

stanzialmente stabile la crescita in Perù (2,5% vs 2,4% nel 2014) ma nettamente inferiore alla media degli ultimi cinque anni (5,2%) per via di una decelerazione negli investimenti (pubblici e privati) e nella domanda interna, un rallentamento dell'attività mineraria a causa di prezzi più contenuti delle commodity nel 2015 (rame e oro) e scarsa flessibilità del cambio a controbilanciare il calo dei prezzi delle commodity stesse (la Banca Centrale è focalizzata nel mantenimento della stabilità della valuta con politica monetaria restrittiva esacerbando la fuoriuscita di riserve in valuta estera). L'inflazione continua a mantenersi ben al di sopra del range di confidenza (3% +/-1%) attestandosi attualmente al 4,6%

YoY. La ripresa dell'attività reale negli ultimi mesi dell'anno (PIL +4% YoY in novembre vs +3% in ottobre), sostenuta da un aumento dell'attività mineraria (grazie a una maggiore stabilizzazione dell'outlook sui prezzi di oro e rame) e del settore della pesca, e una normalizzazione nel ciclo degli investimenti (con beneficio principale per il settore delle costruzioni) lasciano presagire un graduale miglioramento delle prospettive economiche per il 2016 e un rafforzamento della politica monetaria restrittiva da parte della Banca Centrale (per contenere l'inflazione entro il livello target).

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

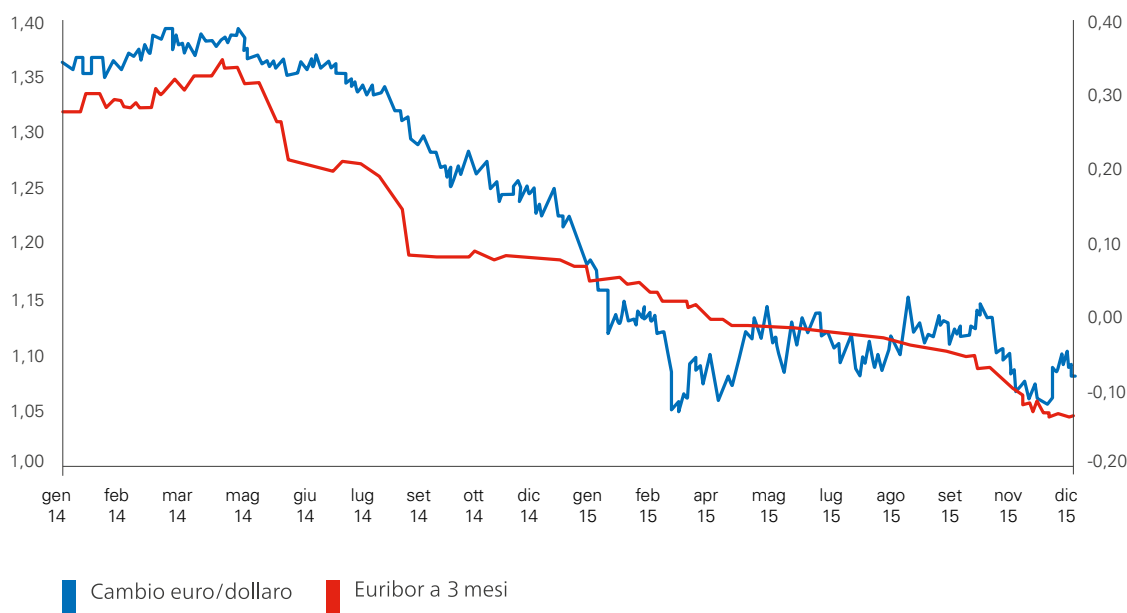
Incremento annuo del PIL in termini reali

	2015	2014
Italia	0,8	-0,4
Spagna	3,2	1,4
Portogallo	1,5	0,9
Grecia	-0,2	0,7
Francia	1,1	0,2
Romania	3,5	2,8
Russia	-3,7	0,6
Brasile	-3,8	0,1
Cile	2,0	1,8
Colombia	2,8	4,6
Messico	2,5	2,3
Perù	2,5	2,4
Canada	1,2	2,5
USA	2,5	2,4

