

Resoconto intermedio di gestione al 31 Marzo 2014



Indice

La nostra missione.....	4
Premessa	5
Sintesi dei risultati.....	11
Risultati economici per area di attività	16
> Mercato	17
> Generazione ed Energy Management	19
> Infrastrutture e Reti	22
> Iberia e America Latina	24
> Internazionale	28
> Energie Rinnovabili.....	31
> Altro, elisioni e rettifiche	33
Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo.....	34
Analisi della struttura finanziaria del Gruppo.....	35
Fatti di rilievo del primo trimestre del 2014	38
Scenario di riferimento	40
Aspetti normativi e tariffari	45
Prevedibile evoluzione della gestione	50
Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014	51
Conto economico consolidato sintetico	52
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo	53
Situazione patrimoniale consolidata sintetica	54
Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato.....	55
Rendiconto finanziario consolidato sintetico	56
Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014.....	57
Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	85

La nostra missione

In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell'investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone, con l'impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.

Premessa

Il Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014 è stato redatto in osservanza a quanto disposto dall'art. 154 ter, comma 5, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 ed in conformità ai criteri di rilevazione e di misurazione stabiliti dai principi contabili internazionali (International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards – IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) ed alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura del periodo. Per una trattazione più completa dei principi contabili ed i criteri di valutazione applicati si rinvia alla successiva nota 1 nelle Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria del Gruppo, nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014 vengono utilizzati alcuni "indicatori alternativi di *performance*" non previsti dai principi contabili IFRS-EU. In linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la vendita".

Capitale investito netto: definito quale somma delle "Attività non correnti", delle "Attività correnti" e delle "Attività possedute per la vendita" al netto delle "Passività non correnti", delle "Passività correnti" e delle "Passività possedute per la vendita", escludendo le voci considerate nella definizione di "Indebitamento finanziario netto"; .

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle attività finanziarie correnti e non correnti (crediti finanziari e titoli diversi da partecipazioni) incluse nelle "Altre attività correnti" e nelle "Altre attività non correnti". Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Modello organizzativo di Enel

A partire dal mese di febbraio 2012, il Gruppo ha adottato un modello operativo basato sul seguente assetto organizzativo:

- > Funzioni di Holding, responsabili di guidare e controllare le attività strategiche per l'intero Gruppo;
- > Funzioni di Global Service, con la responsabilità di fornire servizi per il Gruppo massimizzando le sinergie e le economie di scala;
- > Linee di business, rappresentate da sei Divisioni, a cui si affiancano le Funzioni **Upstream Gas** (che persegue la realizzazione di un'integrazione verticale selettiva che aumenti la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura del fabbisogno di gas di Enel) e **Carbon Strategy** (operante nei mercati mondiali dei titoli di CO₂).

Con riguardo alle Divisioni, sono di seguito evidenziate le attività effettuate da ciascuna di esse.

La **Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia** opera attraverso:

- > la produzione e vendita di energia elettrica:
 - da generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio italiano (tramite Enel Produzione, SE Hydro Power, SF Energy e ENergy Hydro Piave) ed in Belgio con l'impianto termoelettrico di Marcinelle gestito, tramite un tolling agreement, da Enel Trade;
 - da trading sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Romania, Enel Trade d.o.o. (Croazia) e Enel Trade Serbia;
- > l'approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo e la vendita di prodotti energetici, tra cui il gas naturale a clienti "distributori", tramite Enel Trade;
- > lo sviluppo di impianti di rigassificazione (Nuove Energie) e stoccaggio (Enel Stoccaggi) di gas naturale;
- > le attività commerciali in Italia con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. In particolare, si occupa della vendita di energia elettrica sul mercato regolato (Enel Servizio Elettrico) e della vendita di energia elettrica sul mercato libero e della vendita di gas naturale alla clientela finale (Enel Energia). A tali attività si è aggiunta, a partire dal 1° luglio 2013 ed a seguito dell'acquisizione dalla Divisione Energie Rinnovabili di Enel.si, l'attività di impiantistica e franchising in Italia.

Alla **Divisione Infrastrutture e Reti** è prevalentemente demandata la gestione della distribuzione di energia elettrica (Enel Distribuzione) e dell'illuminazione pubblica e artistica (Enel Sole), entrambe in Italia.

La **Divisione Iberia e America Latina** ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina. In particolare, le aree geografiche in cui la Divisione opera sono le seguenti:

- > Europa, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e di vendita di gas naturale in Spagna e Portogallo;

- > America Latina, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica in Cile, Brasile, Perù, Argentina e Colombia.

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consolidando la gestione e integrazione delle attività estere non rientranti nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie) e di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune);
- > Russia, con attività di generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

La **Divisione Energie Rinnovabili** ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power e altre società minori), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria);
- > Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España) e in America Latina (attraverso varie società);
- > Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

La **Divisione Ingegneria e Ricerca** (già Ingegneria e Innovazione) ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione (convenzionale e nucleare) garantendo il conseguimento della qualità, nel rispetto dei tempi e degli obiettivi economici. Inoltre, ha il compito di fungere da punto di riferimento sulle tecnologie nucleari fornendo un monitoraggio indipendente delle attività nucleari del Gruppo sugli aspetti di sicurezza; infine, si occupa di gestire le attività di ricerca individuate nel processo di gestione dell'innovazione, con un focus sulla ricerca strategica e sullo scouting tecnologico.

Nel presente Resoconto intermedio di gestione, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo l'assetto organizzativo operativo sopra descritto e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach". In tale contesto, i risultati della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia sono rappresentati separatamente tra quanto attribuibile all'attività di generazione ed energy management rispetto a quanto attribuibile all'attività di

commercializzazione dell'energia elettrica nel mercato italiano, in linea con quanto esposto nei periodi precedenti e secondo la modalità in cui sono articolati i report interni al top management.

Inoltre, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre ad includere gli effetti derivanti dall'elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA, all'Area "Servizi e Altre attività", alla Divisione "Ingegneria e Ricerca", nonché alle attività della Funzione Upstream Gas.

Rideterminazione dei dati economici e patrimoniali

I dati economici del primo trimestre 2013 e patrimoniali al 31 dicembre 2013, inclusi nel presente Resoconto intermedio di gestione ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito:

- > dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, del nuovo *standard* contabile IFRS 11, secondo il quale le partecipazioni ad una joint venture devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto. Tale modifica ha eliminato la possibilità, prevista dal previgente IAS 31 ed utilizzata precedentemente dal Gruppo, di applicare il consolidamento proporzionale alle partecipazioni ricadenti in tale fattispecie, comportando la rideterminazione di tutti i dati economici e patrimoniali, pur non alterando il risultato netto ed il patrimonio netto del Gruppo;
- > dell'adozione, a fine 2013, di una nuova politica contabile relativa alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica, etc.), che ha comportato alcune riclassifiche nel Conto economico consolidato del primo trimestre 2013;
dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, delle nuove disposizioni previste dallo IAS 32 circa la compensazione di attività e passività finanziarie in presenza di determinate condizioni, che ha determinato la modifica di talune voci dello stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 senza alcun effetto sul patrimonio netto complessivo;
- > dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eolico Talinay Oriente), conclusasi successivamente al 31 dicembre 2013, e che ha comportato la rideterminazione dei dati patrimoniali a tale data.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziati gli effetti derivanti dalle modifiche sopra illustrate sui principali indicatori di *performance* economici e patrimoniali utilizzati dal Gruppo riferiti rispettivamente al primo trimestre 2013 e al 31 dicembre 2013.

Per maggiori dettagli circa gli effetti di tali rideterminazioni su ciascuna voce dei prospetti di bilancio presentati ai soli fini comparativi nel Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2014, si rinvia alla successiva Nota 2 delle Note illustrative allo stesso Bilancio consolidato intermedio.

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2013 restated
Ricavi	20.885	(466)	26	20.445
Margine operativo lordo	4.077	(63)	-	4.014
Risultato operativo	2.554	(35)	-	2.519
Capitale investito netto	92.701	(163)	-	92.538
Indebitamento finanziario netto	39.862	(156)	-	39.706
Cash flow da attività operativa	(925)	39	-	(886)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	1.045	(6)	-	1.039

Limitatamente ai *ricavi*, al *margine operativo lordo*, al *risultato operativo* e agli *investimenti* del primo trimestre 2013, si riportano di seguito gli impatti che la citata rideterminazione ha generato, ai soli fini comparativi, sui risultati delle divisioni ed area di attività.

Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2013 restated
Mercato	4.933	-	-	4.933
Generazione ed Energy Management	6.500	(20)	-	6.480
Infrastrutture e Reti	1.853	-	-	1.853
Iberia e America Latina	8.025	(57)	-	7.968
Internazionale	2.038	(378)	-	1.660
Energie Rinnovabili	718	(14)	-	704
Altro, elisioni e rettifiche	(3.182)	3	26	(3.153)
Totale	20.885	(466)	26	20.445

Margine operativo lordo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	240	-	240
Generazione ed Energy Management	304	(13)	291
Infrastrutture e Reti	958	-	958
Iberia e America Latina	1.684	(24)	1.660
Internazionale	389	(25)	364
Energie Rinnovabili	478	(1)	477
Altro, elisioni e rettifiche	24	-	24
Totale	4.077	(63)	4.014

Risultato operativo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	81	-	81
Generazione ed Energy Management	201	(6)	195
Infrastrutture e Reti	718	-	718
Iberia and Latin America	956	(14)	942
Internazionale	255	(24)	231
Rinnovabili	348	9	357
Altro, elisioni e rettifiche	(5)	-	(5)
Totale	2.554	(35)	2.519

Investimenti

Milioni di euro	1° trimestre		
	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	3	-	3
Generazione ed Energy Management	47	(1)	46
Infrastrutture e Reti	223	-	223
Iberia e America Latina	323	(3)	320
Internazionale	179	-	179
Energie Rinnovabili	261	(2)	259
Altro, elisioni e rettifiche	9	-	9
Totale	1.045	(6)	1.039

Sintesi dei risultati

Dati economici, patrimoniali e finanziari

Milioni di euro	1° trimestre	
	2014	2013 restated
Ricavi	18.182	20.445
Margine operativo lordo	4.036	4.014
Risultato operativo	2.608	2.519
Risultato netto del Gruppo e di terzi	1.142	1.173
Risultato netto del Gruppo	895	852
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,10	0,09
Capitale investito netto	94.285	92.538 ⁽¹⁾
Indebitamento finanziario netto	41.539	39.706 ⁽¹⁾
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	52.746	52.832 ⁽¹⁾
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,89	3,82 ⁽¹⁾
Cash flow da attività operativa	(193)	(886)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.083	1.039

(1) Dati al 31 dicembre 2013 restated.

I *ricavi* dei primi tre mesi del 2014 sono pari a 18.182 milioni di euro con un decremento di 2.263 milioni di euro (-11,1%) rispetto all'analogo periodo del 2013. Il decremento è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, da attribuire essenzialmente alle minori quantità generate e vendute, nonché all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio di alcune valute dei paesi in cui il Gruppo opera (in particolare, dei paesi dell'America Latina e della Russia) rispetto all'euro. Si segnala che i ricavi del primo trimestre 2014 includono l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013 e la rimisurazione al fair value (50 milioni di euro) delle attività e passività di SE Hydropower effettuata a seguito della perdita del controllo della stessa società dopo la modifica dell'assetto di governance prevista nelle pattuizioni contrattuali originarie.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	4.392	4.933	(541)	-11,0%
Generazione ed Energy Management	4.972	6.480	(1.508)	-23,3%
Infrastrutture e Reti	1.850	1.853	(3)	-0,2%
Iberia e America Latina	7.241	7.968	(727)	-9,1%
Internazionale	1.367	1.660	(293)	-17,7%
Energie Rinnovabili	702	704	(2)	-0,3%
Altro, elisioni e rettifiche	(2.342)	(3.153)	811	25,7%
Totale	18.182	20.445	(2.263)	-11,1%

Il *margin operativo lordo* del primo trimestre del 2014, pari a 4.036 milioni di euro, segna un incremento di 22 milioni di euro (0,5%) rispetto all'analogo periodo del 2013. In particolare i proventi da cessione e da rimisurazione a fair value, citati nei ricavi, ed il miglioramento del margine di generazione e vendita di energia elettrica in Italia, sono stati

solo parzialmente compensati dall'effetto (pari a 109 milioni di euro) sul margine operativo lordo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti di alcune valute dei paesi in cui il Gruppo opera.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	322	240	82	34,2%
Generazione ed Energy Management	397	291	106	36,4%
Infrastrutture e Reti	947	958	(11)	-1,1%
Iberia e America Latina	1.503	1.660	(157)	-9,5%
Internazionale	281	364	(83)	-22,8%
Energie Rinnovabili	481	477	4	0,8%
Altro, elisioni e rettifiche	105	24	81	-
Totale	4.036	4.014	22	0,5%

Il *risultato operativo* del primo trimestre del 2014 ammonta a 2.608 milioni di euro, in incremento di 89 milioni di euro (3,5%) rispetto all'analogo periodo del 2013, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 67 milioni di euro.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	168	81	87	-
Generazione ed Energy Management	282	195	87	44,6%
Infrastrutture e Reti	702	718	(16)	-2,2%
Iberia e America Latina	835	942	(107)	-11,4%
Internazionale	193	231	(38)	-16,5%
Energie Rinnovabili	346	357	(11)	-3,1%
Altro, elisioni e rettifiche	82	(5)	87	-
Totale	2.608	2.519	89	3,5 %

Il *risultato netto del Gruppo* del primo trimestre del 2014 ammonta a 895 milioni di euro, con un incremento di 43 milioni di euro (5,0%) rispetto all'analogo periodo del 2013 che riflette sostanzialmente la crescita del risultato operativo.

L'*indebitamento finanziario netto* al 31 marzo 2014 è pari a 41.539 milioni di euro, in aumento di 1.833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, risentendo in particolare del fabbisogno generato dalla gestione ordinaria e dagli investimenti del periodo. Al 31 marzo 2014, l'*indebitamento finanziario netto* presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,79 (0,75 al 31 dicembre 2013).

Gli *investimenti*, pari a 1.083 milioni di euro nel primo trimestre del 2014, evidenziano un incremento del 4,2%.

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato	1	3	(2)	-66,67 %
Generazione ed Energy Management	23	46	(23)	-50,0 %
Infrastrutture e Reti	204	223	(19)	-8,5%
Iberia e America Latina	332	320	12	3,8%
Internazionale	203	179	24	13,4%
Energie Rinnovabili	314	259	55	21,2%
Altro, elisioni e rettifiche	6	9	(3)	-33,3%
Totale	1.083	1.039	44	4,2%

Dati operativi

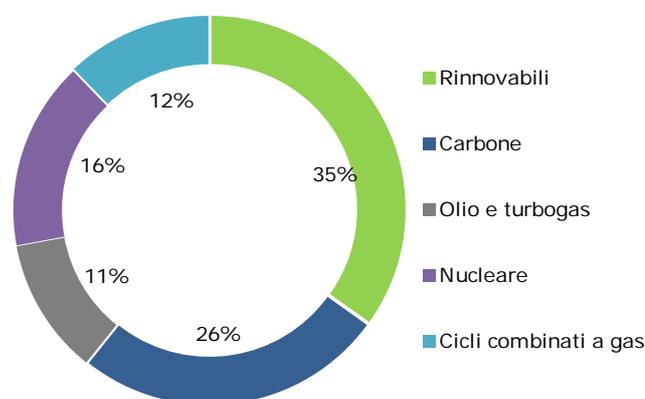
	1° trimestre							
	Italia		Estero	Totale	Italia		Estero	Totale
	2014			2013 restated				
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	17,9	50,1	68,0	17,2	52,9	70,1		
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	56,6	43,3	99,9	58,2	43,5	101,7		
Energia venduta da Enel (TWh) (1)	23,4	44,4	67,8	24,7	45,2	69,9		
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di mq)	1,6	1,4	3,0	2,0	1,4	3,4		
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2)	34.891	35.824	70.715	34.246	36.099	70.345		

(1)Escluse cessioni ai rivenditori.

(2)Include 37 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita", sia al 31 marzo 2014 che al 31 dicembre 2013. La consistenza al 31 dicembre 2013 è stata oggetto di restatement per effetto dell'applicazione dell'IFRS 11 che ha comportato il deconsolidamento di 1.049 unità.

La *produzione netta* di Enel nel primo trimestre del 2014 è complessivamente pari a 68,0 TWh, in calo del 3,0% rispetto all'analogo periodo del 2013. In particolare, la riduzione della domanda, il maggior peso acquisito da parte delle fonti rinnovabili nel *mix* di generazione in tali mercati e le condizioni atmosferiche favorevoli alla generazione da fonte idroelettrica hanno contribuito al forte decremento della produzione termoelettrica convenzionale (-3,8 TWh, pari al -10,3%). Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'incremento della generazione da fonte idroelettrica (+0,7 TWh) ed eolica (+0,9 TWh).

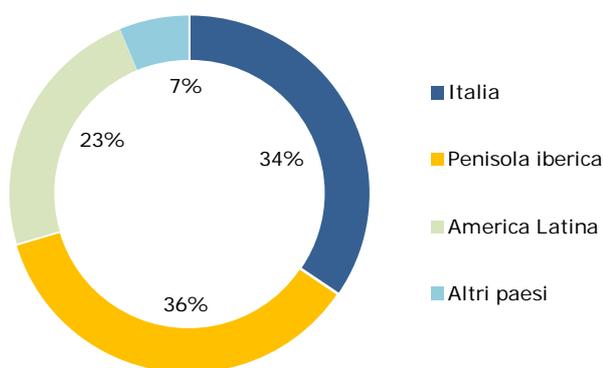
Energia elettrica netta prodotta per fonte (1° trimestre 2014)



L'energia trasportata da Enel nel primo trimestre del 2014 è complessivamente pari a 99,9 TWh, con un decremento di 1,8 TWh (-1,8%) e risente del calo della domanda di energia elettrica sulla rete nazionale e in Spagna.

