

E Energia E

La regolazione delle reti elettriche in Italia

quarta parte (1)

A cura di ANIE Confindustria

Dall'analisi svolta emerge che il sistema di regolazione italiano ha progressivamente messo a punto regole e meccanismi che lo qualificano come una best practice a livello europeo

Distribuzione

Sono riconosciute delle maggiorazioni nel tasso di remunerazione del capitale per le imprese di distribuzione, in riferimento ad investimenti ammessi al regime favorito. Per il quarto periodo regolatorio, le classi di investimento accolte a regime favorito sono:

■ *classe D = 1*: investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione da alta tensione a media tensione. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 8 anni;

■ *classe D = 2*: progetti pilota per reti attive smart grids. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 2% per 12 anni;

■ *classe D = 3*: investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni;

■ *classe D = 4*: investimenti di potenziamento della capacità di trasformazione nelle aree critiche. Maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale: 1,5% per 12 anni;

■ *classe D = 5*: progetti pilota in sistemi di accumulo, sottoposti al vaglio di un'apposita commissione. Maggiorazione del tasso di re-

munerazione del capitale: 2% per 12 anni;

■ *classe D = 6*: non incentivati.

I PRINCIPALI RISULTATI

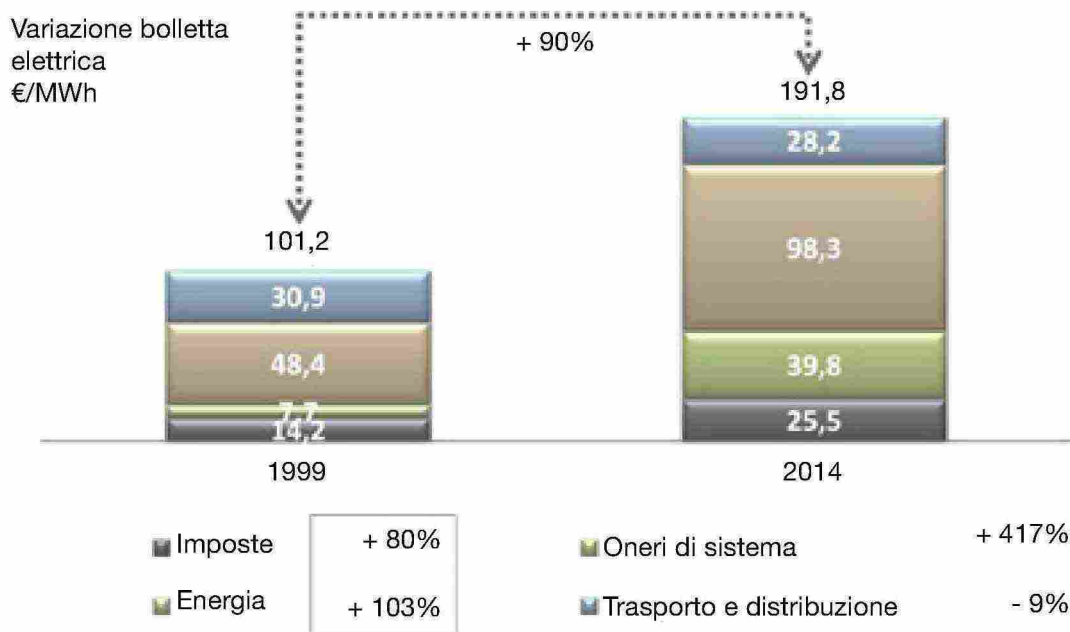
Premessa: i servizi di rete e la bolletta elettrica

Nell'analizzare gli esiti prodotti dall'insieme dei meccanismi di regolazione descritti nei paragrafi precedenti partiremo dall'evoluzione delle tariffe e della remunerazione dei servizi di rete, per poi analizzare il peso di questa componente sul prezzo finale dell'energia elettrica.

A questo proposito, l'AEEGSI determina il prezzo fissando trimestralmente il valore di tre componenti: servizi di vendita, servizi di rete e oneri generali. Confrontando l'incidenza degli oneri di trasporto, distribuzione e misura sul complesso della bolletta elettrica, possiamo notare come il suo peso si sia ridotto nel tempo, sia in termini assoluti, sia in termini percentuali. Nel complesso, dal 1999 ad oggi, il costo dell'elettricità è aumentato di oltre il 90%, passando da 101,20 €/MWh a 191,80 €/MWh, anche a causa di un incremento del Brent del 358%. Il principale contributo a tale incremento è dato dalla componente energia. In termi-

(1) Terza parte fascicolo Elettrificazione 707 Ottobre

Figura 3: Evoluzione della composizione della bolletta elettrica. Fonte: AEEGSI



ni percentuali, anche le imposte e gli oneri di sistema (soprattutto per la voce A3, quella a copertura dei sussidi per le rinnovabili) hanno avuto un aumento considerevole. Per contro, i costi di trasporto e distribuzione si sono ridotti, dal 1999 ad oggi, del 9% in termini nominali e di oltre il 30% in termini reali. La ripartizione della componente dei servizi di rete nel 2013 è la seguente (Tabella 7).

La tabella riporta la ripartizione della componente dei servizi di rete suddivisa in remunerazione del servizio di trasmissione, di distribuzione e misura. Dunque, l'incidenza delle tariffe di rete sul prezzo al cliente finale è scesa da oltre il 30% a meno del 15% in questi ultimi 15 anni. Di più, il valore assoluto è rimasto sostanzialmente stabile, anche se in questi ultimi anni, dopo un'indicativa riduzione, è tornato a crescere, soprattutto per un incremento della componente legata al servizio di trasmissione.