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

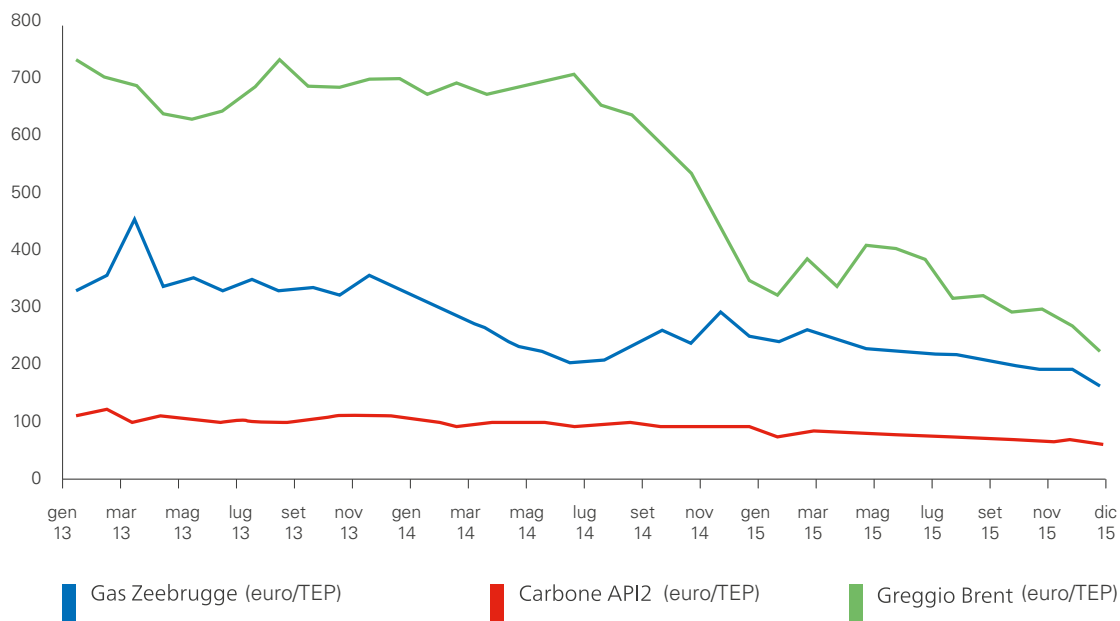
Nel corso del 2015 il prezzo del Brent è crollato raggiungendo i 35,8 dollari statunitensi/bbl a fine anno (vs 55,6 dollari statunitensi/bbl del 2014). Il trend al ribasso è stato esacerbato dalla crescente divergenza tra offerta e domanda, dall'elevata tensione e volatilità sui mercati finanziari e dal rafforzamento del dollaro nel corso dell'anno.

Dal lato della domanda diversi fattori, tra i quali: (i) rallentamento delle performance economiche globali e in particolare di Cina e dei Paesi emergenti; (ii) attenzione ai vincoli ambientali (COP 21) e conseguente calo dei consumi; (iii) rafforzamento del dollaro ed elevata volatilità sui mercati finanziari con aumento delle pressioni in vendita; mentre l'offerta è stata caratterizzata da: (i) crescita della produzione non convenzionale negli Stati Uniti e in Canada (tight oil) nella prima parte dell'anno (in calo invece la produzione negli ultimi mesi dell'anno); (ii) crescita della produzione da parte dei Paesi

OPEC con il recupero della produzione irachena negli ultimi mesi dell'anno (+250kb/d a novembre scorso); (iii) rimozione delle sanzioni sull'export della produzione iraniana (16 gennaio 2016) con incremento potenziale di oltre 500kb/d.

A ciò va aggiunta la prolungata riluttanza da parte dei Paesi OPEC, con in testa l'Arabia Saudita, a ridurre i loro livelli di produzione al fine di mantenere le quote di mercato (e potenzialmente ulteriormente scoraggiare la produzione di oil non convenzionale). Accanto a questi elementi fondamentali hanno prevalso motivazioni di carattere finanziario. In particolare: attese circa il rialzo dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve americana, rafforzamento del dollaro, incremento dell'avversione al rischio da parte degli investitori (a partire dalla seconda parte dell'anno) con conseguenti forti pressioni in vendita degli asset rischiosi, commodity incluse.

Quotazioni delle commodity



Il crollo dei prezzi del Brent unitamente al rallentamento dell'attività industriale, temperature più miti, eccesso di produzione e maggiore attenzione al rispetto dei vincoli ambientali hanno contribuito al calo delle quotazioni del carbone e del gas. I prezzi del carbone hanno registrato una flessione del 67% nel 2015 attestandosi sul finire dell'anno a 47,9 dollari statunitensi/ton rispetto a 71,3 dollari statunitensi/ton a fine 2014. 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 rin-

novabili, determinando un sostanziale surplus di offerta sul mercato.

Più modesta la contrazione delle quotazioni del gas con il prezzo spot del gas naturale nell'hub europeo di Zeebrugge in calo del 15% nel corso dell'anno, passando da 48,4 pence/therm (fine 2014) a 32,2 pence/therm (fine 2015). Malgrado la minore domanda globale dovuta a rallentamento economico, effetti climatici e penetrazione delle rinnovabili, la maggiore competitività del gas rispetto al carbone nella generazione di energia elettrica ha permesso a quest'ultima di non subire un brusco calo nelle quotazioni.

I mercati dell'energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2015	2014	2015-2014
Italia	315.234	310.535	1,5%
Spagna	248.025	243.544	1,8%
Romania	51.205	50.641	1,1%
Russia ⁽¹⁾	767.328	772.255	-0,6%
Slovacchia	29.213	28.086	4,0%
Argentina	136.099	130.654	4,2%
Brasile ⁽²⁾	548.522	569.734	-3,7%
Cile ^{(2) (3)}	53.023	52.225	1,5%
Colombia	66.175	63.570	4,1%

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al lordo delle perdite di rete.

Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita positivi della domanda elettrica, soprattutto a causa della ripresa dell'andamento economico, in parte compensata da effetti climatici. In particolare, l'Italia registra una crescita dell'1,5% (1,4% al netto degli effetti climatici e di calendario) invertendo il trend negativo degli ultimi tre anni. A trainare l'incremento, in particolare, sono state: la macro-area Sud (che include Campania, Puglia, Calabria e Basilicata) che ha fatto registrare la crescita più consistente con un +4,4%, quella composta da Toscana ed Emilia Romagna con un +4,3% e ancora quella Centro (che comprende Lazio, Abruzzo, Marche, Molise, Umbria) con una variazione del +2,3% rispetto al 2014. La Spagna

registra una crescita dell'1,8% (+1,5% al netto degli effetti calendario e temperature) sensibilmente inferiore rispetto alle stime di crescita del PIL superiori al 3%. In particolare, si evidenzia il trend in rallentamento a partire dal 2008 dei consumi privati e industriali, in parte per il miglioramento dell'efficienza in parte per fattori strutturali. In Russia, nel 2015 si rileva una contrazione (-0,6%) rispetto al 2014, di impatto lieve se confrontata con il contesto recessivo in cui versa il Paese. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Argentina (+4,2%), Colombia (+4,1%) e Cile (+1,5%). Negativa la crescita per il Brasile (-3,7%) che sconta lo stato di recessione economica.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2015	2014	2015-2014
Produzione netta:			
- termoelettrica	180.871	167.080	13.791
- idroelettrica	44.751	59.575	(14.824)
- eolica	14.589	15.089	(500)
- geotermoelettrica	5.816	5.567	249
- fotovoltaica	24.676	21.837	2.839
Totale produzione netta	270.703	269.148	1.555
Importazioni nette	46.381	43.716	2.665
Energia immessa in rete	317.084	312.864	4.220
Consumi per pompaggi	(1.850)	(2.329)	479
Energia richiesta sulla rete	315.234	310.535	4.699

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2015).

L'energia richiesta in Italia nel 2015 registra un incremento dell'1,5% rispetto al valore registrato nel 2014, attestandosi a 315.234 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'85,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,9% nel 2014) e per il restante 14,7% dalle importazioni nette (14,1% nel 2014).

Le importazioni nette nel 2015 registrano un incremento di 2.665 milioni di kWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali, resi ancor più convenienti dal mix produttivo nazionale che è stato penalizzato dalla minor produzione idroelettrica.

La produzione netta nel 2015 registra un incremento dello 0,6% (1.555 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 270.703 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un maggior fabbisogno di energia elettrica, il decremento della produzione da fonte idroelettrica per 14.824 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più sfavorevoli condizioni di idraulicità del precedente periodo, ha comportato un significativo incremento della generazione da fonte termoelettrica per 13.791 milioni di kWh; a tali effetti si aggiunge l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per +2.839 milioni di kWh e geotermoelettrica per +249 milioni di kWh) a seguito della maggior capacità installata nel Paese.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2015	2014	2015-2014	
Produzione netta	254.011	253.578	433	0,2%
Consumo per pompaggi	(4.520)	(3.406)	(1.114)	-32,7%
Esportazioni nette ⁽¹⁾	(1.466)	(6.628)	5.162	77,9%
Energia richiesta sulla rete	248.025	243.544	4.481	1,8%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular* - consuntivo dicembre 2015). I volumi del 2014 sono aggiornati al 9 dicembre 2015.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2015 risulta in incremento dell'1,8% rispetto al 2014, attestandosi a 248.025 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le esportazioni nette nel 2015 risultano in decremento del 77,9% rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2014; tale riduzione è es-

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

La produzione netta nel 2015 è in incremento dello 0,2% (+433 milioni di kWh) per effetto sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2015	2014	2015-2014	
Produzione netta	13.547	13.289	258	1,9%
Importazioni nette	1.333	1.298	35	2,7%
Energia richiesta sulla rete	14.880	14.587	293	2,0%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular* - consuntivo dicembre 2015). I volumi del 2014 sono aggiornati al 13 gennaio 2016.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2015 risulta in incremento (+2,0%) rispetto al valore registrato nel 2014, attestandosi a 14.880 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,0% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema peninsulare,

per il restante 9,0%. Queste ultime ammontano nel 2015 a 1.333 milioni di kWh.

La produzione netta nel 2015 evidenzia un incremento dell'1,9% (+258 milioni di kWh) per effetto della maggiore domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2015-2014	Prezzo medio peakload 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2015-2014
Italia	52,3	0,4%	58,7	-0,4%
Spagna	50,3	9,1%	56,8	9,8%
Russia	21,3	31,0%	24,9	33,1%
Slovacchia	33,6	-0,3%	42,8	-0,1%
Brasile	79,8	-62,9%	131,2	-52,5%
Cile	81,9	-19,2%	178,1	-14,6%
Colombia	119,5	39,6%	585,3	211,3%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2015	2014	2015-2014 (%)
Mercato finale (residenziale): ⁽¹⁾			
Italia	0,25	0,24	4,2%
Francia	0,16	0,16	-
Portogallo	0,23	0,22	4,5%
Romania	0,13	0,13	-
Spagna	0,23	0,23	-
Slovacchia	0,15	0,15	-
Mercato finale (industriale): ⁽²⁾			
Italia	0,11	0,12	-8,3%
Francia	0,08	0,07	14,3%
Portogallo	0,10	0,10	-
Romania	0,08	0,08	-
Spagna	0,09	0,09	-
Slovacchia	0,12	0,11	9,1%

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

(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 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.
	2015				2014			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	51,8	47,9	56,7	52,8	52,5	46,5	50,4	58,9
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 2.641 e 4.440 kWh con potenza impegnata superiore a 3 kW (euro/kWh): prezzo al netto di imposte	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,24	0,24	0,25

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 2015 un lieve incremento dello 0,4% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2014.

