

**RAPPORTO
630/2015/I/EEL**

**RAPPORTO ANNUALE DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL
SISTEMA IDRICO IN MATERIA DI MONITORAGGIO DEI MERCATI ELETTRICI A
PRONTI, A TERMINE E DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO:
CONSUNTIVO 2014***

17 dicembre 2015

***RAPPORTO REDATTO AI SENSI DELL'ARTICOLO 11, COMMA 1, DEL DECRETO DEL MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO 29 APRILE 2009, RECANTE "INDIRIZZI E DIRETTIVE PER LA RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEL MERCATO ELETTRICO AI SENSI DELL'ARTICOLO 3, COMMA 10, DELLA LEGGE 28 GENNAIO 2009, N. 2. IMPULSO ALL'EVOLUZIONE DEI MERCATI A TERMINE ORGANIZZATI E RAFFORZAMENTO DELLE FUNZIONI DI MONITORAGGIO SUI MERCATI ELETTRICI"**

INDICE

1 Premessa.....	4
2 Introduzione.....	4
3 Sintesi dei contenuti	5
3.1 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	5
3.2 Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione.....	5
3.3 Evoluzione della rete di trasmissione	6
3.4 Evoluzione della struttura di mercato.....	7
3.5 Mercato dell'energia elettrica a pronti.....	7
3.6 Mercato dei servizi di dispacciamento	8
3.7 Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati	10
3.8 Mercato dell'energia elettrica a termine.....	10
4 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico	12
4.1 Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento.....	12
4.2 Sistemi di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica	15
4.3 Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza.....	17
4.4 Determinazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento	17
4.5 Integrazione dei mercati del giorno prima italiano ed europei: “ <i>market coupling</i> ” sulla frontiera settentrionale.....	18
5 Evoluzione del prelievo elettrico delle unità di consumo e del parco di generazione.....	19
5.1 Andamento del prelievo delle Unità di Consumo.....	19
5.2 Evoluzione del parco di generazione.....	20
5.2.1 Potenza resa disponibile nel corso del 2014.....	21
5.2.2 Dinamiche di <i>Entry/Exit</i> nel corso del 2014.....	24
5.3 Adeguatezza del sistema elettrico nazionale	25
6 Evoluzione della rete di trasmissione	29
6.1 Interventi completati nel corso del 2014	29
6.2 Interventi da completare	29
7 Evoluzione della struttura di mercato.....	32
7.1 Analisi della pivotalità.....	32
7.2 Pivotalità su fabbisogno di energia (rif. Appendice A)	33
7.3 Pivotalità su fabbisogno di potenza (rif. Appendice A)	34
7.4 Osservazioni	35
8 Stato dei mercati dell'energia elettrica a pronti.....	36
8.1 Mercato dell'energia elettrica a pronti.....	36
8.2 Prezzi zonali	42
8.3 Confronto internazionale.....	45
9 Mercato dei servizi di dispacciamento	48
9.1 Analisi delle Componente “Approvvigionamento Servizi”	50
9.1.1 Analisi delle Movimentazioni sul MSD	50
9.1.2 Andamento dei prezzi degli Altri Servizi sul MSD.....	56
9.1.3 Andamento dei prezzi per l'utilizzo della Riserva Secondaria (RS) nel MB	59

9.2	Analisi della “Componente Energia”	60
9.3	Analisi della Componente “Gettone di Avviamento e Cambio Assetto”	65
10	Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati	68
10.1	Effetto delle rinnovabili su domanda residua	68
10.2	Effetto delle rinnovabili sul MGP	70
10.3	Effetto delle rinnovabili sul MSD	72
10.3.1	Fabbisogno di Riserva	73
10.3.2	Riserva Secondaria	74
10.3.3	Riserva Terziaria Pronta	75
10.3.4	Riserva Terziaria di Sostituzione.....	77
10.3.5	Evoluzione dei TPS, TAVA e GRAD	79
11	Mercato dell’energia elettrica a termine.....	82
11.1	Mercato a termine dell’energia (MTE).....	82
11.2	Mercato dei derivati energetici IDEX e EEX.....	83
11.3	Mercato a termine Over The Counter (OTC)	85

1 PREMESSA

Il presente rapporto è formulato ai sensi dell'articolo 11, comma 1, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, recante "Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 108 del 12 maggio 2009, che recita:

"L'Autorità integra le proprie deliberazioni in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, adeguandole, per quanto necessario, per consentire un monitoraggio del sistema dei mercati riformati e predisponendo un rapporto annuale."

2 INTRODUZIONE

Nel corso del 2014 è proseguita la fase discendente del ciclo degli investimenti in capacità di generazione termoelettrica, in risposta alla perdurante congiuntura negativa dei consumi e alla pressione concorrenziale esercitata dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Sul mercato a pronti, il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica ha segnato il livello annuale più basso dalla nascita della borsa elettrica, riducendo la distanza dai prezzi più competitivi degli altri mercati europei.

I costi sostenuti da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico, in presenza di un'accentuata volatilità della produzione e di un ulteriore calo della domanda, sono leggermente aumentati rispetto al livello già elevato del 2013 per l'effetto combinato delle seguenti principali variazioni:

- è diminuito l'onere per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, anche in conseguenza di una maggiore competitività degli impianti termoelettrici;
- è aumentato il valore del saldo economico tra lo sbilanciamento complessivo del sistema e l'energia necessaria per la sua copertura, riflettendo sia la limitata *cost-reflectiveness* dei corrispettivi di sbilanciamento sia i comportamenti adottati da alcuni operatori per trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e i costi effettivamente sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse.

Dopo il calo registrato nel 2013, i volumi negoziati sui mercati a termine sono nuovamente aumentati nel corso del 2014; in particolare, sono cresciute le transazioni sulle borse e sulle piattaforme di brokeraggio mentre sono diminuite le transazioni bilaterali in senso stretto, ovvero senza intermediazione.

Il presente Rapporto di monitoraggio analizza nel dettaglio le principali dinamiche che hanno interessato il sistema elettrico nel 2014 con riferimento ai mercati a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento.

3 SINTESI DEI CONTENUTI

3.1 Stato di avanzamento della riforma del mercato elettrico

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2014, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2013. Le principali innovazioni sono rappresentate da:

- la prosecuzione della riforma del *mercato dei servizi di dispacciamento*, con gli interventi di modifica e integrazione alla disciplina degli sbilanciamenti in attuazione della disposizione di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91 (rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna), le modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la variazione delle tempistiche dei mercati necessarie per l'integrazione del Mercato del giorno prima (MGP) italiano con quello dei Paesi confinanti nell'ambito del meccanismo di *price coupling*; inoltre, con le deliberazioni 66/2014/R/eel e 599/2014/R/eel, è stato introdotto un meccanismo (prima transitorio e poi a regime) per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria fornito dalle unità di produzione;
- la verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 98/11, successivamente approvata dal MSE con Decreto Ministeriale 30 giugno 2014, nonché la proposta al MSE di integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva sulla base delle disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2013, n. 147, seguita dalla proposta al MSE, a marzo 2015, di anticipare la fase di piena attuazione del Mercato della capacità, con lo scopo di accelerare gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema;
- la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza a decorrere dall'1 gennaio 2015;
- la revisione delle disposizioni disciplinanti il *settlement* mensile e della regolazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio;
- l'avvio, nel febbraio 2015, del *market coupling* sulle interconnessioni Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

Nel Capitolo 4 si descrivono gli aspetti principali delle iniziative portate avanti dall'Autorità per la riforma del mercato elettrico.