Il servizio di trasmissione

Nell'ultimo decennio il settore elettrico ha subito cambiamenti rilevanti, che hanno avuto un forte impatto sull'attività di trasmissione dell'energia elettrica e su quelle necessarie a garantire la disponibilità continua e in condizioni di sicurezza del servizio elettrico. Queste ultime sono comunemente indicate come "gestione del sistema" o "dispacciamento", in quanto tradizionalmente la leva principale utilizzata per la gestione del sistema è il controllo (o dispacciamento) del livello di attivazione e di alcuni parametri di funzionamento delle diverse unità di produzione.

In questa sezione analizziamo l'evoluzione del sistema di trasmissione Italiano tra il 2003 e il 2013. Nel paragrafo successivo presentiamo le principali dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica in Italia che hanno influenzato la domanda per servizi di trasmis-

Tabella 7: ripartizione della componente dei servizi di rete

Anno	Trasmissione	% su tot	Distribuzione	% su tot	Misura	% su tot	Totale
2013	0,59	22,8	1,72	67,1	0,26	10,1	2,57

Dati in c€/kWh da Relazione Annuale AEEGSI, anni diversi al netto delle componenti UC3 e UC6

sione. Nel paragrafo a pagina 37 analizziamo l'evoluzione dei principali indicatori economici e tecnici che caratterizzano l'attività di trasmissione di energia elettrica in Italia.

Le dinamiche della domanda e dell'offerta di energia elettrica in Italia tra il 2003 e il 2013 e le implicazioni per le attività di trasmissione

Evoluzione del parco di generazione e della domanda di energia elettrica in Italia

Tra il 2003 e il 2013 sono stati collegati alla rete elettrica italiana circa 22 GW di capacità di produzione termoelettrica aggiuntiva. Tale

valore risulta dalla realizzazione di nuova capacità produttiva, dalla modifica di alcuni impianti e dalla dismissione di altri pre/esistenti. Ulteriori dismissioni per una potenza complessiva di almeno 2,5 GW sono previste da Terna nel brevemedio

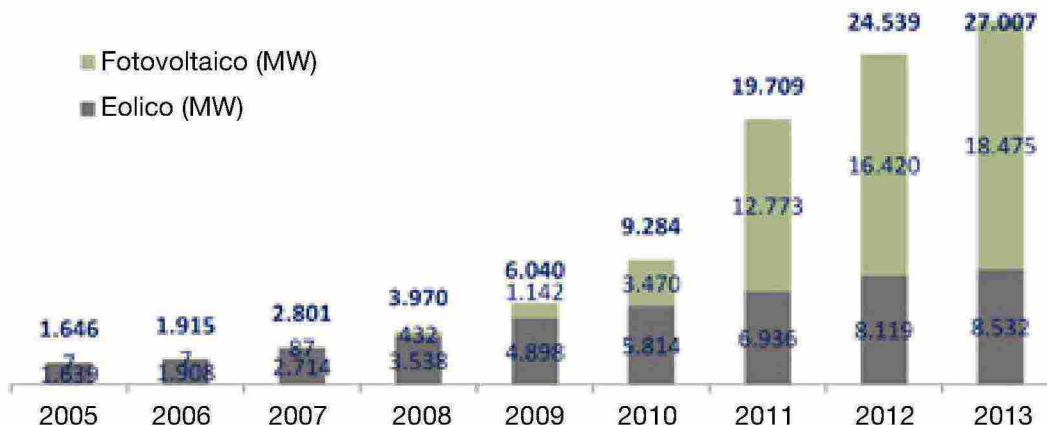
termine (5 – 10 anni). Ulteriori impianti risultano autorizzati al 2013 per circa 3,4 GW, da localizzarsi in Liguria, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna. La figura 4 mostra la distribuzione nel territorio e nel tempo del parco di generazione termoelettrica.

Per apprezzare compiutamente la portata di queste dinamiche di cambiamento si consideri che la capacità termoelettrica complessiva in

Figura 4: Distribuzione di connessioni e dismissioni di capacità termoelettrica



Figura 5: Evoluzione della potenza eolica e fotovoltaica installata. Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014



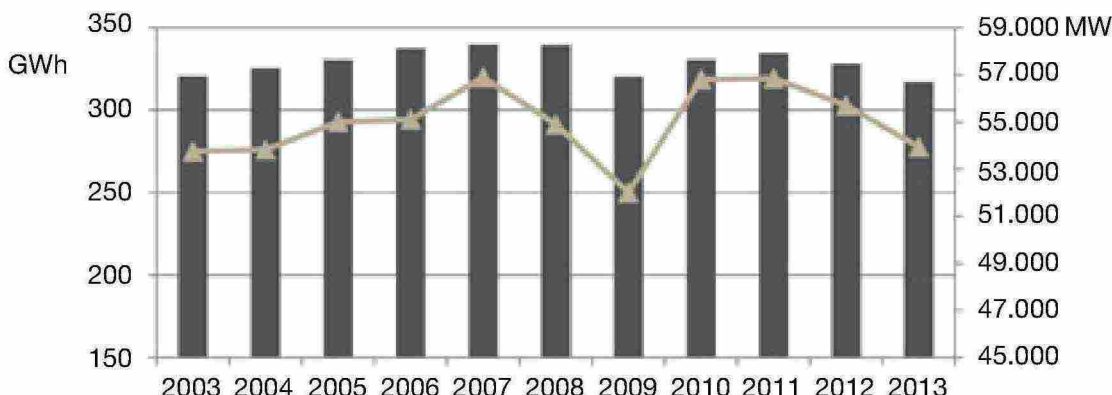
Italia nel 2003 era di 56 GW. Oltre all'incremento nella capacità di produzione termoelettrica, tra il 2003 e il 2013 sono stati connessi alla rete elettrica italiana circa 26 GW di nuova capacità di generazione eolica e fotovoltaica, come illustrato nella seguente figura 5.

