

plettezza e la trasparenza dei dati sul cambiamento climatico che ha reso disponibili agli investitori e al mercato globale attraverso CDP, l'organizzazione non governativa internazionale che promuove un'economia sostenibile.

Enel è stata inoltre ammessa per la prima volta nello STOXX Global ESG Leaders, che raccoglie le società leader a livello globale per la sostenibilità in termini ambientali, sociali e di governance. L'indice è stato creato dal fornitore di servizi finanziari STOXX Limited, che fa parte della Borsa tedesca e di quella elvetica.



Riaspetto delle attività nella Penisola iberica e in America Latina

#### Approvazione del progetto di riassetto

In data 30 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il progetto di riassetto delle attività del Gruppo nella Penisola iberica e in America Latina. I principali obiettivi perseguiti attraverso tale progetto sono i seguenti:

- > allineare la struttura societaria alla nuova organizzazione del Gruppo, semplificando la catena di controllo delle società operanti in America Latina, creando le condizioni per un'ottimizzazione dei flussi finanziari del Gruppo stesso;
- > focalizzare Endesa come azienda leader nei mercati energetici iberici, attraverso un nuovo piano industriale incentrato sullo sviluppo delle attuali piattaforme di business e sulla valorizzazione della competitività espressa dalle attività in Spagna e Portogallo.

#### Proposta vincolante di EEE a Endesa per l'acquisto delle partecipazioni in Enersis ed Endesa Latinoamérica

Successivamente, in data 11 settembre 2014 lo stesso Consiglio ha condiviso e approvato:

- > la presentazione a Endesa da parte di Enel Energy Europe ("EEE"), la società spagnola interamente detenuta da Enel e che possiede a sua volta il 92,06% del capitale di Endesa, di una proposta vincolante per l'acquisto della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte della stessa Endesa nel capitale della cilena Enersis, capofila delle attività in America Latina. In particolare, le partecipazioni oggetto di compravendita sono rappresentate da un 20,30% del capitale di Enersis posseduto direttamente da Endesa e dal 100% del capitale di Endesa Latinoamérica, società che a sua

volta possiede il 40,32% del capitale di Enersis. La proposta in questione prevede un corrispettivo complessivo per le partecipazioni sopra indicate pari a 8.252,9 milioni di euro, basato su un prezzo implicito per azione Enersis di 215,0 pesos cileni (pari a 0,28 euro al cambio del 10 settembre 2014) e al netto dei costi di struttura e delle passività nette in capo a Endesa Latinoamérica, pari a un importo negativo di 144 milioni di euro. Tale corrispettivo è stato definito sulla base di procedure e metodologie internazionali di valutazione generalmente accettate in questo tipo di operazioni e supportato dalla "fairness opinion" rilasciata da Mediobanca in qualità di "advisor" finanziario;

- > la contestuale presentazione da parte di EEE della proposta concernente la distribuzione da parte di Endesa di un dividendo straordinario in contanti, di ammontare equivalente al corrispettivo da quest'ultima ricevuto per la indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis e il cui pagamento sarà subordinato alla intervenuta esecuzione della compravendita medesima.

La proposta concernente l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis contempla, tra l'altro, una clausola in base alla quale, per la durata di due anni dal closing dell'operazione stessa, in caso di cessione per un corrispettivo in contanti a soggetti estranei al Gruppo Enel di una quota del capitale di Enersis che ne riduca la partecipazione complessivamente posseduta (in forma diretta e indiretta) al di sotto del 60,62%, EEE riconoscerà a Endesa l'eventuale differenza positiva tra il corrispettivo per azione Enersis su cui è basata tale cessione e quello su cui è basata l'indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis, moltiplicata per il numero di azioni Enersis oggetto di cessione.

#### Accettazione del CdA di Endesa della proposta di EEE

Tanto l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis quanto la proposta di distribuzione del dividendo straordinario in contanti sono state poi esaminate dal Consiglio di Amministrazione di Endesa, il quale, in data 17 settembre 2014, ha deliberato positivamente circa l'operazione sottoponendo la stessa all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti, sulla base delle proposte formulate da un apposito comitato composto esclusivamente da Amministratori indipendenti, incaricato di verificare che tale progetto di riassetto risponda all'interesse sociale di Endesa sotto il profilo economico-finanziario, giuridico e strategico.

**Approvazione del CdA di Endesa della distribuzione di un dividendo straordinario e della nuova politica dei dividendi da parte di Endesa**

In data 7 ottobre 2014, nell'ambito dell'aggiornamento del proprio piano industriale, il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha esaminato e approvato:

- > la distribuzione di un ulteriore dividendo straordinario in contanti, sotto forma di acconto dividendo sugli utili dell'esercizio 2014, pari a 6,0 euro per azione, per un ammontare complessivo di 6.353 milioni di euro, al fine di conseguire una più equilibrata ed efficiente struttura patrimoniale della società. Tale dividendo straordinario si aggiunge a quello — già comunicato al mercato lo scorso 17 settembre e sottoposto all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa convocata per il 21 ottobre 2014 — di 7,795 euro per azione, per un ammontare complessivo di 8.253 milioni di euro, legato alla vendita a EEE della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte di Endesa nel capitale della cilena Enersis;
- > una nuova politica di dividendi riferita agli esercizi 2014-2016, che — alla luce dell'elevata generazione di cassa prevista da parte di Endesa — prevede:
  - per quanto riguarda l'esercizio 2014, la distribuzione — in aggiunta ai sopracitati dividendi straordinari — di un dividendo ordinario in contanti pari a 0,76 euro per azione, per un ammontare complessivo di circa 800 milioni di euro, da mettere in pagamento nel corso del 2015;
  - per quanto riguarda gli esercizi 2015 e 2016, l'obiettivo di un incremento dell'indicato dividendo ordinario in contanti di 0,76 euro per azione nella misura di almeno il 5% su base annua;
  - il pagamento degli indicati dividendi ordinari in due soluzioni, nel corso dei mesi di gennaio e luglio, in linea con quanto praticato dai principali competitor.

**Accettazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa della proposta di EEE e deliberazioni sulla distribuzione dei dividendi**

Nella riunione del 21 ottobre 2014 l'Assemblea degli azionisti di Endesa ha approvato la proposta vincolante presentata dal Consiglio di Amministrazione della stessa Endesa relativamente al sopracitato acquisto di Enersis e della distribuzione dei due dividendi straordinari in contanti.

**Delibera del CdA di Enel SpA per il collocamento sul mercato di una quota del capitale sociale di Endesa da parte di EEE**

In data 4 novembre 2014 il Consiglio di Amministrazione di

Enel SpA ha deliberato l'avvio del collocamento sul mercato di una quota del capitale sociale di Endesa da parte di EEE. L'ammontare iniziale oggetto di offerta è stato individuato nel 17% del capitale sociale di Endesa, potendo raggiungere un massimo del 22%, inclusa in ogni caso l'opzione greenshoe (che prevede che i Joint Global Coordinator possano acquistare un massimo del 15% del numero di azioni oggetto dell'offerta).