3.2 Evoluzione della domanda elettrica e del parco di generazione

Evoluzione della domanda elettrica

Nel corso del 2014 si assiste, per il terzo anno consecutivo, ad una contrazione della domanda di energia elettrica che, alla fine del triennio 2012-2014, risulta essersi attestata ad un livello paragonabile a quello del 2002.

L'energia complessivamente fatturata alle unità di consumo localizzate sul territorio nazionale passa da 290 TWh nel 2013 a 281 TWh nel 2014, registrando in quest'ultimo anno una riduzione del 3,1%. La diminuzione più forte è stata rilevata nella macrozona Sicilia (-4,7%), seguita dall'Italia peninsulare (-3,0%) e infine dalla Sardegna (-1,0%).

Evoluzione del parco di generazione

Nel corso del 2014 è proseguito il trend di contrazione della capacità produttiva rilevante con una perdita netta di circa 1,3 GW. La potenza massima erogabile dall'insieme delle unità rilevanti iscritte nel Registro delle Unità di Produzione Statico (RUP Statico), al 31 dicembre 2014, è stata pari a 93,2 GW contro i 94,5 GW dell'anno precedente. Tale riduzione è il risultato dell'uscita dal mercato di impianti termoelettrici e della sensibile riduzione dei valori di potenza massima dichiarati sul RUP Statico, solo lievemente smorzata dall'ingresso di nuova potenza fornita dalle fonti rinnovabili. In particolare, la potenza fornita dalle unità termoelettriche abilitate al MSD si è ridotta di circa 3,6 GW nel biennio 2013-2014.

Il RUP Statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza maggiore o uguale a 10 MVA); a queste vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MVA). La capacità installata di queste ultime evidenzia, alla fine del 2014, un nuovo incremento rispetto al 2013 sia pure più contenuto rispetto all'anno precedente, raggiungendo i 25,8 GW (di cui 18,1 GW relativi al parco fotovoltaico e 0,7 GW agli impianti eolici).

Nel 2014, le unità di produzione rilevanti entrate in esercizio (e quindi iscritte a RUP) sono state 16, mentre 32 sono state le UP dismesse¹, corrispondenti rispettivamente ad una potenza massima complessiva in entrata di circa 1,5 GW e in dismissione di circa 2,8 GW (saldo netto negativo di 1,3 GW). Le entrate sono costituite prevalentemente da UP eoliche (6 ingressi su 16) per una potenza massima complessiva di circa 0,1 GW. Le uscite sono invece rappresentate eminentemente da UP termoelettriche che registrano un saldo netto negativo pari a circa 1,5 GW. In particolare, si registra l'uscita di 20 UP termoelettriche abilitate a MSD per una potenza pari a 1,8 GW. Le dismissioni di potenza termoelettrica abilitata al MSD si concentrano principalmente nelle zone Nord e Centro Sud.

Nel Capitolo 5 si fornisce un resoconto sull'evoluzione del parco di generazione e un approfondimento sull'adeguatezza del sistema elettrico nazionale.

3.3 Evoluzione della rete di trasmissione

Il principale intervento di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, ultimato nel corso del 2014, che ha contribuito ad aumentare la capacità di scambio della rete tra le attuali zone di mercato, è il potenziamento della linea a 380 kV Foggia-Benevento. Tale intervento ha consentito di aumentare di circa 250 MW i limiti di transito dalla zona Sud alla zona Centro Sud e dal polo di produzione limitata di Foggia verso la zona Sud. Si evidenzia altresì il completamento della linea a 380 kV Trino Lacchiarella, funzionale a ridurre le congestioni intrazonali tra Nord-Ovest e Nord-Est del Paese.

Nel Capitolo 6 si fornisce un resoconto delle opere da completare nel corso dei prossimi anni.

¹ Per dismissione si intende la mancata abilitazione dell'UP ad offrire nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

3.4 Evoluzione della struttura di mercato

Nel 2014 si assiste sul Mercato del Giorno Prima ad una leggera crescita della quota di mercato dell'operatore maggiore, ENEL, che si attesta al 28% dopo che negli ultimi 8 anni aveva visto ridurre la propria quota di circa 7 punti percentuali, mentre risultano stabili o in calo le quote degli altri principali operatori. In termini di numerosità, 35 operatori in più risultano attivi sul MGP rispetto all'anno precedente.

Dall'analisi dei dati di pivotalità emergono i seguenti elementi:

- negli ultimi anni si è assistito ad una progressiva riduzione della pivotalità dei principali operatori e, con riferimento all'anno 2014, le analisi effettuate indicano ENEL come pivotale nelle aree Italia e Sicilia;
- nel tempo permangono condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. Nel corso degli ultimi anni l'interesse all'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali è stato limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita sul MGP);
- come già evidenziato nei rapporti di monitoraggio degli scorsi anni, anche nel 2014 si assiste ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata e, viceversa, ad una sua concentrazione nelle ore serali.

Nel Capitolo 7 si fornisce un approfondimento relativo all'analisi di pivotalità.

3.5 Mercato dell'energia elettrica a pronti

Nel 2014 il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica nella borsa elettrica italiana (PUN) si è attestato a 52,08 €/MWh, facendo segnare il livello annuale più basso dalla nascita del mercato all'ingrosso e registrando una riduzione pari a circa 11 €/MWh rispetto al 2013.

La contrazione può essere in parte spiegata dall'effetto combinato di una serie di fattori, tra cui rilevano:

- la debolezza della domanda elettrica dovuta al perdurare dell'instabilità economica e al crescente ricorso all'efficientamento energetico;
- il mutamento del mix produttivo con la riduzione, per il quarto anno consecutivo, dell'apporto produttivo degli impianti alimentati da fonti fossili (gas, carbone e olii combustibili), a favore di quelli alimentati da fonti rinnovabili;
- il calo del prezzo medio con cui gli impianti a ciclo combinato vengono accettati al margine.

Il 2014 è stato, inoltre, caratterizzato da una significativa diminuzione dei prezzi di vendita sul MGP in tutte le zone italiane. Nelle regioni continentali i prezzi medi si sono attestati sui 49 €/MWh (-18% sul 2013), con una crescente convergenza fra le varie zone. Cali significativi hanno interessato anche le Isole Maggiori: la Sardegna ha confermato il superamento delle criticità connesse a situazioni di interruzione del transito con il continente o di scarsità di offerta per indisponibilità prolungate degli impianti di generazione di base, allineandosi sempre più ai prezzi del continente, con il quale ha registrato un differenziale medio di 3,14 €/MWh (nel 2009 tale differenziale era pari a 21 €/MWh). La Sicilia, al contrario, presentando una situazione strutturale pressoché immutata, nonostante il calo del 12% dei prezzi, si è confermata la zona più cara del Paese.