Infine la seguente figura 6 illustra la dinamica della domanda di energia elettrica e della potenza massima richieste sulla rete elettrica italiana tra il 2003 e il 2013. Dalla figura è possibile osservare come i livelli di domanda subiscono un crollo negli 2008 e 2009, in concomitanza con la fase acuta della crisi economica globale, manifestano una ripresa nel 2010 per poi assestarsi in un trend lievemente decrescente a partire dal 2011, a segnalare la natura strutturale della riduzione.

Implicazioni per la domanda di servizi di trasmissione

I cambiamenti nella dimensione e composizione del parco di generazione e della domanda illustrati nel paragrafo precedente hanno impatti significativi sulla domanda di servizi di trasmissione e di servizi per il dispacciamento. In primo luogo, la connessione di nuova capacità di produzione richiede che la capacità di trasmissione venga adeguata al fine di consentire il trasferimento dell'energia elettrica prodotta nei nuovi impianti alle zone di consumo. A questo riguardo è indicativo, ad esempio, la figura 7 evidenzia, in particolare, l'inversione del segno del saldo tra produzione e consumo nelle Regioni Molise, Lazio e la quasi

Figura 6: Fabbisogno di energia e potenza di punta sulla rete elettrica italiana 2003 – 2013. Fonte: dati statistici Terna



uguaglianza tra le due nella Regione Piemonte. Significativo è inoltre l'aumento della produzione in Puglia, Calabria, Campania e Piemonte. Al fine di evidenziare la portata dei cambiamenti dei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione indotti dall'evoluzione del parco di generazione, la seguente figura 8 illustra i flussi di energia attraverso il confine tra la zona di mercato (16) Centro Sud e la zona di mercato Sud in ciascuna ora dell'anno 2005 e dell'anno 2012. La figura evidenzia due fenomeni:

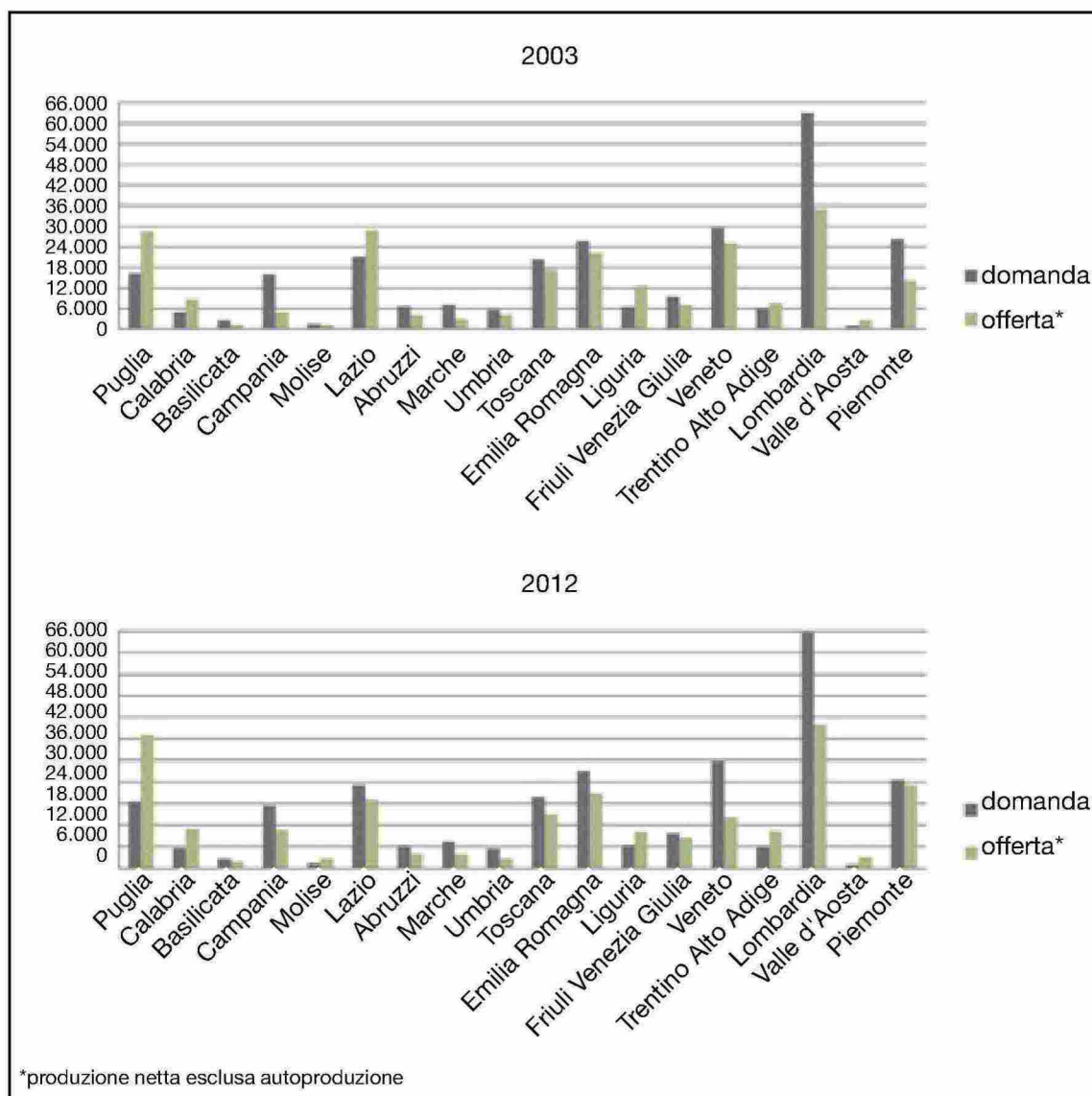
- l'incremento del valore dei flussi;
- l'inversione del loro verso.

