, which is 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;

- > specification of default events, whose occurrence (e.g. failure to make payment, breach of contract, false statements, insolvency or declaration of insolvency by the borrower or its significant subsidiaries, business closure, government intervention or nationalization, administrative proceeding with potential negative impact, illegal conduct, nationalization and government expropriation or compulsory acquisition of the borrower or one of its significant subsidiaries) constitutes a default. Unless remedied within a specified period of time, such default will trigger an obligation to make immediate repayment of the loan under an acceleration clause;
- > under cross-default clauses, the occurrence of a default event in respect of any financial liability (above a threshold level) of the borrower or "significant" subsidiaries (i.e. consolidated companies whose gross revenues or total assets are at least equal to a specified percentage (10% of gross consolidated revenues or total consolidated assets)) constitutes a default in respect of the liabilities in question, which become immediately repayable;
- > clause on the disposal of assets under which the borrower is barred from disposing of certain assets or business activities, unless expressly agreed otherwise;
- > periodic reporting requirements.

Short-term borrowings – €4,746 million

The following table shows short-term borrowings at December 31, 2014, by nature.

Millions of euro	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Short-term bank borrowings (ordinary current account)	3	4	(1)
Cash collateral for CSAs on OTC derivatives received	423	116	305
Short-term borrowings from Group companies (on intercompany current account)	3,820	1,531	2,289
Other short-term borrowings from Group companies	500	-	500
Total	4,746	1,653	3,093

Short-term borrowings amounted to €4,746 million (€1,653 million in 2013), up €3,093 over the previous year, mainly due to:

- > the €305 million increase in cash collateral received from counterparties for transactions in OTC derivatives on interest rates and exchange rates;
- > the €2,289 million increase in "short-term borrowings from Group companies" attributable to a deterioration in the debtor position on the intercompany current account held with subsidiaries;
- > the €500 million increase in "other short-term borrowings from Group companies" as a result of drawings made on the Intercompany Short Term Deposit Agreement, the short-term credit line with Enel Finance International NV.

It should be specified that the fair value of current borrowings equals their carrying amount as the impact of discounting is not significant.

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).

Millions of euro	at December 31, 2014					at December 31, 2013				
	Initial debt structure			Impact of hedging instruments	Debt structure after hedging	Initial debt structure			Impact of hedging instruments	Debt structure after hedging
	Carrying amount	Notional amount	%			Carrying amount	Notional amount	%		
Euro	16,056	16,145	82.0%	3,649	19,794	16,115	16,249	85.5%	2,753	19,002
US dollar	1,012	1,030	5.0%	(1,030)	-	890	906	4.8%	(906)	-
Pound sterling	2,583	2,619	13.0%	(2,619)	-	1,820	1,847	9.7%	(1,847)	-
Total	19,651	19,794	100.0%	-	19,794	18,825	19,002	100.0%	-	19,002

The following table shows the effect of the hedges of interest rate risk on the gross long-term debt outstanding at the reporting date.

Outstanding gross debt	at December 31, 2014		at December 31, 2013	
	Before hedging	After hedging	Before hedging	After hedging
%				
Floating rate	22.1%	19.2%	28.9%	20.2%
Fixed rate	77.9%	80.8%	71.1%	79.6%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

31.2.2 Financial liabilities at fair value through profit or loss

Financial liabilities at fair value through profit or loss, broken down into current (€358 million) and non-current (€1,295 million) financial liabilities, refer solely to derivative financial liabilities.

31.2.3 Derivative financial liabilities

The following table shows the notional amount and the fair value of derivative financial liabilities, by type of hedge relationship and hedged risk, broken down into current and non-current financial liabilities.

Millions of euro	Non-current					Current				
	Notional amount		Fair value			Notional amount		Fair value		
			at							
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Derivative financial assets designated as hedging instruments										
Cash flow hedge:										
- on interest rate risk	390	1,690	159	153	6	900	500	1	11	(10)
- on foreign exchange risk	1,470	2,811	1,030	900	130	-	-	-	-	-
Total Cash flow hedge	1,860	4,501	1,189	1,053	136	900	500	1	11	(10)
Derivatives on FVTPL:										
- on interest rate risk	3,150	3,464	384	233	151	146	600	75	50	25
- on foreign exchange risk	9,582	7,865	911	812	99	4,476	4,603	283	176	107
Total Derivatives on FVTPL	12,732	11,329	1,295	1,045	250	4,622	5,203	358	226	132
TOTAL	14,592	15,830	2,484	2,098	386	5,522	5,703	359	237	122

For more details about derivative financial liabilities, please see note 33 "Derivatives and hedge accounting".

31.2.4 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, 2014	at Dec. 31, 2013	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	
Available for sale financial assets	-	-	
Loans and receivables	7	34	(8)
Financial assets at FVTPL			
Financial liabilities measured at amortized cost	(1,319)	(791)	
Financial liabilities at FVTPL			
Financial liabilities held for trading	-	-	
Financial liabilities designated upon initial recognition (fair value option)	-	-	

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 foreign exchange risk), credit risk and liquidity risk.

The Company's governance arrangements for financial risk envisage:

- > specific internal committees, formed of members of the Company's top management and chaired by the CEO, which are responsible for strategic policy-making and oversight of risk management;
- > the establishment of specific policies set at both the Company level and at the level of individual divisions/countries/business lines, which define the roles and responsibilities for those involved in managing, monitoring and controlling risks, ensuring the organizational separation of units involved in managing the Group's business and those responsible for managing risk;
- > the specification of operational limits at both the Company level and at the level of individual divisions/countries/business lines for the various types of risk. These limits are monitored periodically by the risk management units.

32.2 Market risks

Market risk is the risk that the expected cash flows or fair value of a financial instrument 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 foreign exchange risk are primarily generated by the presence of financial instruments.

The main financial liabilities, other than derivatives, held by the Company include bonds, bank borrowings (including revolving credit facilities and loans from EU bodies), other borrowings, 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, other than derivatives, held by the Group include financial receivables, cash collateral for derivatives transactions, cash and cash equivalents, short-term deposits and trade receivables.

For more details, please see note 32 "Financial Instruments".

The source of exposure to interest rate risk and foreign exchange risk did not change with respect to the previous year.

The nature of the financial risks to which the Company is exposed is such that changes in interest rates cause changes in cash flows associated with interest payments on long-term floating-rate debt instruments, while changes in the exchange rate between the euro and the main foreign currencies have an impact on the value of the cash flows denominated in those currencies.

The Group's policies for managing financial risks provide for the stabilization of the effects of changes in interest rates and exchange rates. This objective is achieved both at the source of

the risk, through the strategic diversification of the nature of financial assets and liabilities, and by modifying the risk profile of the exposure with derivatives entered into on over-the-counter markets.

As the Parent Company, Enel SpA centralizes some treasury management functions and access to financial markets with regard to derivatives contracts that do not have energy commodities as underlyings. As part of this activity, the Company 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 2013, EMIR (European Market Infrastructure Regulation no. 648/2012 of the European Parliament) came into force. It is intended to regulate the OTC derivatives market in order to contain the systemic and counterparty risk typical of the market within sustainable limits, increasing the transparency of trading and reducing the scope for market abuse.

To this end, the EMIR framework introduces an operational model for the management of the entire life cycle of OTC derivatives, involving both financial and non-financial counterparties. Among the main innovations, it provides for the standardization of contracts, the obligation to use a clearing system involving a central or bilateral counterparty, and requirements to report to authorized entities at the European level (trade repositories).

In 2013, the Enel Group, as non-financial counterparty, undertook a number of initiatives to ensure compliance with the EMIR regulatory framework.

In particular, in the more specific area of risk management governance, the Group has begun monitoring the size of the OTC derivatives portfolio in relation to the threshold values set by regulators for the activation of the clearing obligations. During 2014, no overshoot of those threshold values was detected.

The volume of transactions in financial derivatives outstanding at December 31, 2014, is reported below, with specification of the notional amount of each class of Instrument as calculated at the year-end exchange rates provided by the European Central Bank where denominated in currencies other than the euro.

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.

Starting from 2013, the Company now 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.

More specifically, the Company measures CVA/DVA using a Potential Future Exposure valuation technique for the net exposure of the position and subsequently allocating the adjustment to the individual financial instruments that make up the overall portfolio. All of the inputs used in this technique are observable on the market.

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, 2014	at Dec. 31, 2013
Interest rate derivatives		
Interest rate swaps	8,943	10,467
Total	8,943	10,467

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 €8,943 million (€10,467 million at December 31, 2013), of which €2,629 million (€3,640 million at December 31, 2013) in respect of hedges of the Company's share of debt, and €3,157 million (€3,413 million at December 31, 2013) 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, 2014, 22% of gross long-term financial debt was floating rate (29% at December 31, 2013). Taking account of hedges of interest rates considered effective pursuant to the IAS 39, 79% of gross long-term financial debt was hedged at December 31, 2014 (79% hedged at December 31, 2013). Including interest rate derivatives treated as hedges for management purposes but ineligible for hedge accounting, 79% of gross long-term financial debt was hedged (79% hedged at December 31, 2013).

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, 2014					
	Basis points	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross long-term floating-rate debt after hedging	25	9	(9)	-	-
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	-	-	17	(17)
Fair value hedges	25	(9)	9	-	-

Foreign exchange rate risk

Foreign exchange rate 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 foreign 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 foreign 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). In the latter case, the strike rate and/or the spot rate may be determined as averages of the official fixings of the European Central Bank.

Cross currency interest rate swaps are used to transform a long-term fixed- or floating-rate liability in foreign currency into an equivalent floating- or fixed-rate liability in euros. In addition to having notionals denominated in different currencies, these instruments differ from interest rate swaps in that they provide both for the periodic exchange of cash flows and the final exchange of principal.