L'effetto congiunto del calo della domanda e dell'aumento della produzione da fonte rinnovabile ha portato ad un crescente numero di ore in cui il prezzo zonale è risultato pari a zero. Con l'aumento

dell'offerta solare si è inoltre assistito ad un deciso aumento del numero di ore diurne (9-20) con un prezzo inferiore a quello delle ore notturne (21-8).

Nel corso del 2014, anche nelle altre borse europee i prezzi hanno registrato una forte contrazione, attestandosi in un *range* compreso tra il minimo della Regione Scandinava, pari a 30 €/MWh (-23% sul 2013) e il massimo della Spagna, pari a circa 42 €/MWh (-5% sull'anno precedente).

I differenziali di prezzo con gli altri paesi si sono ridotti, pur restando significativi. Infatti, gli impianti termoelettrici a ciclo combinato alimentati a gas naturale costituiscono, in Italia, la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore, mentre negli altri paesi europei la tecnologia marginale nella maggior parte delle ore è rappresentata da impianti termoelettrici tradizionali alimentati a carbone o da impianti termonucleari. Tali tecnologie hanno costi variabili di produzione nettamente inferiori a quelli della tecnologia a ciclo combinato.

A riprova di quanto sopra indicato, se si confronta il prezzo all'ingrosso registrato nel 2014 in Italia con l'analogo prezzo della Germania, si osserva che, nell'ipotesi in cui la tecnologia marginale in Italia sia sistematicamente rappresentata da impianti termici a ciclo combinato alimentati a gas naturale ed in Germania da impianti termici tradizionali alimentati a carbone, è facile rilevare un differenziale di costo tra i due paesi pari a circa 20 €/MWh.

Il processo di convergenza dei prezzi a livello europeo potrebbe subire un'accelerazione dall'estensione del *market coupling* tra Italia e Slovenia anche alle frontiere francesi, svizzere e austriache avvenuta nel febbraio 2015.

Nel Capitolo 8 si fornisce un approfondimento sulle dinamiche nel mercato dell'energia elettrica a pronti.

3.6 Mercato dei servizi di dispacciamento

Il saldo tra i proventi e gli oneri maturati da Terna per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (c.d. *uplift*) ha subito un peggioramento di circa 30 milioni di euro nel 2014 rispetto all'anno precedente. L'analisi delle principali componenti che concorrono alla determinazione dell'*uplift* evidenzia, in particolare, un significativo incremento dell'onere associato alla *componente energia*² (+100 mln € circa rispetto al 2013), solo in parte compensato dal calo della *componente approvvigionamento servizi*³ (-62 mln € circa rispetto al 2013) e dalla riduzione della *componente gettone di avviamento e cambio di assetto* (-8 mln € sul 2013).

L'aumento della *componente energia* è imputabile al peggioramento del saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia necessaria alla sua copertura, per effetto di un significativo aumento dell'onere derivante dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Le motivazioni alla base di tale andamento vanno ricercate nell'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento non in grado di riflettere pienamente i costi sostenuti dal Gestore di Rete per l'approvvigionamento delle risorse (bassa *cost-reflectiveness*) e dalla conseguente condotta, volta a trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e il reale valore dell'energia in tempo reale, messa in atto da alcuni operatori (principalmente utenti del dispacciamento in prelievo) localizzati nelle Isole Maggiori, già osservata nel primo semestre 2013. Tale condotta è stata reiterata, nel corso del 2014, in risposta agli sviluppi del contenzioso originato dall'istruttoria conoscitiva (deliberazione 197/2013/R/eel) a valle della quale l'Autorità ha adottato misure volte a limitarne gli effetti a partire dalla seconda metà del 2013 (deliberazione 285/2013/R/eel). Infatti, le suddette delibere sono state

² La componente *energia* rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello stesso sbilanciamento. Il valore di tale componente risulta in generale non nullo data la non perfetta *cost-reflectiveness* degli sbilanciamenti delle unità non abilitate.

³La componente *approvvigionamento servizi* si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento.

annullate nel mese di giugno 2014 dal TAR con sentenza n. 1648 a cui l'Autorità ha presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato. Per effetto dell'annullamento, nel mese di luglio 2014, sono tornati frequenti i comportamenti opportunistici degli utenti in prelievo nelle Isole Maggiori. Nei successivi mesi di agosto e settembre, gli sbilanciamenti positivi degli utenti in prelievo sono diminuiti in seguito all'accoglimento dell'istanza di sospensione cautelare proposta con il ricorso in appello dell'Autorità (deliberazione 321/2014/C/eel), per poi aumentare nuovamente nel mese di ottobre, quando, con ordinanza del Consiglio di Stato, è stata respinta la sospensione cautelare degli effetti della sentenza del TAR.

Anche nella zona Nord si è assistito nel corso del 2014 ad una crescita degli sbilanciamenti positivi complessivi delle unità di consumo mentre nella zona Sud sono aumentati gli sbilanciamenti in prelievo con segno negativo. Tali dinamiche si sono invertite nei mesi di novembre e dicembre con l'entrata in vigore delle nuove macrozone di bilanciamento previste dalla deliberazione 525/2014/R/eel in ottemperanza al decreto legge n. 91/14.

Con la sentenza del Consiglio di Stato 20 marzo 2015 n. 1532, sono state annullate in via definitiva le deliberazioni 342/2012/R/eel, 293/2013/R/eel e 285/2013/R/eel. A seguito di tale sentenza, Terna ha provveduto al ricalcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale e dei prezzi di sbilanciamento a partire dal mese di competenza luglio 2012 fino a maggio 2014 e per i mesi di luglio e agosto 2014 definiti sulla base della regolazione vigente ante le deliberazioni dell'Autorità 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel. Tali segni e prezzi hanno quindi trovato applicazione nella rideterminazione dei corrispettivi di dispacciamento relativamente ai mesi di competenza precedentemente indicati.

La riduzione dell'onere relativo alla componente "*approvvigionamento servizi*" è imputabile al calo generalizzato dei prezzi "a salire" e del differenziale tra prezzi "a salire" e "prezzi a scendere" che ha, di fatto, controbilanciato l'aumento delle quantità movimentate "a salire" (che danno origine ad un esborso di Terna per l'acquisto di energia) e la riduzione di quelle a scendere (che danno origine ad un incasso per Terna per la vendita di energia).

Gli effetti sopra descritti a livello aggregato derivano dalle seguenti principali dinamiche zonali:

- al Nord e al Sud, da una parte, sono aumentate le offerte di "minimo tecnico" (aventi ad oggetto il volume di energia necessario al raggiungimento del livello minimo di potenza per il corretto funzionamento dell'impianto) degli impianti termoelettrici e, in particolare, delle offerte libere da tutti i vincoli di essenzialità per la sicurezza del sistema elettrico, dall'altra, sono diminuiti i prezzi medi corrisposti agli utenti del dispacciamento per tali offerte;
- in Sicilia e Sardegna, il calo dei prezzi medi relativi alle offerte libere è stato rafforzato dal maggior peso delle movimentazioni degli impianti "essenziali" alla sicurezza del sistema elettrico, obbligati ad offrire la loro capacità nel MSD sulla base del costo variabile riconosciuto.
- nella zona Centro Nord si è assistito sia ad un calo delle quantità di minimo complessivamente accettate sul comparto termoelettrico nella fase di programmazione, sia ad una riduzione dei prezzi di vendita;
- nella zona Centro Sud (unica zona in cui i prezzi "a salire" sono aumentati come pure il differenziale tra prezzi "a salire" e prezzi "a scendere"), nonostante l'aumento del peso delle offerte libere con prezzi più economici per il comparto termoelettrico, le offerte degli impianti di produzione e pompaggio (caratterizzati da parametri tecnici estremamente performanti) hanno spinto al rialzo i prezzi "a salire", annullando i benefici della maggior competitività del comparto termoelettrico.

