

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

%	2016	2015
Italia	0,9	0,6
Spagna	3,2	3,2
Portogallo	1,2	1,6
Grecia	0,3	-0,3
Francia	1,2	1,2
Romania	4,5	3,8
Russia	-0,6	-3,7
Brasile	-3,6	-3,8
Cile	1,5	2,3
Colombia	2,1	3,1
Messico	2,1	2,6
Perù	3,9	3,3
Canada	1,3	0,9
USA	1,6	2,6

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

Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso del 2016 i prezzi del petrolio sono stati caratterizzati da forte volatilità, passando dai minimi di inizio anno in area 30 \$/bbl, ai massimi oltre i 50 \$/bbl.

Diverse sono state le cause che hanno provocato forti oscillazioni prima al ribasso e poi al rialzo: 1) un calo delle previsioni di crescita di Cina e Stati Uniti nei primi mesi dell'anno; 2) un forte incremento delle posizioni nette speculative; 3) diverse interruzioni inattese (disruptions) delle produzioni, e 4) l'accordo raggiunto nella riunione dell'OPEC di novembre nel quale i Paesi membri si sono impegnati con un'azione coordinata a tagliare la produzione mondiale di greggio.

Inizialmente il prezzo è stato guidato prevalentemente dal "sentiment" degli operatori di mercato, e poi dalla riduzione dell'attività di perforazione non convenzionale negli Stati Uniti. Da giugno i prezzi si sono attestati nel range 40-50 \$/bbl, influenzati dal recupero delle perforazioni di shale oil e dalle seguenti voci su un possibile accordo OPEC nel meeting di settembre.

La volatilità è quindi aumentata in prossimità del meeting di Vienna dello scorso 30 novembre quando i principali Paesi produttori hanno raggiunto l'intesa per ridurre la produzione mondiale di 1,2 milioni di barili al giorno, alla quale si sono allineati anche i Paesi non OPEC con un ulteriore taglio di 0,6 milioni di barili al giorno. Questo evento ha provocato la risalita del greggio oltre quota 50 \$/bbl, consolidando la tendenza al rialzo delle quotazioni dai minimi di inizio anno.

Per quanto riguarda il carbone, i principali eventi che hanno contraddistinto lo scorso anno sono stati strettamente legati agli eventi in Cina dove le misure governative intraprese lo scorso inverno hanno in primo luogo cercato di ridurre la produzione locale e successivamente di incrementarla, con un effetto finale di forte turbolenza sul mercato che ha visto

i prezzi raddoppiare dai minimi di febbraio in area 40 \$/ton.

Tutti e tre i principali indici di riferimento (API2, API4 e API3) hanno infatti subito una rapida e costante ascesa dopo la debolezza di inizio anno in concomitanza con i minimi registrati dal petrolio, spinti da un forte incremento dell'import cinese (+80% rispetto all'anno precedente) dovuto alla contemporanea debolezza della produzione locale.

Il mercato europeo, in costante oversupply, resta meno teso rispetto al bacino Pacifico per effetto di una domanda di carbone proveniente dal settore elettrico particolarmente debole.

L'andamento della domanda di gas in Europa nel corso del 2016 ha registrato una lieve crescita (+1,0% rispetto all'anno precedente), sebbene ancora ampiamente al di sotto dei livelli pre-crisi, grazie a una ripresa del consumo di gas proveniente dal settore elettrico.

Le temperature particolarmente rigide nel continente europeo hanno fornito ulteriore spinta alla crescita della domanda del settore residenziale. L'offerta ha segnato un incremento (+oltre 1% rispetto all'anno precedente) legato prevalentemente all'aumento dei flussi provenienti dalla Russia, necessari a controbilanciare le manutenzioni allo stoccaggio di Rough, e ai flussi di gas algerino diretto principalmente in Italia. Di conseguenza, il prezzo TTF europeo, dopo essersi attestato in area 12-14 €/MWh nei primi nove mesi dell'anno, ha subito un forte incremento in concomitanza con l'inizio della stagione invernale portandosi a ridosso dei 20 €/MWh. L'Italia ha registrato una lieve contrazione dello 0,3% della domanda nel 2016 dopo gli incrementi dovuti al forte utilizzo di impianti di generazione a gas in estate. L'unico settore che ha visto un incremento del consumo di gas è stato il termoelettrico, spinto anche in questo caso dalla maggiore competitività del gas rispetto al carbone.