L'energia venduta da Enel nel primo trimestre del 2014 si attesta a 67,8 TWh con un decremento di 2,1 TWh (-3,0%) che risente prevalentemente delle minori vendite in Italia (-1,3 TWh) e Spagna (-0,2 TWh), conseguenti al calo della domanda nei due paesi. A tali effetti, si associa il decremento delle vendite di energia elettrica in Francia (-1,3 TWh), sostanzialmente connesso alla riduzione dei volumi di capacità disponibili, parzialmente compensato da un incremento delle vendite in America Latina (+0,7 TWh) connesso ad un incremento della domanda di energia.

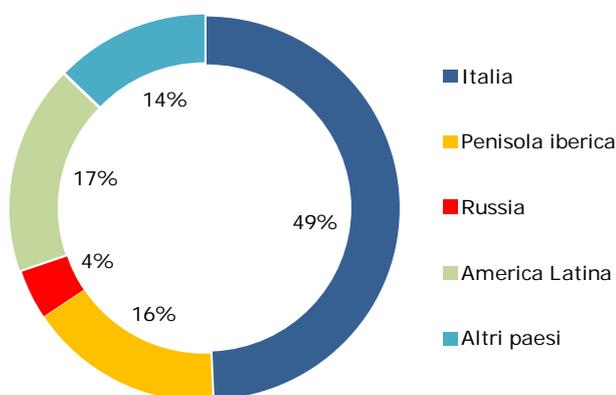
Energia elettrica venduta per area geografica (1° trimestre 2014)



Il gas venduto nel primo trimestre 2014 è pari a 3,0 miliardi di metri cubi, in leggera diminuzione rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Il personale del Gruppo Enel al 31 marzo 2014 è pari a 70.715 dipendenti di cui il 50,7% impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. La variazione del trimestre (+370 unità) è da riferirsi al saldo attivo tra assunzioni e cessazioni (+421 unità), a cui si aggiunge l'effetto della variazione di perimetro (-51 unità) a seguito della perdita di controllo della società SE Hydropower.

Dipendenti per area geografica (al 31 marzo 2014)



n.

	31.03.2014	31.12.2013 restated
Mercato	3.664	3.687
Generazione ed Energy Management	5.526	5.621
Infrastrutture e Reti	18.484	17.689
Iberia e America Latina	22.449	22.541
Internazionale	11.245	11.439
Energie Rinnovabili	3.520	3.472
Altro, elisioni e rettifiche	5.827	5.896
Totale	70.715	70.345

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo citato in precedenza. Come già evidenziato nel paragrafo "Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale e Conto economico", talune modifiche ai principi contabili di riferimento IFRS-EU utilizzati dal Gruppo applicabili dal 1° gennaio 2014 in via retrospettiva, hanno comportato la rideterminazione, ai soli fini comparativi, dei risultati economici relativi al primo trimestre 2013, delle divisioni ed aree di attività del Gruppo. Si segnala inoltre che tali modifiche hanno generato coerenti rettifiche nei dati operativi delle medesime divisioni ed aree di attività, ove impattate, relativi allo stesso periodo del 2013.

Risultati per area di attività del primo trimestre 2014 e 2013

Primo trimestre 2014 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.361	3.759	821	7.218	1.284	638	101	18.182
Ricavi intersettoriali	31	1.213	1.029	23	83	64	(2.443)	-
Totale ricavi	4.392	4.972	1.850	7.241	1.367	702	(2.342)	18.182
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(16)	27	-	16	-	18	-	45
Margine operativo lordo	322	397	947	1.503	281	481	105	4.036
Ammortamenti e perdite di valore	154	115	245	668	88	135	23	1.428
Risultato operativo	168	282	702	835	193	346	82	2.608
Investimenti	1	23	204	332	203	314	6	1.083

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Primo trimestre 2013 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Millioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.891	4.766	725	7.952	1.492	602	17	20.445
Ricavi intersettoriali	42	1.714	1.128	16	168	102	(3.170)	-
Totale Ricavi	4.933	6.480	1.853	7.968	1.660	704	(3.153)	20.445
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(26)	(20)	-	(106)	(10)	6	-	(156)
Margine operativo lordo	240	291	958	1.660	364	477	24	4.014
Ammortamenti e perdite di valore	159	96	240	718	133	120	29	1.495
Risultato operativo	81	195	718	942	231	357	(5)	2.519
Investimenti	3	46	223	320	179	259	9	1.039

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, nonché della policy contabile utilizzata per i certificati ambientali. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 nelle Note illustrative di commento.

Mercato

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Mercato libero:				
- clienti mass market	6.567	6.704	(137)	-2,0%
- clienti business (1)	2.670	2.265	405	17,9%
- clienti in regime di salvaguardia	430	477	(47)	-9,9%
Totale mercato libero	9.667	9.446	221	2,3%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	13.583	15.121	(1.538)	-10,2%
TOTALE	23.250	24.567	(1.317)	-5,4%

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

L'energia venduta nel primo trimestre del 2014 è pari a 23.250 milioni di kWh, con un decremento complessivo di 1.317 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è riferibile essenzialmente alle minori quantità vendute a clienti in regime regolato parzialmente compensate da un incremento nel mercato libero. In particolare, tale ultima variazione risente delle maggiori vendite alla clientela business, solo parzialmente compensata dalla riduzione delle quantità vendute al segmento mass market, connessa essenzialmente al perdurare della crisi economica nel paese.

Vendite di gas

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Clients mass market (1)	1.403	1.750	(347)	-19,8%
Clients business	200	246	(46)	-18,7%
Totale	1.603	1.996	(393)	-19,7%

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo trimestre del 2014 è pari a 1.603 milioni di metri cubi, con un decremento di 393 milioni di metri cubi rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio riferibile essenzialmente alle vendite a clienti residenziali e *microbusiness*.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi	4.392	4.933	(541)	-11,0%
Margine operativo lordo	322	240	82	34,2%
Risultato operativo	168	81	87	-
Investimenti	1	3	(2)	-66,7 %

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 ammontano a 4.392 milioni di euro, con un decremento di 541 milioni di euro rispetto al 2013 (-11,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- > minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 348 milioni di euro, connessi essenzialmente alla riduzione dei ricavi tariffari a copertura dei costi di generazione e al decremento delle quantità vendute (-1,5 TWh), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione;
- > minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 245 milioni di euro, prevalentemente correlabili al decremento delle quantità vendute;
- > minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 16 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dei minori prezzi medi di vendita applicati ai diversi portafogli di clientela, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità vendute (+0,2 TWh).

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre del 2014 si attesta a 322 milioni di euro, con un incremento di 82 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2013 (34,2%). In particolare, la variazione è riferibile:

- > ad un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 93 milioni di euro dovuto alla crescita della marginalità unitaria su alcuni segmenti di clientela, che ha più che compensato i maggiori costi correlati essenzialmente all'acquisizione di nuovi clienti;
- > al decremento del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 11 milioni di euro, da riferire prevalentemente ai minori servizi resi alle società della Divisione Infrastrutture e Reti.

Il **risultato operativo** del primo trimestre del 2014 è pari a 168 milioni di euro, con un incremento di 87 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013 tenuto conto di minori perdite di valore per 9 milioni di euro relative ad adeguamenti di valore effettuati sui crediti commerciali.

Investimenti

Gli investimenti ammontano a 1 milione di euro in diminuzione di 2 milioni di euro rispetto al valore registrato nel primo trimestre del 2013.

Generazione ed Energy Management

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Termoelettrica	10.375	10.944	(569)	-5,2%
Idroelettrica	4.155	3.557	598	16,8%
Altre fonti	2	1	1	-
Totale produzione netta	14.532	14.502	30	0,2%
- di cui Italia	14.311	13.995	316	2,3%
- di cui Belgio	221	507	(286)	-

Nel primo trimestre del 2014, la produzione netta di energia elettrica dell'area di attività Generazione e Energy Management ammonta a 14.532 milioni di kWh, registrando un incremento dello 0,2% rispetto all'analogo periodo del 2013 (+30 milioni di kWh). In particolare, la maggiore produzione idroelettrica (per 598 milioni di kWh) connessa alle migliori condizioni di idraulicità del periodo, è stata solo parzialmente compensata dalla riduzione della produzione termoelettrica, di cui 283 milioni di kWh (-2,7%) in Italia e 286 milioni di kWh in Belgio. In particolare, la variazione nella generazione termica in Italia risente della riduzione della domanda di energia elettrica e del crescente peso delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico del paese, mentre la minore produzione realizzata in Belgio nell'impianto di Marcinelle Energie, gestito attraverso un tolling agreement, ha risentito del trend non favorevole del mercato elettrico nordeuropeo.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2014		2013		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	156	1,4%	96	0,8%	60	62,5%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	10	0,1%	45	0,4%	(35)	-77,8%
Totale olio combustibile	166	1,5%	141	1,2%	25	17,7%
Gas naturale	1.718	15,3%	2.488	21,1%	(770)	-30,9%
Carbone	9.200	82,1%	9.005	76,5%	195	2,2%
Altri combustibili	121	1,1%	143	1,2%	(22)	-15,4%
Totale	11.205	100,0%	11.777	100,0%	(572)	-4,9%

La produzione termoelettrica lorda del primo trimestre del 2014 si attesta a 11.205 milioni di kWh, registrando un decremento di 572 milioni di kWh (-4,9%) rispetto al primo trimestre del 2013. In particolare, la riduzione della componente gas naturale è da riferire al minore utilizzo degli impianti a ciclo combinato. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal maggior utilizzo degli impianti a carbone, connesso alle migliori condizioni di approvvigionamento della materia prima, nonché nella disponibilità degli impianti.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi	4.972	6.480	(1.508)	-23,3%
Margine operativo lordo	397	291	106	36,4%
Risultato operativo	282	195	87	44,6%
Investimenti	23	46	(23)	-50,0%

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 ammontano a 4.972 milioni di euro, con un decremento di 1.508 milioni di euro (-23,3%) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- > minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.176 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.146 milioni di euro (sostanzialmente connessi ai minori volumi intermediati e ai minori prezzi medi di vendita), nonché ai minori ricavi per vendita di energia elettrica alle altre Divisioni del Gruppo (242 milioni di euro) ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali che hanno sensibilmente risentito del calo generalizzato della domanda. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'aumento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali per 238 milioni di euro;
- > minori ricavi per trading di combustibili pari a 284 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili a operazioni su gas naturale (261 milioni di euro);
- > minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 227 milioni di euro, correlati ai minori prezzi medi di vendita;
- > maggiori proventi per 50 milioni di euro relativi alla rimisurazione al fair value delle attività e passività di SE Hydropower, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione detenuta dal Gruppo nella società, conseguente la perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance a partire dal 1° gennaio 2014, come stabilito negli accordi parasociali siglati in sede di acquisizione della società; tale effetto positivo è stato solo parzialmente compensato dal minor margine connesso alla variazione di perimetro conseguente il consolidamento proporzionale della medesima società per 37 milioni di euro in quanto rientrante nella fattispecie di joint operation;
- > maggiori ricavi per vendita di certificati verdi per 32 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre del 2014 si attesta a 397 milioni di euro, registrando un incremento di 106 milioni di euro (36,4%) rispetto ai 291 milioni di euro del primo trimestre del 2013. Tale incremento è riconducibile essenzialmente:

- > al citato provento, per 50 milioni di euro, di rimisurazione al fair value delle attività di SE Hydropower conseguente la sua perdita di controllo;
- > all'incremento del margine di generazione per 23 milioni di euro, riferibile al miglior mix di generazione a seguito delle migliori condizioni di idraulicità, ai minori costi per certificati ambientali ed al miglior margine realizzato sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento; tali fattori sono stati solo parzialmente compensati dal calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > al maggior margine da vendita e trading di gas naturale per 32 milioni di euro.

Il **risultato operativo** si attesta a 282 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 19 milioni di euro, registra un incremento di 87 milioni di euro

(44,6%) rispetto ai 195 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2013. L'incremento degli ammortamenti è sostanzialmente connesso alla rivisitazione delle vite utili di taluni impianti.

Investimenti

Gli *investimenti* del primo trimestre del 2014 ammontano a 23 milioni di euro, di cui 18 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del primo trimestre 2014 hanno riguardato la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici, tra cui diverse attività presso l'impianto di Brindisi ed il completamento della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord e altri interventi agli impianti di Soverzene e Gerosa.

Infrastrutture e Reti

Dati operativi

Trasporto di energia elettrica

	1° trimestre		
	2014	2013	Variazioni
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) (1)	56.563	58.227	(1.664) -2,9%

(1) Il dato del 2013 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel primo trimestre del 2014 registra un decremento di 1.664 milioni di kWh (-2,9%) passando da 58.227 milioni di kWh del primo trimestre del 2013 a 56.563 milioni di kWh del primo trimestre del 2014. Tale variazione è sostanzialmente in linea con il calo della domanda di energia elettrica in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre		
	2014	2013 restated	Variazioni
Ricavi	1.850	1.853	(3) -0,2%
Margine operativo lordo	947	958	(11) -1,1%
Risultato operativo	702	718	(16) -2,2%
Investimenti	204	223	(19) -8,5%

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 ammontano a 1.850 milioni di euro, mostrando un andamento sostanzialmente in linea con quanto registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente (-0,2%). In particolare, la riduzione di 3 milioni di euro è riferibile essenzialmente a:

- > un decremento dei ricavi tariffari per 18 milioni di euro, riferibile sostanzialmente alle minori quantità trasportate rispetto allo stesso periodo del 2013;
- > minori ricavi per 20 milioni di euro connessi alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime;
- > minori contributi di allacciamento per 32 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) e per vendita di titoli di efficienza energetica per complessivi 55 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 947 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 11 milioni di euro (-1,1%) sostanzialmente riconducibile:

- > al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 27 milioni di euro, connesso principalmente alla contrazione dei volumi trasportati, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento delle tariffe;
- > al minor margine sui contributi di allacciamento per 33 milioni di euro;
- > all'effetto negativo sul margine operativo di conguagli e partite pregresse per 24 milioni di euro;
- > all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso, per 63 milioni di euro, effettuato a seguito dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione a A2A Reti Elettriche

di 89 milioni di euro con la rinuncia da parte di A2A a qualsiasi ulteriore pretesa, anche nei confronti di Enel SpA, in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 245 milioni di euro (240 milioni di euro nel primo trimestre del 2013), si attesta a 702 milioni di euro, con un decremento di 16 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (-2,2%).

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2014 ammontano a 204 milioni di euro registrando un decremento di 19 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento è riferibile principalmente ai minori investimenti per connessioni ai clienti e ad impianti di generazione.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Termoelettrica	12.026	14.935	(2.909)	-19,5%
Nucleare	6.883	6.764	119	1,8%
Idroelettrica	10.242	9.884	358	3,6%
Eolica	39	45	(6)	-13,3%
Totale produzione netta	29.190	31.628	(2.438)	-7,7%
- di cui Penisola iberica	15.232	16.374	(1.142)	-7,0%
- di cui Argentina	3.380	3.949	(569)	-14,4%
- di cui Brasile	1.383	1.246	137	11,0%
- di cui Cile	4.062	4.821	(759)	-15,7%
- di cui Colombia	2.974	3.018	(44)	-1,5%
- di cui Perù	2.159	2.220	(61)	-2,7%

La produzione netta effettuata nel primo trimestre del 2014 è pari a 29.190 milioni di kWh, con un decremento di 2.438 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013.

Nel primo trimestre del 2014, la produzione netta nella Penisola iberica subisce un decremento di 1.142 milioni di kWh principalmente per la minore produzione da carbone (-28,8%), quale conseguenza di una minore domanda e di migliori condizioni di idraulicità del periodo.

In America Latina, la produzione netta di energia elettrica registra un decremento di 1.296 milioni di kWh. In particolare la minore produzione termoelettrica in Argentina e Cile, connessa al fermo degli impianti Bocamina II e Costanera, nonché alle migliori condizioni di idraulicità del periodo è stata solo parzialmente compensata dall'incremento della produzione idroelettrica in Brasile.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2014		2013 restated		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.680	8,5%	1.633	7,3%	47	2,9%
Gas naturale	6.109	31,0%	7.040	31,5%	(931)	-13,2%
Carbone	3.705	18,8%	5.623	25,2%	(1.918)	-34,1%
Combustibile nucleare	7.152	36,3%	7.041	31,5%	111	1,6%
Altri combustibili	1.061	5,4%	1.014	4,5%	47	4,6%
Totale	19.707	100,0%	22.351	100,0%	(2.644)	-11,8%

La produzione termica lorda nel primo trimestre del 2014 è pari a 19.707 milioni di kWh e registra un decremento di 2.644 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente per effetto del minore utilizzo delle centrali a carbone ed a gas in Spagna, nonché

a seguito della riduzione della produzione termica lorda in America Latina, particolarmente concentrata in Cile ed Argentina.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	39.772	39.896	(124)	-0,3%
- di cui Penisola iberica	23.977	24.803	(826)	-3,3%
- di cui Argentina	3.692	3.603	89	2,5%
- di cui Brasile	5.150	4.775	375	7,9%
- di cui Cile	3.272	3.160	112	3,5%
- di cui Colombia	1.986	1.930	56	2,9%
- di cui Perù	1.695	1.625	70	4,3%

L'energia trasportata, nel 2014, è pari a 39.772 milioni di kWh e registra un decremento di 124 milioni di kWh. Tale riduzione è connessa essenzialmente alla minore energia distribuita nella Penisola Iberica (-826 milioni di kWh) per effetto della riduzione della domanda, parzialmente compensata da un incremento delle quantità trasportate in America Latina (702 milioni di kWh) ed in particolar modo in Brasile e Cile.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato libero	25.988	26.071	(83)	-0,3%
Mercato regolato	14.158	13.574	584	4,3%
Totale	40.146	39.645	501	1,3%
- di cui Penisola iberica	24.351	24.552	(201)	-0,8%
- di cui Argentina	3.692	3.603	89	2,5%
- di cui Brasile	5.150	4.775	375	7,9%
- di cui Cile	3.272	3.160	112	3,5%
- di cui Colombia	1.986	1.930	56	2,9%
- di cui Perù	1.695	1.625	70	4,3%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel primo trimestre del 2014 sono pari a 40.146 milioni di kWh, con un incremento di 501 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2013.