**L'offerta pubblica di vendita delle azioni Endesa**

In data 6 novembre 2014 l'Autorità spagnola Comisión Nacional del Mercado de Valores ("CNMV") ha approvato la pubblicazione del prospetto informativo relativo al sopracitato collocamento, così articolato:

- > un'offerta pubblica di vendita ("OPV") in Spagna rivolta agli investitori retail, che rappresenti il 15% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe), con la possibilità che una parte delle azioni inizialmente destinate all'Offerta Istituzionale confluiscono nell'OPV (c.d. "clawback"), elevando l'ammontare di quest'ultima fino a un massimo del 30% dell'Offerta Iniziale e del 23,27% dell'Offerta Massima (sempre al netto dell'opzione greenshoe). Il prezzo massimo a cui verranno collocate le azioni di Endesa nell'ambito dell'OPV, iniziata in data 7 novembre 2014, è stato fissato in misura pari a 15,535 euro per azione, valore corrispondente al più elevato tra i prezzi di chiusura del titolo Endesa registrati sulla Borsa spagnola tra il 29 ottobre e il 5 novembre 2014. L'OPV prevede che il prezzo definitivo dell'OPV sia il minore tra il suddetto prezzo massimo e il prezzo determinato nell'ambito dell'Offerta Istituzionale. Nell'ambito dell'OPV è contemplato un meccanismo di incentivazione (c.d. "bonus share"), che prevede l'attribuzione gratuita di 1 azione Endesa ogni 40 azioni acquistate durante l'OPV e conservate ininterrottamente per 12 mesi dalla data di pagamento. È inoltre previsto un meccanismo di allocazione preferenziale delle azioni oggetto dell'OPV in favore di coloro che risultavano azionisti di Endesa al 5 novembre 2014;
- > un'offerta rivolta a investitori istituzionali spagnoli e internazionali, che rappresenti l'85% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe e salvo il clawback con l'OPV). Il prezzo delle azioni oggetto dell'Offerta Istituzionale, iniziata il 13 novembre 2014, è stato poi determinato in data 20 novembre 2014, sentiti i Joint Global Coordinator, tenendo in considerazione, tra l'altro, la quantità e la qualità degli ordini pervenuti nell'ambito della stessa Offerta Istituzionale, nonché la



quantità della domanda complessiva riferita all'Offerta Globale e le condizioni di mercato.

In data 19 novembre 2014 è avvenuta la chiusura dell'offerta pubblica di vendita. Secondo le informazioni pervenute dal Joint Global Coordinator, la domanda è stata pari a circa 1,7 volte l'ammontare inizialmente previsto per l'OPV medesima. Considerato il risultato dell'OPV, EEE, sentiti i Joint Global Coordinator, ha deciso di avvalersi della facoltà di aumentare il quantitativo di azioni originariamente previsto per gli investitori retail, assegnando all'OPV ulteriori n. 11.333.823 azioni, elevando così il numero complessivo di azioni oggetto dell'OPV a n. 34.810.500 azioni. L'assegnazione delle azioni agli investitori retail è stata effettuata secondo il criterio di riparto previsto nel prospetto informativo. Successivamente, in data 23 novembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato, per quanto di competenza, di fissare, sentiti i Joint Global Coordinator, il prezzo dell'Offerta istituzionale in 13,50 euro per azione Endesa.

Tale prezzo è stato applicato anche all'offerta rivolta agli investitori retail (l'OPV e, congiuntamente all'Offerta istituzionale, l'Offerta Globale), poiché, in linea con quanto comunicato al mercato, corrisponde all'importo più basso tra il prezzo massimo previsto per l'OPV (pari a 15,535 euro per azione) e il prezzo dell'Offerta istituzionale.

È stato inoltre fissato l'ammontare dell'Offerta Globale in n. 232.070.000 azioni (ivi comprese n. 30.270.000 azioni oggetto di sovrallocazione e di successivo eventuale esercizio dell'opzione greenshoe), pari al 21,92% del capitale sociale di Endesa, per un corrispettivo complessivo pari a 3.133 milioni di euro; l'ammontare dell'Offerta Globale è stato fissato tenendo conto della domanda pervenuta dagli investitori istituzionali, del prezzo dell'Offerta Globale e delle condizioni del mercato. L'allocation definitiva delle azioni oggetto dell'Offerta Globale è stata quindi pari a n. 34.810.500 azioni per l'OPV e a n. 197.259.500 azioni per l'Offerta istituzionale (ivi comprese n. 30.270.000 azioni oggetto dell'opzione greenshoe). Le azioni oggetto dell'OPV sono state assegnate agli investitori retail secondo il criterio di riparto previsto nel prospetto informativo. L'offerta rivolta agli investitori istituzionali è stata curata da un consorzio di banche coordinato e diretto da Banco Santander, BBVA, Credit Suisse e J.P. Morgan in qualità di Joint Global Coordinator, mentre Goldman Sachs International, Morgan Stanley e UBS Limited hanno agito nel ruolo di Joint Bookrunner. BBVA e Santander hanno inoltre coordinato il consorzio incaricato dell'offerta rivolta agli investitori retail in Spagna. Mediobanca ha svolto il ruolo di advisor finanziario di Enel e di EEE (in qualità di offerente).

#### Esercizio dell'opzione greenshoe

In data 25 novembre 2014 Credit Suisse Securities (Europe) Limited, in qualità di Agente per la Stabilizzazione per conto del consorzio di banche responsabili dell'OPV rivolta agli investitori istituzionali, ha esercitato integralmente l'opzione di acquisto (c.d. "greenshoe") per complessive n. 30.270.000 azioni Endesa al prezzo di offerta di 13,50 euro per azione. A seguito dell'esercizio dell'opzione greenshoe, l'offerta globale di vendita promossa da EEE ha pertanto comportato l'assegnazione di 232.070.000 azioni Endesa, pari al 21,92% del relativo capitale sociale, per un corrispettivo complessivo pari a 3.132.945.000 euro.

Con l'esercizio della suddetta opzione greenshoe si conclude anche il periodo di stabilizzazione (inizialmente previsto fino al 15 dicembre 2014) durante il quale Credit Suisse Securities (Europe) Limited non ha dovuto effettuare operazioni di stabilizzazione sul titolo Endesa

27  
novembre

Enel firma accordo con la società cinese ZTE Corporation su mobilità elettrica, smart grid e rinnovabili

In data 27 novembre 2014 Enel SpA ha sottoscritto un accordo quadro con ZTE Corporation, azienda leader cinese nel settore dell'IT. L'intesa darà via a una cooperazione tra i due gruppi nel settore della mobilità elettrica, delle reti intelligenti e delle rinnovabili che permetterà di conseguire gli obiettivi strategici attraverso lo sviluppo di tecnologie sostenibili e innovative.