I mercati dell'energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2016	2015	2016-2015
Italia	310.251	316.897	-2,1%
Spagna	250.131	248.398	0,7%
Romania	58.769	57.412	2,4%
Russia ⁽¹⁾	781.110	767.328	1,8%
Slovacchia	30.031	29.213	2,8%
Argentina	137.061	136.209	0,6%
Brasile ⁽²⁾	548.783	581.130	-5,6%
Cile ^{(2),(3)}	72.920	71.359	2,2%
Colombia	66.395	66.175	0,3%

(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 continentali e la Spagna registrano tassi di crescita positivi della domanda elettrica, soprattutto a causa della ripresa dell'andamento economico, in parte compensata da effetti climatici. In Italia si registra invece una contrazione del 2,1% (-1,4% al netto degli effetti climatici e di calendario). La contrazione della domanda è in linea con i trend della crescita economica e dei consumi del Paese, che hanno registrato lievi segnali di miglioramento nell'ultimo trimestre. La Spagna registra una crescita dello 0,7% (+0,8% al netto degli effetti calendario e temperature), sensibilmente inferiore rispetto alle stime di crescita del PIL, superiori al 3%. In parti-

colare, 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 2016 si rileva una crescita (+1,8%) rispetto al 2015, segnale positivo se confrontato con il contesto recessivo in cui versa il Paese. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina a eccezione del Brasile, con incrementi però minori rispetto a quelli registrati l'anno precedente: Argentina (+0,6%), Colombia (+0,3%) e Cile (+2,2%). Come detto, negativa la crescita per il Brasile (-5,6%) che sconta lo stato di recessione economica.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2016	2015	2016-2015
Produzione netta:			
- termoelettrica	187.461	182.861	4.600
- idroelettrica	42.323	46.451	(4.128)
- eolica	17.455	14.705	2.750
- geotermoelettrica	5.865	5.824	41
- fotovoltaica	22.545	22.587	(42)
Totale produzione netta	275.649	272.428	3.221
Importazioni nette	37.026	46.378	(9.352)
Energia immessa in rete	312.675	318.806	(6.131)
Consumi per pompaggi	(2.424)	(1.909)	(515)
Energia richiesta sulla rete	310.251	316.897	(6.646)

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2016).

L'energia richiesta in Italia nel 2016 registra un decremento del 2,1% rispetto al valore registrato nel 2015, attestandosi a 310.251 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'88,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,4% nel 2015) e per il restante 11,9% dalle importazioni nette (14,6% nel 2015).

Le importazioni nette nel 2016 registrano un decremento di 9.352 milioni di kWh, per l'effetto congiunto del calo della domanda e della maggiore produzione netta di energia elettrica sul mercato nazionale.

La produzione netta nel 2016 registra un incremento dell'1,2% (3.221 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 275.649 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica e da una minore idraulicità, è cresciuto il ricorso alla generazione da fonte termoelettrica (con un incremento pari a 4.600 milioni di kWh) ed è aumentata la produzione da fonte eolica per 2.750 milioni di kWh, conseguente all'incremento del parco impianti disponibile.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2016	2015	2016-2015	
Produzione netta	248.531	254.387	(5.856)	-2,3%
Consumo per pompaggi	(4.811)	(4.520)	(291)	-6,4%
Esportazioni nette ⁽¹⁾	6.411	(1.469)	7.880	-
Energia richiesta sulla rete	250.131	248.398	1.733	0,7%

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

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular* - consuntivo dicembre 2016). I volumi del 2015 sono aggiornati al 9 dicembre 2016.

L'energia richiesta nel mercato peninsulare nel 2016 risulta in incremento dello 0,7% rispetto al 2015, attestandosi a 250.131 milioni di kWh. Tale richiesta è per lo più interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo, mentre nel 2015 quest'ultima era addirittura eccedente rispetto al fabbisogno interno.

Le esportazioni nette nel 2016 risultano in decremento rispetto

ai valori registrati nell'esercizio 2015; tale riduzione è essenzialmente 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 e alla necessità di soddisfare il fabbisogno nazionale.

La produzione netta nel 2016 è in decremento del 2,3% (-5.856 milioni di kWh) attestandosi a 248.531 milioni di kWh.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2016	2015	2016-2015	
Produzione netta	13.785	13.549	236	1,7%
Importazioni nette	1.251	1.336	(85)	-6,4%
Energia richiesta sulla rete	15.036	14.885	151	1,0%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular* - consuntivo dicembre 2016). I volumi del 2015 sono aggiornati al 12 dicembre 2016.

L'energia richiesta nel mercato extrapeninsulare nel 2016 risulta in incremento (+1,0%) rispetto al valore registrato nel 2015, attestandosi a 15.036 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,7% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema peninsulare,

per il restante 8,3%. Queste ultime ammontano nel 2016 a 1.251 milioni di kWh.