Questi cambiamenti riflettono l'aumento della produzione nelle regioni Meridionali, anche in conseguenza dell'espansione della capacità di generazione fotovoltaica ed eolica.

La situazione illustrata nella figura è esemplificativa anche della reazione del gestore del sistema al modificarsi della domanda di servizi di trasporto. Si nota infatti che Terna ha operato in modo di aumentare la capacità di interconnessione tra le due zone, in particolare portandolo da circa 2200 MW a circa 4500 MW nella direzione da Centro-sud a Sud (17).

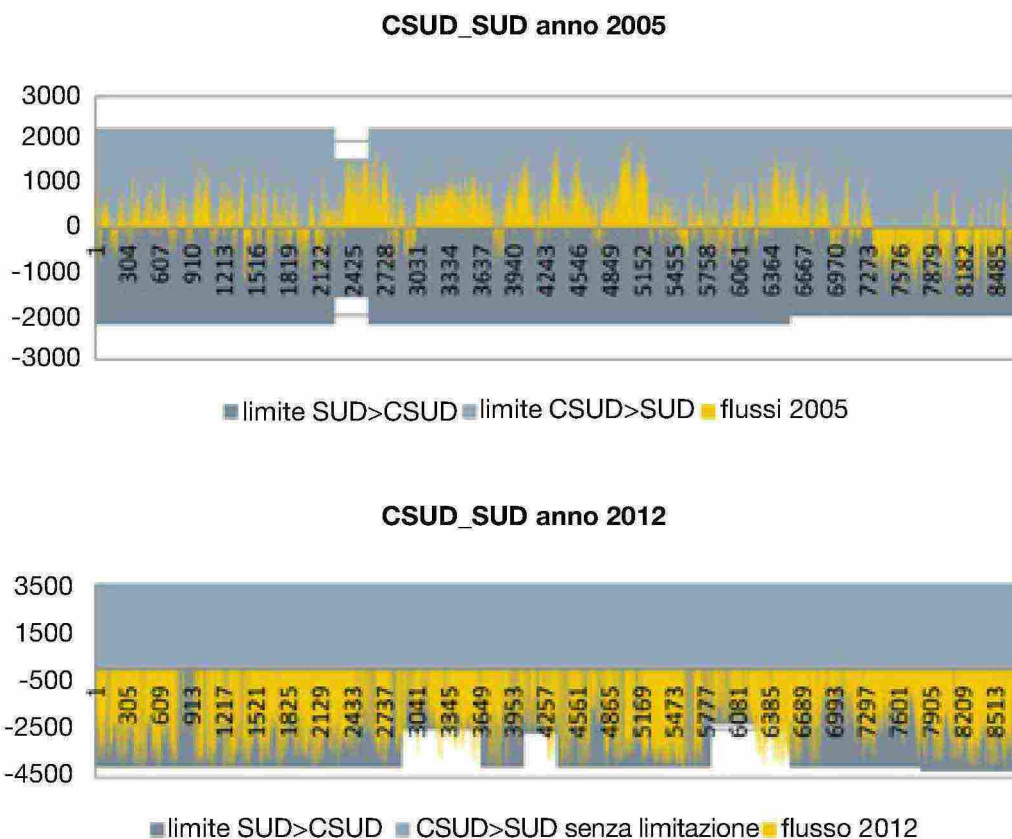
In secondo luogo, l'incremento della produzio-

Figura 7: Bilancio domanda e offerta 2003 – 2012. Fonte: dati statistici Terna. I dati sull'asse delle ordinate sono espressi in GWh



(16) Il mercato elettrico italiano è suddiviso in zone, aree geografiche all'interno delle quali non si verificano frequentemente congestioni di rete e tra le quali, invece, i limiti della capacità di trasporto sono spesso stringenti, impedendo il trasporto di energia elettrica prodotta nella zona a più basso costo verso la zona a più alto costo.

Figura 8: Evoluzione dei limiti di capacità interzonale e dei flussi delle zone di mercato Centro Sud e Sud nel 2005 e nel 2012. Fonte: Elaborazioni su dati statistici di Terna e sugli esiti dei mercati (MGP) del GME. Sull'asse delle ordinate dati in MW, sull'asse delle ascisse le ore del MGP



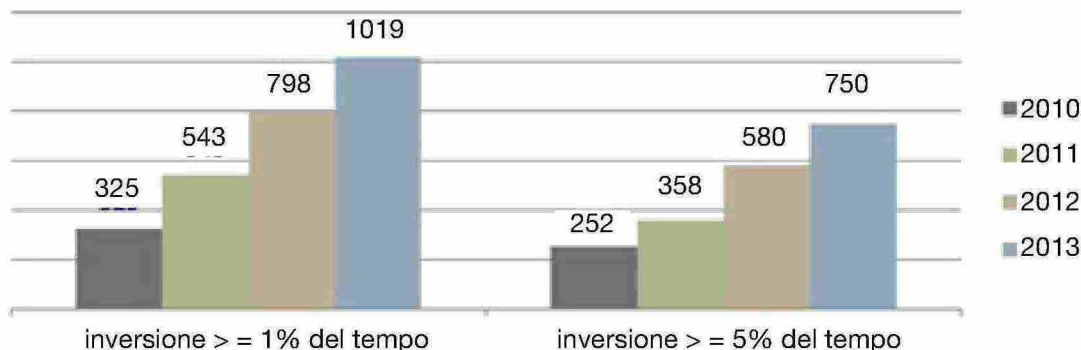
ne di energia elettrica da parte di impianti (alimentati da fonti primarie rinnovabili) connessi alle reti di distribuzione ha modificato i flussi di energia tra i diversi livelli della rete elettrica Italiana. Tradizionalmente l'energia elettrica era prodotta da impianti connessi alla rete di trasmissione, e in particolare alla sua porzione in altissima tensione; di conseguenza i flussi di energia elettrica dai livelli di tensione maggiore verso i livelli di tensione inferiori, a cui è collegata la maggior parte dei consumatori, erano assolutamente prevalenti. L'aumento delle immissioni nelle reti di distribuzione da parte dei nuovi impianti di generazione eolici e fotovoltaici ha determinato, in particolare nelle Regioni in cui la domanda di energia elettrica è relativamente bassa, più frequenti situazioni con flussi di energia in direzione opposta a quella tradizionale, cioè dai livelli tensione inferiori a quelli superiori o più in generale maggiori movimenti di energia orizzontali, cioè tra elementi