The following table reports the notional amount of transactions outstanding at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedged item.

Millions of euro	Notional amount	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Foreign exchange derivatives		
Currency forwards:	11,218	7,762
- hedging foreign exchange risk on commodities	8,378	6,819
- hedging future cash flows	2,840	520
- other currency forwards	-	423
Cross currency interest rate swaps	22,017	21,304
Total	33,235	29,066

More specifically, these include:

- > currency forward contracts with a total notional amount of €8,378 million (€6,819 million at December 31, 2013), of which €4,189 million to hedge the exchange rate risk associated with purchases of energy commodities by Group companies, with matching transactions with the market;
- > currency forward contracts with a notional amount of €2,840 million (€520 million at December 31, 2013) to hedge the exchange rate risk associated with other expected cash flows in currencies other than the euro, of which €1,420 million in market transactions;
- > cross currency interest rate swaps with a notional amount of €22,017 million (€21,304 million at December 31, 2013) to hedge the exchange rate 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 18% of gross medium and long-term debt (15% at December 31, 2013) 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.

Foreign 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 follows:

Millions of euro					
at Dec. 31, 2014					
	Exchange rate	Pre-tax impact on profit or loss		Pre-tax impact on equity	
		Increase	Decrease	Increase	Decrease
Change in financial expense on gross debt denominated in foreign currency after hedging	10%	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives classified as non-hedging instruments	10%	-	-	-	-
Change in fair value of derivatives designated as hedging instruments					
Cash flow hedges	10%	-	-	(485)	592
Fair value hedges	10%	-	-	-	-

32.3 Credit risk

Credit risk is the risk that a counterparty will not meet its obligations under a financial instrument or customer contract, leading to a financial loss. The Company is exposed to credit risk from its operating activities and from its financing activities, including derivatives, deposits with banks and financial institutions, foreign exchange transactions and other financial instruments.

Unexpected changes in the creditworthiness of a counterparty have an effect on the creditor position, in terms of insolvency (default risk) or changes in its market value (spread risk).

The sources of exposure to credit risk did not change with respect to the previous year.

The Company manages credit risk by operating solely with counterparties considered solvent by the market, i.e. those with high credit standing, and does not have any significant concentration of credit risk.

The credit risk in respect of the derivatives portfolio is considered negligible since transactions are conducted solely with leading Italian and international financial institutions, diversifying the exposure among different institutions and constantly monitoring their credit ratings. In addition, 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.

The exposure to credit risk is regularly monitored by the department responsible for monitoring risks under the policies and procedures outlined in the governance rules for managing the Group's financial risks.

At December 31, 2014, 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 €14,101 million (€10,155 million at December 31, 2013). Of the total, €5,335 million regard receivables in respect of Group companies and €6,972 million regard cash and cash equivalents.

Millions of euro					
	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013		Change
		of which Group		of which Group	
Non-current financial receivables	117	117	117	117	-
Other non-current financial assets	4	-	5	-	(1)
Trade receivables	132	126	216	208	(84)
Current financial receivables	4,018	4,018	3,911	3,911	107
Other current financial assets	1,022	205	1,368	257	(346)
Financial derivatives	1,836	869	1,414	1,076	422
Cash and cash equivalents	6,972	-	3,123	-	3,849
Total	14,101	5,335	10,154	5,569	3,947

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 asset.

In the long term, liquidity risk is mitigated by maintaining a balanced debt maturity profile, diversification of funding sources in terms of instruments, markets/currencies and counterparties.

At the Group level, Enel SpA (directly and through its subsidiary Enel Finance International NV) manages the centralized Treasury function (with the exception of the Endesa Group, where those functions are performed by Endesa SA and its subsidiaries Endesa Internacional BV and Endesa Capital SA), ensuring access to the money and capital markets.

Enel SpA meets liquidity requirements primarily through cash flows generated by ordinary operations and drawing on a range of sources of financing. In addition, it manages any excess liquidity.

At December 31, 2014, Enel SpA had a total of about €6,972 million in cash or cash equivalents (€3,123 million at December 31, 2013) and committed lines of credit amounting

to €5,670 (of which none had been drawn) maturing in more than one year (€5,900 million at December 31, 2013).

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	1,000	-	1,990	6,665	5,629
- floating rate	1,300	63	1,059	935	1,010
Total	2,300	63	3,049	7,600	6,639

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.

at Dec. 31, 2014						
Millions of euro	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)	(e)=(c)-(d)	
				Related 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	418	-	418	-	(57)	362
- on foreign exchange risk	1,842	-	1,842	-	(973)	869
Total financial assets	2,260	-	2,260	-	(1,029)	1,231
FINANCIAL LIABILITIES						
Derivative financial liabilities:						
- on interest rate risk	(620)	-	(620)	-	476	(144)
- on foreign exchange risk	(2,223)	-	(2,223)	-	802	(1,421)
Total financial liabilities	(2,843)	-	(2,843)	-	1,278	(1,565)
TOTAL FINANCIAL ASSETS/(LIABILITIES)	(583)	-	(583)	-	249	(334)

33. Derivatives and hedge accounting

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 rate 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 rate 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 denominated in a foreign currency; iv) changes in the price of forecast electricity sales at variable prices; and v) changes in the price of transactions in coal and petroleum commodities;
- > 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.

The following table shows the notional amount and the fair value of hedging derivatives classified on the basis of the type of hedge relationship.

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	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Derivatives								
Cash flow hedges:								
- on interest rate risk	400	-	-	-	1,290	2,190	160	164
- on foreign exchange risk	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	1,030	900
Total cash flow hedges	4,049	1,319	656	304	2,760	5,001	1,190	1,064
Fair value hedges:								
- on interest rate risk	800	800	40	10	-	-	-	-
Total fair value hedges	800	800	40	10	-	-	-	-
TOTAL	4,849	2,119	696	314	2,760	5,001	1,190	1,064

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, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedged instrument	Hedged item	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013	
Interest rate swaps	Floating-rate borrowings	(160)	1,690	(164)	2,190
Interest rate swaps	Fixed-rate borrowings	40	800	10	800
Total		(120)	2,490	(154)	2,990

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 issue of an unconvertible hybrid bond denominated in euros in 2013, 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, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Cash flow hedge derivatives	400	-	-	-	1,290	2,190	(160)	(164)
Interest rate swaps	400	-	-	-	1,290	2,190	(160)	(164)
Fair value hedge derivatives	800	800	40	10	-	-	-	-
Interest rate swaps	800	800	40	10	-	-	-	-
TOTAL INTEREST RATE DERIVATIVES	1,200	800	40	10	1,290	2,190	(160)	(164)

The notional amount of the interest rate swaps at December 31, 2014 came to €2,490 million (€2,990 million at December 31, 2013), with a corresponding negative fair value of €120 million (negative €154 million at December 31, 2013).

The decline of €500 million in the notional amount is attributable to the maturing, and consequent closure, of cash flow hedge positions for the same amount in 2014.

The general decline in the yield curve over the course of the year prompted an improvement in the fair value of the fair value hedge derivatives.

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, 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Positive fair value	-	(9)	-	-	-	-	-
Negative fair value	(160)	(33)	(14)	(13)	(13)	(13)	(115)

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

	2014	2013
Opening balance at January 1	(86)	(186)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	(7)	100
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(93)	(86)

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 at Dec. 31, 2014	Distribution of expected cash flows					
Fair value hedge derivatives	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Positive fair value	40	10	11	10	9	30	-
Negative fair value	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 Foreign exchange risk

The following table shows the notional amount and the fair value of the hedging instruments on foreign exchange risk of transactions outstanding as at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedged item:

Millions of euro		Fair value	Notional amount	Fair value	Notional amount
Hedging instruments	Hedged item	at Dec. 31, 2014		at Dec. 31, 2013	
Cross currency interest rate swap (CCIRSs)	Fixed-rate borrowings	(374)	5,119	(596)	4,130
Total		(374)	5,119	(596)	4,130

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.

In 2014, cross currency interest rate swaps were entered into with respect to a fixed-rate borrowing of £500 million, equal to €642 million at the exchange rate prevailing at the end of the period.

The following table shows the notional amount and the fair value of derivatives on foreign exchange risk as at December 31, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of hedge:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Cash flow hedge derivatives	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)
Cross currency interest rate swaps	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)
TOTAL FOREIGN EXCHANGE DERIVATIVES	3,649	1,319	656	304	1,470	2,811	(1,030)	(900)

The notional amount of the cross current interest rate swaps at December 31, 2014 came to €5,119 million (€4,130 million at December 31, 2013), with a corresponding negative fair value of €374 million (negative €596 million at December 31, 2013).

The notional amount and the relative fair value essentially changed as a result of both new derivatives and developments in the exchange rate of the euro against the main other currencies.

Cash flow hedge derivatives

The following table shows the cash flows expected in coming years from cash flow hedge derivatives on foreign exchange risk:

Millions of euro	Fair value		Distribution of expected cash flows				
Cash flow hedge derivatives on exchange rates	at Dec. 31, 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Beyond
Positive fair value	656	106	101	94	90	96	639
Negative fair value	(1.030)	(75)	(70)	(64)	(59)	(152)	(560)

The following table shows the impact of cash flow hedge derivatives on foreign exchange risk on equity during the period, gross of tax effects:

Millions of euro	2014	2013
Opening balance at January 1	(242)	(254)
Changes in fair value recognized in equity (OCI)	-	-
Changes in fair value recognized in profit or loss - recycling	(68)	12
Changes in fair value recognized in profit or loss - ineffective portion	-	-
Closing balance at December 31	(310)	(242)

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, 2014 and December 31, 2013, broken down by type of risk:

Millions of euro	Notional amount		Fair value assets		Notional amount		Fair value liabilities	
	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013
Derivatives at FVTPL on interest rates	3,157	3,413	378	225	3,296	4,064	(460)	(284)
Interest rate swaps	3,157	3,413	378	225	3,296	4,064	(460)	(284)
Derivatives at FVTPL on exchange rates	14,058	12,468	1,186	993	14,058	12,468	(1,194)	(988)
Forwards	5,609	3,881	364	129	5,609	3,881	(369)	(128)
Cross currency interest rate swaps	8,449	8,587	822	864	8,449	8,587	(825)	(860)
TOTAL DERIVATIVES AT FVTPL	17,215	15,881	1,564	1,218	17,354	16,532	(1,654)	(1,272)

At December 31, 2014 the notional amount of derivatives at fair value through profit or loss on interest rates and foreign exchange rates came to €34,569 million (€32,413 million at

December 31, 2013), corresponding to a negative fair value of €90 million (negative €54 million at December 31, 2013).