La produzione netta nel 2016 evidenzia un incremento dell'1,7% (+236 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 2016 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2016-2015	Prezzo medio peakload 2016 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2016-2015
Italia	42,78	-18,3%	48,2	-17,2%
Spagna	39,7	-21,2%	45,0	-20,5%
Russia	15,3	94,6%	17,5	-6,3%
Slovacchia	31,6	-6,0%	40,1	-6,8%
Brasile	30,0	-62,4%	61,6	-53,0%
Cile	54,8	-32,9%	128,2	-27,9%
Colombia	83,9	-29,7%	244,1	-58,2%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2016	2015	2016-2015
Mercato finale (residenziale) ⁽¹⁾			
Italia	0,24	0,24	-2,2%
Francia	0,17	0,16	2,4%
Portogallo	0,24	0,23	3,1%
Romania	0,13	0,13	-3,6%
Spagna	0,22	0,23	-6,6%
Slovacchia	0,14	0,15	-6,0%
Mercato finale (industriale) ⁽²⁾			
Italia	0,08	0,09	-10,7%
Francia	0,06	0,07	-11,0%
Portogallo	0,08	0,10	-18,0%
Romania	0,06	0,07	-10,2%
Spagna	0,11	0,11	-5,8%
Slovacchia	0,10	0,11	-15,8%

(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.
	2016				2015			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh)	39,6	34,5	40,9	55,9	51,8	47,9	56,7	52,8
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 2.641 e 4.440 kWh con potenza impegnata superiore a 3 kW (€/kWh): prezzo al netto di imposte	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	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 2016 una forte contrazione del 18,3% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2015, raggiungendo i minimi storici in alcuni giorni dell'anno.

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 2016 rispetto all'anno precedente, con una flessione dell'1,9%.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2016	2015	2016-2015	
Italia	65.256	65.436	(180)	-0,3%
Spagna	27.649	27.161	488	1,8%

Il 2016 è stato caratterizzato da una lieve contrazione della domanda di gas naturale in Italia mentre in Spagna i consumi sono incrementati dell'1,8%. In Italia, in particolare, i consu-

mi industriali e residenziali hanno segnato un calo compensato parzialmente dai maggiori utilizzi da parte di impianti elettrici convenzionali.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2016	2015	2016-2015	
Reti di distribuzione	29.718	30.992	(1.274)	-4,1%
Industria	12.491	12.572	(81)	-0,6%
Termoelettrico	21.704	20.475	1.229	6,0%
Altro ⁽¹⁾	1.343	1.397	(54)	-3,9%
Totale	65.256	65.436	(180)	-0,3%

(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 2016 si attesta a 65.256 milioni di metri cubi, registrando un decremento dello 0,3% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi nel comparto industriale e resi-

denziale si contrappone un maggiore utilizzo legato alla produzione termoelettrica, favorita da una minore disponibilità di fonti rinnovabili e dai prezzi favorevoli dei combustibili.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2016				2015			
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m ³ (€/m ³): prezzo al netto di imposte	0,47	0,41	0,42	0,43	0,51	0,48	0,48	0,49

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2016 ha registrato una contrazione del 12,4%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Reporting REMIT

Il 7 aprile 2016 è partita la seconda fase del reporting REMIT. Il reporting è finalizzato all'attività di monitoraggio dei mercati da parte di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) e delle autorità di regolazione nazionali. Da tale data sono inviati ad ACER anche i dati sulle transazioni eseguite fuori dai mercati organizzati, i contratti di trasmissione e i dati sull'utilizzo degli impianti LNG e di stoccaggio.

Entrata in vigore MIFID II/MIFIR

Il 1° luglio 2016 sono entrati in vigore il Regolamento (EU) 2016/1033 e la direttiva (EU) 2016/1034 che hanno prorogato l'entrata in vigore della disciplina in materia di fornitura di servizi di investimento in Europa (rispettivamente il Regolamento MIFIR e la Direttiva MIFID II) dal 3 gennaio 2017 al 3 gennaio 2018. L'obbligo di recepimento della Direttiva da parte degli Stati Membri è slittato conseguentemente dal 3 luglio 2016 al 3 luglio 2017.

Pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans"

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha emesso il pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans", contenente una serie di proposte legislative sulle politiche europee per il clima e l'energia.

In particolare, il pacchetto si compone dei seguenti Regolamenti e Direttive, alcuni in revisione, altri emessi *ex novo*: Regolamento Elettricità, Regolamento ACER, Regolamento Preparazione al Rischio, Regolamento Energy Union Governance, Direttiva Elettricità, Direttiva Rinnovabili, Direttiva Efficienza Energetica e Direttiva Prestazioni Energetiche degli Edifici.

Le proposte legislative saranno discusse a partire dal 2017 dal Parlamento e dal Consiglio Europeo per una loro graduale e progressiva approvazione. L'applicabilità delle stesse è prevista a partire dal 2019.