di rete allo stesso livello di tensione.

La figura 9 seguente illustra la portata di questo fenomeno per la rete di Enel Distribuzione nell'anno 2013; come la figura illustra il numero di punti di congiunzione tra le reti in alta e media tensione attraversati da flussi di energia elettrica con verso opposto a quello tradizionale aumenta stabilmente nel tempo. In terzo luogo l'aumento della quota di produzione di energia elettrica da fonti primarie intermittenti, quali la luce solare e il vento, comporta un aumento delle risorse necessarie a garantire che in ogni momento venga immessa in rete una quantità di energia elettrica pari a quella prelevata. In particolare l'espansione della quota di produzione da fonti non programmabili richiede un aumento della capacità di generazione di riserva, mantenuta attiva ma non pienamente utilizzata con caratteristiche tali da permettere di variare con rapidità il livello di produzione, in risposta ad oscillazioni della produzione eolica

(17) Nella figura tale limite è rappresentato dall'ampiezza della banda di colore blu.

Figura 9: Sezioni di AT/MT interessate da inversione dei flussi. Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014



o fotovoltaica.

Notiamo infine che l'orizzonte temporale degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione è storicamente assai più lungo dei tempi di realizzazione della capacità di generazione. Tempi di realizzazione dell'ordine del decennio sono storicamente stati normali per le infrastrutture di rete, in particolare a causa dei lunghi tempi di autorizzazione e alle opposizioni delle popolazioni sul cui territorio le reti sono state realizzate. Al contrario tipicamente tra la decisione e la realizzazione di impianti termoelettrici non nucleari, anche di grandi dimensioni, passano pochi anni; inoltre, come evidenziato dalla figura 5 precedente, un rilevante sviluppo della capacità produttiva da fonte rinnovabile, ed in particolare fotovoltaica,

è avvenuto in Italia in tempi assai rapidi. E' evidente in particolare il picco della nuova capacità fotovoltaica dell'anno 2011, in concomitanza con la decisione dell'autorità pubblica di ridurre nell'esercizio successivo l'entità delle incentivazioni economiche alla realizzazione di impianti di questo tipo.

Di conseguenza la pianificazione degli interventi di sviluppo del sistema di trasmissione deve avvenire con grande anticipo rispetto al momento in cui gli effetti di tali interventi si produrranno, in un contesto di grande incertezza circa le determinanti della domanda di servizi di trasmissione. A questo riguardo è indicativa la seguente figura 10, che riporta le previsioni della domanda di energia elettrica fatte da Terna nei Piani di Sviluppo elaborati in periodi di-

Figura 10: Previsioni Terna di sviluppo della domanda nelle aree geografiche (CAGR %). Fonte: Terna, Piani di Sviluppo anni diversi

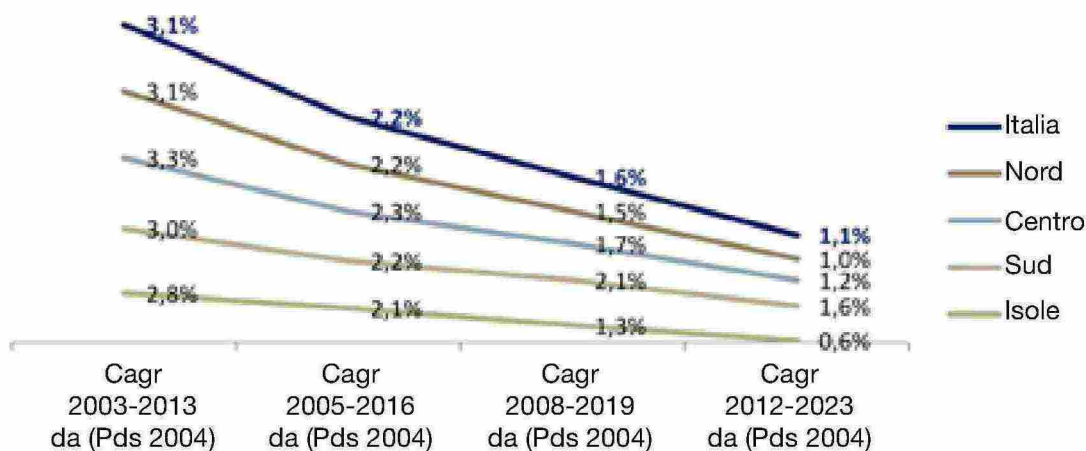
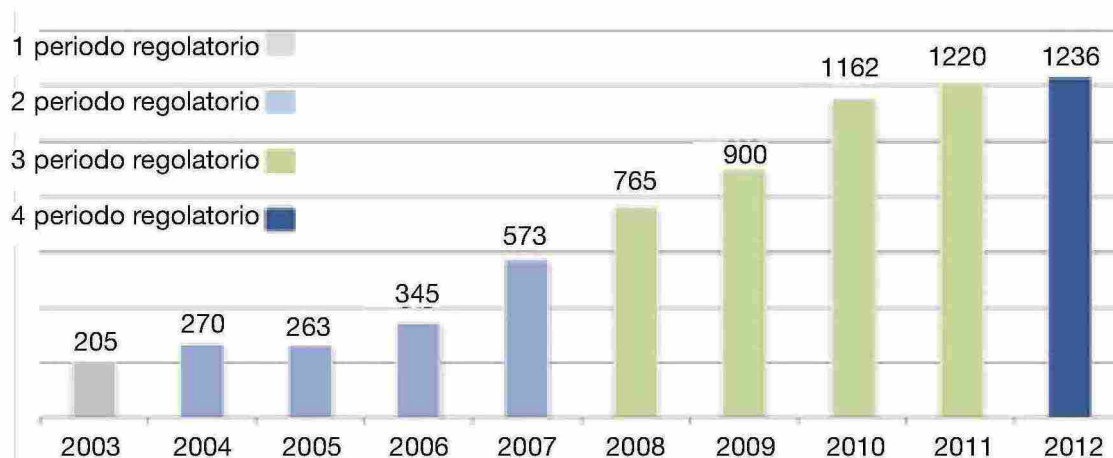