Nell'ambito della mobilità elettrica, Enel e ZTE intendono scambiare informazioni sulle rispettive soluzioni tecnologiche per ottimizzare la ricarica dei veicoli ed esplorare possibili soluzioni integrate e sinergie per eventuali sviluppi commerciali congiunti.

Nel settore delle smart grid, i due partner intendono valutare opportunità in mercati di comune interesse, basate su soluzioni e tecnologie sviluppate da Enel.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili, Enel e ZTE daranno il via a una collaborazione su progetti Enel già esistenti, identificando le opportunità di ottimizzazione e integrando le migliori soluzioni IT, con l'obiettivo di migliorare le prestazioni degli impianti rinnovabili.

Uno sforzo particolare sarà rivolto alla cooperazione sui sistemi di generazione rinnovabili "off grid", inclusa una collaborazione nel sito di Ollagüe, in Cile, vicino al confine con la Bolivia, dove la società del Gruppo Enel dedicata alle energie rinnovabili, Enel Green Power, sta realizzando un innovativo

impianto ibrido da 232 kW "off-grid" che unisce fotovoltaico e una turbina mini-eolica, integrati con un sistema di accumulo di energia. La collaborazione concernente il progetto di Ollagüe è mirata a esplorare possibili ottimizzazioni e a identificare ulteriori opportunità di sviluppo in installazioni simili.

**1**  
dicembre

Enel Green Power si aggiudica 114 MW di eolico in una gara pubblica in Brasile

In data 1° dicembre 2014 Enel Green Power, nella gara pubblica "A-5 Brazilian Auction", si è aggiudicata il diritto di stipulare dei contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da un nuovo progetto eolico, da 114 MW di capacità installata, con un pool di società di distribuzione brasiliane.

Il parco, Morro do Chapéu, sarà realizzato nello Stato di Bahia, nel nord-est del Brasile, dove la società gestisce già circa 400 MW di progetti eolici, in esercizio e in costruzione, e oltre 254 MW di progetti fotovoltaici che si è aggiudicata nell'ultima gara pubblica "Leilão de Reserva".

Morro do Chapéu, con una capacità installata totale di 114 MW e un load factor medio di oltre il 50%, equivalente a circa 4.500 ore di energia prodotte all'anno, sarà in grado di generare più di 500 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 150.000 tonnellate annue di CO<sub>2</sub>.

**11**  
dicembre

Enel Green Power e Itaú Unibanco firmano accordo di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi

In data 11 dicembre 2014 Enel Green Power, attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações, e la banca brasiliana Itaú Unibanco hanno firmato un accordo di finanziamento, della durata di 10 anni, per più di 260 milioni di real brasiliani (circa 100 milioni di dollari statunitensi). Il finanziamento con Itaú è stato organizzato da International Finance Corporation (IFC) e coprirà parte degli investimenti per la costruzione di oltre 260 MW di eolico negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord-est del Brasile. Tale finanziamento si aggiunge all'accordo di finanziamento da 200 milioni di dollari statunitensi, indicizzato al real brasiliano, perfezionato con IFC nel maggio 2014 sempre a supporto dello sviluppo eolico di Enel Green Power nelle stesse aree.

**12**  
dicembre

Cessione di LaGeo

In data 12 dicembre 2014 Enel Green Power ("EGP") e Inversiones Energéticas ("INE"), la società energetica statale salvadoregna, hanno firmato un accordo per la cessione della quota del 36,2% detenuta da EGP in LaGeo — la joint venture tra EGP e INE per lo sviluppo della geotermia in El Salvador — alla stessa INE che, con una quota pari al 63,8%, era già azionista di maggioranza della società.

Con questo accordo, EGP cede a INE la sua intera partecipazione in LaGeo, per un corrispettivo pari a circa 280 milioni di dollari statunitensi (circa 224 milioni di euro), chiudendo così le sue attività nel Paese.

EGP e INE hanno avviato i negoziati sotto l'egida del Centro internazionale per la risoluzione delle controversie relative agli investimenti (ICSID) della Banca Mondiale a Washington (USA), con lo scopo di siglare un accordo reciprocamente vantaggioso e porre termine a una disputa iniziata otto anni fa tra le due aziende.

L'operazione di cessione è effettuata nel quadro di un accordo transattivo siglato con lo Stato di El Salvador riguardante il contenzioso in corso presso ICSID. La piena efficacia della risoluzione definitiva del contenzioso con la Repubblica di El Salvador è soggetta a determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di EGP e dei suoi rappresentanti) che si dovranno verificare nei prossimi sei mesi.

**18**  
dicembre

Cessione di Enel Green Power France

In data 18 dicembre 2014 Enel Green Power International ("EGPI") (controllata al 100% da Enel Green Power) ha perfezionato la cessione dell'intero capitale di Enel Green Power France ("EGP France") a Boralex EnR, controllata indiretta francese della società canadese Boralex per un corrispettivo totale di 298,4 milioni di euro, compreso il rimborso di un finanziamento soci, in essere, concesso a EGP France. Con questa vendita, Enel Green Power esce dal settore delle energie rinnovabili in Francia.

Il corrispettivo totale di 298,4 milioni di euro pagato a EGPI include un saldo netto di cassa pari a 3,3 milioni di euro ed è soggetto a "price adjustment" in linea con le procedure standard per questo tipo di transazioni. Il corrispettivo è stato pagato interamente al closing dell'operazione.



# Scenario di riferimento

## Enel e i mercati finanziari

	2014	2013 restated
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,68	1,78
Risultato operativo per azione (euro)	0,33	1,04
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,05	0,34
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,32	0,33
Dividendo unitario (euro) <sup>(1)</sup>	0,14	0,13
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,35	3,82
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,46	3,38
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,13	2,30
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,75	3,10
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) <sup>(2)</sup>	35.307	29.190
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)	9.403	9.403

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2015.

(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

	Corrente <sup>(1)</sup>	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2012
<b>Peso azioni Enel:</b>				
- su indice FTSE MIB	9,49%	9,45%	8,82%	11,02%
- su indice Bloomberg World Electric	2,94%	2,89%	3,12%	3,17%
<b>Rating:</b>				
Standard & Poor's	Outlook	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	BBB	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	P2	P2	P2
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Watch Negative
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2015.