In linea con gli obiettivi di sostenibilità e di mitigazione dei cambiamenti climatici, vengono introdotti nuovi target vincolanti a livello di Unione Europea per il 2030: 27% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, 30% di

efficienza energetica, oltre al 40% di riduzione delle emissioni di gas serra.

La Direttiva Rinnovabili introduce un quadro normativo stabile necessario per gli investitori. Gli Stati Membri dovranno adottare un approccio di mercato per sostenere le rinnovabili. I meccanismi di incentivazione dovranno seguire principi armonizzati quali l'apertura transfrontaliera, la non-retroattività delle misure e la visibilità a lungo termine dei meccanismi di supporto (almeno tre anni). Le barriere amministrative per i corporate long-term PPAs per finanziare le rinnovabili dovranno essere opportunamente rimosse e gli *iter* autorizzativi semplificati. La proposta della Commissione, inoltre, obbliga gli Stati Membri ad aumentare la quota di fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e fissa criteri più severi di sostenibilità delle bioenergie.

Il Regolamento e la Direttiva Elettricità propongono una revisione integrata del disegno di mercato elettrico per rendere più efficiente l'integrazione delle fonti rinnovabili e maggiormente equo il trattamento delle diverse tecnologie di produzione (convenzionali e rinnovabili), introducendo maggiore granularità negli scambi, chiusura dei mercati più vicina al tempo reale, apertura del mercato del bilanciamento a tutte le fonti di generazione e alla domanda (anche attraverso aggregazione), regole di dispacciamento non discriminatorie e basate sul mercato (eliminazione della priorità di dispacciamento per le nuove rinnovabili al di sopra dei 500 kW).

Si introduce, inoltre, un'apertura alla contrattazione di lungo termine e ai meccanismi di remunerazione della capacità, soggetti ai risultati dello studio di adeguatezza europeo e a limitazioni sulle emissioni in atmosfera di CO₂ per accedere agli stessi. Vengono migliorate le condizioni per far emergere segnali di scarsità e rimossi i cap ai prezzi.

Per quanto riguarda le nuove tecnologie e i nuovi attori del mercato, sono previste misure a sostegno dell'integrazione nel mercato delle tecnologie di storage, degli aggregatori e della partecipazione della domanda (DSR); obbligo di installare punti di ricarica per i veicoli elettrici nei nuovi edifici pubblici e promozione delle reti e degli edifici intelligenti.

I DSO (Distribution System Operator) vengono riconosciuti come soggetti sempre più importanti nel sistema elettrico e sono proposte la creazione di un nuovo ente europeo dei DSO, l'introduzione di principi armonizzati a livello europeo per le tariffe di rete e la possibilità di acquistare e fornire

servizi di flessibilità a livello locale per risolvere problemi di congestione. Non sono altresì previsti requisiti addizionali sull'unbundling.

Infine, viene stabilita la centralità del consumatore nel mercato dell'elettricità attraverso la sua partecipazione attiva tramite aggregazione e servizi di flessibilità della domanda (demand response), eliminazione delle tariffe regolate e introduzione dell'obbligo di offrire tariffe dinamiche, strumenti di comparazione del prezzo e informazioni chiave nelle bollette.

La Direttiva Efficienza Energetica prevede che gli Stati Membri debbano contribuire al raggiungimento del target europeo con quote indicative nazionali. Inoltre, si propone di estendere dopo il 2020 l'obbligo in capo agli Stati Membri di risparmio di energia negli usi finali da rispettare tramite schemi obbligatori sugli operatori energetici oppure misure alternative.

La Commissione Europea propone l'introduzione di un obiettivo di decarbonizzazione del settore edifici al 2050 e modifiche finalizzate a incoraggiare l'utilizzo di strumenti smart come automazione/controllo e indicatori di performance, nonché a promuovere le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e la correlazione tra il finanziamento delle misure e i risultati conseguiti in termini energetici.

La Commissione Europea propone un nuovo Piano contenente la lista dei prodotti energetici da valutare, revisionare e assoggettare *ex novo* a regolamenti contenenti requisiti minimi di efficienza energetica (tra i nuovi prodotti: sistemi di controllo/automazione edifici, pannelli fotovoltaici e prodotti ICT).

Aiuti di Stato sui meccanismi di remunerazione della capacità

Il 30 novembre 2016 sono state pubblicate le conclusioni dell'indagine avviata dalla Commissione Europea (DG Competition) nell'aprile 2015 relativamente ai meccanismi di remunerazione della capacità in Europa. Lo studio ha riguardato 11 Paesi, tra cui Italia, Spagna, Portogallo, Francia e Belgio, e ha analizzato i meccanismi di remunerazione esistenti e futuri.