Figura 11: Investimenti realizzati sulla rete dal 2003 al 2012 (M€). Fonte: dati Terna. Dati in milioni di euro



versi. Come la figura evidenzia, alcune decisioni assunte anteriormente al manifestarsi della crisi economica globale sono state basate su previsioni della domanda di energia elettrica sensibilmente superiori a quelli effettivi.

L'assetto organizzativo liberalizzato dell'attività di generazione da un lato, e l'intervento politico in materia di sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, complicano ulteriormente l'esercizio di previsione su cui si basano le decisioni di investimento nella rete di trasmissione. La liberalizzazione del mercato elettrico ha portato, infatti, importanti novità nella pianificazione e realizzazione degli investimenti infrastrutturali per il trasporto dell'energia.

Nel precedente assetto integrato un solo soggetto, l'Enel, decideva in maniera coordinata lo sviluppo della capacità di generazione e della rete di trasmissione, nell'assetto attuale, in cui le decisioni circa la trasmissione e la generazione sono prese da soggetti diversi, il coordinamento deve essere ottenuto attraverso opportuni meccanismi istituzionali. Tali meccanismi sono stati potenziati nel tempo attraverso misure quali:

- il recepimento nella legislazione delle singole Regioni dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete connesse, introdotta dall'art. 12 del D.Lgs. 387/03;

- l'evoluzione delle disposizioni AEEGSI sulla regolamentazione delle connessioni alla rete (Del. 281/05, Del 99/08 e s.m.i.) che hanno assegnato al TSO il compito di definire le soluzio-

ni tecniche minime generali di connessione alla rete AT di tutti gli impianti di produzione di potenza superiore a 10 MW;

- l'unificazione della proprietà e gestione della RTN, resa possibile dal D.P.C.M. 11 maggio 2004 e, successivamente, l'acquisizione da parte di Terna nel perimetro della RTN della rete AT di ENEL Distribuzione avvenuta nell'aprile 2009.

A questi si è aggiunta l'entrata in vigore della Legge n. 99/2009, che ha introdotto alcune importanti semplificazioni dei processi autorizzativi di linee elettriche della RTN in AT.

Investimenti, servizi di trasmissione e dispacciamento

Nel periodo 2003-2012, come viene illustrato nella figura 11, l'attività di investimento nella rete di trasmissione di energia elettrica Italiana è stata intensa. Come già sottolineato, il fabbisogno di investimento nel periodo è la conseguenza, da un lato, della liberalizzazione dell'attività di generazione e della separazione dell'attività di trasmissione da quella di generazione, che hanno reso evidente la presenza di colli di bottiglia nel sistema di trasmissione Italiano e quindi il valore degli investimenti in capacità di trasmissione.

Dall'altro lato, lo sviluppo della generazione da fonte rinnovabile ha modificato radicalmente l'articolazione geografica della produzione di energia elettrica in Italia, rendendo necessario adeguare la capacità di trasmissione (oltre a

quella di distribuzione).

Nel corso del periodo, come illustrato nel capitolo precedente, gli investimenti medi annui in attività di trasmissione sono aumentati di circa il 500%. La figura 11 evidenzia in particolare l'accelerazione degli investimenti durante il terzo periodo regolatorio, in concomitanza con l'introduzione del sistema premiante di remunerazione dei nuovi investimenti descritto nel capitolo precedente. Nel resto di questo paragrafo illustriamo alcuni aspetti dell'impatto di tali investimenti. Notiamo innanzitutto che generalmente ogni investimento nella trasmissione di energia elettrica ha un impatto su una molteplicità di aspetti del funzionamento del sistema elettrico, che vanno dalle capacità di trasportare flussi crescenti di potenza tra diverse aree geografiche, alla sicurezza del sistema e alla qualità del servizio.

Inoltre, è generalmente impossibile associare direttamente ciascun intervento ad un insieme di effetti, in quanto la tecnologia della trasmissione dell'energia elettrica rende altamente interdipendenti i diversi elementi della rete. Infine, lo stesso "grado di utilizzo" di un elemento della rete, ad esempio misurato attraverso la quantità di energia che lo attraversa, non costituisce generalmente un indicatore dell'utilità dell'elemento; questa può derivare, ad esempio, dal fatto che, grazie a quell'elemento, è possibile utilizzare intensamente altri elementi senza violare le condizioni di sicurezza cruciali ai fini della continuità del servizio.