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 €3,157 million.

The overall change in the notional amount and the fair value of interest rate swaps (respectively, a negative €1,024 million and a negative €23 million) compared with the previous year is attributable to the maturity and closure of a number of derivative positions in 2014 and to the general decline in the interest rate yield curve over the course of the year. Forward contracts, with a notional amount of €5,609 million, relate mainly to OTC derivatives entered into to mitigate the foreign exchange risk associated with the prices of energy commodities within the context of the procurement process undertaken by Group companies and intermediated in a way that tracks the market.

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, for a notional amount of €8,449 million, relate to foreign exchange hedges for the debt of the Group companies denominated in currencies other than the euro and intermediated in a way that tracks the market.

The change in the notional amount and the fair value of the cross currency interest rate swaps is mainly due to the natural maturity of a number of derivatives in 2014 and developments in the exchange rate of the euro with 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 information 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, 2014	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2014	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on foreign exchange risk	31.1.2	656	-	656	-	-	-	-	-
Total		656	-	656	-	-	-	-	-
Fair value hedge derivatives:									
- on interest rate risk	31.1.2	40	-	40	-	-	-	-	-
Total		40	-	40	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	31.1.2	376	-	376	-	2	-	2	-
- on foreign exchange risk	31.1.2	907	-	907	-	278	-	278	-
Total		1,283	-	1,283	-	280	-	280	-
TOTAL		1,979	-	1,979	-	280	-	280	-

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, 2014	Level 1	Level 2	Level 3	Fair value at Dec. 31, 2014	Level 1	Level 2	Level 3
Derivatives									
Cash flow hedge derivatives:									
- on interest rate risk	31.2.3	159	-	159	-	1	-	1	-
- on foreign exchange risk	31.2.3	1,030	-	1,030	-	-	-	-	-
Total		1,189	-	1,189	-	1	-	1	-
Fair value through profit or loss:									
- on interest rate risk	31.2.3	384	-	384	-	75	-	75	-
- on foreign exchange risk	31.2.3	911	-	911	-	283	-	283	-
Total		1,295	-	1,295	-	358	-	358	-
TOTAL		2,484	-	2,484	-	359	-	359	-

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, 2014	Level 1	Level 2	Level 3
Bonds:					
- fixed rate	31.2.1	18,166	18,166	-	-
- floating rate	31.2.1	4,311	3,048	1,263	-
Total		22,477	21,214	1,263	-
TOTAL		22,477	21,214	1,263	-

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 http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/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 2014, 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

2014

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2014	Payables at Dec. 31, 2014	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2014		2014	
Subsidiaries						
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	-	-	-	-	16
Endesa Generación SA	(2)	-	-	-	-	3
Endesa Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	(3)
Endesa SA	-	4	-	5	-	1
Enel Distributie Banat SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distributie Muntenia SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distribuzione SpA	146	289	-	-	-	73
Enel Energia SpA	109	4	-	-	-	59
Enel Iberoamérica SL	1	-	-	-	-	1
Enel France Sas	2	1	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	41	10	-	-	-	21
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	8	3	-	(1)	-	2
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia OJSC	16	4	-	1	-	4
Enel Produzione SpA	88	169	-	-	-	33
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	22	47	-	49	-	1
Enel Servizio Elettrico SpA	6	74	-	-	-	8
Enel Sole Srl	3	-	-	-	-	4
Enel Trade SpA	18	105	-	-	-	3
Enel Factor SpA	-	13	-	-	-	-
Enel Insurance NV	1	-	-	-	-	1
Enel.si Srl	7	2	-	-	-	1
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	6	-	-	-	-	6
Gas y Electricidad Generación SAU	-	-	-	-	-	1
Nuove Energie Srl	-	1	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	4
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	3	-	3	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	-	-	2
Total	511	737	-	58	-	245
Other related parties:						
GSE	1	1	-	-	-	-
Total	1	1	-	-	-	-
TOTAL	512	738	-	58	-	245

2013

Millions of euro	Receivables at Dec. 31, 2013	Payables at Dec. 31, 2013	Costs		Revenue	
			Goods	Services	Goods	Services
			2013		2013	
Subsidiaries						
Endesa Distribución Eléctrica SL	15	-	-	-	-	15
Endesa Generación SA	5	-	-	-	-	4
Endesa Latinoamérica SA	10	1	-	1	-	9
Endesa SA	1	13	-	6	-	1
Enel Distributie Banat SA	2	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie Muntenia SA	3	-	-	-	-	2
Enel Distribuzione SpA	209	442	-	4	-	81
Enel Energia SpA	59	4	-	-	-	52
Enel Iberoamérica SL	-	1	-	-	-	-
Enel France Sas	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	43	3	-	-	-	21
Enel Green Power Latin America BV	4	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	1	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	12	8	-	1	-	3
Enel Investment Holding BV	3	-	-	-	-	1
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-
Enel M@P Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia OJSC	14	3	-	1	-	5
Enel Produzione SpA	71	175	-	1	-	25
Enel Romania Srl	10	1	-	1	-	1
Enel Servizi Comune SA	3	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	29	55	-	59	-	11
Enel Servizio Elettrico SpA	18	160	-	-	-	11
Enel Sole Srl	2	5	-	-	-	3
Enel Trade SpA	42	120	-	-	-	6
Enel Unión Fenosa Renovables SA	2	-	-	-	-	-
Enel Factor SpA	-	4	-	-	-	-
Enel Insurance NV	-	-	-	-	-	1
Enel.si Srl	19	4	-	-	-	1
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energia SA	-	-	-	-	-	5
Gas y Electricidad Generación SAU	-	-	-	-	-	1
Nuove Energie Srl	3	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	11	-	-	-	-	7
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	1	-	4	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	8	-	-	-	-	2
Total	603	1,007	-	79	-	272
Other related parties:						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Total	1	-	-	-	-	1
TOTAL	604	1,007	-	79	-	273

Financial relationships

2014

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2014			2014		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	218	1,258	4,005	1	189	1,373
Enel Energia SpA	11	-	1,009	-	8	16
Enel Iberoamérica SL	2	2	-	-	2	-
Enel Finance International NV	1,714	3,105	25,522	750	173	-
Enel France Sas	-	-	26	-	-	-
Enel Green Power International BV	98	-	-	1	32	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	23	-	-	-	1	-
Enel Green Power North America Inc.	14	-	45	2	1	-
Enel Green Power Romania Srl	5	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	67	9	1,543	3	71	109
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	98	-	67	-	5	-
Enel Investment Holding BV	1	88	365	-	3	-
Enel Longanesi Developments Srl	27	-	1	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	5	-	-	-
Enel Produzione SpA	137	112	2,691	129	35	223
Enel Italia Srl	102	200	91	-	6	7
Enel Servizio Elettrico SpA	1,242	-	1,660	-	8	85
Enel Sole Srl	41	-	111	-	3	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	6	-	-	-
Enel Trade SpA	1,231	239	1,424	206	115	-
Enel.Factor SpA	160	-	-	-	2	3
Enel.Newhydro Srl	-	16	6	-	-	-
Enel.si Srl	5	-	36	-	-	-
Enelpower SpA	-	34	1	-	-	1
Marinelle Energie SA	-	-	9	-	-	-
Nuove Energie Srl	5	-	86	-	-	-
PH Chuças SA	7	-	-	-	-	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	11	4	-	-	-
Total	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,817
Other related parties:						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Total	-	-	-	-	-	1
TOTAL	5,209	5,076	38,713	1,172	654	1,818

2013

Millions of euro	Receivables	Payables	Guarantees	Costs	Revenue	Dividends
	at Dec. 31, 2013			2013		
Subsidiaries						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	133	1,012	4,748	33	56	1,625
Enel Energia SpA	160	-	1,015	-	18	44
Enel Iberoamérica SL	138	-	-	-	12	-
Enel Finance International NV	1,326	324	26,869	138	747	-
Enel France Sas	-	-	38	-	-	-
Enel Green Power International BV	3	1	-	3	2	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	40	2	2	-
Enel Green Power SpA	306	6	1,475	12	18	89
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	109	-	81	-	1	-
Enel Investment Holding BV	1	5	300	-	2	-
Enel Longanesi Developments Srl	23	-	-	-	-	-
Enel M@P Srl	2	-	6	-	-	-
Enel Produzione SpA	214	79	2,806	31	106	222
Enel Italia Srl	102	167	86	-	5	40
Enel Servizio Elettrico SpA	1,064	-	1,399	-	8	-
Enel Sole Srl	124	-	119	-	2	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	19	-	-	-
Enel Trade SpA	1,367	39	1,522	91	180	-
Enel.Factor SpA	248	-	-	-	3	4
Enel.Newhydro Srl	-	13	6	-	-	-
Enel.si Srl	6	-	32	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	3
Marcinelle Energie SA	-	-	11	-	-	-
Nuove Energie Srl	1	4	86	-	1	-
Pragma Energy SA	-	5	-	-	-	-
SE Hydropower Srl	35	-	-	-	1	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	10	2	-	-	-
Total	5,362	1,703	40,661	310	1,165	2,027
Other related parties:						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Elcogas SA	-	-	5	-	-	-
Total	-	-	5	-	-	1
TOTAL	5,362	1,703	40,666	310	1,165	2,028