Il Rapporto finale riconosce che i mercati elettrici europei soffrono di alcuni fallimenti di mercato che possono minare gli incentivi agli investimenti.

La Commissione ritiene, quindi, ragionevole che i Paesi Membri affrontino i problemi di adeguatezza della capacità

di generazione, attuale o prospettica. L'implementazione di un meccanismo centralizzato di mercato come quello italiano è ritenuta tra le forme più appropriate di intervento.

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 a 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 2016 di carattere trasversale e specifici per singola attività della filiera.



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 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 (MISE). 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 fossero considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi. La norma è stata applicata a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente (28 maggio 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*) per il premio da riconoscere alla capacità esistente e un valore massimo del premio da riconoscere alla capacità di nuova costruzione.

Con la delibera n. 95/2015/R/eei 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 2018 e concludersi entro il 31 dicembre 2021, 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 delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contribu-

to su mera base statistica. Nella fase di prima attuazione Terna procederebbe ad assegnare prodotti di durata annuale con orizzonte di pianificazione (periodo di anticipo tra lo svolgimento dell'asta e l'inizio della consegna dei prodotti assegnati) crescente nel tempo e inferiore ai quattro anni; nella fase di piena attuazione è prevista la partecipazione esplicita delle risorse estere, l'orizzonte di pianificazione è quadriennale mentre la durata dei prodotti rimane annuale. La disciplina del capacity market è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, previa notifica e approvazione del meccanismo da parte della Commissione Europea.

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 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 nell'ottobre 2016 alla liquidazione di una seconda 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.

Con la delibera n. 326/2016/R/eel l'AEEGSI ha dato mandato a Terna di effettuare la procedura concorsuale per assegnare i contratti di approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione in Sardegna per il periodo dal 1° luglio 2016 al 31 dicembre 2018. I contratti assegnati da Terna prevedono l'obbligo di offerta sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento al costo variabile riconosciuto all'impianto a fronte di un premio definito in esito alla procedura concorsuale. A valle di tale procedura, è stato contrattualizzato l'impianto Enel di Sulcis per l'intera capacità.

Con la delibera n. 342/2016/E/eel l'AEEGSI ha disposto l'avvio di un procedimento per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante provvedimenti prescrittivi e/o provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte po-

ste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 - REMIT.

Con successiva delibera n. 477/2016/E/eel l'AEEGSI ha segnalato all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM") le condotte tenute da alcuni utenti del dispacciamento in immissione operanti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, al fine di valutare la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza. Tra gli utenti oggetto di segnalazione rientra Enel Produzione SpA per quanto riguarda l'offerta sui mercati all'ingrosso dell'impianto di Brindisi. In esito alla segnalazione trasmessa dall'AEEGSI, l'AGCM, in data 6 ottobre 2016, ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Enel SpA ed Enel Produzione SpA per accertare l'esistenza di un possibile abuso di posizione dominante sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Il procedimento dovrebbe concludersi entro il mese di maggio del 2017.

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 Ministero dello Sviluppo Economico ("MISE") 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 il 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 MISE 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 MISE 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 riferimento agli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale (APR), con la delibera n. 649/2016/R/gas l'AEEGSI ha stabilito l'ammontare definitivo riconoscendo il massimo importo per Enel percepibile da tale meccanismo pari a 61 milioni di euro complessivi sul triennio 2014-2016.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da e-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. 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 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 investimen-

ti 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 la delibera n. 233/2016/R/eel l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2016, in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività. Tali tariffe recepiscono le novità introdotte con la delibera n. 654/2015/R/eel e in particolare l'eliminazione del lag regolatorio e della correlata maggiorazione di un punto percentuale sul WACC, che veniva garantita agli operatori quale ristoro del fatto che la remunerazione degli investimenti fosse riconosciuta in tariffa solo a partire dal secondo anno successivo alla loro realizzazione. Pertanto tali tariffe includono la remunerazione, in base al WACC

vigente, del capitale investito regolatorio dell'esercizio 2015 e la remunerazione, sempre calcolata in base al WACC, dell'aumento forfetario della RAB che ha sostituito, solo in relazione agli investimenti 2012-2014, l'eliminazione della maggiorazione del WACC.

Con la delibera n. 606/2016/R/eel l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2015. Secondo le previsioni della delibera n. 654/2015/R/eel, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, devono essere pubblicate entro il 28 febbraio 2017, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

Con la delibera n. 87/2016/R/eel l'AEEGSI ha approvato le specifiche funzionali dei contatori elettronici di seconda generazione, prevedendo anche i livelli di performance dei nuovi sistemi di smart metering.