Il prezzo medio annuo (al netto delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico è risultato lievemente in calo nel 2015 rispetto all'anno precedente con una flessione dell'1,1%.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2015	2014	2015-2014	
Italia	64.798	61.501	3.297	5,4%
Spagna	28.657	25.897	2.760	10,7%

Il 2015 è stato caratterizzato da un sostenuto rialzo della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. L'incremento è principalmente attribuibile al maggiore utilizzo nella gene-

razione in virtù della maggiore competitività del costo del gas tra le fonti convenzionali.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2015	2014	2015-2014	
Reti di distribuzione	31.081	29.239	1.841	6,3%
Industria	12.705	13.098	(392)	-3,0%
Termoelettrico	19.609	17.368	2.241	12,9%
Altro ⁽¹⁾	1.402	1.796	(394)	-21,9%
Totale	64.798	61.501	3.297	5,4%

(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 2015 si attesta a 64.798 milioni di metri cubi, registrando un incremento del 5,4% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi nel comparto industriale, si

contrappone un maggiore utilizzo per usi domestici e civili, collegato a una ripresa del ciclo economico guidato dai consumi privati, e un maggiore impiego nella generazione convenzionale.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2015				2014			
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m ³ (euro/m ³): prezzo al netto di imposte	0,51	0,48	0,48	0,49	0,54	0,51	0,47	0,51

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2015 ha registrato una contrazione del 3,2%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Pacchetto Estivo

Il 15 luglio 2015 la Commissione Europea ha presentato le prime proposte di azione inserite nel cosiddetto "Pacchetto Estivo", avviando così le attività previste nel documento di "Energy Union" presentato a febbraio.

Il Pacchetto comprende una serie di documenti volti a conferire ai consumatori un nuovo ruolo nel mercato dell'energia (attraverso una comunicazione sul mercato retail e un documento sull'autoconsumo), a ridefinire l'assetto del mercato europeo dell'energia elettrica (attraverso una comunicazione e una consultazione sul disegno di mercato) e a rivedere il sistema EU ETS come strumento per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2030 (attraverso una proposta legislativa di revisione della Direttiva ETS).

Il pacchetto identifica alcune necessità di riforma del settore energetico europeo, tra cui il bisogno di aumentare l'integrazione, migliorare la flessibilità, promuovere segnali di lungo termine, migliorare il mercato retail grazie al fondamentale apporto delle reti intelligenti e rafforzare il mercato della CO₂.

In particolare, il mercato dell'energia dovrà convergere verso una maggiore integrazione dei mercati europei dell'elettricità: mercato del giorno prima, intraday e mercato del bilanciamento. Inoltre, al fine di garantire gli investimenti necessari e ridurre i rischi per gli operatori energetici, si svilupperanno mercati di lungo termine attraverso una definizione di contratti di lungo periodo e la necessità di usare tali strumenti come driver per il raggiungimento della decarbonizzazione.

L'integrazione dei mercati dovrà coinvolgere inoltre le fonti rinnovabili. Queste fonti dovranno poter partecipare al mercato e avere la possibilità di fornire servizi ancillari e di bilanciamento. Le fonti rinnovabili, giocando un ruolo fondamentale nella transizione verso un'economia low carbon, se necessario potranno essere promosse attraverso meccanismi competitivi, quali le aste, secondo approcci regionali maggiormente coordinati.

Anche il mercato retail è stato oggetto di proposte. In particolare, è emersa la necessità di aggiornare il ruolo del consumatore grazie a una maggiore concorrenza sul mercato (semplificazioni nello switching, disponibilità di dati di consumo real time). Questo sarà garantito attraverso la promo-

zione delle smart grid e una maggiore diffusione delle smart appliance che garantiranno una crescente partecipazione attiva del consumatore. In tal senso il ruolo degli operatori delle reti di distribuzione come facilitatori di tale processo è estremamente rilevante e dovrà essere sostenuto da meccanismi di remunerazione incentivanti. Il Pacchetto inoltre sottolinea che l'autoconsumo avrà un ruolo sempre più importante nel sistema e pertanto è necessario rimuovere ogni barriera alla sua diffusione. Allo stesso tempo bisognerà garantire il corretto finanziamento degli oneri di rete e dei costi di sistema anche in presenza di un massiccio sviluppo dell'autoconsumo.

Nell'ottica di raggiungere gli obiettivi di medio e lungo periodo nella riduzione delle emissioni, la Commissione ha inoltre proposto una riforma del sistema ETS, riconfermandone il ruolo chiave nella strategia di de-carbonizzazione europea. Il documento aumenta l'ambizione climatica del sistema ETS con l'obiettivo di raggiungere il target di riduzione delle emissioni di CO₂ del 40% che l'Europa si è data al 2030. Inoltre, da un lato propone misure concrete per salvaguardare l'industria domestica dal rischio di delocalizzazione (carbon leakage) attraverso meccanismi di compensazione dei costi e dall'altro sostiene l'innovazione tecnologica come driver per una progressiva transizione verso un'economia low carbon.

Market Stability Reserve

Il 6 ottobre 2015 è stata pubblicata la Decisione che istituisce una Riserva di Stabilità del Mercato (Market Stability Reserve) nel sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (2015/1814). L'introduzione della Riserva è finalizzata a stabilizzare il mercato ETS attraverso un meccanismo di aggiustamento automatico dei volumi all'asta finalizzato a mitigare gli squilibri domanda-offerta.