L'incremento delle quantità vendute in America Latina (702 milioni di kWh), conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica rilevato in particolar modo in Perù e Brasile, è stato solo in parte compensato dalla riduzione delle vendite nella Penisola Iberica (-201 milioni di kWh), a seguito del perdurare della crisi economica.

Risultati economici

Milioni di euro		1° trimestre		
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi	7.241	7.968	(727)	-9,1%
Margine operativo lordo	1.503	1.660	(157)	-9,5%
Risultato operativo	835	942	(107)	-11,4%
Investimenti	332	320	12	3,8%

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
	Penisola Iberica	5.156	5.587	(431)	951	956	(5)	501	492
America Latina	2.085	2.381	(296)	552	704	(152)	334	450	(116)
Totale	7.241	7.968	(727)	1.503	1.660	(157)	835	942	(107)

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 registrano un decremento di 727 milioni di euro; tale riduzione è riconducibile a:

- > minori ricavi nella Penisola Iberica per 431 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al calo della domanda di energia elettrica e alla riduzione dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi in America Latina per 296 milioni di euro. In particolare, gli effetti negativi derivanti dall'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le diverse monete locali e l'euro (453 milioni di euro) nonché dalla modifica regolatoria relativa agli impianti di generazione introdotta in Argentina nel mese di luglio 2013 con la Resolución n.95/2013 (66 milioni di euro), sono stati solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica in Cile.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.503 milioni di euro, con un decremento di 157 milioni di euro (-9,5%) rispetto all'analogo periodo del 2013, a seguito di:

- > una riduzione del margine operativo lordo in America Latina, per 152 milioni di euro, riferibile essenzialmente al sopracitato andamento sfavorevole dei tassi di cambio (79 milioni di euro), ai maggiori costi operativi sostenuti in Argentina per far fronte ai disservizi causati dall'emergenza di calore registratasi nei primi mesi del 2014, nonché al calo del margine di distribuzione e vendita di energia elettrica rilevato, in particolare, in Argentina e Brasile. Tali fenomeni sono stati solo parzialmente compensati dal miglioramento del margine di generazione che ha beneficiato dei maggiori volumi di vendita e dell'incremento dei prezzi medi di vendita;
- > un decremento del margine operativo lordo nella Penisola Iberica per 5 milioni di euro, da riferire:
 - all'incremento del margine realizzato sulle attività liberalizzate per 54 milioni di euro connesso essenzialmente ai minori costi di approvvigionamento di energia elettrica a seguito della riduzione dei prezzi medi di mercato acquisto. Tale fattore è parzialmente compensato dall'effetto negativo connesso alla rideterminazione dei canoni per utilizzazione delle acque in Spagna introdotti a seguito della Legge n. 15/2012, avvenuta nel 1° trimestre 2014 (33 milioni di euro), nonché dalla

- rilevazione nel primo trimestre del 2013 di un rilascio del fondo contenzioso, relativamente alla vertenza con E.On sul contratto di acquisto della centrale di Los Barrios (29 milioni di euro);
- alla riduzione del margine rilevato sulle attività regolate (107 milioni di euro), dovuto in particolar modo alla riduzione del margine di generazione nell'area extrapeninsulare;
 - alla riduzione dei costi operativi per 48 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del primo trimestre del 2014, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 668 milioni di euro (718 milioni di euro nel primo trimestre 2013) è pari a 835 milioni di euro ed evidenzia, rispetto allo stesso periodo del 2013, un decremento di 107 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 332 milioni di euro con un incremento di 12 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo trimestre del 2014 si riferiscono soprattutto a interventi sulla rete di distribuzione (111 milioni di euro), principalmente in Spagna (47 milioni di euro) e Argentina (23 milioni di euro). Gli investimenti su impianti di generazione (129 milioni di euro) sono riferibili principalmente alle attività relative alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

Internazionale

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Termoelettrica	11.117	11.478	(361)	-3,1%
Nucleare	3.832	3.878	(46)	-1,2%
Idroelettrica	871	1.287	(416)	-32,3%
Altre fonti	21	20	1	5,0%
Totale produzione netta	15.841	16.663	(822)	-4,9%
- di cui Russia	10.639	10.934	(295)	-2,7%
- di cui Slovacchia	5.202	5.729	(527)	-9,2%

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel primo trimestre 2014 dalla Divisione è pari a 15.841 milioni di kWh, con un decremento di 822 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale variazione è riferibile alla minore produzione registrata in Slovacchia (-527 milioni di kWh), a causa delle poco favorevoli condizioni di idraulicità del periodo, e in Russia (-295 milioni di kWh) a seguito di un blocco della produzione nella centrale a ciclo combinato di Sredneuralskaya compensata dal maggior utilizzo degli altri impianti a gas e minor generazione da carbone.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	1° trimestre					
	2014		2013		Variazioni	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	34	0,2%	11	0,1%	23	-
Gas naturale	6.148	38,8%	6.105	37,4%	43	0,7%
Carbone	5.563	35,1%	6.026	37,0%	(463)	-7,7%
Combustibile nucleare	4.113	25,9%	4.163	25,5%	(50)	-1,2%
Totale	15.858	100,0%	16.305	100,0%	(447)	-2,7%

La produzione termica lorda del primo trimestre 2014 ha fatto registrare un decremento di 447 milioni di kWh, attestandosi a 15.858 milioni di kWh. Il decremento, che ha riguardato principalmente la produzione da carbone, è attribuibile essenzialmente alla Slovacchia per le ragioni precedentemente citate.

Trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	3.564	3.609	(45)	-1,2%

L'energia trasportata dalla Divisione, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un decremento non particolarmente significativo (-1,2%), passando da 3.609 milioni di kWh a 3.564 milioni di kWh nel primo trimestre 2014.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Mercato libero	2.549	3.454	(905)	-26,2%
Mercato regolato	1.716	2.055	(339)	-16,5%
Totale	4.265	5.509	(1.244)	-22,6%
- di cui Romania	2.230	2.351	(121)	-5,1%
- di cui Francia	893	2.183	(1.290)	-59,1%
- di cui Slovacchia	1.142	975	167	17,1%

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel primo trimestre 2014 registrano un decremento di 1.244 milioni di kWh passando da 5.509 milioni di kWh a 4.265 milioni di kWh nel primo trimestre 2014. Tale decremento è riferibile:

- > alle minori quantità vendute in Francia per 1.290 milioni di kWh, sostanzialmente connesse alla riduzione dei volumi di capacità disponibili;
- > al decremento delle vendite nel mercato rumeno per 121 milioni di kWh a seguito della progressiva liberalizzazione dei clienti business completata alla fine del 2013, che ha comportato una perdita dei clienti migrati verso il mercato libero e altri retailers;
- > all'aumento delle vendite registrate in Slovacchia per 167 milioni di kWh.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi	1.367	1.660	(293)	-17,7%
Margine operativo lordo	281	364	(83)	-22,8%
Risultato operativo	193	231	(38)	-16,5%
Investimenti	203	179	24	13,4%

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2014	2013		2014	2013		2014	2013	
		restated	Variazione		restated	Variazione		restated	Variazione
Europa centrale	686	906	(220)	113	167	(54)	76	111	(35)
Europa sud-orientale	272	310	(38)	66	77	(11)	51	49	2
Russia	409	444	(35)	102	120	(18)	66	71	(5)
Totale	1.367	1.660	(293)	281	364	(83)	193	231	(38)

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 risultano pari a 1.367 milioni di euro con un decremento di 293 milioni di euro (-17,7%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Europa centrale per 220 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riduzione delle quantità generate e vendute e al decremento dei prezzi medi di vendita nel mercato slovacco e francese;

- > al decremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 38 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori prezzi medi di vendita in Romania a seguito della sopracitata finalizzazione della liberalizzazione per i clienti business;
- > al decremento dei ricavi in Russia per 35 milioni di euro, da attribuire all'indebolimento del rublo rispetto all'euro nella conversione delle valute il cui effetto è stato solo in parte compensato dall'incremento dei prezzi di vendita.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 281 milioni di euro, registrando un decremento di 83 milioni di euro rispetto al primo trimestre 2013. Tale andamento è relativo:

- > ad un decremento del margine operativo lordo in Europa centrale per 54 milioni di euro, prevalentemente per effetto della generalizzata riduzione dei prezzi di vendita di energia elettrica e delle minori quantità generate in Slovacchia e del decremento delle vendite in Francia;
- > alla diminuzione del margine operativo lordo in Russia per 18 milioni di euro, essenzialmente riferibile al deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro;
- > ad una diminuzione del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 11 milioni di euro, da attribuire essenzialmente al calo dei prezzi medi di vendita registrato in Romania.

Il **risultato operativo** del primo trimestre 2014 è pari a 193 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2013, un decremento di 38 milioni di euro (-16,5%) tenuto conto dei minori ammortamenti e perdite di valore per 45 milioni di euro. Tale ultima variazione risente dei minori ammortamenti su impianti nucleari in Slovacchia e dell'effetto della svalutazione del rublo sugli ammortamenti degli impianti di generazione russi.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 203 milioni di euro, in aumento di 24 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è da attribuire principalmente ai maggiori costi sostenuti in Russia per ripristinare il funzionamento della centrale a ciclo combinato dopo il blocco effettuato alla fine del 2013.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Idroelettrica	2.834	2.663	171	6,4%
Geotermoelettrica	1.459	1.351	108	8,0%
Eolica	4.042	3.153	889	28,2%
Altre fonti	86	170	(84)	-49,4%
Totale	8.421	7.337	1.084	14,8%
- di cui Italia	3.561	3.173	388	12,2%
- di cui Penisola iberica	1.529	1.375	154	11,2%
- di cui Francia	130	88	42	47,7%
- di cui Grecia	135	170	(35)	-20,6%
- di cui Romania e Bulgaria	373	310	63	20,3%
- di cui Stati Uniti e Canada	1.684	1.156	528	45,7%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	696	828	(132)	-15,9%
- di cui Brasile e Cile	313	237	76	32,1%

La produzione netta della Divisione è pari a 8.421 milioni di kWh, con un incremento rispetto allo stesso periodo del 2013 di 1.084 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 696 milioni di kWh alla maggiore generazione all'estero, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica (+933 milioni di kWh) negli Stati Uniti, nella Penisola Iberica, in Cile e in Romania, solo parzialmente compensata dalla minore produzione da fonte idroelettrica in America Latina (-153 milioni di kWh) che risente soprattutto dell'idraulicità non favorevole nella Repubblica di Panama. La produzione netta di energia elettrica in Italia nel primo trimestre 2014 registra un incremento di 388 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2013, risentendo principalmente della maggiore produzione da fonte idroelettrica (+359 milioni di kWh) che ha beneficiato di condizioni di idraulicità più favorevoli.

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi	702	704	(2)	-0,3%
Margine operativo lordo	481	477	4	0,8%
Risultato operativo	346	357	(11)	-3,1%
Investimenti	314	259	55	21,2%

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione	2014	2013 restated	Variazione
	Italia e Resto d'Europa	386	392	(6)	284	279	5	223	226
Iberia e America Latina	224	246	(22)	132	158	(26)	82	111	(29)
Nord America	92	66	26	65	40	25	41	20	21
Totale	702	704	(2)	481	477	4	346	357	(11)

I **ricavi** del primo trimestre del 2014 registrano un decremento di 2 milioni di euro (-0,3%) passando da 704 milioni di euro a 702 milioni di euro. In particolare, tale andamento è connesso a:

- > maggiori ricavi in Nord America per 26 milioni di euro, per effetto principalmente delle maggiori quantità prodotte;
- > minori ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 6 milioni di euro, a seguito di:
 - minori ricavi da vendite di pannelli fotovoltaici per 9 milioni di euro connessi alla variazione di perimetro a seguito della cessione di Enel.si all'area di business Mercato Italia avvenuta nel corso del secondo semestre del 2013;
 - maggiori ricavi in Italia e Resto d'Europa per 3 milioni di euro connessi sostanzialmente alla maggiore produzione di energia elettrica.
- > minori ricavi nella Penisola iberica e in America Latina per 22 milioni di euro, sostanzialmente legati ai minori ricavi per vendita di energia elettrica che risentono degli effetti della modifica regolatoria introdotta in Spagna con il Regio Decreto n. 9/2013.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 481 milioni di euro, con un incremento di 4 milioni di euro (0,8%) rispetto all'analogo periodo del 2013. Tale incremento è riferibile:

- > all'aumento del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 5 milioni di euro, dovuto principalmente all'incremento delle quantità prodotte in Italia, solo parzialmente compensato da una riduzione del margine in Romania e Grecia, a seguito di un incremento di costi connessi alla maggiore capacità installata;
- > al decremento, per 26 milioni di euro, del margine realizzato nella Penisola iberica e in America Latina, sostanzialmente connesso alla citata riduzione dei ricavi;
- > all'aumento del margine in Nord America per 25 milioni di euro, per effetto principalmente delle maggiori quantità prodotte.

Il **risultato operativo** pari a 346 milioni di euro registra un decremento di 11 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 15 milioni di euro che risentono dell'incremento della capacità installata in Nord America e in Europa.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2014 ammontano a 314 milioni di euro, con un incremento di 55 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici nella Penisola Iberica e in America Latina (per 143 milioni di euro), in Italia ed Europa (per 10 milioni di euro), in Nord America (per 77 milioni di euro), ad impianti geotermici in Italia (per 29 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Cile (per 22 milioni di euro) e ad impianti idroelettrici in Italia e America Latina (per 23 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Ricavi (al netto delle elisioni)	517	431	86	20,0 %
Margine operativo lordo	105	24	81	-
Risultato operativo	82	(5)	87	-
Investimenti	6	9	(3)	-33,3 %

I **ricavi** del primo trimestre 2014, al netto delle elisioni, risultano pari a 517 milioni di euro con un incremento di 86 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente (20%). Se si esclude da tale variazione l'ulteriore plusvalenza rilevata dalla Funzione Upstream Gas conseguente l'aggiustamento prezzo, pari a 82 milioni di euro, sulla cessione, avvenuta nel quarto trimestre 2013, di Artic Russia ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi risultano in aumento di 4 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2013. Tale incremento è essenzialmente riferibile a:

- > maggiori ricavi per attività di ingegneria connessi alle attività svolte presso la centrale di Brindisi, nonché alle attività relative all'impianto per la rigassificazione del gas naturale liquefatto di Porto Empedocle;
- > minori ricavi dell'Area "Servizi e altre attività" per 11 milioni di euro prevalentemente correlati ai servizi di Information e Communication Technology e alle attività di supporto e staff della holding prestati alle altre società del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** del primo trimestre 2014, pari a 105 milioni di euro, registra un incremento di 81 milioni di euro, essenzialmente per effetto della sopracitata plusvalenza. Escludendo tale provento, il margine operativo lordo risulta in linea rispetto al valore rilevato nel primo trimestre del 2013. In particolare, la contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo è stata sostanzialmente compensata dall'efficientamento operativo realizzato.

Il **risultato operativo**, del primo trimestre del 2014 pari a 82 milioni di euro, risulta in aumento di 87 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e perdite di valore per 6 milioni di euro e della citata plusvalenza conseguente l'aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia.

Investimenti

Gli **investimenti** del primo trimestre del 2014 ammontano a 6 milioni di euro, con un decremento di 3 milioni di euro rispetto al primo trimestre del 2013.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Capitale investito netto e relativa copertura

Il *capitale investito netto* è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	97.457	98.499	(1.042)	-1,1%
- avviamento	14.889	14.967	(78)	-0,5%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.425	1.372	53	3,9%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.251)	(1.208)	(43)	3,6%
Totale Attività immobilizzate nette	112.520	113.630	(1.110)	-1,0%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.885	11.415	1.470	12,9%
- rimanenze	3.200	3.555	(355)	-10,0%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.582)	(2.567)	(15)	0,6%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.391)	(4.536)	(855)	18,8%
- debiti commerciali	(10.776)	(12.923)	2.147	-16,6%
Totale Capitale circolante netto	(2.664)	(5.056)	2.392	47,3%
Capitale investito lordo	109.856	108.574	1.282	1,2%
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.672)	(3.677)	5	-0,1%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(12.100)	(12.580)	480	-3,8%
Totale Fondi diversi	(15.772)	(16.257)	485	3,0%
Attività nette possedute per la vendita	201	221	(20)	-9,0%
Capitale investito netto	94.285	92.538	1.747	1,9%
Patrimonio netto complessivo	52.746	52.832	(86)	-0,2%
Indebitamento finanziario netto	41.539	39.706	1.833	4,6%

Il capitale investito netto al 31 marzo 2014 è pari a 94.285 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e dei terzi per 52.746 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 41.539 milioni di euro. Quest'ultimo al 31 marzo 2014 presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,79 (0,75 al 31 dicembre 2013).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

L'*indebitamento finanziario netto* è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.854	7.873	(19)	-0,2%
- obbligazioni	40.443	41.483	(1.040)	-2,5%
- debiti verso altri finanziatori	1.519	1.549	(30)	-1,9%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>49.816</i>	<i>50.905</i>	<i>(1.089)</i>	<i>-2,1%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.954)	(4.965)	11	-0,2%
Indebitamento netto a lungo termine	44.862	45.940	(1.078)	-2,3%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.789	1.750	39	2,2%
- altri finanziamenti a breve verso banche	33	118	(85)	-72,0%
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.822</i>	<i>1.868</i>	<i>(46)</i>	<i>-2,5%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.644	2.648	1.996	75,4%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	264	260	4	1,5%
Commercial paper	2.252	2.202	50	2,3%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	158	119	39	32,8%
Altri debiti finanziari a breve termine	52	45	7	15,6%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>7.370</i>	<i>5.274</i>	<i>2.096</i>	<i>39,7%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.441)	(2.976)	1.535	-51,6%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(160)	(263)	103	-39,2%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.829)	(1.720)	(109)	6,3%
Altri crediti finanziari a breve termine	(534)	(527)	(7)	1,3%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.551)	(7.890)	(661)	8,4%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(12.515)</i>	<i>(13.376)</i>	<i>861</i>	<i>-6,4%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(3.323)	(6.234)	2.911	46,7%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	41.539	39.706	1.833	4,6%
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	(1)	(10)	9	-90,0%

L'indebitamento finanziario netto è pari a 41.539 milioni di euro al 31 marzo 2014, con un incremento di 1.833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013.