Con la successiva delibera n. 646/2016/R/eel l'AEEGSI ha emanato la disciplina tariffaria per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e ha definito le disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione. In detta delibera, l'AEEGSI ha stabilito che gli investimenti relativi ai sistemi di smart metering 2G saranno riconosciuti secondo un approccio incentivante, anticipando in via sperimentale la metodologia Totex che sarà adottata a partire dal 2020.

Con la delibera n. 458/2016/R/eel l'AEEGSI ha emanato il nuovo Testo Integrato della Misura Elettrica (TIME), che entrerà in vigore il 1° gennaio 2017. Tra le novità introdotte, vengono modificati gli obblighi a carico dei distributori in tema di lettura dei contatori in bassa tensione, incrementandone la frequenza, e viene modificata la disciplina delle penali in caso di mancata lettura. La delibera estende inoltre i requisiti funzionali dei contatori 2G di cui alla delibera n. 87/2016/R/eel anche ai punti di misura in bassa tensione di generazione. Riguardo 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 per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023) e ha autorizzato l'avvio di sperimentazioni finalizzate a testare funzionalità avanzate di gestione della rete di distribuzione.

La delibera conferma l'impianto generale della regolazione, che prevede la fissazione da parte dell'AEEGSI di livelli tendenziali annui relativamente a indicatori di continuità del servizio. Sulla base di tali indicatori, i distributori sono soggetti a

premi o penali, a seconda delle effettive performance.

Inoltre, la delibera delinea l'avvio della futura regolazione per gli investimenti innovativi sulla rete di distribuzione.

La delibera n. 781/2016/R/eel ha integrato il TIQE prevedendo un'estensione delle tempistiche per la conclusione delle sperimentazioni in merito alle funzionalità avanzate di rete, al fine di permettere agli operatori di proporre all'AEEGSI analisi più dettagliate.

Con la delibera n. 549/2016/R/eel l'AEEGSI ha introdotto, per il periodo 2017-2023, i principi generali per la regolazione sperimentale incentivante (solo premiante) finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso sulle reti BT e MT.

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. 782/2016/R/eel l'AEEGSI ha avviato, a partire dal 1° gennaio 2017, la seconda fase della 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, partita nel 2016, entrerà a regime nel 2018 quando sarà completamente abbandonata la "struttura progressiva" che prevede un prezzo del kWh crescente all'aumentare dei consumi.

Nello specifico, la nuova struttura in vigore dal 1° gennaio 2017 prevede, per quanto riguarda la tariffa di distribuzione, il completo superamento della progressività. Per gli oneri di sistema è previsto, invece, un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività.

Con lo stesso provvedimento sono state anche introdotte per un periodo di 24 mesi (dal 1° aprile 2017 al 31 marzo 2019) alcune agevolazioni temporanee sui contributi di connessione e sui contributi in quota fissa di competenza del distributore per le richieste di variazione del livello di potenza. La delibera rimanda a successivi provvedimenti la definizione di misure perequative a favore delle imprese di distribuzione.

Parallelamente, al fine di annullare l'eventuale aumento tariffario per i clienti in stato di disagio economico, l'AEEGSI

ha aggiornato anche per il 2017 l'importo del bonus sociale.

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 per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) e 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 riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori ai distributori in relazione al servizio di trasporto, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.

Diverse società di vendita e un'associazione di settore, rifacendosi a tale sentenza, hanno impugnato la delibera n. 268/2015/R/eel (CADE) chiedendo proprio l'annullamento della previsione che include gli oneri di sistema all'interno delle suddette garanzie.

Successivamente, con la delibera n. 751/2016/R/eel l'AEEGSI, respingendo un reclamo presentato dal trader E.JA, ha ritenuto infondate sia le pretese di ridurre l'importo delle garanzie prestate al netto degli oneri di sistema, sia di effettuare compensazioni rispetto a importi già versati al distributore, precisando che il CADE prevede che gli importi relativi agli oneri di sistema debbano essere versati al distributore sulla base di quanto fatturato dallo stesso al trader e non di quanto effettivamente versato dai clienti al trader.

Relativamente alle procedure e alle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. 424/2016/R/eel che aggiorna il Testo Integrato per le Connessioni (TICA), prevedendo in particolare l'introduzione di corrispettivi differenziati per gli impianti di piccola potenza.

Con riferimento alla regolazione delle reti private (in particolare Sistemi di Distribuzione Chiusi e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo), la deliberazione n. 788/2016/R/eel dell'AEEGSI ha completato il quadro regolatorio, aggiornando il registro delle Reti Interne di Utente e prorogando la data di

decorrenza delle previsioni contenute nel Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) dal 1° gennaio 2017 al 1° ottobre 2017.