La Riserva inizierà ad assorbire quote in eccesso nel sistema ETS da gennaio 2019: le quote corrispondenti al 12% del surplus accumulato dal sistema verranno dedotte dall'ammontare ad asta e trasferite in riserva. Il meccanismo di deduzione dei volumi d'asta si attiverà solo se il numero totale di quote in circolazione è superiore a 833 milioni. Se il numero totale di quote in circolazione è inferiore a 400 milioni, 100 milioni di quote dovranno essere rilasciate dalla Riserva e aggiunte ai volumi d'asta. Contestualmente all'introduzione della Riserva

di Stabilità di Mercato, la Decisione decreta anche il trasferimento nella Riserva dei 900 milioni di permessi di emissione posticipati dal backloading (volumi che inizialmente dovevano essere messi all'asta nel biennio 2019-20).

Reporting REMIT

Il 7 ottobre 2015 è stata avviata la prima fase del reporting REMIT, che interessa gli ordini e le transazioni eseguiti sui mercati organizzati e gran parte dei dati su capacità e utilizzo degli impianti; saranno invece inviati ad ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), a partire dal 7 aprile 2016, i dati sulle transazioni eseguite fuori dai mercati organizzati, i contratti di trasmissione e i dati sull'utilizzo degli impianti LNG e di stoccaggio.

Il reporting è finalizzato all'attività di monitoraggio dei mercati da parte di ACER e delle autorità di regolazione nazionali.

Pacchetto sulla Circular Economy

Il 2 dicembre è stata pubblicata la Comunicazione della Commissione Europea contenente un piano di azione sull'economia circolare comprendente anche misure legislative, nello specifico proposte di revisione delle Direttive sui rifiuti (nn. 2008/98/CE, 1994/62/CE, 1999/31/CE, 2000/53/CE, 2006/66/CE e 2012/19/CE). Il piano contiene l'indicazione di misure che dovranno essere adottate nei successivi anni e che riguardano l'intera catena del valore di materiali/prodotti sulla base del principio di utilizzo ottimale ed efficiente delle risorse, mantenimento a sistema del valore contenuto nei materiali e minimizzazione dei rifiuti. Le misure riguardano quindi le fasi di progetto, consumo e gestione post-vita dei prodotti, nonché la gestione di rifiuti, sottoprodotti e materie prime secondarie, misure specifiche per alcuni settori e misure relative al finanziamento.

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 la 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.

Nei paragrafi seguenti, oltre a essere delineato il quadro generale della regolazione, vengono descritti i principali provvedimenti del 2015.

Italia

Generazione

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 or-

ganizzate (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.

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 ha previsto che le unità di produzione programmabili di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia siano considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi. La norma si applica a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente, che è prevista per il 2016.

La normativa ha poi previsto, fin dall'avvio del mercato nel 2004, una forma di remunerazione amministrata della capacità produttiva; viene riconosciuto, in particolare, uno specifico corrispettivo agli impianti che si rendono disponibili in determinati periodi dell'anno individuati *ex ante* dal Gestore di rete come critici per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. ARG/elt 98/11 che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'AEEGSI.

Il meccanismo si basa sull'assegnazione, tramite asta, di contratti di opzione (c.d. "reliability option") che prevedono che a fronte di un premio, definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo marginal price, il produttore si impegna a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di riferimento fissato *ex ante* nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (cap) e un valore minimo (floor) per il premio da riconoscere alla capacità esistente; il floor viene riconosciuto a tutta la capacità esistente e dovrà essere individuato dall'AEEGSI.

Con la delibera n. 95/2015/R/eel l'AEEGSI ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 1° gennaio 2017 e concludersi non oltre il 31 dicembre 2020, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'AEEGSI, nella suddetta fase di prima attuazione non sarebbe prevista la partecipazione diretta della domanda e delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. L'AEEGSI propone inoltre, in tale fase, di definire il valore minimo della remunerazione riconosciuta alla capacità esistente sulla base dei costi fissi evitabili di un'unità a ciclo combinato. Tale proposta è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

A partire dal 24 febbraio 2015 è stato avviato il market coupling dei mercati del giorno prima tra Italia, Austria, Francia e Slovenia. Il market coupling è un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il prezzo dell'energia delle diverse zone di mercato europee coinvolte, alloca contestualmente la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzando l'utilizzo delle interconnessioni.

Con sentenza del 20 marzo 2015 il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere nn. 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel dell'AEEGSI recanti misure urgenti finalizzate al contenimento degli oneri di dispacciamento associati allo sbilanciamento delle unità non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

In esito alla sentenza, Terna ha ricalcolato le partite economiche di sbilanciamento già fatturate nei periodi antecedenti all'adozione della sentenza medesima e effettuato i relativi conguagli.

A seguito della pronuncia, l'AEEGSI ha proceduto a svolgere una consultazione degli operatori in merito a specifiche proposte di riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, finalizzate a correggerne le distorsioni che oggi la caratterizzano.

Con la delibera n. 333/2015/R/eel ha inoltre avviato un procedimento finalizzato a disciplinare le modalità di attuazione della sentenza del Consiglio di Stato con riferimento agli anni 2012, 2013 e 2014.