Nel corso del 2014 negli Stati Uniti si è rilevata un'accelerazione nella crescita dell'attività economica, che invece è rimasta debole sia nei Paesi emergenti sia nell'area euro e in Giappone. Sulle prospettive di crescita a livello globale gravano inoltre i rischi di un ulteriore rallentamento dell'economia cinese e di un deterioramento della situazione economica e finanziaria in Russia.

Per quanto riguarda le economie avanzate, nel 2014 è proseguita la discesa dei tassi di interesse a lungo termine; in particolar modo, i rendimenti dei titoli di Stato decennali nei

Paesi dell'area euro hanno continuato a diminuire nel corso dell'anno a causa del calo delle aspettative di inflazione portandosi, in molti Paesi, al minimo storico.

In tale contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2014 sostanzialmente invariati. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha registrato nell'anno una variazione poco significativa e pari al -0,3%. Al contrario, il settore delle utility europeo si è mosso in controtendenza ed è stato uno dei settori che ha performato meglio nel 2014.

chiudendo l'esercizio in deciso rialzo (circa il +13% rispetto alla chiusura dell'anno precedente).

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2014 si è concluso con un significativo incremento delle quotazioni, che hanno chiuso l'anno a un prezzo pari a 3,696 euro ovvero +16% rispetto alla chiusura dell'anno precedente, sovraperformando sia l'indice italiano sia l'indice delle utility europeo.

Il 26 giugno 2014 è stato pagato il dividendo relativo agli utili 2013 per un importo pari a 13 centesimi di euro.

Al 31 dicembre 2014 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 44,7% da investitori istituzionali e per il 24,1% da investitori individuali.

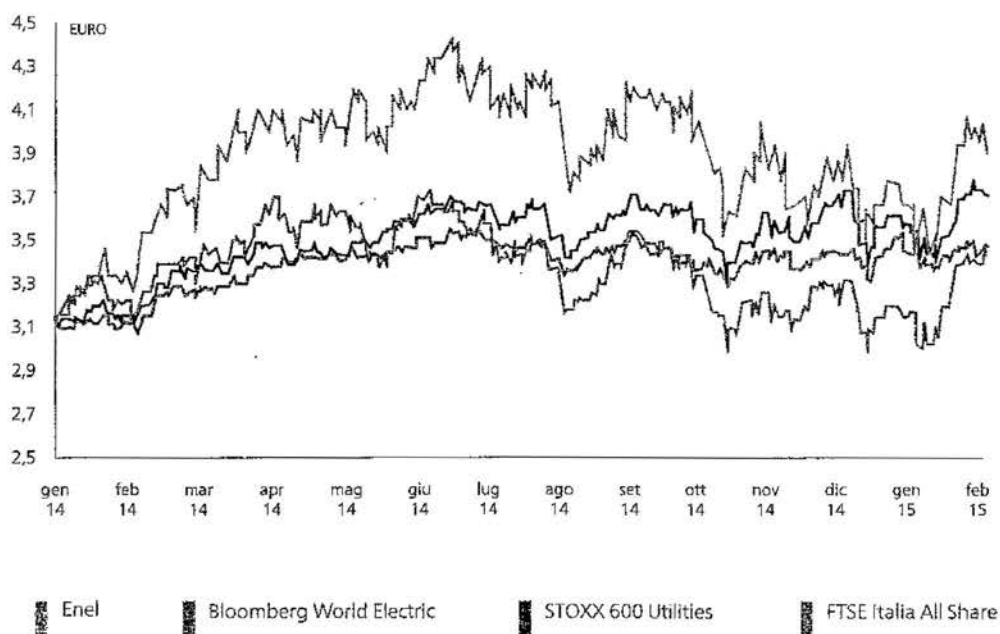
In data 26 febbraio 2015 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ceduto una partecipazione pari al 5,74% del capitale della Società; pertanto, a seguito di tale operazione, la

partecipazione detenuta dal suddetto Ministero è scesa dal 31,24% al 25,50% del capitale della Società.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale ([www.enel.com](http://www.enel.com)) alla sezione Investor Relations (<http://www.enel.com/it-IT/investor/>) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: [azionisti.retail@enel.com](mailto:azionisti.retail@enel.com)) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: [investor.relations@enel.com](mailto:investor.relations@enel.com)).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric e FTSE Italia All Share, dal 1° gennaio 2014 al 5 febbraio 2015





## Il contesto economico energetico nel 2014

### Andamento economico

Il 2014 ha registrato una crescita economica disomogenea tra le maggiori aree geografiche. Tra le economie avanzate gli USA hanno giocato il ruolo di traino economico mondiale (+2,4% nel 2014), mentre l'Europa e il Giappone hanno fronteggiato diverse difficoltà nel sostenere una ripresa economica che tarda ad affermarsi. I Paesi emergenti hanno subito un forte rallentamento rispetto a quanto mostrato negli ultimi anni.

In particolare, gli Stati Uniti hanno beneficiato di una forte ripresa dei consumi domestici sostenuti dal tasso di occupazione tornato ai livelli pre-crisi, dalla crescita dei salari e dalla ripresa del settore immobiliare (ragioni alla base dell'annuncio del termine del programma di stimolo monetario da parte della FED). La difficoltà delle economie mature si è tradotta anche nel rallentamento dell'economia nipponica che nel 2014 ha registrato una crescita intorno allo 0% del PIL sulla quale neppure lo stimolo fiscale, tradotto in un incremento di spesa pubblica, ha prodotto i risultati sperati.

Il 2014 per l'Eurozona si è chiuso con una crescita modesta (+0,8%) frenata principalmente dal rallentamento dei consumi e dalla bassa inflazione. L'Italia è l'unico dei Paesi del G7 a registrare un PIL negativo nel 2014 (-0,4%), il peggiore tra i Paesi europei maggiormente indebitati. La Spagna invece continua a mostrare importanti segnali di ripresa, con un +1,4% nel 2014. In particolare, il Paese beneficia sia della ripresa del mercato del lavoro sia del minor costo dell'energia, fattori che stanno sostenendo la ripresa dei consumi privati e il miglioramento della bilancia commerciale (incremento dell'export sostenuto anche dalla debolezza dell'euro).