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, 2014				at Dec. 31, 2013		
Assets						
Derivatives – non-current	1,979	819	41.4%	1,355	972	71.7%
Other non-current financial assets	146	117	80.1%	165	117	70.9%
Other non-current assets	467	177	37.9%	483	199	41.2%
Trade receivables	132	127	96.2%	216	209	96.8%
Derivatives - current	280	50	17.9%	177	104	58.8%
Other current financial assets	5,040	4,223	83.8%	5,280	4,169	79.0%
Other current assets	244	208	85.2%	319	196	61.4%
Liabilities						
Long-term borrowings	17,288	-	-	17,764	-	-
Derivatives – non-current	2,484	469	18.9%	2,098	70	3.3%
Other non-current liabilities	287	287	100.0%	283	281	99.3%
Short-term borrowings	4,746	4,319	91.0%	1,653	1,531	92.6%
Current portion of long-term borrowings	2,363	-	-	1,061	-	-
Trade payables	139	55	39.6%	212	83	39.2%
Derivatives - current	359	234	65.2%	237	72	30.4%
Other current financial liabilities	694	54	7.8%	587	30	5.1%
Other current liabilities	975	396	40.6%	709	643	90.7%

Impact on income statement

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2014			2013		
Revenue	246	245	99.6%	275	273	99.3%
Electricity purchases and consumables	2	-	-	6	-	-
Services and other operating expenses	324	58	17.9%	334	79	23.7%
Income from equity investments	1,818	1,818	100.0%	2,028	2,028	100.0%
Financial income on derivatives	2,190	460	21.0%	1,492	938	62.9%
Other financial income	222	194	87.4%	320	227	70.9%
Financial expense on derivatives	1,954	1,169	59.8%	1,601	185	11.6%
Other financial expense	1,377	3	0.2%	1,001	125	12.5%

Impact on cash flows

Millions of euro	Total	Related parties	% of total	Total	Related parties	% of total
	2014			2013		
Cash flows from operating activities	926	667	72.0%	1,669	28	1.7%
Cash flows from investing/disinvesting activities	(11)	(10)	90.9%	(113)	(113)	100.0%
Cash flows from financing activities	2,934	2,682	91.4%	(4,894)	(3,751)	76.6%

36. Contractual commitments and guarantees

Millions of euro

	at Dec. 31, 2014	at Dec. 31, 2013	Change
Sureties and guarantees given:			
- third parties	405	439	(34)
- subsidiaries	38,713	40,661	(1,948)
- associates and others	-	5	(5)
Total	39,118	41,105	(1,987)

Sureties granted to third parties regard guarantees issued by the Parent Company as part of the disposal to third parties of assets owned by Enel SpA or in the interest of its subsidiaries and they essentially regard the sale of real estate assets (€404 million). The guarantee is meant to ensure the performance of contractual obligations, specifically payments due and the commitment to renew at least 50% of the long-term lease agreements for 6 years.

Sureties issued on behalf of subsidiaries include:

- > €23,135 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;
- > €3,374 million issued to the European Investment Bank (EIB) for loans granted to Enel Distribuzione, Enel Produzione and Enel Green Power SpA;
- > €2,387 million issued on behalf of Enel Finance International securing a euro commercial paper program;
- > €1,957 million issued to the tax authorities in respect of participation in the Group VAT procedure on behalf of Enel.Newhydro, Enel Produzione, Enelpower, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M@p, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole, Enel Longanesi Developments, Enel Stoccaggi and Energy Hydro Piave;
- > €1,407 million in favor of Cassa Depositi e Prestiti issued on behalf of Enel Distribuzione, which received the Enel Grid Efficiency II loan;
- > €1,150 million issued by Enel SpA to the Single Buyer on behalf of Enel Servizio Elettrico SpA for obligations under the electricity purchase contract;
- > €720 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);
- > €545 million issued as counter-guarantees in favor of the banks that guaranteed the Energy Markets Operator on behalf of Enel Trade and Enel Produzione;
- > €458 million issued in favor of Terna on behalf of Enel Distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione and Enel Energia in respect of agreements for the electricity transmission service;
- > €365 million guarantee issued to financial counterparties on behalf of Enel Finance International securing bonds as part of the €35 billion Global Medium-Term Notes program;
- > €337 million issued in favor of Snam Rete Gas on behalf of Enel Trade for gas transport capacity;
- > €50 million issued to E.ON on behalf of Enel Trade for trading on the electricity market;
- > €50 million issued to RWE Supply & Trading Netherlands BV on behalf of Enel Trade for electricity purchases;
- > €32 million issued to Wingas GmbH & CO.KG on behalf of Enel Trade for the supply of gas;

- > €2,741 million issued to various beneficiaries as part of financial support activities by the Parent Company on behalf of subsidiaries, as well as €5 million issued on behalf of Enel.Newhydro as part of the disposal of the Ismes business unit.

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 assets.

38. Events after the reporting date

Please see note 50 to the consolidated financial statements for information on events after the reporting date.

39. Share-based incentive plans

Please see note 51 to the consolidated financial statements for information on share-based incentive plans.

40. Fees of audit firm pursuant to Article 149-duodecies of the CONSOB "Issuers Regulation"

Fees paid in 2014 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		
	of which:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	1.6
Auditing	- Entities of Ernst & Young SpA network	-
	of which:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	0.5
Certification services	- Entities of Ernst & Young SpA network	-
Total		2.1
Subsidiaries of Enel SpA		
	of which:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	1.7
Auditing	- Entities of Ernst & Young SpA network	6.3
	of which:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	0.5
Certification services	- Entities of Ernst & Young SpA network	5.3
Total		13.8
TOTAL		15.9

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 - エネルの取締役およ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および従業員に対して、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、被告人およびエネル（民事責任当事者として）は、複数当事者（自然人および公共団体）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（個人および環境協会）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およびエミリア・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。検察官および民事原告は、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、また損害賠償および被告間の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、支払いを済ませている。2011年において提起された訴訟をもって、環境省、エミリアの公的機関および刑事事件においてすで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・エスピーエーおよびエネル・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。経済上およ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ている。

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。環境省および民間の当事者（個人および環境協会）との訴訟は継続している。2014年1月8日の審理において、決定のために訴訟が提起され、書面の提出期限が設定された。

2011年8月に、ロヴィゴ（Rovigo）検察局は、エネルおよびエネル・プロデュツィオーネの多くの取締役、元取締役、役員、元役員および従業員に対し、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、被告人すべての審理を行うことが言い渡された。環境省、厚生省、ならびにエミリア・ロマーニャ州およびヴェネト州の地方当局を主とするその他の機関は、その代理機関と共に、被害者として本件に加わり、責任当事者としてエネルまたはエネル・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。証拠は、2013年中に提出された。当該年中、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日の公判において、裁判官全員出席の上で第一審判決が出され、予防的安全措置の採用を故意に怠ったとされた被告人すべてが無罪となった。裁判所はまた、（実際の災害発生時にもたらされるさらに悪化した状況を認めよとの要求は承認しなかったものの、）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すべて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ユーロの仮処分および係争中の残りの民間当事者の訴訟費用の支払いとともに、不特定の損害賠償の支払いを命じられた。

2014年9月末、裁判所の全体に対する判決が下された。同判決に対しては、2014年11月初旬、元最高経営責任者2名および検察が上訴した。さらに、（ ）検察による上訴理由の否定および第一審で得たのよりも広範な無罪判決を求める、無罪判決を受けた最高経営責任者、（ ）当初は不参加であった2つの地方自治体、および（ ）2つの省庁（環境省および保健省）が後に上訴した。

2015年2月、エネルは、ベニス上訴裁判所の2014年7月10日付判決に対し、破毀院に上訴した。

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（Brindisi Sud）火力発電所に関する刑事訴訟が行われている。民事訴訟において責任当事者とされている多くのエネル・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およ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年および2013年をカバーするように延長された。ブリンディジの県および市等の被害者によって、訴えが提起され、約1.4十億ユーロの損害賠償が求められている。弁論がすでに開始され、証人および専門家の審問が進行中である。

また、レッジョ・カラブリア（Reggio Calabria）裁判所およびビーボ・バレンティア（Vibo Valentia）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きが行われている。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。

2003年9月28日の停電に関連する裁判外紛争および訴訟

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およ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、カンパニア州およ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いは、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、ほぼすべてがエネル・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。2014年3月31日現在、係争中の訴訟は、裁判所の判決、原告側の請求の放棄および/または手続の併合にも関わらず、さらに上訴がされた結果約27,000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、回復のためのいくつかの措置が開始され、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に和解が成立した。

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（Cattolica））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し立てをした多数の再保険会社も手続きに参与している。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）、方針に従って決められた制限内での弁護士費用の支払いを命じると同時に、ユーザーおよびその弁護士に対して支払われたまたは支払われる金額に関しては、エネルを免責とする命令を出した。

同判決に基づいて、2014年10月、エネルはローマ裁判所に対しカトリカを提訴し、エネルに支払われるべき金額の設定およびかかる金額の支払いをカトリカに求めた。

第一回審問は、2015年3月30日に予定されている。

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。第一回審問は2015年4月27日に予定されている。

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年に破毀院により支持され、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アンピエント・エスエイチピーケーを通して、かかる問題に関してアルバニアにおいてエネルパワーおよびエネル・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25百万ユーロおよ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およびエネルが支払うよう命ずる判決が下され、当該判決はアルバニア上訴裁判所によって支持された。かかる判決後、アルバニアBEGアンピエントは、430百万ユーロ超の支払いを要求した。