La riduzione della componente *gettone di avviamento e cambio di assetto* è il risultato combinato del costo aggiuntivo per il sistema derivante dall'introduzione della manovra di cambio assetto

degli impianti e delle correzioni regolatorie apportate alla disciplina per il riconoscimento della manovra di accensione.

Nel Capitolo 9 si fornisce un'analisi dei suddetti andamenti.

3.7 Effetto delle rinnovabili sul funzionamento dei mercati

Il livello della capacità non programmabile installata, soprattutto fotovoltaica, sembra essersi stabilizzato nel corso del 2014 dopo i forti incrementi degli anni precedenti, confermando il processo di estremizzazione del profilo della “domanda residua”, ossia della parte di carico che deve essere soddisfatta da generazione programmabile, prevalentemente termoelettrica.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi orari sul MGP, non si riscontra nel 2014 rispetto al 2013 una variazione significativa nel profilo di prezzo, che si mantiene simile nel corso delle 24 ore, seppure, come si è visto, con una traslazione verso il basso di circa 11 €/MWh.

Con riferimento al MSD, si confermano nel 2014 effetti analoghi a quelli già evidenziati per l'anno 2013, determinati dalla volatilità della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, si è osservato:

- un incremento del fabbisogno di riserva complessivo del sistema come conseguenza dell'aumento dei volumi accettati per le offerte di “minimo” e per gli “spegnimenti” degli impianti termoelettrici. Il fabbisogno di riserva terziaria totale a salire e a scendere è cresciuto, rispettivamente, del 5% e del 4% nel corso del 2014;
- un maggiore utilizzo di riserva rapida (secondaria e pronta) per inseguire le rampe di presa di carico serali e mattutine e per assorbire le risorse in eccesso immesse dalle fonti rinnovabili in concomitanza con la riduzione del carico;
- un'ulteriore riduzione dei tempi di avviamento e dei tempi di permanenza in servizio delle UP con tecnologia a ciclo combinato per far fronte alla richiesta di maggiore flessibilità nel sistema.

I maggiori oneri derivanti dagli impatti di cui sopra non vengono recuperati attraverso i corrispettivi di sbilanciamento effettivo, ma sono coperti dal sistema eminentemente attraverso il corrispettivo *uplift*. Ciò in quanto tali maggiori oneri sono sostenuti a prescindere dallo sbilanciamento effettivo delle fonti rinnovabili non programmabili, e non sono loro correttamente attribuibili attraverso i corrispettivi di sbilanciamento. Tali oneri originano, infatti, dalla necessità di Terna di predisporre il sistema a fronteggiare i potenziali squilibri fra immissioni e prelievi dovuti, oltre che ai possibili fuori servizio degli impianti e all'aleatorietà del consumo, anche all'aleatorietà della produzione delle fonti rinnovabili non programmabili.

Nel Capitolo 10 si riporta un'analisi su fabbisogno e utilizzo delle risorse di riserva sul MSD e sui parametri tecnici delle UP con tecnologia a ciclo combinato.

3.8 Mercato dell'energia elettrica a termine

Nel 2014, i volumi di energia elettrica negoziati sul mercato a termine si sono attestati a quota 562 TWh⁴, registrando un modesto incremento (5%) rispetto al 2013.

La maggior parte di questi volumi (91%) sono stati scambiati *over-the-counter* (OTC) mentre solo il 9% proviene da transazioni relative a prodotti standard contrattati su piattaforme di borsa; in particolare, risultano in aumento gli scambi sul Mercato a Termine Elettrico (MTE) gestito dal GME (18 TWh, più del doppio rispetto al 2013), che superano quelli effettuati sulla piattaforma di

⁴ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2014, con data inizio *delivery* maggiore o uguale al 1° gennaio 2014.

derivati (IDEX) organizzata da Borsa Italiana (15 TWh); questi ultimi risultano in calo rispetto al 2013 (-50%).

La principale novità del 2014 è sicuramente l'introduzione da parte dell'*European Energy Exchange* (EEX) della possibilità di contrattare direttamente sul suo *order book* prodotti derivati aventi come sottostante il mercato elettrico italiano. A partire dal 7 aprile 2014 infatti, al servizio di *clearing* offerto in cooperazione con la piattaforma *European Commodity Clearing* già dal mese di ottobre 2013, si è aggiunta la possibilità per gli operatori di negoziare direttamente prodotti *future* relativi al mercato italiano con differenti durate e profili.

Nei primi 9 mesi di attività, la borsa tedesca ha riscosso un crescente successo che ha visto concludere 19,4 TWh di contratti, ai quali vanno aggiunti 96,2 TWh registrati nel corso dell'anno ai fini di *clearing*.

Confrontando l'andamento dei prezzi a termine con il prezzo formatosi nel mercato del giorno prima durante il 2015, si può notare come, rispetto agli anni precedenti, sia comunque migliorata la capacità previsionale dei contratti con consegna nell'anno successivo. In particolare, i prezzi a termine dei contratti annuali *baseload* stipulati nel 2014 sono stati mediamente superiori di circa 4 €/MWh rispetto al PUN 2015 nei mesi da gennaio a settembre, escludendo il prezzo "anomalo" registrato nel mese di luglio che ha risentito di temperature significativamente superiori alla media stagionale.

Nel Capitolo 11 si descrivono le principali dinamiche, in termini di volumi e prezzi, dei mercati a termine.

4 STATO DI AVANZAMENTO DELLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO

Il disegno del mercato elettrico ha subito, nel corso del 2014, ulteriori importanti modifiche rispetto al 2013. Le principali innovazioni introdotte nel 2014, con seguiti nel 2015, riguardano:

1. **il servizio di dispacciamento**, con gli interventi di modifica e integrazione alla disciplina degli sbilanciamenti in attuazione della disposizione di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, le modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto e, in particolare, ai criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal relativo rischio di volatilità, nonché le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la variazione delle tempistiche dei mercati necessarie per l'integrazione del MGP italiano con quello dei Paesi confinanti nell'ambito del meccanismo di *price coupling*; inoltre, con le deliberazioni 66/2014/R/eel e 599/2014/R/eel, è stato introdotto un meccanismo (prima transitorio e poi a regime) per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria fornito dalle unità di produzione;
2. **i sistemi di remunerazione della capacità produttiva**, con la verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 98/11, successivamente approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE) con Decreto Ministeriale 30 giugno 2014 nonché la proposta al MSE di integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva sulla base delle disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2013, n. 147, seguita dalla proposta al MSE, a marzo 2015, di anticipare la fase di piena attuazione del Mercato della capacità, con lo scopo di accelerare gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema;
3. **i servizi di interrompibilità**, con la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza a decorrere dall'1 gennaio 2015;
4. **la disciplina del *settlement***, con la revisione delle disposizioni disciplinanti il *settlement* mensile e della regolazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio;
5. **l'avvio, nel febbraio 2015, del *coupling*** sulle interconnessioni Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

4.1 Riforma del mercato dei servizi di dispacciamento

Nel corso del 2014 è proseguita l'azione dell'Autorità tesa a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito, si collocano i seguenti provvedimenti:

- la delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel, che ha dato attuazione alla disposizione di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, in materia di disciplina degli sbilanciamenti;
- il documento per la consultazione 7 agosto 2014, 430/2014/R/eel, che ha illustrato gli orientamenti dell'Autorità in merito alla modifica dei criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC), e la conseguente delibera 9 ottobre 2014, 487/2014/R/eel;
- la delibera 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha esaminato e approvato le modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la modifica delle tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del MGP italiano con quello dei Paesi confinanti.