La crescita delle economie emergenti è stata caratterizzata da performance inferiori rispetto allo scorso anno (+4,4% rispetto al +4,7% nel 2013). Diversi fattori hanno determinato tale situazione, quali il rallentamento delle prospettive di crescita della Cina e il calo del prezzo delle commodity. In particolare il rallentamento cinese comporterà una minore propensione agli investimenti in beni capitali (dalle economie emergenti) e maggiore domanda di beni durevoli (dalle economie avanzate) con pericolose ripercussioni per i Paesi emergenti esportatori di materie prime (Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Indonesia, Perù, Russia e Sudafrica). Per questi ultimi il crollo del prezzo delle commodity nel 2014, associato al rallentamento economico globale, ha contribuito a generare un rallentamento del ciclo economico, un peggioramento del saldo di conto corrente e del deficit fiscale, una

forte volatilità sul mercato dei cambi, aumento dell'inflazione e perdita di competitività soprattutto rispetto ai Paesi esportatori manifatturieri (Paesi Sud Est asiatici per lo più). Negli ultimi anni si è assistito a un deflusso degli investimenti esteri nei mercati emergenti (Foreign Direct Investments - FDI sotto l'1% del PIL nel 2014 per la prima volta in 15 anni). I Paesi maggiormente vulnerabili si sono rivelati essere quelli con una maggiore incidenza sull'export delle commodity (come Argentina, Brasile, Colombia, Perù e Russia) e con una situazione di deficit di conto corrente (Sudafrica, Brasile, Indonesia, Perù). In Latino America, Argentina e Brasile hanno mostrato maggiori difficoltà: l'economia argentina è ormai da qualche anno alle prese con una crisi valutaria, un'inflazione reale superiore al 30%, una persistente contrazione dell'export, elevato deficit fiscale e irrisolta crisi del debito in valuta estera. Il Brasile continua a soffrire di elevata inflazione, crescita modesta, consistente deficit fiscale e di conto corrente che stanno mettendo a serio rischio lo status di solidità dei titoli sovrani. Cile, Colombia e Perù hanno mostrato segnali di rallentamento nel 2014 sebbene abbiano registrato tassi di crescita positivi (rispettivamente +1,8%, +5,1% e +2,6%). Il Cile ha risentito della minore domanda della Cina (principale partner commerciale), rallentamento degli FDI nel settore minerario, ed elevati livelli di inflazione (inflazione core ben al di sopra del livello target del 3%). Il crollo delle quotazioni del petrolio ha rappresentato il principale elemento negativo per la Colombia (esportazione di greggio e prodotti raffinati pesano per il 55% del totale) con conseguente peggioramento del deficit della bilancia di conto corrente (>5% del PIL). Sull'economia peruviana nel 2014 il deflusso di investimenti esteri e il calo del prezzo dei metalli (rame, oro, argento), che pesano per il 70% sul totale dell'export, hanno determinato un ribasso delle quotazioni delle commodity.

Il 2014 è stato particolarmente negativo per la Russia, che sta attraversando una preoccupante fase di recessione economica esasperata dal crollo del Brent e dalle sanzioni internazionali per crisi Ucraina, con serie ripercussioni sull'accesso ai mercati dei capitali. Il PIL è atteso allo 0,6% nel 2014 dall'1,3% nel 2013. Per contrastare la caduta del rublo la banca centrale russa (CBR) ha alzato i tassi di interesse di 750 bps a dicembre portandoli al 17%, ed è impegnata a mantenere una politica restrittiva fin quando il prezzo del Brent non torni su livelli di equilibrio di bilanci.

Nella seguente tabella sono evidenziati i tassi di crescita del PIL nei principali Paesi in cui opera Enel.

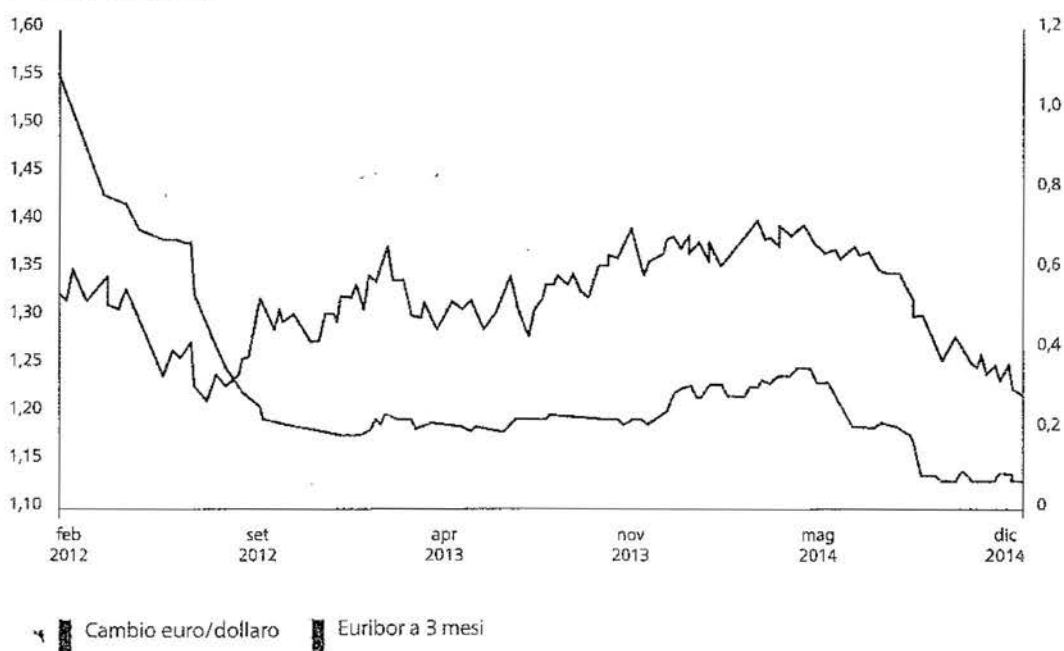
#### Incremento annuo del PIL in termini reali

%	2014	2013
Italia	-0,4	-1,9
Spagna	1,4	-1,2
Portogallo	0,8	-1,4
Grecia	1,0	-4,0
Francia	0,4	0,4
Romania	2,9	3,5
Russia	0,6	1,3
Brasile	-0,1	2,5
Cile	1,8	4,1
Colombia	5,1	4,7
Messico	2,2	1,4
Perù	2,5	5,8
Canada	2,4	2,0
USA	2,4	2,2

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati ISTAT, INE, EUROSTAT, IMF, OECD, Global Insight.