L'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* registra un decremento di 1.078 milioni di euro, quale saldo del decremento dell'indebitamento lordo a lungo termine di 1.089 milioni di euro e di un decremento dei crediti finanziari a lungo termine per 11 milioni di euro.

In particolare:

- > i finanziamenti bancari, pari a 7.854 milioni di euro, evidenziano un decremento pari a 19 milioni di euro, dovuto principalmente alla riclassifica nella quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine. Si segnala che la linea di credito revolving da 9,4 miliardi di euro a 5 anni, stipulata nel mese di febbraio 2013 da Enel SpA e da Enel

Finance International, non risulta essere utilizzata al 31 marzo 2014; tale linea di credito ha sostituito la linea di credito sindacata revolving di complessivi 10 miliardi di euro, stipulata nell'aprile 2010 e cancellata in data 18 marzo 2014. Inoltre, al 31 marzo 2014, le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International non risultano utilizzate;

- > le obbligazioni, pari a 40.443 milioni di euro, registrano un decremento pari a 1.040 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 principalmente per effetto della riclassifica nelle quote a breve termine e delle differenze cambio per un importo complessivamente pari a 2.620 milioni di euro; tali effetti sono solo parzialmente compensati dalle emissioni di strumenti finanziari ibridi da parte di Enel SpA per un valore complessivo di 1.580 milioni di euro;
- > i debiti verso altri finanziatori, pari a 1.519 milioni di euro al 31 marzo 2014, evidenziano un decremento di 30 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, principalmente per effetto della riclassifica nelle quote correnti e delle differenze cambio che hanno più che compensato le operazioni di provvista del trimestre, tra cui:
 - un Loan Agreement di 153 milioni di euro della durata di 12 anni, stipulato in data 21 marzo 2014 con Banco Santander da parte di Enel Green Power International; tale finanziamento è coperto dall'export credit agency spagnola CESCE;
 - un Loan Agreement di 150 milioni di euro della durata di 5 anni, stipulato in data 29 gennaio 2014 con Bank of America Merrill Lynch International Limited da parte di Slovenské elektrárne.

Inoltre, si segnala la stipula, nel corso del primo trimestre del 2014 di un Loan Agreement di 100 milioni di euro della durata di 7 anni con Mizuho Bank Nederland da parte di Slovenské elektrárne e che al 31 marzo 2014 risulta non ancora utilizzato.

L'*indebitamento finanziario netto a breve termine* evidenzia una posizione creditoria di 3.323 milioni di euro al 31 marzo 2014, con un incremento di 2.911 milioni di euro rispetto a fine 2013. Tale incremento è la risultante del decremento dei debiti bancari a breve termine per 46 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 2.096 milioni di euro, nonché del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve termine per complessivi 861 milioni di euro.

Nel corso del primo trimestre 2014, sono stati effettuati i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:

- > 244 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da International Endesa BV, in scadenza nel mese di febbraio 2014;
- > 286 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enersis, in scadenza nel mese di gennaio 2014;
- > 99 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso in pesos colombiani da Codensa, in scadenza nel mese di marzo 2014.

Si evidenzia inoltre che tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.370 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper in capo ad Enel Finance International, Endesa Latinoamerica ed Endesa Capital per complessivi 2.252 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per complessivi 4.644 milioni di euro.

Infine, la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.829 milioni di euro, mentre il valore dai cash collateral incassati dalle stesse controparti è pari a 158 milioni di euro. Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, pari a 12.515 milioni di euro, diminuiscono di 861 milioni di euro rispetto a fine 2013, per effetto principalmente della riduzione della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine per 1.535 milioni di euro, parzialmente compensata dall'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 661 milioni di euro.

Flussi finanziari

Il **cash flow da attività operativa** nei primi tre mesi del 2014 è negativo per 193 milioni di euro, in miglioramento di 693 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto principalmente del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nei primi tre mesi del 2014 ha assorbito liquidità per 1.037 milioni di euro mentre nei primi tre mesi del 2013 aveva assorbito liquidità per complessivi 1.100 milioni di euro.

In particolare, il fabbisogno generato nel periodo per attività di investimento in beni materiali ed immateriali, pari a 1.083 milioni di euro, si incrementa di 44 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il cash flow derivante dalla dismissione di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, ammonta a 23 milioni di euro e si riferisce alla cessione di alcune società minori della Divisione Energie Rinnovabili.

Il flusso di cassa generato dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel primo trimestre del 2014 è positivo per 23 milioni di euro ed è essenzialmente correlato ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha generato liquidità per complessivi 1.958 milioni di euro. Nei primi tre mesi del 2013 aveva generato liquidità per 1.675 milioni di euro. Il flusso del primo trimestre del 2014 è sostanzialmente relativo alle nuove emissioni di strumenti finanziari ibridi per circa 1,6 miliardi di euro effettuate nell'ambito della deliberazione assunta dal Consiglio di Amministrazione di Enel del 7 maggio 2013. Tale liquidità generata è stata in parte compensata dai rimborsi e dalle altre variazioni nette dei debiti finanziari per 834 milioni di euro, dall'esborso, per 180 milioni di euro, dovuto all'acquisto dell'ulteriore quota del 15,16% della società brasiliana Coelce e dal fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi a minoranze azionarie del Gruppo per 296 milioni di euro.

Pertanto, nei primi tre mesi del 2014 il cash flow generato dall'attività di finanziamento pari a 1.958 milioni di euro è stato in parte utilizzato per il fabbisogno correlato all'attività operativa (193 milioni di euro) e per quello legato all'attività di investimento, pari a 1.037 milioni di euro. La differenza positiva trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che, al 31 marzo 2014, risultano pari a 8.551 milioni di euro a fronte dei 7.900 milioni di euro di inizio 2014. Tale ultima variazione include per 77 milioni di euro gli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro.

Fatti di rilievo del primo trimestre del 2014

Emissione di strumenti finanziari ibridi

In data 8 gennaio 2014, è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione *multi-tranche* di prestiti obbligazionari non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 61 anni, denominati in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo pari a circa 1,6 miliardi di euro.

L'emissione è effettuata in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel, in data 7 maggio 2013.

Tale emissione si colloca nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

L'operazione è strutturata nelle seguenti *due tranches*:

- > 1.000 milioni di euro con scadenza 15 gennaio 2075, emessi a un prezzo di 99,368, con cedola fissa annuale del 5% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 gennaio 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari allo *Euro Swap Rate* a 5 anni incrementato di un margine di 364,8 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 gennaio 2025 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 gennaio 2040;
- > 500 milioni di sterline inglesi con scadenza 15 settembre 2076, emesse a un prezzo di 99,317, con cedola fissa annuale del 6,625% (oggetto di uno *swap* in euro a un tasso di circa il 5,60%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 settembre 2021. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al *GBP Swap Rate* a 5 anni incrementato di un margine di 408,9 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 settembre 2026 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 settembre 2041.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto, per la *tranche* in euro, da Banca Imi, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., BNP Paribas, Crédit Agricole-CIB, Deutsche Bank, ING, J.P. Morgan, Mediobanca, Natixis, Société Générale Corporate & Investment Banking, UniCredit Bank, e, per la *tranche* in sterline da Barclays, BNP Paribas, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, The Royal Bank of Scotland, Santander Global Banking & Markets, UBS Investment Bank.

Accordo per lo sviluppo di geotermia e smart grid in Messico

In data 13 gennaio 2014, Enel ha siglato un accordo con l'Instituto de Investigaciones Eléctricas, l'ente messicano di ricerca per il settore elettrico, finalizzato alla cooperazione nell'ambito della generazione geotermica e delle smart grids. Con questo accordo le due parti collaboreranno per lo scambio di informazioni ed esperienze nei settori delle smart grids e della generazione geotermica attraverso la realizzazione di progetti pilota, programmi di formazione e trasferimento di tecnologia nelle rispettive aree di interesse.

L'obiettivo del governo messicano è quello di realizzare progetti per lo sviluppo delle smart grid nel paese, migliorando l'efficienza e la qualità del servizio. A ciò si aggiunge la diversificazione delle fonti di generazione come fattore chiave per il rafforzamento della

sicurezza di approvvigionamento attraverso l'aumento del contributo delle rinnovabili al mix energetico del Paese.

Acquisto di un'ulteriore 15,16% delle azioni di Coelce

Nell'ottica del piano di riorganizzazione delle partecipazioni in America Latina conseguente all'aumento di capitale di Enersis effettuato nel corso del 2013, in data 14 gennaio 2014, la controllata cilena Enersis ha lanciato una Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) non ostile per circa il 42% di Companhia Energética do Ceará (Coelce) operante nel settore della distribuzione elettrica in Brasile, di cui già possiede indirettamente circa il 58%. A conclusione del periodo di offerta, in data 17 febbraio 2014, Enersis ha acquistato nella Borsa brasiliana Bovespa, il 15,13% del capitale della società, con un esborso pari a circa 242 milioni di dollari (176 milioni di euro). In conformità alla legislazione brasiliana e solo per la categoria di azioni ordinarie, l'offerta è aperta per ulteriori 90 giorni, al fine di fornire agli azionisti che non si erano espressi nel periodo di offerta il tempo necessario per decidere. Considerando tali ulteriori operazioni di acquisto, al 31 marzo 2014 il numero di azioni acquisite da Enersis è pari al 15,157% della società brasiliana.

Aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia

In data 15 gennaio 2014, ENI ha annunciato al mercato la cessione alla società russa Yamal Development della quota del 60% di Artic Russia detenuta da ENI International. Tenuto conto degli accordi stipulati da Itera ed il Gruppo Enel prima del completamento della vendita della sua quota del 40% in Artic Russia, il Gruppo ha inviato alla stessa Itera la richiesta di un adeguamento del prezzo di acquisto di Artic Russia per circa 112 milioni di dollari statunitensi.

Enel Green Power firma con Banco Santander un accordo di finanziamento per 153 milioni di euro

In data 24 Marzo 2014 Enel Green Power attraverso la controllata olandese Enel Green Power International, ha firmato un contratto di finanziamento per 153 milioni di euro con Banco Santander, quest'ultimo come lender e agente unico, con la copertura della Export Credit Agency spagnola ("CESCE"). Il contratto di finanziamento, correlato ad investimenti in parchi eolici in Messico, avrà una durata di 12 anni ed è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato.

Scenario di riferimento

Andamento dei principali indicatori di mercato

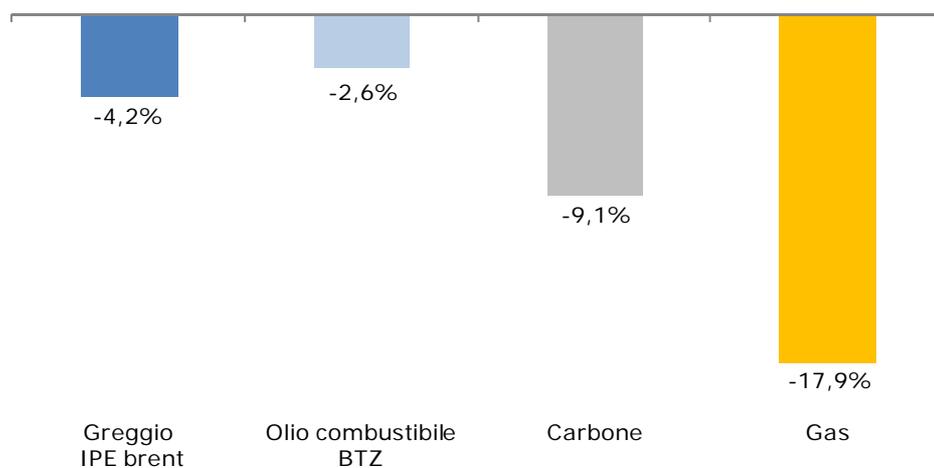
	1° trimestre	
	2014	2013
Indicatori di mercato		
Prezzo medio del greggio IPE Brent (dollari/bbl)	107,9	112,6
Prezzo medio dell'olio combustibile BTZ (dollari/t) ⁽¹⁾	639,8	657,1
Prezzo medio del carbone (dollari/t CIF ara) ⁽²⁾	78,5	86,4
Prezzo medio del gas (Gb pence/therm) ⁽³⁾	58,9	71,7
Cambio medio dollaro USA per euro	1,370	1,321
Euribor a sei mesi (media del periodo)	0,40%	0,35%

(1) Indice Platt's CIF Med.

(2) Indice API#2.

(3) Indice Belgium Zeebrugge.

Variazione prezzi medi combustibili nel primo trimestre 2014 rispetto al primo trimestre 2013



I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	1° trimestre		
	2014	2013	Variazione
Italia	78.141	81.166	-3,7%
Spagna	63.161	64.314	-1,8%
Russia	210.002	212.753	-1,3%
Slovacchia	7.516	7.690	-2,3%
Argentina	32.587	31.598	3,1%
Brasile	121.905	114.984	6,0%
Cile	12.340	12.179	1,3%
Colombia	15.386	14.668	4,9%

Fonte: TSO nazionali.

In Europa, i paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda di energia elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali e delle incertezze sul contesto macroeconomico. In particolare si rileva un decremento della domanda del 3,7%, in Italia e un decremento dell'1,8% in Spagna. La domanda registra una contrazione anche nei paesi dell'Est Europa, tra cui si segnala il decremento in Russia (-1,3%) e un decremento in Slovacchia (-2,3%). Continua invece la forte crescita dei Paesi dell'America Latina con incrementi sostenuti per Brasile (6,0%), Colombia (4,9%) e Argentina (3,1%).

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 1° trimestre 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload		Prezzo medio peakload 1° trimestre 2014 (euro€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload	
		1° trimestre 2014	1° trimestre 2013		1° trimestre 2014	1° trimestre 2013
Italia	52,3	-18,1%	-	62,9	-14,9%	-
Spagna	25,7	-36,5%	-	30,2	-32,5%	-
Russia	22,0	-7,2%	-	24,8	8,7%	-
Slovacchia	33,6	-16,8%	-	43,3	-	-
Brasile	198,2	68,1%	-	259,5	30,3%	-
Cile	120,2	15,4%	-	173,1	-12,9%	-
Colombia	59,7	-12,0%	-	76,1	-21,8%	-

Domanda di gas naturale

Milioni di m ³	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Italia				
Usi domestici e civili	11.852	15.197	(3.345)	-22,0%
Industria e Servizi	4.410	4.458	(48)	-1,1%
Termoelettrico	4.730	5.998	(1.268)	-21,1%
Altro	495	570	(75)	-13,2%
Totale Italia	21.487	26.223	(4.736)	-18,1%
Spagna	9.240	8.526	714	8,4%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero dello Sviluppo Economico" e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel primo trimestre del 2014 si attesta a 21.487 milioni di metri cubi, registrando un forte decremento del 18,1% rispetto allo stesso periodo nel 2013.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettrica, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare ad una meno rigida curva termica registrata nel primo trimestre 2014.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	1° trimestre			
	2014	2013	Variazioni	
Produzione netta:				
- termoelettrica	42.413	50.047	(7.634)	-15,3%
- idroelettrica	12.989	9.714	3.275	33,7%
- eolica	4.680	5.065	(385)	-7,6%
- geotermoelettrica	1.339	1.273	66	5,2%
- fotovoltaica	4.064	3.493	571	16,3%
Totale produzione netta	65.485	69.592	(4.107)	-5,9%
Importazioni nette	13.392	12.085	1.307	10,8%
Energia immessa in rete	78.877	81.677	(2.800)	-3,4%
Consumi per pompaggi	(736)	(511)	(225)	-44,0%
Energia richiesta sulla rete	78.141	81.166	(3.025)	-3,7%

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo marzo 2014).

L'energia richiesta in Italia nel primo trimestre del 2014 registra un decremento del 3,7% rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2013, attestandosi a 78,1 TWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'82,9% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,1% nel primo trimestre 2013) e per il restante 17,1% dalle importazioni nette (14,9% nel primo trimestre 2013).

Le importazioni nette nel primo trimestre del 2014 registrano un incremento di 1,3 TWh, per effetto essenzialmente del differenziale dei prezzi dell'energia elettrica nei Paesi esteri rispetto al mercato domestico.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2014 registra un decremento del 5,9% (-4,1 TWh), attestandosi a 65,5 TWh. In particolare, l'incremento dell'energia elettrica generata da fonte idroelettrica (+3,3 TWh), a seguito delle più favorevoli condizioni di idraulicità, nonché la maggiore produzione da fonte fotovoltaica (+0,6 TWh) sono stati i fattori che associati al sopra citato decremento della domanda di energia elettrica, hanno comportato una riduzione della generazione da fonte termoelettrica per 7,6 TWh.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre			Variazioni
	2014	2013		
Produzione netta	66.218	68.348	(2.130)	-3,1%
Consumo per pomaggi	(2.082)	(2.313)	231	10,0%
Esportazioni nette	(975)	(1.721)	746	43,3%
Energia richiesta sulla rete	63.161	64.314	(1.153)	-1,8%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Peninsular - consuntivo marzo 2014). I volumi del primo trimestre 2013 sono aggiornati al 31 gennaio 2014.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel primo trimestre del 2014 risulta in decremento dell'1,8% rispetto al valore registrato nello stesso periodo del 2013, attestandosi a 63,2 TWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel primo trimestre del 2014 risultano in decremento del 43,3% rispetto ai valori registrati nel primo trimestre del 2013.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2014 registra un decremento del 3,1% (-2,1 TWh) per effetto sostanzialmente della minore richiesta di energia elettrica.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh	1° trimestre		
	2014	2013	Variazioni
Produzione netta	3.153	3.217	(64) -2,0%
Importazioni nette	274	284	(10) -3,5%
Energia richiesta sulla rete	3.427	3.501	(74) -2,1%

Fonte: Fonte dati Red Electrica de España - (Balance electrico diario Extrapeninsulares - consuntivo marzo 2014).