Di seguito si illustrano i dettagli relativi a ciascuno dei succitati interventi.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Con la delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, in base al quale: «*In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità procede entro 60 giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna*».

La disciplina previgente degli sbilanciamenti effettivi, come definita dall'Autorità, prevedeva, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, la suddivisione della rete rilevante nelle seguenti quattro macrozone:

- la macrozona A, corrispondente con la zona Nord (o macrozona Nord);
- la macrozona B, costituita dalla zona Sicilia e dal polo di produzione limitata di Priolo (o macrozona Sicilia);
- la macrozona C, corrispondente con la zona Sardegna (o macrozona Sardegna);
- la macrozona D, costituita dall'insieme di tutte le altre zone e dai poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere (o macrozona Sud).

Poiché le macrozone Sardegna e Sicilia sono interconnesse solo con la macrozona Sud, l'Autorità, per dare attuazione al dettato normativo, con la sopra menzionata delibera 525/2014/R/eel, ha ridotto a due le macrozone di bilanciamento: la macrozona Nord, corrispondente con la zona Nord, e la macrozona Sud, costituita dall'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nella macrozona Nord.

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 487/2014/R/eel, l'Autorità è intervenuta sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC).

Già nel documento per la consultazione 430/2014/R/eel, l'Autorità aveva proposto la modifica di tali criteri, in considerazione della presenza di elementi potenzialmente discriminatori nel meccanismo di determinazione dei limiti alle quantità di CCC assegnabili, riconducibili alla possibilità per gli operatori di mercato di "aggirare" tali limiti attraverso una revisione ad hoc della rispettiva struttura societaria.

In particolare, nel documento 430/2014/R/eel, l'Autorità aveva esposto l'opportunità di attenuare le limitazioni alle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore, eliminando il parametro α (relativo al valore della distribuzione percentuale nelle diverse zone della quantità di energia elettrica in prelievo) dal meccanismo di calcolo della quantità massima complessiva di CCC assegnabili al singolo operatore nelle aste annuali.

Tale proposta non ha avuto seguito, poiché le osservazioni pervenute dalla quasi totalità degli operatori hanno evidenziato potenziali criticità derivanti dall'eliminazione del suddetto parametro, tra cui:

- il rischio che gli operatori di maggiori dimensioni risultino in grado di esercitare il proprio potere di mercato, con una conseguente maggiore difficoltà per gli operatori di minori dimensioni di coprirsi in modo adeguato;
- la possibilità che tale eliminazione possa comportare un incremento della domanda di CCC nelle aste annuali, con una conseguente maggiore onerosità e complessità, per gli operatori, nel mettere in atto adeguate strategie di copertura.

In considerazione di quanto sopra, la delibera 487/2014/R/eel ha previsto che l'assegnazione annuale dei CCC sia effettuata conservando il meccanismo in vigore per il calcolo della quantità massima complessivamente assegnabile al singolo operatore di mercato.

Al fine di risolvere le criticità legate alla possibile elusione delle limitazioni previste dalla disciplina vigente, l'Autorità e Terna hanno inoltre avviato gli approfondimenti necessari volti a verificare la possibilità di servirsi, a partire dal 2015, del registro nazionale degli operatori di mercato istituito ai sensi dell'art. 9 del Regolamento (UE), n. 1227/2011 (REMIT) per definire la quantità massima di CCC complessivamente assegnabile al singolo operatore, sulla base della distribuzione della capacità produttiva ottenuta aggregando tutti gli impianti afferenti a operatori appartenenti allo stesso gruppo societario.

La delibera 487/2014/R/eel ha, altresì, previsto l'introduzione delle seguenti modifiche alla disciplina vigente:

- l'armonizzazione del profilo dei CCC di tipo *peak load* con il profilo *peak load* di normale utilizzo nei mercati a termine dell'energia;
- l'aggiornamento delle modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'inclusione nella zona adiacente della capacità produttiva localizzata nei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo, ai fini dell'applicazione delle limitazioni previste nelle aste annuali;
- la pubblicazione dei limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e di tutte le offerte presentate dagli operatori nell'ultimo round delle procedure concorsuali mensili e annuali.

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Al fine di implementare il *Target Model* definito a livello europeo per i mercati del giorno prima, che prevede l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è stato necessario armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione dell'MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti.

Per quanto concerne le tempistiche, è emersa la necessità di posticipare la chiusura dell'MGP (*gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, di riorganizzare in modo contestuale le tempistiche di svolgimento delle sessioni del Mercato infragiornaliero (MI) e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). A tal fine, il Gestore dei mercati energetici (GME) e Terna hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati una proposta di modifica delle tempistiche dei Mercati a pronti, con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutte le frontiere con i Paesi membri dell'Unione europea entro la fine del 2014. In particolare:

- il GME, con il documento n. 1/2014, ha avviato un'apposita consultazione sulla tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD, finalizzata alla revisione della disposizione tecnica di funzionamento dei Mercati a pronti (DTF MPE);
- Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di rete, afferente al Capitolo 4, recante le regole per il dispacciamento, e all'Allegato A22, relativo alla procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione dell'MSD.

Oltre alla modifica delle tempistiche dei mercati, la proposta di GME e Terna prevede l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di cinque sessioni di MI, di cui tre infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di quattro sottofasi di MSD, di cui tre infragiornaliere).

Con la delibera 6 giugno 2014, 265/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati, e in particolare quelle volte a:

- introdurre una nuova sessione di MI e conseguentemente una nuova sottofase di MSD nei termini indicati da GME e Terna nelle rispettive consultazioni;
- l'anticipazione di 30 minuti della pubblicazione degli esiti di MI2 in modo tale da consentire agli operatori che lo ritenessero fattibile di presentare le proprie offerte nel MSD1 facendo riferimento ai suddetti esiti.

Con le deliberazioni 66/2014/R/eel e 599/2014/R/eel l'Autorità, infine, ha inteso superare il regime previgente che assimilava il contributo alla regolazione primaria fornito dalle unità di produzione ad uno sbilanciamento e, come tale, soggetto ai prezzi - e alle eventuali relative penalità implicite - previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi, introducendo un meccanismo alternativo facoltativo per la misurazione e la valorizzazione del suddetto contributo. Nel corso del 2014, tuttavia, nessun operatore ha aderito al meccanismo proposto in modalità transitoria per il periodo compreso tra l'1 aprile e il 30 ottobre 2014 e a regime dall'1 novembre 2014.