アルバニア破毀院は、上記第一審判決を支持したので、エネルパワー・エスピーエーおよびエネル・エスピーエーは、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欧州人権裁判所に申し立て、同裁判所に、アルバニア共和国に対してエネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーが被った金銭的および非金銭的損害についての賠償の支払を命じるよう求めた。かかる訴訟は係争中である。

これに加えて、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およびエネルパワーに対する訴えを提起した。エネルおよびエネルパワーは、かかる訴えに反論している。訴訟は現在も継続している。

その後、またBEGアンビエントの主導で、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「Saise Conservatoire de Créances」（債権の予備的差押命令）を受けた。JPモルガン銀行ルクセンブルグ・エスエーは、エネル・エスピーエーの債権に関して類似の命令の送達を受けた。

その後、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エネル・エスピーエーおよびエネルパワー・エスピーエーを訴え、ニューヨーク州におけるアルバニアの判決の承認を求めた。最初の審問については未決であり、裁判官は、2社に対して597,493,543米ドルを上限として資産の処分の禁止命令を出した。

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、自身の利益を守るために採ることができるすべての手段を用い、原告の事件の根拠のすべての側面について争っている。また、エネルパワー・エスピーエーおよびエネル・エスピーエーがローマ裁判所に申し立てた訴訟において手続は進行しており、エネルパワー・エスピーエーおよびエネル・エスピーエーは、同裁判所に対し、アルバニアにおけるアルバニアBEGアンビエントにより取られた法的措置はイタリアにおいて言い渡されたエネルパワーに有利な仲裁判断の遵守から外れているとしてBEGエスピーエーの法的責任を確認するよう求めている。同訴訟において、エネルパワーおよびエネルは、アルバニア裁判所により下された判決を執行した場合に、どちらかがアルバニアBEGアンビエントに対し支払いを要求され得る金額についてBEGが責任を負い、損害賠償するよう命じることを裁判所に求めている。2014年4月21日に、エネルおよびエネルパワーが提出した申し立てに対して、裁判所は当該会社に対して出された前回の判決を取り消し、当該会社に約600百万米ドルを上限として資産の処分の禁止命令を出した。2014年4月22日には、エネルおよびエネルパワーが提出した申し立てに対して、裁判所は当該会社に対する一時禁止命令を無効とした。訴訟は現在係争中である。

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、仮差止命令に基づき、ハーグ裁判所より、複数の団体により保有される440百万ユーロを上限とした資産を凍結させる命令およ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・エスピーエーおよびエネルパワー・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、エネルおよ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およびエネルパワーが得ることを条件に、仮差止命令の解除を命じた。エネルおよびエネルパワーは、同判断に上訴し、現在、銀行保証は発行されていない。

2014年7月3日、アルバニアBEGアンビエント・エスエイチピーケーは、2度目の資金凍結の命令を求めた。

2014年8月28日の審問に続いて、ハーグ裁判所は、2014年9月18日、425百万ユーロの仮差止命令を与えた。エネルおよびエネルパワーは、この仮差止命令に上訴し、最終判断は下されていない。

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、オランダにて、同国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提訴した。

また、アルバニアBEGアンピエント・エスエイチピーケーは、アイルランドおよびルクセンブルグにて、これら2国において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。これら両方の訴訟は準備段階にあり、判決は下されていない。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、アルバニアBEGアンピエント・エスエイチピーケーによる請求に異議を申し立てる答弁を準備している。

さらに、アルバニア・ビーイージー・アンピエントがアルバニア国内で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・パワーおよびエネル・エスピーエーがビーイージーの責任の確認を求めてローマ裁判所に申し立てた訴訟の手續が継続している。この訴訟において、エネル・パワーおよびエネルは、ビーイージーの責任を認めること、および、アルバニアの裁判所の判決が執行された場合にどちらかがアルバニア・ビーイージー・アンピエントに支払う必要が生じうる金額の賠償金の支払をビーイージーに命じることを、裁判所に求めている。直近の2015年3月12日の審問においては、裁判所が判決に向けて本件を取り上げ、最終弁論および再答弁を提出する法定期間を両当事者に対し定めた。

法令第231/2001号の違反

法人の管理責任に関する法令第231/2001号の違反を申し立てられた以下の4件の訴訟は係争中である。うち3件はエネル・プロデュツィオーネが、1件はエネル・ディストリブツィオーネが、事故防止措置の不作为で訴えられた。

・2008年に起きたプリンディジにおけるエネル・フェデリコ プラントでの下請会社の従業員についての命に関わる事故について、エネル・プロデュツィオーネは過失致死に関する管理責任について起訴された。

・2009年に起きたプリンディジにおけるエネル・フェデリコ プラントでの下請会社の従業員についての事故について、エネル・プロデュツィオーネは過失人身傷害に関する管理責任について起訴された。

・2008年におきたテルミニ・イメレセのエネルのプラントでの下請会社の従業員についての命に関わる事故について、エネル・プロデュツィオーネは過失致死に関する管理責任について起訴された。

・2008年に起きたパレルモでの下請会社の従業員についての命に関わる事故について、エネル・ディストリブツィオーネは過失致死罪に関する管理責任について起訴された。

上記の訴訟は、まだ議論の段階にあるが、1件目は協議の段階に達している。

レッド・エレクトリカ・デ・エスパーナ (Red Eléctrica de España) 仲裁事案 - スペイン

2010年7月1日、法の要件に従って、エンデサ・ディストリビューション・エレクトリカ (Endesa Distribución Eléctrica) (以下「EDE」という。)は、レッド・エレクトリカ・デ・エスパーナ (Red Eléctrica de España) (以下「REE」という。)と、EDEの所有する送電ネットワークを含む資産を売却する契約を締結した。支払金額は、約1,400百万ユーロであった。かかる契約においては、2013年12月31日までに国家競争市場委員会 (CNMC) の行う清算によって報酬が増減した場合の価格調整が規定されていた。

2013年12月に公布された省令 IET/2443/2013について、REEは契約に規定される報酬より低い報酬になると解釈し、それを踏まえて、かかる会社は、コート・シビル・ヤ・メルカンティール・デ・アービトラージ (Corte Civil y Mercantil de Arbitraje) (CIMA) に対し、仲裁訴訟を提起し、売却価格の訂正を求めた。

請求額は、後に94百万ユーロに設定された。

本件は初期段階にあり、EDEは答弁を行っている。

バジルス (Basilus) 訴訟 (元メリディオナル) - ブラジル

ブラジルの建設会社であるバジルス・エス / エー・セルヴィソ、エンプレディミエント・イ・パーティシパソエス (Basilus S/A Serviço, Empreendimento y Participações) (元メリディオナル) は、ブラジルの会社であるCELF (リオデジャネイロ州が所有) と土木工事契約を締結したが、CELFは同契約を解除した。民営化の一部として、CELFはアンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス (「以下「アンブラ」という。) に対して資産を譲渡した。メリディオナルは、かかる譲渡は権利を侵害しており、詐欺行為であると主張し、1998年にアンブラに対し訴訟を起こした。

アンブラは、第一審および第二審裁判所にて有利な判決を得た。第二段階の判決が下されたが、バジルスは、不利な判決を覆すよう求めて、2010年9月に特別な上訴 (権利保障 (mandado de segurança)) を提起した。かかる要求は棄却された。

その後、バジルスは最高裁判所に新たに上訴し、現在係争中である。

係争額は約1,096百万ブラジルレアル (約336百万ユーロ) である。

CIEN訴訟 - ブラジル

1998年、ブラジルの会社であるCIENは、自らのアルゼンチン - 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 (Tractebel) 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。本係争の一環として、トラクテベルは関連する配電ラインの30%を買収する意志が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、2015年4月まで手続きを延期するというCIENの申し立てを承認した。係争額は、約118百万ブラジルレアル (約38百万ユーロ) 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 (Furnas) 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175百万ユーロ) 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 (CIENにはまだ通知されていない) を提起した。

シبران (Cibran) 訴訟 - 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 (シبران) (Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran)) は、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエー (アンブラ) (Ampla Energia e Serviços, SA (Ampla)) に対して、ブラジルの供給会社の役務の中断によって被ったとする損失の損害賠償を求めて、複数の訴訟を提起した。裁判所は、それらの訴訟の統一された技術評価を命じ、評価結果の一部はアンブラにとって不利なものだった。後者は、結果に異議を申し立て、新たな調査を求めた。かかる申し立てに関する手続きは保留中である。

2014年9月、第一審の裁判所は、上記の様々な訴訟のうち一件に関し、アンブラに対する判決を下し、約200,000ブラジルリアル(約60,000ユーロ)の罰則および後の段階で設定されるその他損害賠償を課した。アンブラは、同判決に上訴し、同上訴は係争中である。

他の訴訟における第一審裁判所の判決は、係争中である。

全訴訟の見積りは、約166百万ブラジルリアル(約50百万ユーロ)と推定されている。

コベルヴァ訴訟 - 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年にコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ・エスエー (以下「コエルチェ」という。) (Companhia Energética do Ceará SA (“Coelce”)) (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、厳密には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、コエルチェによる月間料金の支払いを規定しており、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、取り決めが統制する送電網を特定していない。かかる取り決めによって、複数の協同組合住宅が、コエルチェに対して、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) (Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau Ltda (Coperva)) による約161百万ブラジルリアル(約49百万ユーロ)の訴訟も含まれる。第一審の裁判所は、コエルチェに有利な判決を下したが、コベルヴァは同判決に上訴した。