In data 10 dicembre 2015 l'AGCM ha notificato a Enel SpA e a e-distribuzione 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 dei sistemi di monitoraggio dei consumi. In data 19 maggio 2016 l'AGCM ha disposto la pubblicazione degli impegni proposti dalle due società, valutandoli, pertanto, non manifestamente infondati. A seguito del market test, in data 8 settembre 2016, l'AGCM ha reso noto di aver concluso il procedimento, senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzioni, accettando gli impegni presentati dalle due società.

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.

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 a copertura dei costi sostenuti dai distributori secondo nuovi criteri definiti dal decreto ministeriale stesso. In particolare, l'AEEGSI ha previsto la definizione di un contributo tariffario preventivo fissato all'inizio di ciascun anno d'obbligo e aggiornato al termine dello stesso anno per tener conto dei prezzi medi effettivamente registrati sul mercato dei TEE.

Con la determina n. 11 del 2016 del 16 giugno 2016 l'AEEGSI ha fissato a 114,83 €/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2015.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2016 è stato invece fissato a 118,37 €/TEE; quest'ultimo sarà rivi-

sto 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 delle aree corrispondenti alle regioni Veneto, Emilia-Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia. Per il periodo 2017-2018, a seguito della procedura concorsuale disciplinata dalla delibera n. 538/2016/R/eel, Enel Energia è risultata aggiudicataria delle aree corrispondenti alle regioni Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise, Basilicata. Le condizioni economiche applicate ai clienti finali sono definite sulla base di quanto previsto dalla normativa primaria e secondaria.

Il servizio di maggior tutela è garantito da società di vendita collegate ai distributori. Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'AEEGSI e aggiornate periodicamente, 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 operativi, degli ammortamenti e degli oneri di morosità e una congrua remunerazione del capitale investito. Con le delibere n. 659/2015/R/eel e n. 816/2016/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2016 e il 2017.

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

Nel 2016 l'AEEGSI ha dato un notevole impulso allo sviluppo e all'implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII), istituito con la legge n. 129/2010 e finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra operatori del mercato dell'e-

nergia elettrica e del gas tramite una banca dati centrale dei punti di prelievo (RCU).

L'AEEGSI, attraverso vari provvedimenti, ha disciplinato diversi servizi, alcuni dei quali a oggi già attivi, altri in via di attuazione. L'AEEGSI ha per esempio voluto centralizzare sul SII, attraverso un percorso graduale, la gestione dei processi commerciali di voltura e switching per entrambi i settori (elettrico e gas) e le attività di aggregazione delle misure dei punti di prelievo trattati orari, ai fini del settlement mensile. In virtù degli sviluppi effettuati, il SII si caratterizza sempre più quale hub centrale per lo scambio delle informazioni tra gli operatori del sistema, facilitando così la gestione di alcuni processi. In ragione di tali peculiarità, con il decreto ministeriale n. 94 del 13 maggio 2016, il SII è stato individuato anche quale strumento di riferimento per la gestione del processo di addebito del canone TV nella bolletta elettrica. A febbraio 2015 il Governo ha trasmesso al Parlamento 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° luglio 2018. Il DDL, attualmente in esame al Parlamento, attribuisce all'AEEGSI il compito di disciplinare le misure volte a garantire la fornitura del servizio di ultima istanza ai clienti precedentemente rientranti nel perimetro di tutela.

Al fine di definire un percorso di riforma degli attuali meccanismi di mercato per la tutela, l'AEEGSI, con la delibera n. 369/2016/R/eel, ha previsto, a partire dal 1° gennaio 2017, l'introduzione del servizio di Tutela Simile, offerto a chi non ha ancora scelto un fornitore sul mercato libero.

Con la delibera n. 209/2016/E/com l'AEEGSI, in attuazione del decreto legislativo n. 130/2015, ha disciplinato, con decorrenza 1° gennaio 2017, il tentativo obbligatorio di conciliazione anche per l'attività di vendita di energia elettrica e gas, quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale nelle controversie tra clienti finali e operatori.

Con la delibera n. 463/2016/R/com l'AEEGSI ha emanato il nuovo testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), modificando e introducendo nuove regole di fatturazione dell'energia elettrica ai clienti finali e di utilizzo dei dati di misura.

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 (limitata-

mente 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 7 delle 8 aree territoriali in gara (l'area Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria è stata assegnata a Eni) e come FDD in 6 aree su 8 (le aree Friuli Venezia Giulia ed Emilia-Romagna e Toscana, Umbria e Marche sono state assegnate a Hera Comm).