4.2 Sistemi di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità) – finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità di trasmissione e in capacità produttiva dei diversi attori (Terna e gli operatori) – riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che sia l'Autorità a definire i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Nell'ambito del quadro tracciato dal suddetto decreto, il Ministero dello sviluppo economico, previo parere positivo espresso dall'Autorità con il parere 30 giugno 2014, 319/2014/I/eel, ha approvato, con il decreto 30 giugno 2014, lo schema di disciplina del Mercato della capacità.

Allo scopo di accelerare gli effetti procompetitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema, con la delibera 10 marzo 2015, 95/2015/I/eel, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico l'anticipazione della fase di piena attuazione del Mercato della capacità, mediante la definizione di una fase di prima attuazione, che prevede l'inizio del primo periodo di consegna a decorrere dall'1 gennaio 2017.

Integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che «il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali,

nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379».

Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- a) la costituzione di un segmento del Mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo Mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- b) la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di «adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico».

Con il documento per la consultazione 22 maggio 2014, 234/2014/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alle tematiche innanzi illustrate. Con la successiva delibera 30 giugno 2014, 320/2014/R/eel, l'Autorità ha formulato una proposta al Ministero dello sviluppo economico per l'integrazione del meccanismo transitorio, rimandando a successivi provvedimenti l'integrazione del meccanismo a regime.

Con riferimento al punto a), nel documento per la consultazione 234/2014/R/eel, l'Autorità ha proposto la costituzione di uno o più segmenti del Mercato della capacità dedicati alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna. La disciplina prevista per i nuovi segmenti del Mercato della capacità sarà disegnata sulla base dei medesimi criteri stabiliti dalla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11. L'unica eccezione di rilievo riguarderà le caratteristiche dei prodotti contrattualizzati da Terna attraverso questi nuovi segmenti e i relativi obblighi dei sottoscrittori dei contratti. In particolare, tali prodotti dovranno necessariamente riflettere i requisiti fissati da Terna per la fornitura di servizi negoziabili a pronti nell'MSD. Gli operatori, nelle rispettive osservazioni al documento per la consultazione, hanno evidenziato l'opportunità di rispettare la seguente sequenza logica: in primo luogo, riformare l'MSD, specificando con chiarezza le caratteristiche dei servizi di flessibilità negoziabili a pronti; in secondo luogo, integrare coerentemente il meccanismo di remunerazione a regime ai fini della negoziazione a termine dei medesimi servizi. Condivisa la sequenza logica degli operatori, l'Autorità ha ritenuto coerente procedere prioritariamente con la riforma dell'MSD, delineata nel documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel, e solo successivamente all'eventuale integrazione dei criteri e delle condizioni, di cui alla delibera ARG/elt 98/11.

Con riferimento al punto b), tramite la delibera 320/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato una proposta al Ministero dello sviluppo economico finalizzata alla rimodulazione del meccanismo transitorio. Tale proposta prevede l'approvvigionamento a termine, da parte di Terna, di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale. I criteri generali del meccanismo proposto dall'Autorità tengono conto, da una parte, dell'analisi di flessibilità condotta da Terna nell'ambito del documento per la consultazione 557/2013/R/eel e, dall'altra, della necessità che il meccanismo transitorio risulti il più possibile connesso al meccanismo a regime (Mercato della capacità), in modo da assolvere al ruolo di "ponte" verso quest'ultimo.

Successivamente, è stata effettuata una prenotifica della misura alla *DG Competition* della Commissione Europea al fine di ottenere una decisione di compatibilità del meccanismo italiano con la disciplina degli aiuti di Stato.

4.3 Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Con la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel, l’Autorità:

- ha emanato la disciplina per l’approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (servizi di interrompibilità), a decorrere dall’1 gennaio 2015;
- ha prorogato fino al 31 dicembre 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 24 giugno 2014;
- ha previsto lo svolgimento di aste mensili per i mesi di luglio, agosto, settembre, ottobre, novembre e dicembre dell’anno 2014.

L’Autorità ha successivamente integrato, con la delibera 13 novembre 2014, 566/2014/R/eel, la disciplina per l’approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità, tenendo conto degli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico. Tale deliberazione, in particolare, ha fissato il prezzo base d’asta (premio di riserva) e la quantità massima di potenza interrompibile, approvvigionabile a premi non superiori al premio di riserva, ai valori minimi consentiti dagli indirizzi ministeriali, rafforzando altresì la quota della quantità massima approvvigionabile tramite prodotti triennali.

Infine, con la delibera 20 novembre 2014, 578/2014/R/eel, l’Autorità ha proceduto, fra l’altro, ad approvare lo schema di regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità nel triennio 2015-2017 (regolamento) e lo schema di contratto standard per l’erogazione dei medesimi servizi (contratto standard).

La disciplina finale stabilisce le modalità e i criteri per l’assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dall’1 gennaio 2015 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina). Per una loro sintesi in forma schematica si rinvia alla *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta 2015 – Volume II*.

4.4 Determinazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento

Con il documento per la consultazione 17 aprile 2014, 180/2014/R/eel, l’Autorità ha delineato i propri orientamenti in merito alla revisione delle disposizioni disciplinanti il *settlement* mensile, nonché la regolazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio, che hanno tenuto conto della segnalazione pervenuta da Terna in merito alla conclusione di un importante progetto di ottimizzazione dei propri sistemi informativi e dell’attuazione delle disposizioni previste dalla delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel.

In esito al citato documento, con la delibera 27 novembre 2014, 587/2014/R/eel, sono state apportate alcune modifiche all’Allegato A alla delibera dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato del *settlement* – TIS), in relazione alle tempistiche di consolidamento del *settlement* mensile ed è stata introdotta una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna, ai fini della determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio.

In merito all’esecuzione del *settlement* mensile da parte di Terna, sono state superate le disposizioni transitorie previste dal TIS, con l’anticipo sia della messa a disposizione dei corrispettivi e delle partite fisiche di energia immessa e prelevata, sia della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento agli utenti del dispacciamento.

In relazione alle modalità di svolgimento delle sessioni di conguaglio (SEM), è stata invece prevista una fase di verifica dei dati inviati dalle imprese distributrici a Terna nell’ambito di tali sessioni. La fase di verifica dei dati consente di rettificare, contestualmente allo svolgimento delle SEM annuali, eventuali errori (che alternativamente verrebbero corretti nella sessione di rettifiche tardive dell’anno successivo) e, conseguentemente, migliorare la qualità degli esiti delle sessioni di

conguaglio. La citata delibera rivede, altresì, gli obblighi informativi funzionali all'espletamento della suddetta fase di verifica e di una eventuale rettifica dei dati.

4.5 Integrazione dei mercati del giorno prima italiano ed europei: “*market coupling*” sulla frontiera settentrionale

Nel corso del 2014 sono stati realizzati importanti progressi con riferimento all'integrazione dei mercati del giorno prima, per mezzo del *market coupling*, meccanismo che, nel determinare il valore dell'energia elettrica nelle diverse zone coinvolte, contestualmente alloca la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzandone l'utilizzo.