## Andamento dei principali indicatori di mercato

### Mercato monetario





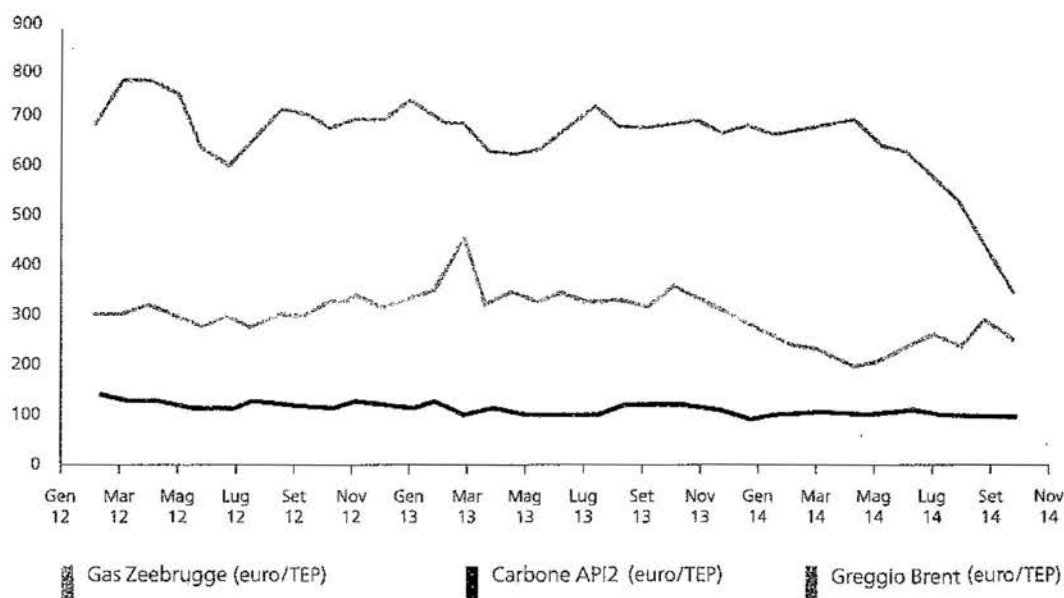
## Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso del 2014 il prezzo del Brent, pari a 55,8 dollari statunitensi/bbl a fine anno (vs 110,8 dollari statunitensi/bbl del 2013), ha subito una brusca caduta come non accadeva dallo shock petrolifero di fine 2008, per motivi sostanzialmente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta. Dal lato della domanda diversi fattori tra i quali (i) il rallentamento delle performance economiche globali e (ii) gli stringenti vincoli ambientali ne hanno frenato i consumi; mentre l'offerta è stata caratterizzata dal (i) forte sviluppo della produzione non convenzionale negli USA e Canada (tight oil) e (ii) dal forte recupero della produzione libica nel corso

dell'ultimo anno che hanno accresciuto l'offerta di 2,8 mb/d (a fronte di una crescita della domanda di 0,7 mb/d).

A ciò va aggiunta una certa riluttanza da parte dei Paesi OPEC sul finire del 2014, con in testa l'Arabia Saudita, a ridurre i loro livelli di produzione al fine di mantenere le quote di mercato. Accanto a questi elementi fondamentali, alcuni fattori finanziari, quali la fine dei programmi di espansione monetaria (quantitative easing) e il conseguente atteso rialzo dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve americana, hanno ulteriormente aumentato la pressione ribassista.

Quotazioni delle commodity



La violenta discesa delle quotazioni del Brent ha interessato il livello dei prezzi di gas e carbone solo nell'ultimo mese dell'anno. I prezzi del carbone si sono attestati a fine anno a 71,3 dollari statunitensi/ton, registrando una riduzione del 13% rispetto allo stesso periodo del 2013. La crescita della domanda energetica sta rallentando e in molti mercati maturi è divenuta negativa per effetto combinato del deteriorarsi del ciclo economico, di nuove misure di efficientamento, di stringenti politiche ambientali e della sempre crescente competizione delle energie rinnovabili, determinando un sostanziale surplus di offerta sul mercato. Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, anch'es-

so caratterizzato da un surplus di offerta, ha determinato nel solo mese di dicembre una riduzione di circa il 50% dei costi di trasporto.

Il prezzo spot del gas naturale nell'hub europeo di Zeebrugge ha subito una forte contrazione del 25% nel corso dell'anno, passando da 64,8 pence/therm (2013) a 48,4 pence/therm (2014). A pesare sulla dinamica ha contribuito la debolezza degli usi termoelettrici e degli usi residenziali. Nel termoelettrico, in particolare, oltre alla riduzione della domanda legata al rallentamento dell'economia e agli effetti climatici ha pesato la crescita delle energie rinnovabili.

# I mercati dell'energia elettrica

## La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2014	2013	2014-2013
<b>Italia</b>	<b>309.006</b>	<b>318.475</b>	<b>-3,0%</b>
Spagna	243.395	246.372	-1,2%
Romania <sup>(1)</sup>	50.452	49.809	1,3%
Russia <sup>(2)</sup>	772.255	767.804	0,6%
Slovacchia	27.950	28.682	-2,6%
Argentina	130.654	129.166	1,2%
Brasile	474.033	463.626	2,2%
Cile <sup>(3)</sup>	49.409	48.136	2,6%
Colombia	63.772	60.885	4,7%

(1) Europa/Urali.

(2) Dato riferito al SIC - Sistema Interconectado Central.

(3) Al netto perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali e dell'effetto climatico. In particolare, in Italia (-3,0%) e Spagna (-1,2%), le negative performance del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto determi-

nante sui livelli della domanda elettrica. In Russia, nel 2014 si rileva un lieve incremento (+0,6%) rispetto al 2013. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Colombia (+4,7%) e incrementi meno marcati per Cile (+2,6%), Argentina (+1,2%) e Brasile (+2,2%).

## Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Millioni di kWh

	2014	2013	2014-2013
<b>Produzione netta:</b>			
- termoelettrica	165.684	183.404	(17.720)
- idroelettrica	58.067	54.068	3.999
- eolica	14.966	14.812	154
- geotermoelettrica	5.541	5.319	222
- fotovoltaica	23.299	21.229	2.070
<b>Totale produzione netta</b>	<b>267.557</b>	<b>278.832</b>	<b>(11.275)</b>
Importazioni nette	43.703	42.138	1.565
<b>Energia immessa in rete</b>	<b>311.260</b>	<b>320.970</b>	<b>(9.710)</b>
Consumi per pompaggi	(2.254)	(2.495)	241
<b>Energia richiesta sulla rete</b>	<b>309.006</b>	<b>318.475</b>	<b>(9.469)</b>

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



L'energia richiesta in Italia nel 2014 registra un decremento del 3,0% rispetto al valore registrato nel 2013, attestandosi a 309.006 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'85,9% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,8% nel 2013) e per il restante 14,1% dalle importazioni nette (13,2% nel 2013).

Le importazioni nette nel 2014 registrano un incremento di 1.565 milioni di kWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

La produzione netta nel 2014 registra un decremento del

4,0% (11.275 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 267.557 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica, l'incremento della produzione da fonte idroelettrica per 3.999 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più favorevoli condizioni di idraulicità, e l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per 2.070 milioni di kWh, geotermoelettrica 222 ed eolica per 154 milioni di kWh) a seguito della maggior capacità installata nel Paese, hanno comportato un significativo decremento della generazione da fonte termoelettrica per 17.720 milioni di kWh.