エレクトリカ仲裁事案 - ルーマニア

2007年6月11日、エネル・エスピーエーは、エレクトリカ・ムンテニア・スード (Electrica Muntenia Sud) (EMS) の民営化のためSCエレクトリカ・エスエーと民営化契約を締結した。本契約は、当該ルーマニア企業の67.5%をエネルに売却することを定めている。個別規則に従い、2008年9月、配電及び電力販売事業がエネル・ディストリビューティー・ムンテニア (旧EMS) 及びエネル・エネルギー・ムンテニア (EEM) の2つの新会社に譲渡された。2009年12月、エネルは、当該2会社をエネル・インベストメント・ホールディング・ピーヴィイ (EIH) に譲渡した。

2013年7月5日、エレクトリカは、エネル・エスピーエー、エネル・インベストメント・ホールディング、EMS及びEEM（訴えの一部に限定）に、民営化契約の違反を主張する損害賠償請求のためパリの国際商業会議所に仲裁申立書を提出したことを通知した。

より具体的には、原告は、約800百万ユーロの違約金に加え、利息及び追加の不特定の損害賠償の支払を求めた。当該手続は現在進行中である。

2014年9月29日、SAPEは、エネルおよびエネル・インベストメント・ホールディングに対して、民営化契約に含まれるプットオプションに関連して約500百万ユーロ（およびその利息）を求めて、パリの国際仲裁裁判所にさらなる仲裁申立書を提出したことを通知した。かかるプットオプションは、エネル・ディストリビューティー・ムンテニアおよびエネル・エネルギー・ムンテニア持分13.57%を売却する権利をSAPEに与える。

本件は、準備段階にある。

ガブチコヴォ紛争 - スロバキア

スロバキア・エレクトラーネ（SE）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、ヴォドホスボダースカ・ヴィサタヴバ・スタンティ・ポドニック（VV）（Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik（VV））によって管理され、かかる発電所の稼働および維持管理は、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）（a management agreement（the VEG Operation Agreement））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（PP0）（the Public Procurement Office（PP0））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に基づき、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し、ブラチスラヴァ裁判所に対して、VEG協力協定の取り消しを求めて訴訟を提起した。2011年11月、第一審裁判所はSEに有利な判決を下し、一方でPP0は同判決に対して上訴した。

PP0の動きに平行して、VVも複数の訴訟を提起し、特にVEG協力協定を取り消しを求め、2006年からかかる発電所において発電された電力の販売収益をSEがVVに支払うよう求めた。

SEは、VVの訴えは根拠がないと考え、様々な訴訟に異議を唱えており、PP0によって開始した訴訟の判決を待つ間かかる訴訟は停止されている。

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、かかる契約を取り消した。控訴裁判所の判決が正式に通知されると、第一審裁判所の判決に対する上訴が行われる。

ラジェオ仲裁

本訴訟は、2008年10月に開始した複雑な紛争に関するものであり、エネル・プロデュツィオーネ（エネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）が承継）は、パリの国際商業会議所に対し、コミシオン・エジェクティヴァ・ハイドロエレクトリカ（Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica）（エルサルバドル共和国が完全所有しており、以下「CEL」という。）およびその子会社インベルシオネス・エネルジェティカス（Inversiones Energéticas）（以下「INE」という。）に対する仲裁申立てを行った。エネルは、地熱産業で活動するエルサルバドルの会社ラジェオに関して株主間契約の違反を主張した。エネルの主張は一審判決、二審判決およびフランスの破産院で支持されたが、一方でエルサルバドルにてEGPに対して、株主間契約を取り消し、ラジェオの買収の際に申し立てられた「横領」（に対する刑事的取り調べにおいて、かかる会社が民事責任当事者として関与するため、複数の訴訟が提起された。さらに、2013年7月、エルサルバドルの議会は、外国の投資家による国際投資紛争解決センター（ICSID）への他国政府に対する訴訟提起を許可する1965年ワシントン協定（Washington Convention of 1965）からのエルサルバドルの脱退を認める法案を可決した。しかし、かかる法が制定される前に、エネルは、エルサルバドル政府によるEGPとCELとの関係への干渉に対抗する権利を保全するためのICSIDへの訴えを開始していた。

2014年12月7日、ICSID仲裁訴訟の間、EGPとエルサルバドル共和国が、EGPのラジェオの投資に関する複数の紛争を解決する枠組契約に署名した。

かかる合意の規定に基づいて、2014年12月、エルサルバドルにおけるEGPの資産の差押えの取消しに続いて、EGPはラジェオの全株式（36.2%相当）をINEに約280百万米ドルで売却した。

エルサルバドル共和国とのかかる紛争の最終和解の全面的な効力およびICSID仲裁訴訟の終了は、翌6ヶ月間で検証される複数の特定条件（EGPおよびその代表者に対する係争中の地方訴訟の終了）に従う。最終判決を待つ間、ICSIDの訴訟は停止されている。

エネルジア・XXI・エネルジアス・レノヴァヴェイス・エ・コンサルトリア・リミターダ（Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada）及びエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの間の紛争

1999年、エネルジア・XXIは、MADE（現エネル・グリーン・パワー・エスパーニャ）に対し、ポルトガル及びブラジルにおけるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの風力発電機及び風力発電所の売却のための代理契約の期限前解除により損失が発生したとして、仲裁を申し立てた。2000年11月21日に下された判断では、仲裁委員会は、MADEによる契約の期限前解除は違法であるとし、（ ）法的費用、（ ）1999年7月21日（契約解除日）から2000年10月9日（契約満了日）までの間の月次報酬の固定部分（約50,000ユーロに相当）及び（ ）少なくとも15MWの発電容量の契約について決定される利益損失の支払をMADEに命じた。仲裁判断が下された後、以下の2つの民事訴訟が開始された。

- 最初の訴訟は、MADEが仲裁判断の取消しを求めて第一審裁判所に提起した。本件は、控訴裁判所による付託（後の2013年9月26日に最高控訴裁判所により承認された。）の後、準備書面の承認を求めるエネル・グリーン・パワー・エスパーニャの訴えが認められ、第一審裁判所にて係属中である。本件は現在進行中である。

- 2つ目の訴訟は、2006年5月9日、エネルギア・イクスイクスアイが、2000年の仲裁判断により決定された金額（エネルギア・イクスイクスアイの損失は現在546百万ユーロと見積もられている。）の支払をエネル・グリーン・パワー・エスパーニャに命じるよう求めてリスボン民事裁判所に提起した。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャは、かかる訴えは根拠がないと考えている。エネル・グリーン・パワー・エスパーニャからの請願に応じ、裁判所は、最初の訴訟が終了するまでの間本件の進行を停止している。

CISおよびインターポート・カンパーノ（Interporto Campano）

2009年12月4日および2010年8月4日、エネル・グリーン・パワー・エスピーエーは、インターポート・カンパーノ（Interporto Campano）およびセントロ・イングロッソ・スヴィラッポ・カンパーニャ・ギアニ・ナピ・エスピーエー（Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA）（以下「CIS」という。）のそれぞれと、9年超の賃借契約および太陽光発電所の建設および運営のためCISおよびインターポート・カンパーノの業務用倉庫の屋根上面の賃借不動産に署名した。かかる倉庫で2件の火災が続いて発生した。一件目は2011年4月22日、発電所の建設中に発生した。一方で、2012年3月26日に2件目が発生した。

かかる火災に続いて、CISは、2012年11月3日および2014年5月23日にそれぞれ、2件の仲裁訴訟を提起し、後者の訴訟はインターポート・カンパーノと一緒に行われた。

2015年1月31日に出された仲裁判決では、第一審の仲裁委員会の判決は、請負業者に対して不利なものであり、CISおよびエネル・グリーン・パワー（以下「EGP」という。）の両者の側に寄与過失があるとし、EGPに対して、CISに当初は賠償金として認められていた賠償金額の半分に相当する約2.5百万ユーロを支払うよう命じた。第二仲裁訴訟では、CISおよびインターポート・カンパーノが、賃借不動産および9年超の賃貸借の停止、ならびに約65百万ユーロ（その内約35百万ユーロは、太陽光発電所を取壊しにかかる費用）に設定されるEGPの債務不履行を受けて申し立てられた損失の損害賠償を求めた。EGPは、かかる訴えを棄却するよう求め、約40百万ユーロの損害賠償に対する反訴を提出した。本件は初期段階にある。

ボカミナ 仲裁事案 - チリ

ボカミナ火力発電所の第2号機（以下「ボカミナ」という。）の建設に関する契約に関連する訴訟が進行中である。当該契約は、2007年に、エンデサ・チリと、インヘニエリア・イ・コンストルクシオン・テクニモント・チリ・コンパニア・リミターダ（Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada）、テクニモント・エスピーエー（Tecnimont SpA）、テクニモント・ド・ブラジル・コンストルサン（Tecnimont do Brasil Construção）及びアドミニストラサン・ジ・プロジェクトス・エルティーディーエー（Administração de Projetos Ltda）（以下「テクニモント」と総称する。）、スロベンスケ・エネルゲティケ・ストロジャルネ・エーエス（Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.）並びにインヘニエリア・イ・コンストルクシオン・エスイーエス・チリ・リミターダ（Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada）（以下「SES」と総称する。）から成るコンソーシアムとの間で合意された。2012年10月16日、当該コンソーシアムによる契約上の請負業務の重大な違反（作業の期限内完了の不履行を含む。）を受けて、エンデサ・チリは、その地位を保全するため担保を実行しようとした。いずれにせよ、SESがスロバキアで開始した多数の予備訴訟が終了していないため、SESの担保はまだ回収されていない。2012年10月17日、エンデサ・チリは、当該コンソーシアムによる不履行を訴え損害賠償（後に、約373百万米ドル（約270百万ユーロ）と定量化された。）を請求するため、パリの国際商業会議所での仲裁の申立書を提出した。