Servizi di trasmissione

Gli investimenti in infrastrutture di trasmissione nel periodo 2003-2013 hanno aumentato significativamente la capacità di trasferire flussi di energia tra alcune aree del territorio italiano. I risultati di maggior rilievo in questo senso includono:

■ l'incremento della capacità di interconnessione tra la Sardegna e l'Italia peninsulare grazie alla realizzazione della linea sottomarina detta SAPEI, con capacità massima di 1000 MW. L'impatto di questo intervento sui prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in Sardegna è stato considerevole. Tra il 2006 e il 2013 la differenza tra il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso in Sardegna e quello medio nazionale (il cosiddetto PUN) si è ridotta drammaticamente, come mostrato nella tabella 8;

(18) Turbigo-Roncovalgrande, Monfalcone, Piombino, Foggia, Brindisi, Rossano e Priolo Gargallo.

(19) Come definito dall'allegato A alla delibera ARG/elt 5/10, che disciplina le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, l'indice di mancata produzione eolica (MPE) è, per ciascuna ora, la quantità di energia elettrica

■ un incremento di capacità di interconnessione con impatto analogo sui prezzi è atteso derivare dal completamento del un nuovo collegamento sottomarino tra la Sicilia e l'Italia peninsulare (cosiddetta linea Sorgente-Rizziconi), previsto per giugno 2015;

■ l'incremento della capacità di interconnessione con l'estero grazie ai suoi nuovi collegamenti con la Francia, la Svizzera e il Montenegro e ad interventi sulla rete nazionale;

■ la rimozione della maggior parte dei cosiddetti "poli di produzione limitata", che limitavano la potenza che poteva essere immessa in rete da alcuni raggruppamenti di impianti (18);

■ l'eliminazione delle limitazioni di scambio tra le zone di mercato Nord e Centro-Nord e l'aumento della capacità di interconnessione tra le zone Centro-Sud e Sud;

■ la riduzione della cosiddetta "Mancata produzione eolica" (o MPE), cioè dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica che non è stato possibile immettere in rete a causa di vincoli del sistema di trasmissione (19). Come illustrato nella figura 12 la mancata produzione eolica è passata dal 10.7% della produzione eolica totale nel 2009, all'1.8% nel 2013, nonostante l'aumento significativo della produzione eolica nel periodo. La figura 13 evidenzia che fino al 2012 la mancata produzione eolica era causata principalmente da vincoli nelle porzioni del sistema di trasmissione prossime agli impianti di generazione, quelle cioè in alta tensione. Tali vincoli sono stati rimossi con interventi sul sistema in alta tensione, che hanno aumentato la capacità della rete "locale" di trasferire energia alla rete in altissima tensione. Questo tuttavia ha fatto emergere criticità nel sistema in altissima tensione, determinando un aumento (relativo) della sua incidenza nel causare restrizioni alla produzione eolica.

Servizi per il dispacciamento

Le caratteristiche tecniche dell'elettricità rendono necessario l'equilibrio continuo di immis-

Tabella 8: Differenza del prezzo zonale della Sardegna rispetto al PUN. Fonte: dati GME espressi in €/MWh

Anno	PUN	Sardegna	Δ €/MWh
2006	74,75	80,55	5,8
2013	62,99	61,52	-1,47

Figura 12: Evoluzione dell'indice MPE (2009 - 2013). Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014. In rosso la quota percentuale dell'indice sul totale produzione

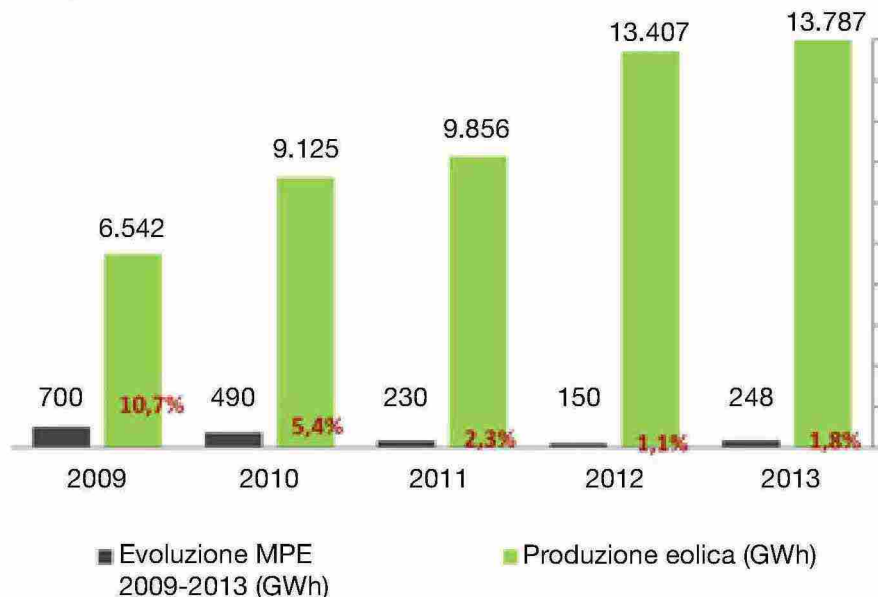
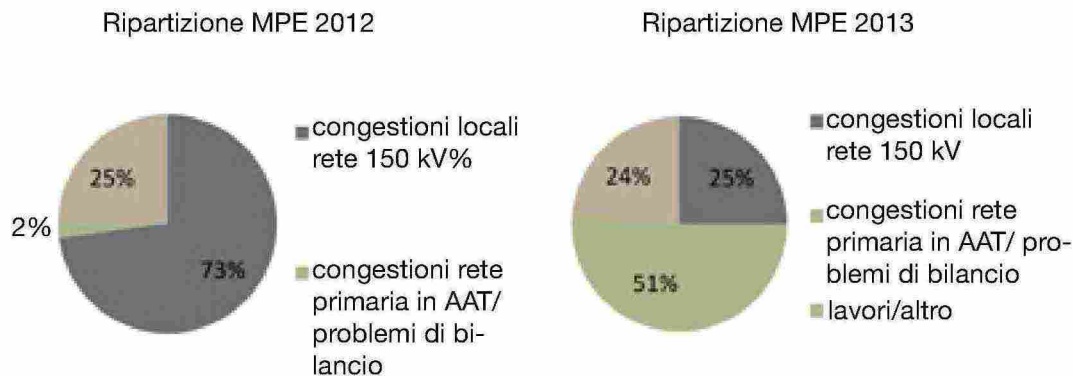