Con riferimento al sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra istituito dalla direttiva n. 2003/87/CE, il Ministero dello Sviluppo Economico ha provveduto in data 23 dicembre 2015 alla liquidazione di una prima tranche del credito a favore di Enel Produzione relativo alla mancata allocazione delle quote gratuite e al mancato diritto alla flessibilità durante la fase 2 (anni 2008/2012). Inoltre, la Legge di Stabilità 2016 (legge n. 208/2015) ha modificato l'art. 19 del decreto legislativo n. 30/2013, eliminando il termine del 2015 per la liquidazione dei crediti di cui sopra.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. Secondo le disposizioni previste dal decreto legislativo n. 130/2010, gli operatori non possono detenere quote di mercato superiori al 40% dei consumi nazionali; tale soglia può comunque essere elevata al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi entro il 2015. In attuazione di tale disposizione, all'inizio del 2011 il MSE ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni. Fino a ora sono stati realizzati 2,6 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio; la legge n. 9/2014 stabilisce che al fine di limitare i costi per il sistema, la restante capacità di

stoccaggio (fino a 4 miliardi di metri cubi) è sviluppata solo se richiesta dal mercato. Gli operatori non hanno manifestato interesse alle aste indette e pertanto la capacità di stoccaggio non è stata ulteriormente sviluppata.

Dopo la via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEGSI, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2 settembre 2013. Il MT gas ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi alla piattaforma di negoziazione spot ("Borsa gas"), operativa dal 2010 e al mercato del bilanciamento avviato a dicembre 2011 secondo le regole definite dall'AEEGSI.

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'AEEGSI che fissa i criteri tariffari per l'esercizio di tali attività all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e ne aggiorna annualmente i corrispettivi.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione (di durata massima ventennale) rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Il Ministero dello Sviluppo Economico con decreto del 6 febbraio 2015 ha confermato anche per il 2015 i criteri di allocazione della capacità attraverso i meccanismi di asta competitiva introdotti nel 2014.

L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale.

L'accesso alla capacità di trasporto, stoccaggio e rigassificazione avviene attraverso meccanismi non discriminatori definiti dall'AEEGSI, in modo da garantire il Third Party Access (TPA). Il MSE con proprio decreto può concedere l'esenzione dal TPA alle imprese titolari di impianti di stoccaggio, di rigassificazione o di gasdotti di interconnessione con l'estero; l'esenzione viene concessa a valle di esplicita richiesta delle imprese interessate e sulla base di valutazioni sui benefici dell'infrastruttura per il sistema.

In materia di tariffe di trasporto gas, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere con cui erano state definite le tariffe per il periodo 2010-2013, respingendo il ricorso in appello dell'AEEGSI e accogliendo le tesi proposte da Enel Trade. L'AEEGSI ha presentato ricorso per revocazione avverso la sentenza del Consiglio di Stato. Risulta ancora pendente dinanzi al TAR il ricorso avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017.

Con la delibera n. 556/2015/R/gas, l'AEEGSI ha confermato gli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale (APR).

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da Enel Distribuzione sulla base di una concessione di durata trentennale con scadenza nel 2030.

Le tariffe di distribuzione sono fissate dall'AEEGSI all'inizio di ogni periodo di regolazione secondo il principio della copertura del costo totale del servizio, considerando i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del price cap, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti denominato X-factor. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Con la delibera n. 146/2015/R/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2015 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle sue attività.

Con la delibera n. 654/2015/R/eel l'AEEGSI, contestualmente alla pubblicazione delle tariffe di rete obbligatorie da applicarsi ai clienti finali nel 2016, ha definito i criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica che saranno in vigore per i prossimi otto anni (2016-2023).

Il prossimo periodo tariffario è stato suddiviso in due sottoperiodi della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023) con una revisione intermedia prevista quindi nel 2020.

L'AEEGSI, con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1), pur confermando sostanzialmente il quadro regolatorio generale, ha introdotto rilevanti modifiche riguardo ai tempi e alla modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa.

In particolare, l'AEEGSI ha previsto la riduzione del cosiddetto

“lag regolatorio”, ovvero ha ridotto fino a un massimo di un anno (dai due previsti nel precedente periodo regolatorio) il periodo che intercorre prima del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti, prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC. Quest'ultima misura era stata introdotta nel 2012 dall'AEEGSI proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Gli operatori sono pertanto tenuti a notificare all'AEEGSI, già entro la fine dell'esercizio, il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così all'AEEGSI di inserirli nel calcolo della tariffa obbligatoria pubblicata entro la fine dell'esercizio stesso e relativa all'anno successivo. Tali investimenti vengono quindi inseriti nel capitale investito regolatorio (c.d. “RAB”) già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo alla loro realizzazione. Conseguentemente, diviene dunque possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi.

L'AEEGSI ha previsto inoltre l'allungamento di cinque anni della vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

È stato infine determinato il livello dei costi operativi riconosciuti e la modalità di restituzione delle eventuali extra efficienze ai clienti. In particolare, l'AEEGSI ha confermato una ripartizione simmetrica delle extra efficienze e la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio. L'X-factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari all'1,9% per l'attività di distribuzione e all'1% per le attività di misura.

Infine, con riferimento al secondo sottoperiodo (NPR2), l'AEEGSI ha annunciato il passaggio a una regolazione tariffaria basata sui costi totali (metodologia Totex).

Con la delibera n. 583/2015/R/com l'AEEGSI ha rivisto la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e ha fissato per il triennio 2016-2018 un tasso pari al 5,6% per le attività di distribuzione e misura di energia elettrica. In particolare, l'AEEGSI ha stabilito uno specifico periodo tariffario del WACC della durata di sei anni e un aggiornamento a metà periodo dei principali parametri della formula sulla base delle condizioni macroeconomiche, in termini di tassi di interesse e inflazione, che si registreranno nel corso del 2018.