Con la delibera 465/2016/R/gas l'AEEGSI ha aggiornato la disciplina per l'espletamento delle procedure a evidenza pubblica per l'assegnazione dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2016 - 30 settembre 2018. A valle delle aste svolte a settembre 2016, Enel Energia è stata individuata come FUI su 7 delle 8 aree territoriali in gara (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria; Lombardia; Trentino-Alto Adige e Veneto; Toscana, Umbria e Marche; Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia; Lazio e Campania; Sicilia e Calabria) e come FDD in 3 aree geografiche su 8 (Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia; Lazio e Campania; Sicilia e Calabria).

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. Il 18 novembre 2016 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello che l'AEEGSI ha proposto, accogliendo il ricorso di Enel Energia ed Enel Trade e ritenendo detti provvedimenti in contrasto con il principio, sancito a livello legislativo, della necessaria "corrispondenza tra i costi riconosciuti e i costi effettivi".

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato per il periodo 1° ottobre 2016 - 31 dicembre 2017, estendendone di un trimestre l'applicazione rispetto alla durata dell'anno termico, 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. 312/2016/R/gas l'AEEGSI, in attuazione del Regolamento europeo n. 312/14, ha avviato dal 1° ottobre 2016 il nuovo regime di bilanciamento, con l'obiettivo tra l'altro di aumentare la disponibilità di risorse flessibili per bilanciare il sistema e migliorare il set informativo degli utenti.

Provvedimenti di carattere trasversale

Con la delibera n. 137/2016/R/com l'AEEGSI ha sostituito il testo Integrato Unbundling Contabile di cui alla delibera n. 231/2014/R/com (in vigore fino all'esercizio 2015) con un nuovo testo, integrato con la disciplina per il settore idrico (in vigore dall'esercizio 2016).

Nel 2015, con la delibera n. 296/2015/R/com, l'AEEGSI ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. In particolare, l'AEEGSI ha previsto l'obbligo di separazione del marchio, degli altri segni distintivi (tra cui la ragione sociale) e delle politiche di comunicazione delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita che operano all'interno di un medesimo gruppo societario e tra le attività di vendita in maggior tutela e sul mercato libero.

Tra aprile e luglio 2016 il TAR Lombardia ha respinto i ricorsi promossi da Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel Energia. In esecuzione della sentenza TAR, Enel Distribuzione ed Enel Servizio Elettrico hanno pertanto modificato la propria ragione sociale (e relativo marchio), assumendo rispettivamente quella di "e-distribuzione SpA" e "Servizio Elettrico Nazionale SpA". Le società e-distribuzione, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia hanno impugnato le sentenze TAR dinanzi al Consiglio di Stato, che il 7 dicembre 2016 ha sospeso gli effetti della delibera limi-

tatamente all'obbligo di separazione dei canali informativi, spazi fisici e personale entro il 1° gennaio 2017. L'udienza di merito è fissata per il 13 aprile 2017.

Con la delibera n. 327/2016/R/eel l'AEEGSI ha prorogato al 1° gennaio 2017 il termine entro cui le imprese di vendita in maggior tutela e sul mercato libero sono tenute a implementare le misure di separazione del marchio, degli altri segni distintivi e delle politiche di comunicazione previste dal provvedimento n. 296/2015/R/com.

Con la delibera n. 333/2016/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione da attuare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 in seguito alle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato che avevano annullato la regolazione vigente in quel periodo.

Con le delibere n. 444/2016/R/eel e n. 800/2016/R/eel l'AEEGSI ha riformato la disciplina dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, prevedendo l'applicazione di un sistema misto single price/dual price alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Il regime prevede l'applicazione del single price per gli sbilanciamenti rientranti in una banda pari al 15% del programma vincolante di prelievo/immissione. Per le unità di produzione non programmabili è prevista l'applicazione del single price. Le delibere prevedono inoltre dal 1° maggio 2017 la transizione a un sistema di determinazione del segno di sbilanciamento macrozonale basato sulle misure effettive degli sbilanciamenti degli operatori. L'entrata in operatività della misura è condizionata all'approvazione dell'AEEGSI di una proposta da parte di Terna di un algoritmo di stima del suddetto segno.

Rinnovabili

Il quadro regolatorio di supporto alle energie rinnovabili in Italia è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi remunerativi. Gli incentivi per le tecnologie diverse dal fotovoltaico sono assegnati tramite meccanismi competitivi istituiti tramite il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012). In particolare il decreto 6 luglio 2012 prevede:

> per gli impianti entrati in esercizio entro il 2012, l'applicazione del meccanismo dei certificati verdi, titoli negoziabili in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto rinnovabile, valido fino all'anno 2015. A partire dal 1° gennaio 2016 e per il restante periodo di diritto all'incentivo, il diritto ai Certificati Verdi è stato convertito