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel primo trimestre del 2014 risulta in decremento del 2,1% rispetto al valore registrato nel primo trimestre del 2013, attestandosi a 3,4 TWh. Tale richiesta è stata quasi interamente soddisfatta dalla produzione netta destinata al consumo.

Le *importazioni nette* nel primo trimestre del 2014 si attestano a 0,3 TWh e sono relative all'interscambio con la Penisola iberica.

La *produzione netta* nel primo trimestre del 2014 è in decremento del 2,0% rispetto al valore registrato nell'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Aspetti normativi e tariffari

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, a cui si rinvia per una trattazione completa, di seguito sono riportate le principali variazioni rilevate nel trimestre relativamente agli aspetti normativi e tariffari nei paesi in cui Enel opera.

Il quadro regolamentare europeo

Processo di modernizzazione degli aiuti di Stato

L'8 maggio 2012 la Commissione Europea ha intrapreso un piano di riforma volto a modernizzare il quadro di regole e controlli concernenti gli aiuti di Stato. I tre principali obiettivi, legati fra loro, sono i seguenti: promuovere la crescita in un mercato interno rafforzato, dinamico e competitivo, focalizzare l'enforcement sui casi con maggiore impatto e snellire le regole per decisioni più veloci. Il quadro Europeo in materia di aiuti di Stato per il settore energetico comprende le Linee Guida sull'Energia e l'Ambiente (EEAG), il Regolamento sulle Esenzioni per Categoria (GBER) e le Linee Guida sulla Ricerca e l'Innovazione (RDI).

In tale contesto, il 9 aprile 2014 la Commissione ha approvato la revisione delle EEAG per il periodo 2014-2020 con entrata in vigore il 1° luglio 2014. Quest'ultime promuovono un graduale passaggio a strumenti di mercato per il supporto alle fonti energetiche rinnovabili, forniscono criteri per il supporto ai grandi consumatori di energia esposti alla concorrenza internazionale ed includono disposizioni per gli aiuti alle infrastrutture e di meccanismi per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e l'adeguatezza nel mercato interno dell'energia.

Divisione Mercato

Energia elettrica

Mercato retail

Lo scorso 3 marzo, il Consiglio di Stato ha annullato la sentenza del TAR Lombardia che nel 2013 aveva dichiarato illegittima la disciplina del Sistema Indennitario, strumento introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) per contenere il rischio creditizio degli esercenti.

Gas

Mercato retail

L'AEEGSI ha confermato anche per l'anno termico 2014-2015 l'attuale modalità di completa indicizzazione ai prezzi spot della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale.

Con riferimento alla componente materia prima, il 24 gennaio 2014 il TAR Lombardia, nell'ambito del giudizio instaurato da Enel Energia e Enel Trade, ha annullato le delibere con cui l'AEEGSI aveva modificato (in riduzione) la formula della QE per gli anni termici 2010/2011 e 2011/2012.

Divisione Generazione ed Energy Management

Gas

Mercato all'ingrosso

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) con decreto del 19 febbraio 2014 ha modificato i criteri di allocazione della capacità prevedendo che la sua assegnazione sia effettuata esclusivamente attraverso meccanismi di asta competitiva.

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Con la delibera n. 154/14, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2014 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi per le infrastrutture di rete.

Le nuove tariffe di riferimento sono fissate in modo tale da rendere l'esercente neutrale rispetto a variazioni inattese nei volumi di energia distribuiti.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Regio Decreto n. 216/2014 – Metodologia di calcolo per il prezzo volontario al piccolo consumatore (PVPC)

Il 29 marzo 2014 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Regio Decreto n. 216/2014 concernente la metodologia di calcolo per il prezzo volontario al piccolo consumatore che stabilisce i seguenti aspetti principali:

- > il costo dell'energia per il PVPC sarà legato al prezzo orario di mercato e, più in particolare, al prezzo del mercato del giorno prima ed infragiornaliero del periodo di fatturazione corrispondente, cui si sommeranno i costi del mercato dei servizi, del capacity payment e dei pagamenti necessari per remunerare l'operatore di mercato e di sistema. Nel caso in cui i consumatori dispongano di contatori intelligenti, la fatturazione sarà su base oraria, altrimenti verrà seguita la profilazione del consumatore tipo;
- > tale meccanismo è in vigore dal 1° aprile 2014 ma gli operatori avranno a disposizione due mesi sino a luglio 2014, per adattare i propri sistemi;
- > i venditori di riferimento (CR) saranno obbligati ad offrire alternativamente ai consumatori eleggibili per il PVPC un prezzo fisso annuale.

Ordine Ministerial IET/350/2014 - Quote di finanziamento del bonus sociale

Il 7 marzo 2014 è stato pubblicato l'Ordine Ministerial IET/350/2014 che stabilisce il nuovo riparto delle quote di finanziamento del bonus sociale. La quota di Endesa è stata fissata al 41,62%.

Brasile

Nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL – revisione tariffaria AMPLA 2014-2018

Il 7 aprile 2014, il regolatore ANEEL, ha approvato la nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL concernente la revisione tariffaria per la società di distribuzione elettrica AMPLA, avente effetto a partire dal 15 marzo 2014 e che garantisce il riconoscimento del totale degli investimenti e costi operativi sostenuti dal distributore. L'aumento medio percepito dai consumatori sarà pari al 2,64%, applicabile dall'8 aprile 2014.

Esposizione involontaria dei distributori al mercato spot

Il 7 marzo 2014, il Governo ha pubblicato il Decreto n. 8.203, il quale permette ai distributori di ricorrere alla Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) per la copertura di costi addizionali derivanti dall'esposizione involontaria al mercato spot e dal dispacciamento termico. La regolazione brasiliana garantisce la copertura totale all'interno del successivo ciclo tariffario.

Al medesimo fine, il 2 aprile 2014, il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.221 prevedendo la fornitura di somme addizionali mediante l'istituzione di un nuovo conto nell'ambiente di contrattazione regolata (Conta ACR), il quale sarà gestito dalla Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A tal proposito, si segnala che il 28 aprile 2014, a seguito del ricevimento dei finanziamenti del sistema bancario, la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ha versato ad Ampla e Coelce una parte delle somme dovute a titolo di recupero dei maggiori costi sostenuti.

Infine il 15 aprile 2014, ANEEL ha pubblicato l'Edital do Leilão n. 5/2014 definendo i prezzi massimi e la data per l'asta A-0, indetta per mitigare il deficit ed i costi addizionali dei distributori. In particolare l'asta, fissata per il 30 aprile 2014, prevede un prezzo massimo di 271 real brasiliani/MWh per la generazione idraulica e di 262 real brasiliani/MWh per quella termica.

Riconoscimento totale dei costi dell'ICMS

L'11 marzo 2014, ANEEL, durante la 7ª riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'ICMS (IVA) pagato ai generatori, sia in relazione agli importi futuri che a quelli pregressi (dal 2003 al 2013). Il recupero in tariffa di questi ultimi avverrà nell'arco dei prossimi quattro anni, a partire da aprile 2014.

Cile

Legge sulle interconnessioni

Il 30 gennaio 2014 è stata promulgata la legge sulle interconnessioni, derogando quanto previsto dalla Legge Generale al Servizio Elettrico. In base alle nuove disposizioni, si riconosce la facoltà all'Esecutivo, e quindi allo Stato, di promuovere progetti di interconnessione tra il sistema elettrico interconnesso del nord (SING) e il sistema interconnesso del Centro (SIC).

Divisione Internazionale

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione tariffe regolate di elettricità e gas per i clienti industriali

Il 27 marzo 2014 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la Legge n. 344/2014, mediante la quale è stata stabilita la graduale abolizione delle tariffe regolate di elettricità e gas per i consumatori industriali, con decorrenza 1° gennaio 2015 per il settore gas e 1° gennaio 2016 per il settore elettrico.

Divisione Energie Rinnovabili

Romania

Riduzione quota rinnovabili ed esenzione per grandi consumatori dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi

Il 19 marzo 2014 il Governo rumeno ha ridotto all'11,1%, rispetto al precedente 15%, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili che riceverà i Certificati Verdi nel corso del 2014.

Il 17 aprile 2014 è stata emessa per consultazione dal Ministro dell'Economia la bozza di decisione del Governo relativa all'esenzione dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi per i grandi consumatori. L'entrata in vigore è condizionata all'approvazione della Commissione Europea.

Spagna

Regio Decreto n. 9/2013

Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico introdotto a luglio 2013 dal Regio Decreto n. 9/2013, procede l'iter di approvazione del Regio Decreto sulle Rinnovabili e della legislazione secondaria contenente i parametri di riferimento ed i nuovi valori di remunerazione previsti. Una bozza di legislazione secondaria è messa in consultazione a febbraio 2014 e gli stakeholder hanno inviato le loro osservazioni alla CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). La CNMC ha pubblicato il suo report consultivo il 3 aprile 2014. L'approvazione è attesa nelle prossime settimane.

Grecia

Legge n. 4254 - Approvazione New Deal

Il 30 marzo 2014 il Parlamento greco ha approvato la Legge n. 4254 - c.d. New Deal - con l'obiettivo di razionalizzare il conto specifico relativo alle fonti rinnovabili. Le principali modifiche introdotte in vigore dal 1° aprile 2014 sono:

- > parziale riduzione dei ricavi registrati nel 2013 mediante emissione di una nota di credito (10% sui ricavi da produzione eolica e mini-idro e 35-37,5% sui ricavi da produzione fotovoltaica);
- > riduzione, dal 1° aprile 2014, delle Feed-in Tariff (FIT) vigenti per gli impianti esistenti di circa il 5% per gli impianti eolici e mini-idro e di circa il 45% per gli impianti fotovoltaici, con conseguente eliminazione della precedente Turnover Tax (in vigore fino a giugno 2014);

- > riduzione delle FIT per i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° aprile 2014;
- > eliminazione del meccanismo di aggiustamento delle FIT rispetto all'indice dei prezzi al consumo (precedentemente fissato al 25%);
- > estensione della validità dei PPA per 7 anni a determinate condizioni (es. tariffa fissa o quantità fissa di energia).

Brasile

Convocazioni delle prossime aste

È stata convocata per il 6 giugno 2014 la prossima Asta A-3, ai cui vincitori verrà riconosciuto il diritto di firmare contratti di 20 anni per i progetti eolici, termici e a biomassa. I progetti idroelettrici, invece, avranno diritto a contratti della durata di 30 anni. L'entrata in esercizio degli impianti è fissata al 1° luglio 2017.

Per quanto riguarda le aste A-5, la prossima asta A-5 è stata convocata per il 12 settembre 2014. Sono ammessi a partecipare ad un'asta federale anche gli impianti solari con potenza installata maggiore o uguale a 5 MW. Gli impianti (eolici e solari) vincitori dell'asta avranno diritto a stipulare un contratto di 20 anni con inizio della fornitura a partire dal 1° gennaio 2019.

Prevedibile evoluzione della gestione

La progressiva uscita dalla crisi dei mercati maturi europei, attesa nel 2014, non trova ancora nel primo trimestre dell'anno un riscontro nell'andamento della domanda energetica, che continua ad evidenziare in Italia un trend negativo (dato destagionalizzato: -3,5%) ed una moderata flessione in Spagna (dato destagionalizzato: -0,6%); le economie emergenti, dall'altro lato, mostrano tassi di crescita della domanda ancora rilevanti, nonostante un deterioramento dello scenario economico.

In tale contesto, Enel conferma le linee direttrici della strategia di Gruppo comunicata ai mercati finanziari, che poggia sulle basi di un portafoglio ben bilanciato in termini geografici, tecnologici e di mix fra attività regolate e non regolate, ed è focalizzata sul ruolo sempre più importante dei mercati emergenti e del business delle energie rinnovabili; la priorità della riduzione dell'indebitamento finanziario trova concreta applicazione nel piano di efficientamento dei costi operativi, che dopo i significativi risultati nel 2013 continua ad evidenziare anche nel primo trimestre del 2014 un contributo in linea con le previsioni, nonché su un piano di investimenti volto al consolidamento della posizione e alla semplificazione della struttura societaria, con il conseguimento già nel primo trimestre di importanti operazioni di riacquisto di alcune interessenze minoritarie in società controllate in America Latina.

Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	Note	1° trimestre	
		2014	2013 restated
Totale ricavi	5.a	18.182	20.445
Totale costi	5.b	15.619	17.770
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	5.c	45	(156)
Risultato operativo		2.608	2.519
Proventi finanziari	5.d	676	957
Oneri finanziari	5.d	1.477	1.629
Totale proventi/(oneri) finanziari		(801)	(672)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.e	4	50
Risultato prima delle imposte		1.811	1.897
Imposte	5.f	669	724
Risultato delle continuing operations		1.142	1.173
Risultato delle discontinued operations		-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		1.142	1.173
Quota di interessenza del Gruppo		895	852
Quota di interessenza di terzi		247	321
<i>Risultato netto del Gruppo per azione (euro)</i>		<i>0,10</i>	<i>0,09</i>

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per azione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nel periodo

Milioni di euro	1° trimestre	
	2014	2013 restated
Risultato netto del periodo	1.142	1.173
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:		
- Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(84)	70
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(7)	(13)
- Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	12	(11)
- Variazione della riserva di traduzione	(413)	756
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:		
Variazione delle passività (attività) nette per benefici definiti	-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	(492)	802
Utile complessivo rilevato nel periodo	650	1.975
Quota di interessenza:		
- del Gruppo	611	1286
- di terzi	39	689

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro	1° trimestre		
	Note	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
- Attività materiali e immateriali		97.457	98.499
- Avviamento		14.889	14.967
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1.425	1.372
- Altre attività non correnti ⁽¹⁾		13.596	13.417
Totale attività non correnti	6.a	127.367	128.255
Attività correnti			
- Rimanenze		3.200	3.555
- Crediti commerciali		12.885	11.415
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		8.522	7.873
- Altre attività correnti ⁽²⁾		12.576	12.526
Totale attività correnti	6.b	37.183	35.369
Attività possedute per la vendita	6.c	211	241
TOTALE ATTIVITÀ		164.761	163.865
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ			
- Patrimonio netto del Gruppo		36.555	35.941
- Interessenze di terzi		16.191	16.891
Totale patrimonio netto	6.d	52.746	52.832
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine		49.816	50.905
- Fondi diversi e passività per imposte differite		22.089	22.443
- Altre passività non correnti		3.575	3.475
Totale passività non correnti	6.e	75.480	76.823
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine		9.192	7.142
- Debiti commerciali		10.776	12.923
- Altre passività correnti		16.557	14.125
Totale passività correnti	6.f	36.525	34.190
Passività possedute per la vendita	6.g	10	20
TOTALE PASSIVITÀ		112.015	111.033
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		164.761	163.865

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2014 rispettivamente pari a 4.808 milioni di euro (4.813 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e 146 milioni di euro (152 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2014 rispettivamente pari a 1.441 milioni di euro (2.976 milioni di euro al 31 dicembre 2013), 2.523 milioni di euro (2.510 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e 29 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Prospetto delle variazioni del Patrimonio netto consolidato

Capitale sociale e riserve del Gruppo

Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva per operazioni su non controlling interest	Riserva da partecipazioni valutate con metodo patrimonio netto	Riserve per benefici ai dipendenti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2013	9.403	5.292	1.881	2.262	92	(1.253)	749	78	8	(362)	17.625	35.775	16.312	52.087
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	140	42	-	-	(182)	-	-	-	(9)	(9)
al 1° gennaio 2013 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	232	(1.211)	749	78	(174)	(362)	17.625	35.775	16.303	52.078
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(362)	(362)
Cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	-	-	-	-	-	-	(16)	6	-	8	-	(2)	1.740	1.738
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	407	40	-	-	(13)	-	852	1.286	689	1.975
di cui:														
- Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	407	40	-	-	(13)	-	-	434	368	802
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	852	-	852	321	1.173
al 31 marzo 2013 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	639	(1.171)	733	84	(187)	(354)	18.477	37.059	18.370	55.429
al 1° gennaio 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.100)	(1.490)	721	62	(16)	(528)	19.454	35.941	16.898	52.839
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	23	26	-	-	(49)	-	-	-	(7)	(7)
al 1° gennaio 2014 restated	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.077)	(1.464)	721	62	(65)	(528)	19.454	35.941	16.891	52.832
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(335)	(335)
Variazione di perimetro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	(404)	(410)
Cessione quote azionarie senza perdite di controllo	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	(234)	(44)	-	-	(6)	-	895	611	39	650
di cui:														
- Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(234)	(44)	-	-	(6)	-	-	(284)	(208)	(492)
- Utile (perdita) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	895	-	895	247	1.142
al 31 Marzo 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.311)	(1.508)	721	71	(71)	(528)	20.343	36.555	16.191	52.746

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre	
	2014	2013 restated
Risultato prima delle imposte	1.811	1.897
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	1.270	1.303
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	106	12
(Proventi)/Oneri finanziari	614	529
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(3.049)	(4.051)
Interessi e altri oneri finanziari pagati e incassati	(769)	(835)
Altri movimenti	(176)	259
Cash flow da attività operativa (A)	(193)	(886)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.083)	(1.039)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	-	(81)
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	23	-
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	23	20
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(1.037)	(1.100)
Nuove emissioni di debiti finanziari	1.983	205
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	451	(215)
Incasso/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	(180)	1.795
Dividendi pagati	(296)	(110)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	1.958	1.675
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	(77)	75
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	651	(236)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo (1)	7.900	9.768
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (2)	8.551	9.532

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (9.726 milioni di euro al 1° gennaio 2013), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1° gennaio 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (non presenti al 1° gennaio 2013).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.522 milioni di euro al 31 marzo 2014 (8.957 milioni di euro al 31 marzo 2013), "Titoli a breve" pari a 29 milioni di euro al 31 marzo 2014 (574 milioni di euro al 31 marzo 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" non presenti al 31 marzo 2014 (1 milione di euro al 31 marzo 2013).