Con riferimento alla qualità del servizio, l'AEEGSI, con la delibera n. 646/2015/R/eel, ha definito la regolazione out-put

based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i principi della regolazione della qualità del servizio per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023).

La delibera conferma l'impianto generale della regolazione della qualità del servizio, che prevede la fissazione da parte dell'AEEGSI di livelli tendenziali annui relativamente ai seguenti indicatori di continuità del servizio per clienti allacciati in bassa tensione:

- > durata delle interruzioni lunghe;
- > numero delle interruzioni lunghe e brevi.

Viene poi prevista una regolazione individuale per i clienti di media tensione.

Per ciascun anno i distributori sono soggetti a premi o penali, a seconda che le effettive performance calcolate in base ai predetti indicatori di efficienza siano risultate migliori o peggiori rispetto ai valori tendenziali stabiliti.

Oltre agli aspetti precedentemente descritti, la delibera delinea l'avvio della futura regolazione per gli investimenti innovativi sulla rete di distribuzione.

Con la delibera n. 268/2015/R/eel l'AEEGSI ha definito il "Codice di Rete tipo" del servizio di trasporto che regola i rapporti tra venditori e distributori in merito alle garanzie prestate dai venditori ai distributori, ai termini di pagamento del servizio di trasporto da parte dei venditori e ai termini di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte dei distributori a Cassa Conguaglio Settore Elettrico e Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie. Con la delibera n. 447/2015/R/eel, l'AEEGSI ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la delibera n. 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fidejussioni (fermi restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

Con la delibera n. 377/2015/R/eel l'AEEGSI ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 e il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Con la delibera n. 296/2015/R/com l'AEEGSI ha modificato la disciplina relativa agli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel provvedimento, l'AEEGSI ha confermato l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita e, nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e il servizio di maggior tutela.

Le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare le attività di interfaccia con i clienti finali, dovranno inoltre essere svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita dell'energia elettrica o del gas naturale. Stessi obblighi valgono per le imprese che svolgono l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica rispetto a quelle del servizio di maggior tutela.

Le disposizioni hanno efficacia immediata. È prevista tuttavia la possibilità per le imprese di assolvere ai nuovi obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione entro il 30 giugno 2016. Per le disposizioni relative all'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati, la scadenza è invece fissata al 1° gennaio 2017.

Con la delibera n. 582/2015/R/eel l'AEEGSI, in attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 102 del 2014 di recepimento della direttiva EU sull'efficienza energetica, ha avviato a partire dal 1° gennaio 2016 la riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici. Obiettivo della riforma è quello di superare la progressività della tariffa di rete e degli oneri di sistema, in modo da incentivare i consumi efficienti nonché eliminare l'attuale sistema dei sussidi incrociati tra categorie di clienti domestici, al fine di rendere la tariffa aderente ai costi reali del servizio. La riforma avverrà secondo criteri di gradualità ed entrerà a regime dal 1° gennaio 2018. L'AEEGSI ha inoltre previsto che a partire dal 1° gennaio 2017 sarà aumentata la granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata, in modo tale da garantire una maggiore scelta da parte dei clienti finali del livello più adeguato alle proprie esigenze. Sarà inoltre previsto un periodo di almeno due anni (sempre a partire dal 1° gennaio 2017) in cui sarà ridotta l'entità, rispetto a oggi, dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere all'impresa di distribuzione per variazioni di potenza effettuate da remoto. Parallelamente, al fine di annullare l'eventuale aumento tariffario per i clienti in stato di disagio economico, l'AEEGSI ha aggiornato dal 1° gennaio 2016 l'importo del bonus sociale.

In data 10 dicembre 2015 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato a Enel SpA ed Enel Distribuzione SpA l'avvio di un procedimento sanzionatorio allo scopo di accertare l'eventuale esistenza di una strategia di Gruppo volta a ostacolare lo sviluppo del mercato dello smart metering. Salvo proroghe, la conclusione del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2016.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Con il decreto del 28 dicembre 2012 il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2013-2016.

Per non incorrere in sanzioni, i distributori devono dimostrare entro il 31 maggio di ogni anno di essere in possesso di un numero di TEE almeno pari al 50% (60% per gli anni 2015-2016) del proprio obbligo compensando la quota residua negli anni successivi.

Lo stesso decreto ha disposto il passaggio dell'attività di gestione del meccanismo dei TEE al GSE, restando invece di competenza dell'AEEGSI la determinazione del contributo tariffario secondo nuovi criteri definiti dal decreto stesso.

Con la delibera n. 13/2014/R/efr, l'AEEGSI ha introdotto un meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei TEE che consente ai distributori di recuperare un costo pari a quello medio di mercato, a meno di un differenziale di 2 euro per titolo.

In tal modo, si riducono sensibilmente i potenziali impatti economici del meccanismo pur permanendo sui distributori l'obbligo "fisico" di consegna dei TEE ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 di attuazione della direttiva n. 2012/27/UE sull'efficienza energetica è stato definito l'obiettivo di risparmio nazionale cumulato da conseguire nel periodo 2014-2020 attraverso diversi strumenti di incentivazione, stabilendo altresì che il meccanismo dei TEE dovrà garantire un risparmio al 2020 non inferiore al 60% di tale obiettivo.