## Spagna

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Millioni di kWh

	2014	2013	2014-2013	
Produzione netta	253.429	260.331	(6.902)	-2,7%
Consumi per pompaggi	(5.330)	(5.958)	628	10,5%
Esportazioni nette <sup>(1)</sup>	(4.704)	(8.001)	3.297	41,2%
Energia richiesta sulla rete	243.395	246.372	(2.977)	-1,2%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo dicembre 2014). I volumi del 2013 sono aggiornati al 30 novembre 2014.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2014 risulta in decremento (-1,2%) rispetto al 2013, attestandosi a 243.395 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette nel 2014 risultano in decremento del 41,2% rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2013; tale riduzione è es-

senzialmente connessa all'effetto netto di un decremento delle esportazioni e di un aumento delle importazioni, dovuto ai minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

La produzione netta nel 2014 è in decremento del 2,7% (-6.902 milioni di kWh) per effetto sostanzialmente della minore domanda di energia elettrica richiesta nel mercato peninsulare.

### Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Millioni di kWh

	2014	2013	2014-2013	
Produzione netta	13.290	13.441	(151)	-1,1%
Importazioni nette	1.298	1.269	29	2,3%
Energia richiesta sulla rete	14.588	14.710	(122)	-0,8%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo dicembre 2014).

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2014 risulta in decremento (-0,8%) rispetto al valore registrato nel 2013, attestandosi a 14.588 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,1% e dalle importazioni nette per il restante 8,9%.

Le importazioni nette nel 2014 si attestano a 1.298 milioni di kWh e sono interamente relative all'interscambio con la Penisola iberica.

La produzione netta nel 2014 è in decremento dell'1,1% (-151 milioni di kWh) per effetto della minore domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare.

## I prezzi dell'energia elettrica

### Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2014-2013	Prezzo medio peakload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2014-2013
Italia	52,1	-17,3%	55,7	-16,2%
Spagna	42,1	-4,8%	46,4	-3,5%
Russia	21,7	-12,6%	25,0	-12,6%
Slovacchia	33,6	-9,8%	42,9	-12,2%
Brasile	220,7	140,7%	263,6	36,3%
Cile	101,5	-12,5%	208,7	-5,8%
Colombia	84,9	19,1%	180,5	7,2%

### Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2014	2013	2014-2013
<b>Mercato finale (residenziale)<sup>(1)</sup></b>			
Italia	15,4	15,0	2,6%
Francia	10,6	10,5	1,0%
Portogallo	12,7	12,3	3,4%
Romania	9,1	8,9	1,9%
Spagna	17,7	17,7	-
Slovacchia	12,2	13,8	-11,0%
<b>Mercato finale (industriale)<sup>(2)</sup></b>			
Italia	10,8	11,2	-3,6%
Francia	7,4	7,2	3,8%
Portogallo	10,3	10,1	1,6%
Romania	7,5	8,6	-12,6%
Spagna	11,9	11,5	2,7%
Slovacchia	11,1	12,3	-10,2%

(1) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.

(2) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.

Fonte: Eurostat.

### Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2014				2013			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	52,4	46,5	50,5	58,8	63,8	57,4	65,5	65,1
Utente domestico tipo con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): prezzo al lordo delle imposte	19,2	19,0	19,0	19,3	19,1	18,9	19,2	19,0

Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.



I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2014 un decremento del 17,3% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2013. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza

domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico è risultato sostanzialmente invariato nel 2014 rispetto all'anno precedente.

## I mercati del gas naturale

### Domanda di gas naturale

Milioni di m<sup>3</sup>

	2014	2013	2014-2013	
Italia	61.501	69.478	(7.977)	-11,5%
Spagna	25.897	28.662	(2.764)	-9,6%

Il 2014 è stato caratterizzato da un forte ribasso della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. Tale riduzione è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo

e al mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

### Italia

#### Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m<sup>3</sup>

	2014	2013	2014-2013	
Usi domestici e civili	29.239	33.709	(4.470)	-13,3%
Industria e servizi	13.098	13.174	(77)	-0,6%
Termoelettrico	17.368	20.672	(3.304)	-16,0%
Altro <sup>(1)</sup>	1.796	1.923	(127)	-6,6%
<b>Totale</b>	<b>61.501</b>	<b>69.478</b>	<b>(7.977)</b>	<b>-11,5%</b>

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2014 si attesta a 61.501 milioni di metri cubi, registrando un decremento dell'11,5% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi per la generazione termo-

elettrica, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare a una più rigida curva termica registrata nel periodo precedente.

### Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2014				2013			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m <sup>3</sup> (centesimi di euro/m <sup>3</sup> ): prezzo al lordo delle imposte	86,3	83,0	77,8	82,0	92,8	88,9	88,4	86,2

Fonte: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi ha registrato una contrazione del 7,6%.

## Aspetti normativi e tariffari 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'ultima promuovono un graduale passaggio a strumenti di mercato, quali aste o feed-in premium, per il supporto alle fonti energetiche rinnovabili, forniscono criteri per il supporto ai grandi consumatori di energia esposti alla concorrenza internazionale e includono disposizioni per gli aiuti alle infrastrutture e di meccanismi per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e l'adeguatezza (per es., meccanismi di remunerazione della capacità) nel mercato interno dell'energia.

### Regole sulla fornitura dei servizi di investimento (MiFID II)

Il 12 giugno 2014 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il nuovo quadro di regole che disciplina la fornitura dei servizi di investimento in Europa ("MiFID II"), composto dalla direttiva n. 2014/65/EU (MiFID) e dal Regolamento UE n. 600/2014 (MiFIR), che sostituiscono la precedente direttiva MiFID n. 2004/39/EC.

Tra le altre cose, le nuove regole ampliano l'ambito di applicazione della disciplina finanziaria, estendendo la definizione di strumenti finanziari e restringendo le esenzioni attualmente disponibili per le società che negoziano derivati su commodity, tra cui elettricità e gas.

Il pacchetto MiFID II sarà applicabile a partire da gennaio 2017. Prima di tale data, gli Stati membri dovranno recepire la direttiva e, contemporaneamente, la Commissione

Europea ed ESMA (European Securities and Markets Authority) saranno incaricate del processo di definizione e adozione degli atti implementativi e delegati previsti da MiFID II.

### Regole sugli abusi di mercato (MAR e MAD)

Il 12 giugno 2014 sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento UE n. 596/2014 relativo agli abusi di mercato (MAR) e la direttiva n. 2014/57/EU relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (MAD).

Le nuove regole, che sostituiscono l'attuale direttiva n. 2003/6/EC e che entreranno in vigore nel mese di giugno 2016, aggiornano e rafforzano il quadro di norme che assicura la protezione degli investitori e l'integrità dei mercati finanziari.