仲裁手続の間、当該コンソーシアムは、エンデサ・チリに対して約1,300百万米ドル（約940百万ユーロ）（そのほとんどが、エンデサ・チリによる銀行担保の実行によるテクニモントの印象の悪化を主張する損害賠償である。）を求める反訴を提起した。

2015年1月、エンデサ・チリとコンソーシアムとの間で、ボカミナ 事業の建設のEPC契約に関する仲裁訴訟を終結させる（かつ他の訴訟の可能性を未然に防ぐ）和解契約に署名がされた。

エル・キンボ (El Quimbo) - コロンビア

影響を受けた地域の住民および漁師によるエル・キンボ事業に関する複数の法的行為（「団体訴訟」および「告訴」）は、係争中である。かかる事業は、エムゲサのウイラ（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、一つ目の「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。二つ目の訴訟は、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ならびに企業および団体によって提起され、橋（パソ・エル・コレジオ（Paso El Colegio））の閉鎖に関する損害賠償を主張している。

いわゆる「告訴（acciones populares）」または集団訴訟（class action lawsuits）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するよう主張している。もう一方の「告訴（acciones populares）」は、複数の漁業会社によって提起され、キンボ流域（Quimbo basin）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。エムゲサは、予備的命令の取り消しを求め、代案として適切な保証を提供した。本件は係争中である。

ニヴェル・デ・テンション・ウノ (Nivel de Tension Uno) 訴訟 - 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）およびその他当事者が、コデンサに対して、超過払いを申し立てられた約119百万ユーロ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）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。

ブラジル

税務訴訟

1998年、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーは、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、コエルチェ（Coelce）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、アンブラにより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を取得した。税務当局は、かかるファイナンスを、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、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーは残余FRN債務および関連する権利ならびに義務の譲渡を含む、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーが有利となるようなスピンオフを実行した。

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、アンブラは裁判体に対し、ただちにその明確化を要求した。2013年10月15日、アンブラは、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。当社は債務のための担保を提供し、通常裁判所（以下「トリビュナル・デ・ジャスティシア」（tribunal de justicia）という。）において訴訟を継続する予定である。

2014年12月31日現在において、係争額は約332百万ユーロであった。

2002年、リオデジャネイロ州は、源泉徴収義務者が支払う商品およびサービスの流通税 ICMS（Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços）の支払期限を変更した（各月の10日、20日および30日 - ベネディクタ法（Ley Benedicta））。流動性の問題のため、2002年9月から2005年2月まで、アンブラ・エネルギー・エ・セルヴィソス・エスエーは、以前のシステム（翌月の5日目を支払期限とする）に従って ICMSを支払い続けていた。非公式な協定があったにもかかわらず、ブラジルの税務当局は、ICMSの支払遅延（以下「ムルタ・デ・デモラ（multa de demora）」という。）についての判断を発表した。アンブラはかかる措置に対して、2004年から2006年までの間に認められたいくつかの執行免除の適用により、科されている罰金を支払う必要がないと主張して（最上級の行政裁判所に）申し立てた。不利な判決が出た場合、当社は普通裁判所における訴訟を継続する。

行政訴訟の最終的な結果はまだ出ていないが、リオデジャネイロ州の公式記録に債権を登録した後、アンブラは保証金を提供するよう要求された。

2014年12月31日現在、本件で問題になっている金額は約83百万ユーロである。

リオ・デ・ジャネイロ州およびセアラ州は、特定の資産の購入に関連するICMSの控除額に異議を申し立て、アンブラ・エネルギア・エ・セルヴィソス（Ampla Energia e Serviços）（1996年から1999年および2007年から2012年の期間）ならびにコンパニア・エネルジェティカ・ド・セアラ（Companhia Energética do Ceará）（2003年、2004年および2006年から2009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およびその購入が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。

係争額は、2014年12月31日現在で、総額約58百万ユーロとなった。

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いに、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、税務査定の間、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いとして再分類され、したがって、15%の源泉徴収税が課された。

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。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る。

2014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66百万ユーロである。

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】

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、2014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2014年12月31日時点の連結財務書類において採用している。

（1）減損損失

IFRSでは、IAS第36号（資産の減損）で、減損の兆候が存在する場合に、資産の帳簿価額がその回収可能価額を上回る金額として減損損失を算定する。回収可能価額は(i)売却費用控除後の公正価値及び(ii)使用価値（処分価値を含め、使用を通じて発生する将来キャッシュ・フローの現在価値）のうちいずれか高い金額となる。

日本の会計原則では、最初に資産の帳簿価額を、使用及び最終的処分を通じて発生する割引前キャッシュ・フローの総額と比較する。その結果、資産の帳簿価額が割引前キャッシュ・フローの総額よりも大きい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、子会社の取得もしくはジョイント・ベンチャー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、全部のれん法と買入のれん法の2つの方法がある。

日本の会計原則では、のれんの償却は最長20年の期間に渡って規則的に償却され、特定の条件に該当する場合には減損も行われる。のれんは、買入のれん法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、数理計算上の差異は、株主持分に認識され、包括利益計算書に計上される。一方、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、当期に発生した数理計算上の差異及び過去勤務費用は、通常、平均残存勤務年数内の一定の期間にわたり償却され毎期の償却額は損益として認識される。

(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 (IAS第27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 取引費用

IFRS (IFRS第3号)では、企業結合に直接関連のある費用は、サービスの提供を受けた時に損益として認識される。

日本の会計原則では、企業結合に直接関連のある費用は、企業結合の取得価額に含まれる（結果として、のれんの一部となる）。

(8) 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。

(9) 無形資産の当初認識と測定

IFRS (IAS第38号)では、無形資産は、分離可能で、信頼性を持って測定できる場合で、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。

(10) 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。

(11) 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。

主な表示と区分の相違

(1) ジョイント・ベンチャーの持分

IFRS (IAS第31号)では、当グループが他の事業体と共同で支配するジョイント・ベンチャーの持分は、比例法を用いて連結されている。当社は、資産、負債、収益及び費用における持分を項目ごとに認識している。

日本の会計原則では、ジョイント・ベンチャーは通常、持分法により会計処理されている。

(2) 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。

(3) 連結財政状態計算書

IFRS (IAS第1号)では、連結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。

(4) 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。

(5) 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およびユーロと日本円の為替は、それぞれ最近5年間および最近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、米ドルおよ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、証券の保管およびその他当社株式の取引に関する事項はすべてこの取引口座を通じて処理される。

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きの概要である。

- (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。）また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き
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また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、円貨また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すべての通知および通信は、窓口証券会社が保管し、窓口証券会社の店頭において実質株主の閲覧に供される。実質株主が、かかる通知および通信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き
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、保管機関またはその名義人が行う。実質株主が指示をしない場合、保管機関また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き
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また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き
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また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、保管機関また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また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) 名義書換代理人およ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または名義書換取扱場所を有していない。各窓口証券会社は、取引口座を有するすべ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およ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また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また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、当該配当の支払い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
2013年 1 月 1 日～2013年12月31日	所得税7.147%	所得税7.147%、住民税 3 %
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。2012年 6 月22日現在、申告分離課税を選択した場合の確定申告の際の税率は、2009年 1 月 1 日から2012年12月31日までに当社から当該個人株主に支払われる配当については10%（所得税 7 %、住民税 3 %）、2013年 1 月 1 日から2013年12月31日までに当社から当該個人株主に支払われる配当については10.147%（所得税 7.147%、住民税 3 %）、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年分以後における上場株式等の株式売買損を控除することができる。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 日以後に支払い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年分以後における上場株式等の株式売買損については、当社株式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、当社株式およびその他の上場株式等の配当所得の金額(申告分離課税を選択したものに限る。)ならびに一定の公社債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また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26年6月27日関東財務局長に提出 |
| 2．半期報告書 | 平成26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2013年12月31日現在の連結貸借対照表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、連結株主資本等変動計算書、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2014年4月10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、2014年4月10日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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 10, 2014 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2013 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 10, 2014

Reconta Ernst & Young 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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（以下、「エネル・グループ」という。）の2013年12月31日現在、及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表、すなわち、連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結貸借対照表、連結株主資本等変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行っ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。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は連結財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。

比較目的のために前年の連結財務諸表及び2012年1月1日現在の連結貸借対照表が開示されている。注記にも記載されている通り経営者は、比較情報である前年の連結財務諸表及び、2011年12月31日現在の連結財務諸表に派生する、2012年1月1日現在の連結貸借対照表に関し一部の比較情報の修正再表示を行った。これらは既の開示されており、私たち若しくは他の監査人によりそれぞれ監査済みであり、関連する監査報告書が2013年4月4日及び2012年4月6日付けで発行されている。私たちは、2013年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表に対する意見を表明することを目的として、比較財務情報を修正再表示するために使用された方法及びこれに関する注記の開示情報について検討した。

- 3 私たちは、エネル・グループの2013年12月31日に終了する連結会計年度に係る連結財務諸表が、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条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの連結財務諸表は、2013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会計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いえる。
- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の連結財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報である連結財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会（CNDCEC）によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2013年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2014年4月10日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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, 2013

Independent auditors' report

pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39

dated January 27, 2010

(Translation from the original Italian text)

Independent auditors' report

pursuant to 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.

1. We have audited the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries, (“ Enel Group ”) as of December 31, 2013 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the consolidated financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

The consolidated financial statements of the prior year and the balance sheet as of January 1, 2012 are presented for comparative purposes. As illustrated in the notes to the financial statements, the directors have restated certain comparative figures related to the prior year and the balance sheet as of January 1, 2012, which is derived from the consolidated financial statements as of December 31, 2011, with respect to the figures previously presented, upon which we issued our auditors' reports on April 4, 2013 and on April 6, 2012, respectively. We have examined the method used to restate the comparative figures and the related information presented in the notes to the financial statements, for the purpose of expressing our opinion on the consolidated financial statements as of December 31, 2013 and for the year then ended.