Figura 13: Ripartizione indice Mancata Produzione Eolica (MPE). Fonte: Terna, Piano di Sviluppo 2014



sioni e prelievi nella rete. Inoltre in ogni momento il flusso di energia attraverso ciascun elemento della rete non deve superarne la capacità.

Il principale strumento a disposizione del gestore del sistema elettrico per assicurare la sicurezza del sistema e la continuità del servizio è il controllo delle immissioni delle diverse unità di produzione. In particolare:

- disponendo l'attivazione ad un livello inferiore al massimo di alcune unità di produzione (e l'avviamento di altre, il gestore del sistema procura capacità di generazione di riserva (la cosiddetta riserva operativa);
- disponendo l'aumento delle immissioni di

unità di produzione situate in alcuni nodi della rete e la riduzione delle immissioni di unità situate in altri nodi il gestore del sistema controlla i flussi di energia sulle reti al fine di risolvere eventuali congestioni (il cosiddetto "redispacciamento");

- disponendo l'aumento o la riduzione delle immissioni di alcune unità di produzione assicura, in ogni momento, l'equilibrio continuo delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

Il gestore del sistema acquista i predetti servizi su un apposito mercato in cui i generatori competono presentando offerte di vendita per

non prodotta da un'unità di produzione eolica per effetto dell'attuazione degli ordini di dispacciamento a programma e in tempo reale impartiti da Terna.

Tabella 9: Evoluzione dei volumi e degli oneri dei servizi ancillari. Fonte: Terna, Relazione Finanziaria anni diversi

Anno	MSD ex-ante, TWh: acq/ven	MSD ex-ante, onere netto associato (M€)	MB, TWh: acq/ven	MB, onere netto associato (M€)
2005	11,8/13,1	232,9		
2006	12,6/14,3	1,298.2		
2007	14,7/12,4	1,783	8,6/9,9	628
2008	11.6/11.5	1,856	8.8/10.6	760
2009	12.5/14.8	1,385	7.1/9.7	384
2010	7.0/14.8	823	7.0/8.1	440
2011	4,7/4,9	761	3,9/12,3	162
2012	5,8/3,4	859	5,0/9,3	433

i loto servizi. L'approvvigionamento si svolge quotidianamente in più sessioni di mercato, la prima (il Mercato per i servizi di dispacciamento, o MSD) ha luogo il giorno prima di quello in cui le prestazioni contrattate verranno rese e le altre (i Mercati di bilanciamento, o MB) in prossimità del momento di consegna (il cosiddetto "tempo reale"). Esistono complesse relazioni di sostituibilità tra la capacità delle infrastrutture di trasmissione e i costi sostenuti giorno per giorno per l'approvvigionamento dei servizi per il dispacciamento. Ad esempio quanto maggiore è la capacità di interconnessione tra aree diverse della rete e tanto minore sarà il ricorso da parte del gestore del sistema al redispacciamento e tanto minore sarà la quantità complessiva di riserva che dovrà essere approvvigionata. La seguente tabella 9 riporta i volumi di energia movimentati su MSD e MB dal 2005 al 2012 e gli oneri netti risultanti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti e transazioni in acquisto e vendita eseguite da Terna. Il trend è decrescente negli anni più recenti, anche in concomitanza con l'introduzione di meccanismi regolatori su Terna basati su premi per la riduzione del volume di servizi per il dispacciamento acquistati. La recente ripresa dei volumi acquistati (e dei costi corrispondenti) è presu-

mibilmente associata all'incremento della volatilità delle immissioni dovuto al crescente ruolo degli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili.

Analisi sull'efficienza dei costi operativi

Nel periodo 2004-2012, e cioè durante il secondo e il terzo periodo di regolazione, Terna ha conseguito una efficienza sui costi operativi riconosciuti dall'Autorità pari al 28,6% (Tabella 10). Ciò, come viene spiegato in seguito, si è tradotto in un beneficio economico del quale i destinatari diretti sono stati gli utenti elettrici finali. In particolare, per il servizio di trasmissione i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2004 ammontavano a circa 1.000 milioni di euro (20). Terna ha stimato che la parte a copertura dei costi operativi ammontava a 354 milioni di euro. In termini reali e assumendo un perimetro di attività costante, nel primo anno dei successivi periodi regolatori il corrispondente ammontare a copertura dei costi operativi si è ridotto a 339 milioni di euro riconosciuti per il 2008 (21) e a 297 milioni di euro riconosciuti per il 2012 (22).

Segue sul prossimo fascicolo.

Tabella 10: Evoluzione OPEX riconosciuti (dati in M€). Fonte: Terna

	2004	2008	2012
OPEX riconosciuti in termini nominali	354	339	297
Coefficiente di rivalutazione	1.175	1.084	1
OPEX riconosciuti in valuta 2012	416	368	297
Variazione percentuale in termini reali (dal 2004)		-11.6%	-28.6%

(20) Relazione Tecnica (AIR) alla Deliberazione dell'Autorità n. 5/04.

(21) Relazione AIR alla Deliberazione dell'Autorità n. 348/07.

(22) Relazione AIR alla Deliberazione dell'Autorità n. 199/11.