Note illustrative al Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014

1. Principi contabili e criteri di valutazione

Il Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014 è stato redatto in forma sintetica in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34). Il Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014 non contiene tutte le informazioni richieste per il bilancio consolidato annuale e, pertanto, va letto unitamente al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

Pur avendo il Gruppo definito il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di Bilancio consolidato trimestrale abbreviato ivi applicata, il presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014 è stato eccezionalmente redatto in osservanza di tale principio, in previsione di un suo eventuale inserimento nella documentazione ufficiale da utilizzare a corredo di una possibile emissione di titoli di debito nel corso dei prossimi mesi.

I principi contabili ed i criteri di valutazione applicati nella redazione del presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato al 31 marzo 2014, sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione. Si evidenzia inoltre, che dal 1° gennaio 2014 sono divenuti applicabili i principi contabili internazionali, le modifiche ai principi esistenti, nonché le interpretazioni di seguito illustrate:

- > *"IFRS 10 - Bilancio consolidato"*. Sostituisce il *"SIC 12 - Consolidamento - società a destinazione specifica (società veicolo)"* e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo *"IAS 27- Bilancio consolidato e separato"* la cui denominazione è stata modificata in *"Bilancio separato"*. Il principio introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una partecipata), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal previgente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo chiamate dal nuovo principio *"structured entities"*. Mentre nei previgenti principi contabili si dava prevalenza, laddove il controllo non derivasse dalla detenzione della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, l'IFRS 10 focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere (power); l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; il legame tra il potere ed i rendimenti, ossia la capacità di influenzare i rendimenti della partecipata esercitando su quest'ultima il proprio potere decisionale. La rappresentazione contabile della perdita del controllo o della variazione della quota di interessenza in una partecipata senza perdita del controllo è invariata rispetto a quanto già previsto dal previgente IAS 27.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato modifiche al perimetro di consolidamento utilizzato per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 e del presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.
- > *"IAS 27 - Bilancio separato"*. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, lo IAS 27 è stato modificato sia nella denominazione che nel contenuto, eliminando tutte le

disposizioni relative alla redazione del bilancio consolidato (le altre disposizioni sono rimaste invariate). A seguito di tale modifica, pertanto, il principio indica solo i criteri di rilevazione e misurazione contabile nonché l'informativa da presentare nei bilanci separati in materia di società controllate, joint venture e collegate.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti per il Gruppo.

- > *"IFRS 11 - Accordi a controllo congiunto"*. Sostituisce lo *"IAS 31 - Partecipazioni in Joint Venture"* e il *"SIC 13 - Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo"*. A differenza dello IAS 31 che nella valutazione degli accordi di controllo congiunto (c.d. joint arrangement) dava prevalenza alla forma contrattuale prescelta, il nuovo principio fonda il processo valutativo sui diritti ed obblighi attribuiti alle parti dell'accordo. In particolare, il nuovo standard contabile individua due tipologie di joint arrangement: la joint operation, qualora le parti dell'accordo abbiano diritto pro-quota alle attività e siano responsabili pro-quota delle passività derivanti dall'accordo stesso; la joint venture, qualora le parti abbiano diritto ad una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel bilancio consolidato, la partecipazione ad una joint operation deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione ad una joint venture, invece, deve essere consolidata utilizzando l'equity method. Non risulta più consentita, quindi, l'applicazione del consolidamento proporzionale che nel previgente IAS 31 era prevista per tale ultima fattispecie in via opzionale al metodo del patrimonio netto (equity method).
Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato sono opportunamente illustrati nella successiva Nota 2 "Rideterminazione delle informazioni comparative".
- > *"IAS 28 - Partecipazioni in società collegate e joint venture"*. Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, lo IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione che nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del *"SIC 13 - Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo"*, descrive l'applicazione del metodo del Patrimonio Netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle *joint venture*.
Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato sono illustrati nella successiva Nota 2 "Rideterminazione delle informazioni comparative".
- > *"IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità"*. Racchiude in un unico standard contabile l'informativa da presentare in materia di interessi detenuti in società controllate, joint operation e joint ventures, collegate ed in structured entities. In particolare, il principio ingloba e sostituisce l'informativa richiesta dalle precedenti versioni dello IAS 27 e dello IAS 28 e dallo IAS 31 al fine di garantire un set informativo maggiormente uniforme e coerente, nonché introduce nuovi obblighi informativi con riferimento alle società controllate con rilevanti azionisti di minoranza ed alle società collegate e joint venture individualmente significative.

L'applicazione di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

> *"Modifiche allo IAS 32 - Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie"*. La nuova versione dello IAS 32 dispone che attività e passività finanziarie debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando ricorrano in una società entrambe le seguenti condizioni:

- a) ha correntemente un diritto legalmente esecutivo a compensare gli importi rilevati contabilmente; e
- b) intende estinguerle per il residuo netto, o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

La modifica allo IAS 32 chiarisce che per soddisfare il primo dei predetti requisiti, il diritto alla compensazione non deve essere condizionato ad un evento futuro e deve essere legalmente esecutivo sia nel normale corso dell'attività aziendale, sia in caso di inadempimento, insolvenza o fallimento. L'intenzione di regolare al netto può essere provata dalla normale prassi di business, dal funzionamento dei mercati finanziari, dall'assenza di limiti all'abilità di regolare al netto o al lordo attività e passività finanziarie contemporaneamente. Con riferimento a tale requisito, la modifica allo IAS 32 precisa che, qualora la società regoli separatamente attività e passività finanziarie, ai fini della compensazione in bilancio, è necessario che il sistema di regolamento lordo abbia specifiche caratteristiche in grado di eliminare o comunque di ridurre a livelli non significativi il rischio di credito o di liquidità, nonché di processare crediti e debiti in un singolo flusso di regolamento. Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato sono illustrati nella successiva Nota 2 "Rideterminazione delle informazioni comparative".

> *"Modifiche all'IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 - Guida alle disposizioni transitorie"*. La modifica ha l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, sia in termini di rettifica dei dati di bilancio che di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti significativi nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

> *"Modifiche agli IFRS 10, IFRS 12 e allo IAS 27 - Entità di investimento"*. La modifica in esame introduce un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come "entità di investimento". In particolare, le "entità di investimento", come definite dalla modifica in esame, non devono consolidare le proprie società controllate ad eccezione del caso in cui queste ultime forniscano servizi correlati all'attività di investimento della controllante. Le società controllate non consolidate devono essere valutate in conformità all'IFRS 9 ovvero allo IAS 39. La controllante di un "entità di investimento" deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'entità di investimento stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

- > *"Modifiche allo IAS 36 - Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie"*. Le modifiche apportate allo IAS 36 dall'IFRS 13 non riflettevano le intenzioni dello IASB circa l'informativa da presentare in bilancio in merito al valore recuperabile delle attività svalutate. Conseguentemente, lo IASB ha modificato ulteriormente il principio, eliminando l'informativa introdotta dall'IFRS 13 e richiedendo specifica informativa circa la misurazione del fair value nei casi in cui il valore recuperabile delle attività svalutate è basato sul fair value al netto dei costi di dismissione. Le modifiche in esame, infine, richiedono informativa sul valore recuperabile delle attività o CGU per le quali, durante il periodo, è stata rilevata o ripristinata una perdita di valore.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

- > *"Modifiche allo IAS 39 - Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura"*. Le modifiche hanno l'obiettivo di consentire alle società, laddove specifiche condizioni siano soddisfatte, di non interrompere l'hedge accounting per effetto della novazione dello strumento di copertura con una controparte centrale, in applicazione di leggi o regolamenti.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato.

Uso di stime

La redazione del Bilancio consolidato trimestrale abbreviato richiede da parte della direzione aziendale l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio stesso. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto rilevante sui risultati successivi. Ai fini della redazione del presente Bilancio consolidato trimestrale abbreviato, coerentemente con l'ultimo Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, il ricorso all'uso di stime ha riguardato le medesime fattispecie già caratterizzate da un processo di stima ai fini della predisposizione del bilancio annuale. Inoltre, ai sensi dell'informativa richiesta dal paragrafo 15B (k) dello IAS 34, si precisa che non si sono verificati cambiamenti nei livelli della gerarchia di fair value utilizzati ai fini della misurazione degli strumenti finanziari rispetto all'ultimo bilancio annuale, e che le metodologie utilizzate nella misurazione di tale fair value di livello 2 e di livello 3 sono coerenti con quelle dell'ultimo bilancio annuale. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al paragrafo "Uso di stime" contenuto nella Nota 1 del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013.

Effetti della stagionalità

Il fatturato e i risultati economici del Gruppo potrebbero risentire, sia pure in maniera lieve, del mutare delle condizioni climatiche. In particolare, nei periodi dell'anno caratterizzati da temperature più miti si riducono le quantità vendute di gas, mentre nei periodi di chiusura per ferie degli stabilimenti industriali si riducono le quantità vendute di energia elettrica. Tenuto conto dello scarso impatto economico di tale andamento, non viene fornita l'informativa finanziaria aggiuntiva (richiesta dallo IAS 34.21) relativa all'andamento dei dodici mesi chiusi al 31 marzo 2014.

2. Rideterminazione delle informazioni comparative

A seguito dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, del nuovo *standard* contabile IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*, le partecipazioni detenute dal Gruppo Enel in *joint venture* (accordi in cui le parti hanno diritto ad una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dagli accordi stessi) devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto (c.d. equity method) anziché il consolidamento proporzionale, non più consentito per tali fattispecie. Dato che sino alla data di applicazione del nuovo standard il Gruppo aveva consolidato le proprie partecipazioni in *joint venture* con il metodo proporzionale, utilizzando l'opzione prevista dal precedente principio contabile internazionale applicabile a tali fattispecie (IAS 31 – *Partecipazioni in Joint Venture*), tale modifica ha comportato la rideterminazione delle voci patrimoniali contenute nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013, e delle voci di conto economico presentate nel Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2013 che, ai soli fini comparativi, sono riportate nel presente bilancio consolidato intermedio. Si precisa che, in ragione della sua natura, la citata modifica non ha comportato variazioni sia al Risultato netto di Gruppo dell'esercizio precedente e del primo trimestre 2013, sia al valore del Patrimonio Netto di Gruppo al 31 dicembre 2013. Con riferimento alle partecipazioni detenute dal Gruppo in *joint operation* (accordi in cui le parti hanno diritto pro-quota alle attività e sono responsabili pro-quota delle passività derivanti dagli accordi stessi), si precisa che, in virtù delle caratteristiche degli accordi sottesi a tali operazioni congiunte, l'applicazione dell'IFRS 11 presenta degli effetti sostanzialmente equiparabili a quelli di un consolidamento proporzionale.

Alla fine del 2013, inoltre, il Gruppo ha adottato una nuova politica contabile che rientra nel progetto di armonizzazione del trattamento contabile relativo alla rilevazione e presentazione in bilancio delle diverse tipologie di certificati ambientali (quote CO₂, certificati verdi, certificati di efficienza energetica, etc.). L'adozione di tale nuovo modello, basato sul business model delle società coinvolte nel meccanismo di incentivazione dei certificati ambientali, ha prodotto esclusivamente alcune riclassifiche tra le voci del Conto economico consolidato sintetico del primo trimestre 2013 riportate, ai soli fini comparativi, nel presente bilancio consolidato intermedio.

La nuova versione dello IAS 32, applicabile a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, dispone che attività e passività finanziarie debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale quando e soltanto quando ricorrano in una società specifiche condizioni. L'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 32 ha comportato modifiche a talune voci dello stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 presentato, ai soli fini comparativi, nel presente Bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2014. Tali modifiche non hanno generato impatti sul Patrimonio netto consolidato.

Infine, alla data del presente bilancio consolidato intermedio risulta completato il processo di allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eolico Talinay Oriente) e per effetto di tale allocazione sono stati rideterminati taluni dati patrimoniali presentati nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013

al fine di riflettere il *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte attraverso le relative operazioni di aggregazione aziendale.

Nelle tabelle seguenti sono riportati gli schemi contabili del primo trimestre 2013 ed al 31 dicembre 2013, presentati in forma sintetica, con evidenza delle rettifiche effettuate a fronte delle modifiche precedentemente illustrate.

Conto economico consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre			
	2013	Effetto IFRS 11	Nuova policy certificati ambientali	2013 restated
Totale ricavi	20.885	(466)	26	20.445
Totale costi	18.175	(431)	26	17.770
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(156)	-	-	(156)
Risultato operativo	2.554	(35)	-	2.519
Proventi finanziari	958	(1)	-	957
Oneri finanziari	1.632	(3)	-	1.629
Totale proventi/(oneri) finanziari	(674)	2	-	(672)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	29	21	-	50
Risultato prima delle imposte	1.909	(12)	-	1.897
Imposte	736	(12)	-	724
Risultato delle continuing operations	1.173	-	-	1.173
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	1.173	-	-	1.173
Quota di interessenza del Gruppo	852	-	-	852
Quota di interessenza di terzi	321	-	-	321

Prospetto dell'utile consolidato complessivo

Milioni di euro	1° trimestre		
	2013	IFRS 11	2013 restated
Risultato netto del periodo	1.173	-	1.173
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico:			
- Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	71	(1)	70
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	-	(13)
- Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(11)	-	(11)
- Variazione della riserva di traduzione	755	1	756
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	802	-	802
Utile complessivo rilevato nel periodo	1.975	-	1.975
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	1.286	-	1.286
- di terzi	689	-	689

Situazione patrimoniale consolidata sintetica

Milioni di euro

	al 31.12.2013	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12.2013 restated
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
- Attività materiali e immateriali	99.445	(947)	-	1	98.499
- Avviamento	15.015	(51)	-	3	14.967
- Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	647	725	-	-	1.372
- Altre attività non correnti	13.477	(60)	-	-	13.417
Totale attività non correnti	128.584	(333)	-	4	128.255
Attività correnti					
- Rimanenze	3.586	(31)	-	-	3.555
- Crediti commerciali	11.533	(118)	-	-	11.415
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.030	(157)	-	-	7.873
- Altre attività correnti	12.174	(54)	406	-	12.526
Totale attività correnti	35.323	(360)	406	-	35.369
Attività possedute per la vendita	241	-	-	-	241
TOTALE ATTIVITÀ	164.148	(693)	406	4	163.865
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
- Patrimonio netto del Gruppo	35.941	-	-	-	35.941
- Interessenze di terzi	16.898	(7)	-	-	16.891
Totale patrimonio netto	52.839	(7)	-	-	52.832
Passività non correnti					
- Finanziamenti a lungo termine	51.113	(208)	-	-	50.905
- Fondi diversi e passività per imposte differite	22.648	(209)	-	4	22.443
- Altre passività non correnti	3.523	(48)	-	-	3.475
Totale passività non correnti	77.284	(465)	-	4	76.823
Passività correnti					
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.219	(77)	-	-	7.142
- Debiti commerciali	13.004	(81)	-	-	12.923
- Altre passività correnti	13.782	(63)	406	-	14.125
Totale passività correnti	34.005	(221)	406	-	34.190
Passività possedute per la vendita	20	-	-	-	20
TOTALE PASSIVITÀ	111.309	(686)	406	4	111.033
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	164.148	(693)	406	4	163.865

Rendiconto finanziario consolidato sintetico

Milioni di euro	1° trimestre		
	2013	IFRS 11	2013 restated
Risultato prima delle imposte	1.909	(12)	1.897
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore su attività materiali e immateriali	1.331	(28)	1.303
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	11	1	12
(Proventi)/Oneri finanziari	528	1	529
Variazione delle rimanenze, dei crediti e dei debiti commerciali	(4.272)	221	(4.051)
Interessi e altri oneri finanziari pagati e incassati	(697)	(138)	(835)
Altri movimenti	265	(6)	259
Cash flow da attività operativa (A)	(925)	39	(886)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.045)	6	(1.039)
Investimenti in imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(85)	4	(81)
Dismissione di imprese (o rami di) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	-	-	-
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	25	(5)	20
Cash flow da attività di (investimento)/disinvestimento (B)	(1.105)	5	(1.100)
Nuove emissioni di debiti finanziari	205	-	205
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(191)	(24)	(215)
Incasso/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	1.795	-	1.795
Dividendi pagati	(110)	-	(110)
Cash flow da attività di finanziamento (C)	1.699	(24)	1.675
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)	95	(20)	75
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)	(236)	-	(236)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	9.933	(165)	9.768
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo	9.697	(165)	9.532

3. Principali variazioni dell'area di consolidamento

2013

- > acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eolico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- > acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro venturer, la società è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- > acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse;
- > cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche delle quota detenuta da quest'ultima in Severenergia;

- > acquisizione, nel mese di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre *business combination*) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- > cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

2014

- > perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 31 marzo 2014, dell'ulteriore quota del 15,16% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo.