A partire dal 14 maggio 2014, le borse elettriche di 17 paesi europei (Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia), che unitamente rappresentano circa il 70% della domanda elettrica europea, sono integrate attraverso il *market coupling* nell'ambito del progetto PCR (*Price Coupling of Regions*).

Nel giugno 2014, con la delibera 265/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati, richiesta per l'implementazione del *Target Model* definito a livello europeo per i mercati del giorno prima, e in particolare per l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling* (cfr. paragrafo 4.1).

Nel luglio 2014, l'Autorità ha inoltre pubblicato il documento per la consultazione 356/2014/R/eel che traccia l'attuazione del *market coupling* sulla frontiera settentrionale del Paese, volta a realizzare l'adesione della regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera, quale Paese osservatore) al *coupling* europeo.

Nel febbraio 2015, infine, a seguito della delibera dell'Autorità 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel, è stato dato avvio al *market coupling* sulle interconnessioni Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia secondo le modalità operative stabilite dagli accordi predisposti dai partner del *Progetto PPC (Pre and Post Coupling Project)*. A tal fine, l'Autorità ha:

- verificato in termini positivi, gli schemi contrattuali e la documentazione predisposta dai partner del progetto;
- nell'ottica di una più efficiente gestione della rendita di congestione, richiesto al GME di promuovere una revisione dei contratti per la gestione del *settlement* dei pagamenti tra GME e le controparti estere, in particolare rispetto al ruolo del GME di controparte centrale titolata a raccogliere e a regolare con CASC⁵ la totale rendita di congestione del *market coupling* sulle frontiere italiane;
- previsto che gli oneri derivanti a Terna per l'esecuzione del contratto *CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders* siano imputati da Terna all'*uplift* (corrispettivo di all'articolo 44 della deliberazione 111/06);
- adottato misure volte a superare le criticità rappresentate dalle diverse tempistiche di pagamento del mercato italiano rispetto ai mercati confinanti, prorogando le modalità di finanziamento di GME in vigore per il *market coupling* Italia-Slovenia ed estendendole ai confini Italia-Austria e Italia-Francia.

⁵ La società CASC.EU S.A., con sede in Lussemburgo, gestisce le allocazioni di capacità transfrontaliera su base annuale e mensile per mezzo di aste esplicite per il Centro Ovest Europa, la Svizzera Settentrionale, i confini dell'Italia e parte della Scandinavia.

5 EVOLUZIONE DEL PRELIEVO ELETTRICO DELLE UNITA' DI CONSUMO E DEL PARCO DI GENERAZIONE

Nel presente capitolo vengono descritti i fenomeni principali relativi al prelievo di energia elettrica dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e all'evoluzione della capacità di generazione installata sul territorio nazionale.

5.1 Andamento del prelievo delle Unità di Consumo

Il 2014 rappresenta ancora un anno di recessione per i consumi elettrici nazionali. Dopo la forte flessione registrata durante il biennio 2012-2013, i dati definitivi sul bilancio elettrico elaborati da Terna⁶ mostrano per il 2014 un nuovo calo complessivo del fabbisogno (-2,5% su base annua), dei consumi complessivi (fabbisogno al netto delle perdite di rete: -2,1%) e della potenza massima (punta massima) richiesta sulla rete elettrica italiana (pari a 51,5 GW; -4,4% sul 2013). Come evidenziato dal Gestore di Rete, alla fine del triennio 2012-2014 la domanda elettrica si è “*attestata ad un livello paragonabile a quello del 2002*”.

A livello settoriale, rispetto all'anno precedente, la contrazione dei consumi nel 2014 è stata particolarmente rilevante per l'agricoltura (-5,4%) e il comparto domestico (-4,1%); l'industria (a cui corrisponde il 42,1% del totale dei consumi nel 2014) ha messo a segno un calo del -1,9%, al quale hanno contribuito significativamente il comparto chimico e cartario, nella manifattura di base, (rispettivamente con variazioni del -4,3% e del -4,5%), le “*altre manifatturiere*”, nella manifattura non di base (-12,8%), e le costruzioni (-3%). Non trascurabile appare, inoltre, il calo dei consumi delle imprese operanti nel settore energetico e idrico (-2,4%). Infine, anche per il settore terziario, i consumi si sono ridotti rispetto al 2013 (-0,8%).

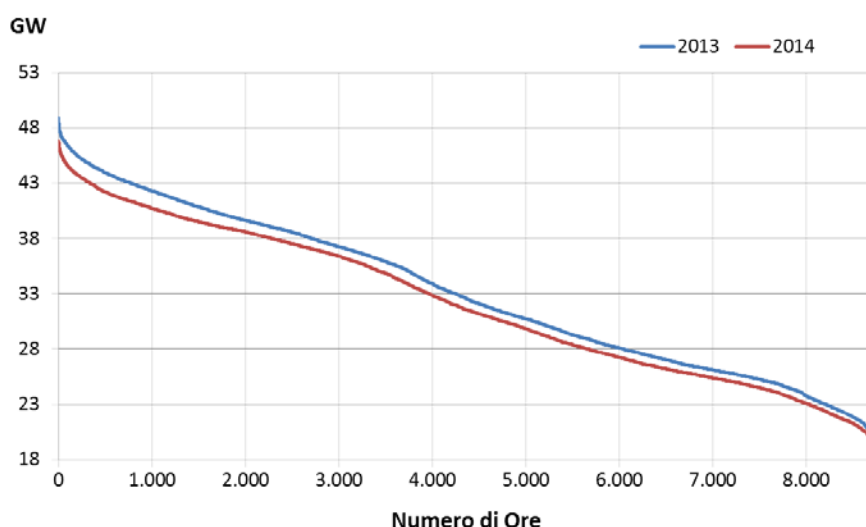
La riduzione dei consumi è osservabile anche dall'andamento della curva di durata dei prelievi sulla RTN dalle unità di consumo (di seguito UC)⁷, mostrata in Figura 1. Quest'ultima fornisce una buona approssimazione del livello della domanda elettrica espressa sul territorio nazionale⁸.

⁶ Si vedano i dati statistici pubblicati da Terna sul proprio sito internet con riferimento agli anni 2013 e 2014 e disponibili all'indirizzo http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTRICO/statistiche/dati_statistici.aspx

⁷ La curva di durata dei prelievi indica, per l'anno di riferimento, il numero di ore in cui il prelievo delle UC (ad esclusione delle unità di consumo virtuali) è stato almeno pari ad un dato ammontare orario di energia.

⁸ La curva di durata dei prelievi fatturati alle UC differisce dalla curva di durata della potenza oraria (*Load Duration Curve*) pubblicata da Terna nell'annuario statistico in quanto non tiene conto, tra le altre cose, dell'energia prelevata dalle unità di consumo virtuali (export), degli autoconsumi e dell'energia prelevata dalle unità di produzione e pompaggio.

Figura 1: Curva di durata dei prelievi fatturati alle UC nel 2013 e 2014



Come è visibile dal posizionamento della curva per il 2014, uno stesso ammontare di energia è stato prelevato dalle UC in un numero minore di ore rispetto al 2013. Ad esempio, un prelievo di almeno 40 GW è stato registrato in 1.274 ore nel corso del 2014, contro le 1.831 ore del 2013. Coerentemente con i dati pubblicati da Terna, il prelievo complessivo fatturato alle UC fa registrare il terzo calo consecutivo (-3,07% su base annua) a partire dal 2011. La diminuzione più forte è stata registrata nella macrozona Sicilia (-4,66%), seguita dal Continente (-3,03%) e infine dalla Sardegna, come mostrato in Tabella 1.