3. In our opinion, the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2013 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of the Enel Group for the year then ended.

4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure, published in the section Governance of Enel S.p.A. ' s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, are consistent with the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2013.

Rome, April 10, 2014

Reconta Ernst & Young 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2013年12月31日現在の貸借対照表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、株主資本等変動計算書、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2014年4月10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、2014年4月10日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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 10, 2014 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2013 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 10, 2014

Reconta Ernst & Young 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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエーの2013年12月31日現在、及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表、すなわち、損益計算書、包括利益計算書、貸借対照表、株主資本等変動計算書、キャッシュ・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの個別財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行った監査に基づいてこれらの個別財務諸表について意見を表明することにある。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、個別財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は個別財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。
比較目的のために前年の財務諸表及び2012年1月1日現在の貸借対照表が開示されている。注記にも記載されている通り経営者は、比較情報である前年の財務諸表及び、2011年12月31日現在の財務諸表に派生する、2012年1月1日現在の貸借対照表に関し一部の比較情報の修正再表示を行った。これらは既に関示されており、私たち若しくは他の監査人によりそれぞれ監査済みであり、関連する監査報告書が2013年4月4日及び2012年4月6日付けで発行されている。私たちは、2013年12月31日現在及び同日をもって終了する会計年度の財務諸表に対する意見を表明することを目的として、比較財務情報を修正再表示するために使用された方法及びこれに関する注記の開示情報について検討した。
- 3 私たちは、エネル・エスピーエーの2013年12月31日に終了する事業年度に係る個別財務諸表が、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条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの個別財務諸表は、エネル・エスピーエーの2013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いえる。

- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の個別財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造に関する報告書に開示された情報である個別財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会(CNDCEC)によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2013年12月31日現在及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2014年4月10日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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, 2013

Independent auditors' report

pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39

dated January 27, 2010

(Translation from the original Italian text)

Independent auditors' report

pursuant to 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.

1. We have audited the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2013 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

The financial statements of the prior year and the balance sheet as of January 1, 2012 are presented for comparative purposes. As illustrated in the notes to the financial statements, the directors have restated certain comparative figures related to the prior year and the balance sheet as of January 1, 2012, which is derived from the financial statements as of December 31, 2011, with respect to the figures previously presented, upon which we issued our auditors' reports on April 4, 2013 and on April 6, 2012, respectively. We have examined the method used to restate the comparative figures and the related information presented in the notes to the financial statements, for the purpose of expressing our opinion on the financial statements as of December 31, 2013 and for the year then ended.

3. In our opinion, the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2013 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of Enel S.p.A. for the year then ended.

4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure, published in the section Governance of Enel S.p.A. ' s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure , are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2013.

Rome, April 10, 2014

Reconta Ernst & Young 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2014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2015年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2015年4月8日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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 8, 2015 with respect to the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries (“Enel Group”) as of December 31, 2014 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 8, 2015

Reconta Ernst & Young 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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエー及びその子会社（以下、「エネル・グループ」という。）の2014年12月31日現在、及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表、すなわち、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・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの連結財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行っ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。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される 監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、連結財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は連結財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。

比較目的のために前年の連結財務諸表及び2013年1月1日現在の連結財政状態計算書が開示されている。注記にも記載されている通り経営者は、比較情報である前年の連結財務諸表及び、2012年12月31日現在の連結財務諸表に派生する、2013年1月1日現在の連結財政状態計算書に関し一部の比較情報の修正再表示を行った。これらは既に開示されており、私たち若しくは他の監査人によりそれぞれ監査済みであり、関連する監査報告書が2014年4月10日及び2013年4月4日付けで発行されている。私たちは、2014年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表に対する意見を表明することを目的として、比較財務情報を修正再表示するために使用された方法及びこれに関する注記の開示情報について検討した。
- 3 私たちは、エネル・グループの2014年12月31日に終了する連結会計年度に係る連結財務諸表が、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条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの連結財務諸表は、2014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会計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いえる。

- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の連結財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレントガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報である連結財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会（CNDCEC）によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・グループの2014年12月31日現在及び同日をもって終了する連結会計年度の連結財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2015年4月8日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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, 2014

**Independent auditors' report
pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39
dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditors' report
pursuant to 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.

1. We have audited the consolidated financial statements of Enel S.p.A. and its subsidiaries ("Enel Group") as of December 31, 2014 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the consolidated financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

The consolidated financial statements of the prior year and the balance sheet as of January 1, 2013 are presented for comparative purposes. As illustrated in the notes to the financial statements, the directors have restated certain comparative figures related to the prior year and the balance sheet as of January 1, 2013, which is derived from the consolidated financial statements as of December 31, 2012, with respect to the figures previously presented, upon which we issued our auditors' reports on April 10, 2014 and on April 4, 2013, respectively. We have examined the method used to restate the comparative figures and the related information presented in the notes to the financial statements, for the purpose of expressing our opinion on the consolidated financial statements as of December 31, 2014 and for the year then ended.

3. In our opinion, the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2014 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of the Enel Group for the year then ended.
4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure, published in the section Governance of Enel S.p.A.'s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, are consistent with the consolidated financial statements of the Enel Group as of December 31, 2014.

Rome, April 8, 2015

Reconta Ernst & Young 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2014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2015年4月8日付の監査報告書が、金融庁に提出されるエネル・エスピーエーの有価証券報告書に記載されることを同意します。

ローマ市、2015年4月8日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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 8, 2015 with respect to the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 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, which report appears in the Annual Securities Report of Enel S.p.A. to be filed with the FSA Tokyo.

Rome, April 8, 2015

Reconta Ernst & Young 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

- 1 私たちは、エネル・エスピーエーの2014年12月31日現在、及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表、すなわち、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・フロー計算書及び注記について監査を行った。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、及び政令第38/2005条9項に準拠してこれらの個別財務諸表を作成する責任がある。私たちの責任は、自ら行った監査に基づいてこれらの個別財務諸表について意見を表明することにある。
- 2 私たちは、コンソブ(イタリア証券取引委員会)によって推奨される監査基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、個別財務諸表に重要な虚偽の表示がないかどうか、またそのような場合、全体として信頼できるかどうかを判断する際に必要とされる情報を得るために、私たちが監査を計画し、実施することを求めている。監査は個別財務諸表における金額や開示の基礎となる証拠の試査による検討を含んでいる。監査はまた、経営者が採用した会計原則の適正性及び経営者によって行われた見積りの合理性の検討を含んでいる。私たちは、自ら行った監査により意見表明のための合理的な基礎を得たと判断している。
前年の財務諸表は、当期との比較を目的に開示されており、監査意見は2014年4月10日付で発行されている我々の報告書に記載されている。
- 3 私たちは、エネル・エスピーエーの2014年12月31日に終了する事業年度に係る個別財務諸表が、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条9項に準拠しているものと認める。従って、これらの個別財務諸表は、エネル・エスピーエーの2014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いえる。

- 4 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及び株主構造に関する報告書を作成する責任がある。私たちの責任は、法律に要求されているように、事業報告書の個別財務諸表と、政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造に関する報告書に開示された情報である個別財務諸表との間の一貫性に対して意見を表明することにある。この目的のために、私たちはイタリア会計士協会(CNDCEC)によって発行され、コンソブによって推奨される監査基準001号において要求される手続を行った。私たちの意見では、事業報告書及び政令第58/1998条123項の1.c/d/f/l/mと同項の2.bにより要求されているコーポレートガバナンス及び株主構造の報告書に開示された情報は、エネル・エスピーエーの2014年12月31日現在及び同日をもって終了する事業年度の個別財務諸表と一貫しているものといえる。

ローマ市、2015年4月8日

レコンタ・アーンスト・アンド・ヤング・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, 2014

**Independent auditors' report
pursuant to articles 14 and 16 of Legislative Decree n. 39
dated January 27, 2010**

(Translation from the original Italian text)

**Independent auditors' report
pursuant to 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.

1. We have audited the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 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. The preparation of these financial statements in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005 is the responsibility of Enel S.p.A.'s directors. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. We conducted our audit in accordance with auditing standards recommended by CONSOB (the Italian Stock Exchange Regulatory Agency). In accordance with such standards, we planned and performed our audit to obtain the information necessary to determine whether the financial statements are materially misstated and if such financial statements, taken as a whole, may be relied upon. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements, as well as assessing the appropriateness of the accounting principles applied and the reasonableness of the estimates made by directors. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

For the opinion on the financial statements of the prior year, which are presented for comparative purposes, reference should be made to our report dated April 10, 2014.

3. In our opinion, the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014 have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as adopted by the European Union and with article 9 of Legislative Decree n. 38/2005; accordingly, they present clearly and give a true and fair view of the financial position, the results of operations and the cash flows of Enel S.p.A. for the year then ended.
4. The directors of Enel S.p.A. are responsible for the preparation of the report on operations and the report on corporate governance and ownership structure published in the section Governance of Enel S.p.A.'s website, in accordance with the applicable laws and regulations. Our responsibility is to express an opinion on the consistency with the financial statements of the report on operations and of the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2, letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, as required by law. For this purpose, we have performed the procedures required under Auditing Standard 001 issued by the Italian Accounting Profession (CNDCEC) and recommended by CONSOB. In our opinion, the report on operations and the information presented in compliance with article 123-bis of Legislative Decree n. 58/1998, paragraph 1, letters c), d), f), l), m) and paragraph 2), letter b) in the report on corporate governance and ownership structure, are consistent with the financial statements of Enel S.p.A. as of December 31, 2014.

Rome, April 8, 2015

Reconta Ernst & Young 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](#)