Allocazione definitiva di alcune società nella Divisione Energie Rinnovabili

A seguito dell'acquisizione del controllo, avvenuta nel 2013, di Parque Eolico Talinay Oriente, società cilena operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nel corso del primo trimestre del 2014 il Gruppo ha completato il processo di attribuzione del costo di ciascuna transazione alle attività acquisite e alle passività assunte. In particolare, si è proceduto:

- > all'adeguamento di valore di alcune attività materiali ed immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- > alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

La tabella sottostante sintetizza gli effetti contabili prodotti alle date di acquisizione, unitamente agli effetti di alcune altre acquisizioni minori effettuate dalla stessa Divisione nel primo trimestre 2013 e per le quali la contabilizzazione definitiva è avvenuta nel corso del primo trimestre del 2014.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione

Milioni di euro	Parque Eolico Talinay Oriente	Altre minori
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	126	-
Rettifiche per valutazione al fair value:		
- immobili, impianti e macchinari	(14)	-
- attività immateriali	8	7
- passività per imposte differite	(2)	(2)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	118	5
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	126	7
Avviamento	8	2

(1) Inclusi oneri accessori.

Aumento della quota di interessenza in Coelce

Nel periodo tra il 14 gennaio 2014 e il 31 marzo 2014, la società cilena Enersis ha acquisito, attraverso un'offerta pubblica di acquisto, una quota del 15,16% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già consolidata con il metodo integrale. Si segnala che, in conformità a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised) per tali operazioni su non controlling interest la differenza tra il prezzo pagato e il valore degli asset acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, ha trovato contabilizzazione nel patrimonio netto consolidato. Gli effetti dell'operazione sono i seguenti:

Milioni di euro

Attività nette acquisite	189
Costo dell'operazione	180
Riserva per operazioni su non controlling interest	9

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due periodi messi a confronto.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione del presente Resoconto intermedio di gestione.

Risultati per area di attività del primo trimestre 2014 e 2013

Primo trimestre 2014 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.361	3.759	821	7.218	1.284	638	101	18.182
Ricavi intersettoriali	31	1.213	1.029	23	83	64	(2.443)	-
Totale ricavi	4.392	4.972	1.850	7.241	1.367	702	(2.342)	18.182
Totale costi	4.054	4.602	903	5.754	1.086	239	(2.447)	14.191
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(16)	27	-	16	-	18	-	45
Ammortamenti	25	113	245	631	95	135	26	1.270
Perdite di valore/Ripristini	129	2	-	37	(7)	-	(3)	158
Risultato operativo	168	282	702	835	193	346	82	2.608
Investimenti	1	23	204	332	204	314	6	1.084

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

Primo trimestre 2013 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.891	4.766	725	7.952	1.492	602	17	20.445
Ricavi intersettoriali	42	1.714	1.128	16	168	102	(3.170)	-
Totale ricavi	4.933	6.480	1.853	7.968	1.660	704	(3.153)	20.445
Totale costi	4.667	6.169	895	6.202	1.286	233	(3.177)	16.275
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(26)	(20)	-	(106)	(10)	6	-	(156)
Ammortamenti	21	95	241	676	122	118	29	1.302
Perdite di valore/Ripristini	138	1	(1)	42	11	2	-	193
Risultato operativo	81	195	718	942	231	357	(5)	2.519
Investimenti	3	46	223	320	179	259	9	1.039

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi, sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi del periodo.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, nonché della *policy* contabile utilizzata per i certificati ambientali. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 nelle Note illustrative di commento.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 marzo 2014

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	37	9.329	15.059	34.892	9.758	10.269	500	79.844
Attività immateriali	751	268	108	27.113	1.807	2.192	287	32.526
Crediti commerciali	5.255	2.743	1.728	4.081	388	413	(1.723)	12.885
Altro	133	2.051	1.440	2.082	616	510	(77)	6.755
Attività operative	6.176	14.391 ⁽¹⁾	18.335	68.168	12.569 ⁽²⁾	13.384	(1.013) ⁽⁴⁾	132.010
Debiti commerciali	2.912	2.332	2.244	3.912	649	587	(1.858)	10.778
Fondi diversi	229	1.191	2.405	3.966	2.761	179	695	11.426
Altro	2.488	741	2.732	3.394	1.124	455	(241)	10.693
Passività operative	5.629	4.264	7.381	11.272	4.534 ⁽³⁾	1.221	(1.404)	32.897

(1) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 196 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2013 *restated* ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	39	9.438	15.096	35.474	9.847	10.075	506	80.475
Attività immateriali	775	550	117	27.208	1.888	2.205	281	33.024
Crediti commerciali	4.015	3.061	1.706	3.582	524	364	(1.829)	11.423
Altro	250	2.482	1.240	1.973	460	404	(208)	6.601
Attività operative	5.079	15.531 ⁽²⁾	18.159	68.237	12.719 ⁽³⁾	13.048 ⁽⁵⁾	(1.250)	131.523
Debiti commerciali	3.070	3.579	2.488	4.195	784	750	(1.937)	12.929
Fondi diversi	234	1.197	2.536	4.061	2.742	178	700	11.648
Altro	1.959	728	2.994	4.353	1.119	490	(1.544)	10.099
Passività operative	5.263	5.504	8.018	12.609	4.645 ⁽⁴⁾	1.418 ⁽⁶⁾	(2.781)	34.676

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, IFRS 32, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 2 nelle Note illustrative di commento.

(2) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 194 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 1 milione di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated
Totale attività	164.761	163.865
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.425	1.372
Attività finanziarie non correnti	6.457	6.414
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre Attività non correnti"	477	476
Attività finanziarie correnti	7.960	8.297
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.522	7.873
Attività per imposte anticipate	6.317	6.186
Crediti tributari	1.589	1.709
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	4	15
Attività di settore	132.010	131.523
Totale passività	112.015	111.033
Finanziamenti a lungo termine	49.816	50.905
Passività finanziarie non correnti	2.338	2.216
Finanziamenti a breve termine	2.495	2.483
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.697	4.658
Passività finanziarie correnti	4.900	4.040
Passività di imposte differite	10.663	10.795
Debiti per imposte sul reddito	919	286
Debiti tributari diversi	1.281	963
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	9	11
Passività di settore	32.897	34.676

5. Informazioni sul Conto economico consolidato sintetico

5.a Ricavi

Milioni di euro	1° trimestre			
	2014	2013 restated	Variazioni	
Vendite energia elettrica	11.744	13.949	(2.205)	-15,8%
Trasporto energia elettrica	2.361	2.447	(86)	-3,5%
Corrispettivi da gestori di rete	176	178	(2)	-1,1%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	376	443	(67)	-15,1%
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.597	1.765	(168)	-9,5%
Contributi per certificati ambientali	203	131	72	54,96%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	1.725	1.532	193	12,6%
Totale ricavi	18.182	20.445	(2.263)	11,1%

Nel primo trimestre del 2014 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 11.744 milioni di euro, in diminuzione di 2.205 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento, inclusivo dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti di talune valute dei paesi in cui il Gruppo opera, è da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia all'ingrosso per 1.129 milioni di euro, prevalentemente riferibile alla riduzione dei ricavi da vendita sulla Borsa italiana dell'energia elettrica;
- > decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 867 milioni di euro, principalmente dovuto ai minori ricavi conseguiti sui mercati regolati (pari a 915 milioni di euro) per effetto delle minori quantità vendute, parzialmente compensato dall'incremento dei ricavi sui mercati liberi (pari a 48 milioni di euro);
- > diminuzione dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica per 209 milioni di euro, conseguente ai minori volumi intermediati.

I **ricavi da trasporto di energia elettrica** ammontano nel primo trimestre del 2014 a 2.361 milioni di euro, con un decremento di 86 milioni di euro riferibile prevalentemente ai minori ricavi relativi al trasporto di energia ai clienti finali connessi essenzialmente al decremento delle quantità vettorate.

Nel primo trimestre del 2014, i ricavi per **contributi ricevuti da Cassa Conguaglio Settore elettrico e organismi assimilati** sono pari a 376 milioni di euro, in diminuzione di 67 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. L'andamento è da riferire sostanzialmente ai minori ricavi riconosciuti in relazione alla generazione nell'area extrapeninsulare spagnola.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 1.597 milioni di euro, con un decremento di 168 milioni di euro (-9,5%)

rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente da addebitare alla riduzione delle quantità vendute.

I ricavi per **contributi per certificati ambientali** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 203 milioni di euro con un incremento di 72 milioni di euro (54,96%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel primo trimestre del 2014 a 1.725 milioni di euro (1.532 milioni di euro nel primo trimestre 2013) evidenziando un incremento di 193 milioni di euro (12,6%). Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > rimisurazione al fair value (per 50 milioni di euro) delle attività e passività di SE Hydropower, nella misura corrispondente alla quota di partecipazione ancora detenuta dal Gruppo nella società, conseguente la perdita del controllo della stessa avvenuta esclusivamente a seguito della modifica dell'assetto di governance e senza nessuno scambio di quote partecipative;
- > adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, avvenuta nel quarto trimestre 2013, in base al verificarsi nel corso del periodo di riferimento delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita;
- > maggiori ricavi per vendite di certificati verdi per 110 milioni di euro connessi alle maggiori quantità intermedie;
- > minori vendite di combustibili per 46 milioni di euro, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, connessi principalmente ai minori volumi intermediati in Italia.

5.b Costi

Milioni di euro	1° trimestre		
	2014	2013 restated	Variazioni
Acquisto di energia elettrica	5.604	7.071	(1.467) -20,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	1.473	1.818	(345) -19,0%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	1.608	1.863	(255) -13,7%
Materiali	319	321	(2) -0,6%
Costo del personale	1.095	1.168	(73) -6,2%
Servizi e godimento beni di terzi	3.757	3.761	(4) -0,1%
Ammortamenti e perdite di valore	1.428	1.495	(67) -4,5%
Oneri per certificati ambientali	202	101	101 -
Altri costi operativi	432	472	(40) -8,47 %
Costi capitalizzati	(299)	(300)	1 -0,3%
Totale costi	15.619	17.770	(2.151) -12,1%

I costi per **acquisto di energia elettrica** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 5.604 milioni di euro con un decremento di 1.467 milioni di euro (-20,7%), riferibile ai minori acquisti effettuati sulle borse dell'energia elettrica (1.146 milioni di euro) e in particolar

modo in quella italiana, al decremento delle operazioni su contratti bilaterali (185 milioni di euro), nonché al decremento degli altri costi di acquisto di energia sui mercati esteri (193 milioni di euro); tali effetti sono solo in parte compensati da un incremento del costo di acquisto di energia sui mercati domestici (57 milioni di euro).

I costi **per consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 1.473 milioni di euro, con un decremento di 345 milioni di euro (-19,0%) rispetto ai valori del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale decremento risente dei minori volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica che, peraltro, ha privilegiato l'utilizzo di combustibili dal costo medio unitario inferiore.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano nel primo trimestre del 2014 a 1.608 milioni di euro, con un decremento di 255 milioni di euro (-13,7%) rispetto al primo trimestre del 2013.

I costi per **materiali**, pari a 319 milioni di euro nel primo trimestre del 2014, sono in linea rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Il **costo del personale** nel primo trimestre del 2014 è pari a 1.095 milioni di euro, con un decremento di 73 milioni di euro (-6,2%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Il personale del Gruppo al 31 marzo 2014 è pari a 70.715 dipendenti, di cui 35.824 impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel primo trimestre del 2014 è aumentato per effetto del saldo positivo tra assunzioni e cessazioni.

La riduzione connessa alla variazione di perimetro (51 risorse) avvenuta nel primo trimestre 2014 è riferibile esclusivamente all'avvenuta modifica nel metodo di consolidamento della società SE Hydropower che, a valle della perdita del controllo avvenuta per effetto del cambio dell'assetto di governance, ricade ora nella fattispecie di joint operation.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2013 è, pertanto, così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2013 restated⁽¹⁾⁽²⁾	70.345
Assunzioni	1.317
Cessazioni	(896)
Variazioni di perimetro	(51)
Consistenza al 31 marzo 2014⁽²⁾	70.715

(1) La consistenza al 31 dicembre 2013 è stata oggetto di restatement per effetto dell'applicazione dell'IFRS 11 che ha comportato il deconsolidamento di 1.049 unità.

(2) Include 37 unità riferibili al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2013 e al 31 marzo 2014.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel primo trimestre del 2014 ammontano a 3.757 milioni di euro, ed hanno un andamento sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre del 2013. In particolare, la riduzione dei vettori passivi è sostanzialmente compensata dall'incremento dei costi per godimento di beni di terzi, che risente della rideterminazione dei canoni per utilizzazione delle acque in Spagna introdotti a seguito della Legge n. 15/2012.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 1.428 milioni di euro, in decremento di 67 milioni di euro rispetto al valore di 1.495 milioni di euro registrato nel primo trimestre del 2013. Tale decremento è principalmente riferibile ai minori adeguamenti netti sul valore di crediti commerciali.

Gli **oneri per certificati ambientali** nel primo trimestre del 2014 sono pari a 202 milioni di euro, in aumento di 101 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2013. Tale incremento è principalmente riferibile all'incremento del numero e del prezzo medio di mercato dei titoli necessari per il rispetto degli obblighi fissati dalle normative dei paesi di riferimento.

Gli **altri costi operativi** nel primo trimestre del 2014 ammontano a 432 milioni di euro, e presentano un decremento di 40 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2013. In particolare, la voce risente dell'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso, per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione a A2A Reti Elettriche di 89 milioni di euro con la rinuncia da parte di A2A a qualsiasi ulteriore pretesa, anche nei confronti di Enel SpA, in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano. Tale effetto è stato parzialmente compensato dal rilascio, avvenuto nel primo trimestre del 2013, del fondo relativo al contenzioso con E.On sul contratto di acquisto della centrale di Los Barrios (29 milioni di euro).

Nel primo trimestre del 2014 i **costi capitalizzati** sono pari a 299 milioni di euro e presentano un andamento in linea con quello degli investimenti.

5.c Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*** sono positivi per 45 milioni di euro nel primo trimestre del 2014, a fronte di un valore negativo di 156 milioni di euro nei primi tre mesi del 2013. In particolare, il risultato dei primi tre mesi del 2014 è sostanzialmente riconducibile ai proventi netti realizzati nel periodo per 40 milioni di euro (132 milioni di euro di oneri netti nel primo trimestre 2013), nonché ai proventi netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 5 milioni di euro (24 milioni di euro di oneri netti nel primo trimestre 2013).

5.d Oneri finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** nel primo trimestre del 2014 ammontano a 801 milioni di euro a fronte dei 672 milioni di euro registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

In particolare:

- > i proventi finanziari del primo trimestre del 2014 ammontano a 676 milioni di euro, con un decremento di 281 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2013. La variazione trova principalmente riscontro nei minori proventi su strumenti finanziari derivati (202 milioni di euro) e nelle minori differenze positive su cambi (per 70 milioni di euro);

- > gli oneri finanziari del primo trimestre del 2014 sono pari a 1.477 milioni di euro, registrando un decremento rispetto all'analogo periodo del 2013 di 152 milioni di euro, sostanzialmente da riferire a minori oneri su strumenti finanziari derivati per 224 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'effetto del ripristino di valore del credito rilevato, nel primo trimestre 2013, al National Nuclear Fund slovacco per 66 milioni di euro .

5.e Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

La quota dei proventi / (oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si attesta nel primo trimestre del 2014 a 4 milioni di euro, in diminuzione di 46 milioni di euro rispetto ai 50 milioni di euro rilevati nei primi tre mesi del 2013 . In particolare, l'incremento del risultato attribuibile alla quota di partecipazioni del Gruppo in joint venture (6 milioni di euro) è stato più che compensato dalla riduzione della quota relativa a partecipazioni in società collegate (-52 milioni di euro), sostanzialmente riferibile alla società spagnola Elcogas.

5.f Imposte

Le imposte del primo trimestre del 2014 ammontano a 669 milioni di euro (724 milioni di euro nel primo trimestre 2013), con un'incidenza sul risultato ante imposte del 36,9%. La riduzione rispetto all'incidenza rilevata nel primo trimestre del 2013 (38,2%) è da riferire essenzialmente alla riduzione dell'aliquota dell'addizionale IRES introdotta dalla legge n. 148/2011 (c.d. Robin Hood Tax) applicabile ad alcune società italiane del Gruppo.

6. Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato sintetico

6.a Attività non correnti - Euro 127.367 milioni

Le *attività materiali e immateriali*, inclusive degli investimenti immobiliari, ammontano al 31 marzo 2014 a 97.457 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 1.042 milioni di euro. Tale variazione è riferibile sostanzialmente alle differenze cambio negative (571 milioni di euro), agli investimenti del periodo (1.083 milioni di euro) al netto degli ammortamenti su tali attività (1.269 milioni di euro) e ad altri movimenti minori. In particolare, gli investimenti del periodo hanno riguardato principalmente le reti di distribuzione per 406 milioni di euro, gli impianti di generazione da fonti rinnovabili per 338 milioni di euro e gli impianti di generazione da fonti convenzionali per 163 milioni di euro. L'*avviamento*, pari a 14.889 milioni di euro, presenta un decremento di 78 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, dovuto all'adeguamento degli avviamenti in valuta al cambio corrente.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 1.425 milioni di euro, si incrementano di 53 milioni di euro rispetto al valore registrato alla chiusura dell'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto del risultato economico positivo di pertinenza del Gruppo rilevato dalle società in joint venture.

Le *altre attività non correnti* sono pari a 13.596 milioni di euro e sono così composte:

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività per imposte anticipate	6.317	6.186	131	2,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto	4.954	4.965	(11)	-0,2%
Altre attività finanziarie non correnti	1.501	1.449	52	3,5%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	46	46	-	-
Altri crediti a lungo termine	778	771	7	0,9%
Totale	13.596	13.417	179	1,3%

L'incremento del periodo, pari a 179 milioni di euro, è dovuto essenzialmente all'incremento delle attività per imposte anticipate per 131 milioni di euro e alla variazione positiva registrata nelle altre attività finanziarie non correnti connessa all'incremento delle attività finanziarie per servizi in concessione in Brasile (74 milioni di euro), solo parzialmente compensato dalla variazione negativa dei riscotti attivi (22 milioni di euro).