Lo stesso decreto ha demandato al Ministero dello Sviluppo Economico, nell'ambito dell'aggiornamento delle linee

guida sulle modalità di rilascio dei TEE, il compito di prevedere misure per migliorare l'efficacia del meccanismo, valorizzare i risparmi energetici derivanti da misure volte al miglioramento comportamentale e prevenire comportamenti speculativi.

Con la determina n. 13 del 29 giugno 2015 l'AEEGSI ha fissato a 105,83 euro/TEP il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2014.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 è stato invece fissato a 108,13 euro/TEP; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica

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 periodicamente la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela (RCV) in modo da assicurare la copertura dei costi operativi, degli ammortamenti e degli oneri di morosità e una congrua remunerazione del capitale investito. Con le delibere n. 670/2014/R/eel e n. 659/2015/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2015 e il 2016.

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

Negli ultimi anni l'AEEGSI ha adottato provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli operatori, aumentato soprattutto per effetto della congiuntura economica.

In particolare, nel 2015 con la delibera n. 258/2015/R/com l'AEEGSI ha maggiormente responsabilizzato i distributori per l'attività di distacco dei clienti morosi.

L'AEEGSI sta inoltre proseguendo nell'implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII). Tale sistema, istituito con la 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 ed estesa nel 2015 anche al settore gas.

Sempre nel 2015, l'AEEGSI ha previsto la gestione da parte del SII anche dei processi di voltura e switching, oltre che un significativo ampliamento della banca dati centrale, finalizzato a semplificare gli scambi dei dati fra gli operatori in merito ai principali processi di gestione commerciale del cliente, dati di misura compresi.

Il 20 febbraio 2015 il Governo ha approvato il disegno di legge "Concorrenza" (DDL Concorrenza) che prevede l'abrogazione della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a partire dal 1° gennaio 2018. Il disegno di legge, attualmente in esame al Parlamento, prevede che le disposizioni conseguenti siano adottate con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e attribuisce all'AEEGSI il compito di disciplinare le misure volte a garantire la fornitura del servizio universale. Al fine di definire un percorso di riforma degli attuali meccanismi di mercato per la tutela, l'AEEGSI nel corso del 2015 ha avviato uno specifico procedimento volto anche a disciplinare soluzioni di accompagnamento alla medesima riforma.

Gas

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.

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

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.

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato per l'anno termico 2015-2016 la modalità vigente che prevede la totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l'hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all'ingrosso italiani.

Con la delibera n. 258/2015/R/eel l'AEEGSI, oltre ad aver disposto il rafforzamento delle penalità a carico del distributore in caso di mancato distacco dei clienti morosi (analogamente a quanto previsto per il settore elettrico), ha disposto anche la riduzione delle tempistiche di switching a tre settimane a partire dal 2016.

Energie rinnovabili

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Gli obiettivi e gli strumenti di sostegno sono definiti dal legislatore in coerenza con le direttive comunitarie di settore, mentre l'attuazione spetta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), soggetto istituzionale responsabile dell'incentivazione alle fonti rinnovabili.

Incentivazione fonte solare - Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici esistenti sono incentivati tramite il Conto Energia, meccanismo che consiste nell'assegnazione di tariffe feed-in premium, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.

Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (feed-in tariff) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro che è stata raggiunta il 6 giugno 2013, dando luogo alla cessazione degli incentivi per i nuovi impianti.

Tecnologie rinnovabili diverse dal fotovoltaico: aste, certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo oggi in vigore per l'incentivazione delle tecnologie diverse dal fotovoltaico è il meccanismo di tariffe incentivanti assegnate tramite accesso diretto o aste al ribasso gestite dal GSE. Il meccanismo è stato istituito tramite il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva n. 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012).

In particolare, per gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) il decreto ministeriale di cui sopra ha previsto un'incentivazione tramite tariffe onnicomprensive differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di dimensioni maggiori, invece, ottengono incentivi aggiuntivi

rispetto al valore di mercato dell'energia, definiti sulla base di meccanismi d'asta al ribasso gestiti dal GSE. In particolare, è previsto che il titolare dell'impianto di produzione formuli un'offerta di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa onnicomprensiva vigente per l'ultimo scaglione di potenza degli impianti di piccole dimensioni. Il valore dell'incentivo riconosciuto viene poi definito al netto del prezzo zonale orario dell'energia.

Gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 hanno accesso al sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999), che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi.

L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo e un minimo. Il cap corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo possesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art. 2 della legge n. 244/2007), pari, per le produzioni rinnovabili 2014, a 124,90 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo a cui il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per il periodo 2011-2015, tale valore è definito, per le produzioni rinnovabili di ciascun anno, in misura pari al 78% della differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente.

Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- > progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- > incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi – a partire dal 2015 – tramite tariffe a premio equivalenti, determinate in analogia al prezzo attuale di ritiro degli stessi.

Per assicurare il controllo dei costi sostenuti per l'incentivazione, il decreto del 6 luglio 2012 fissa in 5,8 miliardi di euro l'importo massimo degli oneri aggregati annui – inclusi gli impianti già incentivati tramite certificati verdi – destinabili all'incentivazione delle fonti diverse da quella solare.

Sbilanciamento impianti non programmabili

Oltre agli incentivi diretti (tariffe e certificati verdi), le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) beneficiavano dell'esenzione dagli oneri di sbilanciamento (differenza tra effettivi