### Comunicazione Efficienza Energetica 2014

Il 23 luglio 2014 è stata pubblicata dalla Commissione Europea la Comunicazione di Efficienza Energetica che mira ad analizzare, da un lato, il periodo regolatorio fino al 2020 e, dall'altro, a identificare il potenziale raggiungibile al 2030. Riguardo al primo tema, le attuali misure implementate al 2020 permetteranno di raggiungere il 18-19% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto all'obiettivo originario del 20%. In tale contesto, la Commissione afferma che se gli Stati Membri implementeranno correttamente l'attuale normativa, l'Europa non necessiterà di misure aggiuntive per colmare il gap. Per quanto riguarda il periodo post-2020, la Commissione Europea propone un obiettivo del 30% di riduzione dei consumi di energia primaria al 2030 rispetto alle proiezioni del 2007.

### Direttiva Emissioni Industriali

Nell'ambito della fase d'implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, n. 2010/75/UE) la Commissione Europea sta lavorando all'aggiornamento del documento di riferimento delle migliori tecniche disponibili per i gran-



di impianti di combustione (BREF LCP), che include i livelli di emissione associati alle migliori tecnologie disponibili che dovranno essere considerati nelle autorizzazioni integrate ambientali. La conclusione del processo di revisione prevista per la fine del 2015 potrebbe essere rinviata ai primi mesi del 2016.

## Il quadro regolamentare italiano

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria n. 1992/96/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione all'Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (unbundling).

L'implementazione a livello nazionale delle successive direttive n. 2003/54/CE e n. 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e con il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa apertura del mercato retail e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004) tramite la sua separazione proprietaria dagli altri operatori della filiera.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha avuto invece inizio con la direttiva n. 1998/30/CE, recepita in Italia nel 2000 con il decreto legislativo n. 164, che ha previsto la liberalizzazione delle attività di importazione, produzione e vendita del gas e la separazione societaria delle attività di gestione delle infrastrutture di rete dalle altre attività del settore. In merito al modello di unbundling delle attività di trasporto dalle altre attività diverse da quelle di rete, con delibera n. 515/2013/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha certificato il passaggio a un modello di separazione proprietaria ai sensi della direttiva n. 2009/73/CE.

## Divisione Mercato

### Energia elettrica

#### Mercato retail

Come disposto dalla direttiva n. 2003/54/CE, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero o essere serviti in un regime regolato. Tale regime è stato definito con la legge n. 125/2007 che ha istituito i servizi di "maggior tutela" (per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione) e di "salvaguardia" (per i clienti di maggiori dimensioni non ammessi al servizio di maggior tutela).

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. Per il periodo 2014-2016, Enel Energia è risultata assegnataria di cinque delle dieci aree previste (corrispondenti alle regioni Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia).

Il servizio di maggior tutela è invece garantito da società di vendita collegate ai distributori. Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'AEEGSI e aggiornate su base trimestrale, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti. In particolare, l'AEEGSI aggiorna annualmente la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela (RCV) in modo da assicurare la copertura dei costi (costi operativi, oneri di morosità e ammortamenti) e una congrua remunerazione del capitale investito.

Sul mercato libero i prezzi sono definiti dagli esercenti e l'intervento dell'AEEGSI è limitato alla definizione di regole a tutela sia dei clienti sia degli stessi esercenti.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'AEEGSI ha adottato alcuni provvedimenti volti a contenere il rischio credito degli esercenti, aumentato negli ultimi anni soprattutto per effetto della congiuntura economica.

L'AEEGSI sta proseguendo nel percorso di implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII). Tale sistema, istituito con legge n. 129/2010, è finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra operatori del mercato dell'energia elettrica e del gas ed è basato su una banca dati centrale dei punti di prelievo creata inizialmente per il settore elettrico e che sarà estesa anche al settore del gas a partire dal 2015.



## Gas

### Mercato retail

Il decreto legislativo n. 164/2000 ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2003, tutti i clienti sono liberi di scegliere il proprio fornitore di gas naturale sul mercato libero.

Parallelamente è garantito un servizio di tutela (limitatamente ai soli clienti domestici, come disposto dal decreto legge del 21 giugno 2013, n. 69) per cui le società di vendita sono tenute a proporre alla clientela, unitamente alle proprie offerte commerciali, le condizioni economiche di riferimento definite dall'AEEGSI.

In assenza di un venditore, la continuità di fornitura dei piccoli clienti non morosi (domestici e altri usi con consumi annui < 50.000 Smc) e dei clienti che svolgono attività di servizio pubblico è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI); nel caso di morosità o di impossibilità di attivare il FUI la continuità della fornitura è garantita dal Fornitore di Default Distribuzione (FDD) individuato – al pari del FUI – attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale. Con le procedure a evidenza pubblica svolte a settembre 2014 sono stati individuati i titolari dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2014 - 30 settembre 2016. Enel Energia è stata individuata come FUI su sette delle otto aree territoriali in gara e come FDD in sei aree su otto.

Dal 1° ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela. In tale ambito, l'AEEGSI ha modificato le modalità di determinazione della componente materia prima, indicizzandola totalmente ai prezzi spot, introdotto componenti di gradualità (tra cui una specifica per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo) e fissato un incremento del valore della componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio in un'ottica di maggiore cost-reflectivity.

Con riferimento alla componente materia prima gas, il 24 gennaio 2014 il TAR Lombardia, nell'ambito del giudizio instaurato da Enel Energia ed Enel Trade, ha annullato le delibere con cui l'AEEGSI aveva modificato (in riduzione) la formula di determinazione di tale componente per gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012. Il 10 aprile 2014 l'AEEGSI ha presentato appello al Consiglio di Stato.

## Divisione Generazione ed Energy Management

### Energia elettrica

#### Produzione e mercato all'ingrosso

L'attività di produzione di energia elettrica è stata completamente liberalizzata nel 1999 con il decreto legislativo n. 79/1999 e può essere esercitata da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato spot organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (over the counter). La piattaforma organizzata è il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene. Possono essere anche negoziati contratti finanziari derivati aventi come sottostante l'energia elettrica. La sede di negoziazione organizzata per tali transazioni è il mercato a termine (IDEX), gestito da Borsa Italiana. Anche i contratti finanziari possono essere negoziati su piattaforme over the counter.

I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel trading di energia, a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio e all'Acquirente Unico che ha il compito di assicurare la fornitura di energia ai clienti in regime di maggior tutela.

Inoltre, ai fini dello svolgimento dell'attività di dispacciamento, intesa come la gestione efficiente dei flussi di energia sulla rete per assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, l'energia è oggetto di transazioni in un apposito mercato, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna si approvvigiona dai produttori delle risorse necessarie per tale attività.

La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'AEEGSI e al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). In particolare, nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'AEEGSI ha adottato alcuni provvedimenti per la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Tali impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'AEEGSI.