6.b Attività correnti - Euro 37.183 milioni

Le *rimanenze* sono pari a 3.200 milioni di euro e presentano un decremento di 355 milioni di euro riferibile principalmente alla diminuzione delle giacenze di gas e delle scorte di certificati verdi il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dall'aumento delle scorte di carbone e di combustibile nucleare.

I *crediti commerciali*, pari a 12.885 milioni di euro, sono in crescita di 1.470 milioni di euro. Tale variazione è correlata principalmente alla tempistica del calendario di fatturazione in alcuni paesi.

Le *altre attività correnti*, pari a 12.576 milioni di euro, sono dettagliate come segue:

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	3.992	5.503	(1.511)	27,5%
Attività finanziarie correnti	3.968	2.794	1.174	42,0%
Crediti tributari	1.589	1.709	(120)	-7,0%
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	907	745	162	21,7%
Altri crediti a breve termine	2.120	1.775	345	19,4%
Totale	12.576	12.526	50	0,4%

L'incremento del periodo, pari a 50 milioni di euro, è riconducibile essenzialmente a:

- > incremento di 1.174 milioni di euro delle attività finanziarie correnti, connesso principalmente alle maggiori attività finanziarie relative a strumenti derivati (1.167 milioni di euro);
- > decremento per 1.511 delle attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento relative essenzialmente alla variazione dei crediti finanziari relativi al *deficit* tariffario in Spagna per 766 milioni di euro e alla riduzione dei depositi a breve termine per 739 milioni di euro. Tale ultima variazione risente dello scadimento del deposito effettuato da Enersis conseguentemente all'aumento di capitale e che è stato parzialmente utilizzato per l'acquisizione del 15,16% di Coelce;

- > incremento di 162 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio ed organismi assimilati, correlato prevalentemente all'aumento del credito relativo ai titoli di efficienza energetica, ai meccanismi di perequazione ed al credito relativo al meccanismo di rivalsa sul Fondo eventi eccezionali previsto dalla delibera AEEGSI n. 198/11;
- > aumento di 345 milioni di euro degli altri crediti a breve termine, correlato principalmente alla variazione positiva dei risconti attivi.

6.c Attività possedute per la vendita - Euro 211 milioni

Includono sostanzialmente le attività, valutate sulla base del presumibile valore di realizzo, relative alla società Marcinelle Energie e ad altre attività riferibili a società minori che, in ragione delle decisioni strategiche assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce. La variazione del periodo risente di alcune cessioni minori effettuate dalla Divisione Energie Rinnovabili.

6.d Patrimonio netto del Gruppo - Euro 36.555 milioni

La variazione dei primi tre mesi del 2014 del patrimonio netto di Gruppo risente sostanzialmente della rilevazione dell'utile di competenza del periodo a Conto economico (895 milioni di euro), parzialmente compensato dal risultato netto negativo dei primi tre mesi del 2014 rilevato direttamente a patrimonio netto (-284 milioni di euro).

6.e Passività non correnti - Euro 75.480 milioni

La voce finanziamenti a lungo termine, pari a 49.816 milioni di euro (50.905 milioni di euro al 31 dicembre 2013), è costituita da prestiti obbligazionari per complessivi 40.443 milioni di euro (41.483 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e da finanziamenti bancari e altri finanziamenti per 9.373 milioni di euro (9.422 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

I fondi diversi e passività per imposte differite pari complessivamente a 22.089 milioni di euro al 31 marzo 2014 (22.443 milioni di euro al 31 dicembre 2013) includono TFR e altri benefici ai dipendenti per 3.672 milioni di euro (3.677 milioni di euro al 31 dicembre 2013), fondi rischi e oneri per 7.754 milioni di euro (7.971 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e passività per imposte differite per 10.663 milioni di euro (10.795 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Le altre passività non correnti, pari a 3.575 milioni di euro (3.475 milioni di euro al 31 dicembre 2013), risentono sostanzialmente dell'incremento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati.

6.f Passività correnti - Euro 36.525 milioni

I *finanziamenti a breve termine e quote correnti di finanziamenti a lungo termine* si incrementano di 2.050 milioni di euro, passando da 7.142 milioni di euro di fine 2013 a 9.192 milioni di euro al 31 marzo 2014, sostanzialmente per effetto dell'incremento, per 1.996 milioni di euro, della quota a breve dei prestiti obbligazionari.

I *debiti commerciali*, pari a 10.776 milioni di euro (12.923 milioni di euro al 31 dicembre 2013) sono in diminuzione di 2.147 milioni di euro.

Le *altre passività correnti*, pari a 16.557 milioni di euro, sono di seguito dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Debiti diversi verso clienti	1.578	1.563	15	1,0%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.489	3.312	177	5,3%
Passività finanziarie correnti	4.900	4.040	860	21,3%
Debiti verso il personale e verso istituti di previdenza	584	664	(80)	-12,0%
Debiti tributari	2.200	1.248	952	76,3%
Altri	3.806	3.298	508	15,4%
Totale	16.557	14.125	2.432	17,2%

La variazione del periodo, pari a 2.432 milioni di euro, è essenzialmente dovuto a:

- > incremento, pari a 860 milioni di euro, delle passività finanziarie correnti dovuta sostanzialmente all'incremento delle passività finanziarie relative a strumenti finanziari derivati;
- > aumento dei debiti tributari pari a 952 milioni di euro, sostanzialmente correlato alla stima delle imposte sul reddito del periodo e all'incremento dei debiti tributari diversi prevalentemente relativi alle imposte erariali ed addizionali sui consumi di energia elettrica e gas in Italia.

Si precisa che la voce "Altri" include i debiti relativi a opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie e per acquisto partecipazioni per complessivi 826 milioni di euro (838 milioni di euro al 31 dicembre 2013); a tal proposito, non si rilevano variazioni nel livello di gerarchia di fair value né nelle assunzioni adottate per determinarne il valore.

6.g Passività possedute per la vendita - Euro 10 milioni

Includono le passività correlate al perimetro delle "Attività possedute per la vendita" e commentate nella voce relativa.

7. Posizione finanziaria netta

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 marzo 2014 e al 31 dicembre 2013, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013 restated	Variazioni	
Denaro e valori in cassa	841	1.060	(219)	-20,7%
Depositi bancari e postali	7.681	6.813	868	12,7%
Titoli	29	17	12	70,59%
Liquidità	8.551	7.890	661	8,4%
Crediti finanziari a breve termine	2.363	2.247	116	5,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	160	263	(103)	-39,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.441	2.976	(1.535)	-51,6%
Crediti finanziari correnti	3.964	5.486	(1.522)	-27,7%
Debiti verso banche	(33)	(118)	85	72,0%
Commercial paper	(2.252)	(2.202)	(50)	-2,3%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.789)	(1.750)	(39)	-2,2%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.644)	(2.648)	(1.996)	-75,4%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(264)	(260)	(4)	-1,5%
Altri debiti finanziari correnti	(210)	(164)	(46)	-28,0%
Totale debiti finanziari correnti	(9.192)	(7.142)	(2.050)	-28,7%
Posizione finanziaria corrente netta	3.323	6.234	(2.911)	-46,7%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.854)	(7.873)	19	0,2%
Obbligazioni	(40.443)	(41.483)	1.040	2,5%
Debiti verso altri finanziatori	(1.519)	(1.549)	30	1,9%
Posizione finanziaria non corrente	(49.816)	(50.905)	1.089	2,1%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(46.493)	(44.671)	(1.822)	-4,1%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	4.954	4.965	(11)	-0,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(41.539)	(39.706)	(1.833)	-4,6%

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

Altre informazioni

8. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela Vendita di energia per uso proprio
GME – Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Vendita di energia per uso proprio Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti
GSE – Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Vendita di energia per uso proprio Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura
Gruppo ENI	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Vendita di energia per uso proprio Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia per uso proprio Acquisto di servizi di postalizzazione

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione Fopen e Fondenel, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'AEEGSI.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate e società collegate rispettivamente in essere al 31 marzo 2014 e intrattenuti nel corso del trimestre.

Milioni di euro

	Crediti ed altre attività	Debiti ed altre passività	Ricavi	Costi	Proventi/Oneri netti da gestione commodity	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Imprese a controllo congiunto e collegate							
3 Sun	12	-	3	3	-	-	-
Inversiones Gas Atacama	3	3	2	11	-	1	-
Hydro Dolomiti Enel	4	17	2	11	-	-	-
GNL Chile	16	35	-	51	-	-	-
Altre minori	65	44	8	9	-	5	7
Totale imprese a controllo congiunto e collegate	100	99	15	85	-	6	7
Parti correlate							
Acquirente Unico	6	708	-	1.120	5	-	-
GME	347	246	489	396	-	-	-
Terna	572	472	371	507	10	-	-
GSE	17	1.114	26	-	-	-	-
Poste Italiane	5	72	-	27	-	-	-
Altre	121	52	28	15	-	-	-
Totale parti correlate	1.068	2.664	914	2.065	15	-	-
TOTALE	1.168	2.763	929	2.150	15	6	7

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso del primo trimestre 2014 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con Delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

9. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogate.

Milioni di euro

	al 31.03.2014	al 31.12.2013	Variazione
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.688	5.685	(997)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	47.885	42.181	5.704
- acquisti di combustibili	58.325	55.789	2.536
- forniture varie	1.861	2.176	(315)
- appalti	1.904	2.001	(97)
- altre tipologie	2.762	2.696	66
Totale	112.737	104.843	7.894
TOTALE	117.425	110.528	6.897

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 4.688 milioni di euro ed includono per 438 milioni di euro gli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione luglio siglati nel 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 marzo 2014 a 47.885 milioni di euro di cui 22.756 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2014-2018, 8.652 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 4.651 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 11.826 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 marzo 2014 a 58.325 milioni di euro di cui 32.739 milioni di euro relativi al periodo 1° aprile 2014-2018, 16.443 milioni di euro relativi al periodo 2019-2023, 6.068 milioni di euro al periodo 2024-2028 e i rimanenti 3.075 milioni di euro con scadenza successiva.

10. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 a cui si rinvia per maggiori dettagli, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud – Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia ed il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma

complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. Il dibattimento è iniziato e sono in corso le udienze per l'esame dei testi e consulenti tecnici.

Contenzioso BEG

Enel SpA ed Enelpower SpA, svolgendo le proprie difese, contestano sotto ogni profilo la fondatezza delle domande avversarie, attivando ogni iniziativa a tutela dei propri interessi. In data 21 aprile 2014, a seguito di un'istanza di Enel ed Enelpower, il giudice ha revocato l'ordine emesso in precedenza nei confronti delle due società che disponeva l'astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di circa 600 milioni di dollari statunitensi.

Contenzioso Cien - Brasile

A marzo 2014 il giudice, accogliendo l'istanza di CIEN, ha disposto la sospensione del procedimento fino ad aprile 2015 in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti.

Arbitrato LaGeo

Da notizie di stampa si è venuti a conoscenza della presentazione alla Sala Amministrativa della Corte Suprema di El Salvador di una domanda di nullità del patto parasociale, notificata alla sola CEL. Enel Green Power (EGP) ha chiesto quindi di essere ammessa nel giudizio, con riserva di ripetizione dei danni anche sulla base delle garanzie prestate dalla controparte in occasione della stipula del patto parasociale, ma nonostante ciò non ha ricevuto alcuna notifica.

Il Procuratore Generale della Repubblica ha presentato, pertanto, appello contro questa decisione ed il Giudice di secondo grado, in riforma della prima decisione, ha stabilito che il sequestro nei confronti dei responsabili civili dovrà essere limitato a quanto richiesto agli imputati che gli stessi sono chiamati a garantire. Il giudice ha inoltre ribadito la necessità di effettuare regolarmente le notifiche ad EGP affinché le misure possano esser valide nei suoi confronti.

Il Tribunale di rinvio, investito del relativo giudizio su richiesta del Procuratore generale della Repubblica, ha – ad avviso di EGP – ecceduto i limiti assegnati dal giudice di appello adottando il provvedimento cautelare –anticipato attraverso la stampa locale - senza chiamare EGP a giudizio e ammettendo un sequestro nei confronti di Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. e di EGP per un controvalore di circa 687 milioni di euro ciascuno. Tale decisione è stata assunta senza permettere ad EGP di svolgere le sue difese in giudizio e malgrado i dipendenti per i quali i responsabili civili sono chiamati a rispondere siano oggetto di un sequestro di soli 8 milioni di dollari. Il valore del sequestro, inoltre, non ha alcuna attinenza con quello di Lageo o degli asseriti danni arrecati al sistema salvadoregno. EGP, attesa l'illegittimità di questi nuovi provvedimenti e la chiara strategia delle autorità del Paese contro i propri investimenti, ha chiesto al Tribunale arbitrale dell'ISCID– nell'ambito del giudizio già avviato a settembre del 2013 – di adottare una misura cautelare di sospensione della giurisdizione salvadoregna sul caso.

11. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Memorandum di intesa con State Grid Corporation of China

In data 8 aprile 2014 Enel ha firmato a Pechino un Memorandum d'Intesa con la State Grid Corporation of China, la più grande azienda mondiale di distribuzione e trasmissione di energia e leader cinese nel settore. L'accordo ha come obiettivo la cooperazione nel campo delle tecnologie Smart Grid per lo sviluppo urbano sostenibile e lo scambio di esperienze nella generazione di energia da fonti rinnovabili.

Contratti per la fornitura di gas dagli Stati Uniti

In data 8 aprile 2014 Enel ha sottoscritto con Corpus Christi Liquefaction, società controllata dalla Cheniere Energy, due contratti ventennali per la fornitura di GNL (Gas Naturale Liquefatto), proveniente da giacimenti americani di *shale gas*, per un totale di 3 miliardi di metri cubi l'anno, di cui 2 miliardi circa destinati al mercato iberico e 1 miliardo circa destinato al mercato italiano. Grazie a questa intesa, Enel si assicura una maggiore diversificazione e flessibilità nell'approvvigionamento del portafoglio di forniture gas per i prossimi anni.

Entrambi i contratti hanno durata ventennale, con un'opzione per altri dieci anni, e la validità dell'accordo decorrerà a partire dalle prime forniture, previste a partire dal 2018.

Il gas verrà consegnato sotto forma di GNL e su base Free On Board (FOB), quindi con piena flessibilità di destinazione, presso il terminal di Corpus Christi, che la Cheniere Energy sta realizzando sulla costa del Texas, in una zona fortemente interconnessa con i principali gasdotti del Paese, da dove verrà trasportata verso i rigassificatori di cui il Gruppo dispone.

Deposito delle liste dei candidati alla carica di Amministratore della Società

Il giorno 16 aprile 2014 l'azionista Ministero dell'Economia e delle Finanze ("MEF"), titolare del 31,2% circa del capitale di Enel SpA ha depositato una lista di candidati alla carica di Amministratore della Società, in vista del rinnovo del Consiglio di Amministrazione (per scadenza del termine del mandato) all'ordine del giorno dell'Assemblea ordinaria il cui svolgimento è in programma per il 22 maggio 2014 in unica convocazione. La lista è così formata:

- > Maria Patrizia Grieco;
- > Francesco Starace;
- > Salvatore Mancuso;
- > Paola Girdinio;
- > Alberto Bianchi;
- > Alberto Pera.

In relazione agli ulteriori argomenti all'ordine del giorno della indicata Assemblea di Enel connessi al rinnovo del Consiglio di Amministrazione, l'azionista MEF ha inoltre comunicato fin d'ora l'intenzione di proporre alla medesima Assemblea:

- > di determinare in 9 il numero dei componenti il Consiglio di Amministrazione;
- > di fissare in 3 esercizi, e dunque fino all'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2016, la durata in carica del nominando Consiglio di Amministrazione;

- > di nominare il candidato Maria Patrizia Grieco alla carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione.

Successivamente, in data 28 aprile 2014, è stata depositata da parte di un raggruppamento di azionisti formato da 19 società di gestione del risparmio e da altri investitori istituzionali, titolari complessivamente dell'1,255% circa del capitale della Società, una seconda lista, così formata:

- > Angelo Taraborrelli;
- > Anna Chiara Svelto;
- > Alessandro Banchi.

Le liste, unitamente alla relativa documentazione a corredo, sono state messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale e rese consultabili sul sito internet di Borsa Italiana SpA (www.borsaitaliana.it) nonché sul sito internet della Società (www.enel.com).

Acquisizione di un'ulteriore quota del 50% di Inversiones Gas Atacama

In data 22 aprile 2014, Endesa Chile ha completato l'acquisto da Southern Cross del 50% di Inversiones Gas Atacama per un corrispettivo di 309 milioni di dollari (circa 225 milioni di euro); a valle dell'acquisizione, che ha chiuso il patto parasociale tra i due partner siglato nel mese di agosto 2007, il Gruppo detiene indirettamente il 100% della società cilena, dato che precedentemente ne possedeva già il 50% (con un valore contabile pari a 180 milioni di euro). Si segnala che il corrispettivo per la transazione include anche i crediti concessi a Atacama Pacific Energy Finance. Inversiones Gas Atacama gestisce operazioni in Cile settentrionale attraverso una centrale termoelettrica di 781 MW di potenza, un gasdotto tra le città di Mejillones e Taltal e un altro che collega il Cile con l'Argentina.

Accordo per l'acquisizione di un'ulteriore quota del 39% di Generandes Perù

Il 30 aprile 2014, la controllata cilena Enersis ha concordato con Inkia Americas Holding Limited l'acquisto del 39% delle azioni del capitale sociale di Generandes Perù (che a sua volta detiene il 54,2% di Edegel) per 413 milioni di dollari statunitensi (circa 300 milioni di euro). Il trasferimento delle quote azionarie e il conseguente pagamento è al momento oggetto di talune condizioni sospensive, tra cui l'approvazione delle competenti autorità peruviane.

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Dichiarazione del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154 bis, comma 2 del D.Lgs. 58/1998

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari Luigi Ferraris dichiara, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza, che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2014 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137