Tabella 1: Valore totale e variazione annuale dell'energia fatturata alle UC, e (picco orario di prelievo) nel 2013 e 2014 suddivisi per macrozona*.

MACROZONA	2013 TWh	2014 TWh	Delta Var %
Continente <i>(Picco Orario in GW)</i>	262,93 (44,58)	254,97 (42,96)	-3,03% (-3,65%)
Sardegna	8,65 (1,44)	8,56 (1,38)	-1,00% (-4,12%)
Sicilia	18,48 (3,28)	17,62 (3,01)	-4,66% (-8,15%)
Totale Complessivo	290,06 (48,89)	281,15 (46,80)	-3,07% (-4,27%)

**I valori possono subire variazioni in esito alle successive fasi di conguaglio*

5.2 Evoluzione del parco di generazione

Le dinamiche che hanno visto la riduzione della potenza massima fornita dalle unità di produzioni (di seguito UP) rilevanti⁹ trovano conferma anche per l'anno 2014, in linea con le previsioni già espresse nel corso della precedente versione del presente rapporto di monitoraggio (Rapporto 428/2014/I/eel). Quest'ultima si era inoltre largamente soffermata sull'ulteriore perdita attesa di

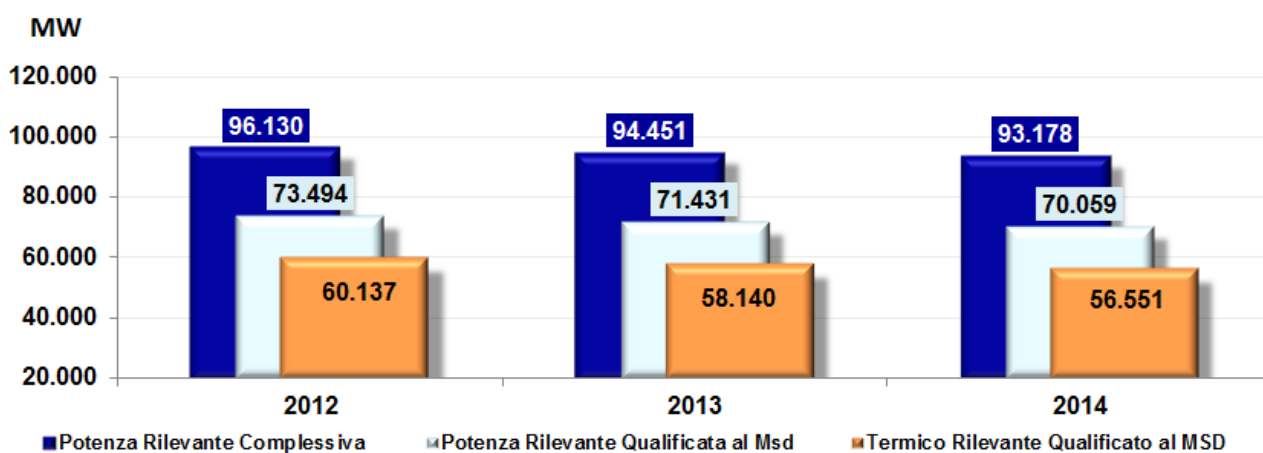
⁹ Il capitolo 4 del Codice di Rete di Terna definisce le UP rilevanti come le “[...]UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti sono classificate come non rilevanti”.

capacità del parco termoelettrico nazionale. Il confronto tra i dati 2013 e 2014¹⁰ evidenzia, in linea con il trend già in atto negli ultimi anni, una perdita netta di circa 1,3 GW di potenza rilevante, guidata dalla riduzione della potenza (massima) complessiva del parco termico (superiore a 1,4 GW) e solo lievemente smorzata dall'ingresso di nuova potenza fornita dalle fonti rinnovabili.

La Figura 2 mostra l'evoluzione della potenza rilevante complessiva dal 2012 al 2014, con evidenza anche della potenza fornita dal sottogruppo delle UP abilitate al MSD e, ad un livello di dettaglio ulteriore, la potenza fornita dalle UP termoelettriche abilitate al MSD.

Come è possibile notare, l'inversione del ciclo degli investimenti per gli impianti rilevanti ha origine dalla riduzione della potenza massima complessiva fornita dal gruppo di impianti termoelettrici abilitati al MSD (contrazione vicina ai 2 GW nel 2013 e a 1,6 GW nel 2014).

Figura 2: Andamento della potenza complessiva da UP rilevanti, della potenza qualificata al MSD e della potenza da UP termiche qualificate al MSD dal 2012 al 2014



Tali dati riassumono dinamiche di *Entry/Exit* nel/dal mercato che, ancora una volta, hanno penalizzato il parco termico, in particolare quello maggiormente adatto a fornire risorse utili ai servizi di dispacciamento, a favore degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Dall'analisi dei valori disaggregati (qui non riportata) è possibile capire come la potenza in uscita dal mercato sia stata perlopiù rappresentata da impianti termoelettrici tradizionali, mediamente più vecchi e tecnicamente meno flessibili. Se, da un lato, l'uscita di tali impianti riflette in maniera coerente la congiuntura economica negativa dei consumi, dall'altro, evidenzia la necessità di un attento monitoraggio dell'evoluzione della potenza resa disponibile al Gestore di Rete per la messa in sicurezza del sistema. Ciò risulta tanto più importante in considerazione del perdurare dell'espansione di capacità intermittente fornita generalmente da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

A tal fine i paragrafi successivi si focalizzano sulla potenza massima effettiva resa disponibile dal parco produttivo nazionale nel corso del 2014 e sulle dinamiche di *Entry/Exit* nel/dal mercato.

5.2.1 Potenza resa disponibile nel corso del 2014

I dati sulla potenza massima erogabile dalle UP rilevanti presenti sul territorio nazionale sono comunicati dagli Utenti del Dispacciamento¹¹ (di seguito: UdD) a Terna e iscritti sul Registro delle Unità di Produzione Statico (di seguito: RUP Statico). Le informazioni presenti nel RUP Statico riguardano "la potenza massima stabilmente erogabile nelle normali condizioni di funzionamento,

¹⁰ Rilevazioni effettuate al 31 dicembre.

¹¹ Gli Utenti del Dispacciamento sono i soggetti individuati all'articolo 4 della deliberazione 111/06.

al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari, diminuita della semibanda di regolazione primaria”¹². Tale potenza potrebbe discostarsi significativamente da quella resa effettivamente disponibile sul mercato, in quanto il normale ciclo di utilizzo degli impianti è soggetto a indisponibilità programmate (ad esempio, manutenzioni ordinarie sull’impianto) e/o a eventi non prevedibili (avarie, guasti, ecc.). Per tale motivo, limitatamente alle UP rilevanti abilitate al MSD, gli UdD sono tenuti a comunicare la potenza massima disponibile per ciascuna sottofase e sessione del MSD e per ogni giorno di consegna sul Registro delle Unità di Produzione Dinamico (di seguito: RUP Dinamico).

Nelle Tabelle successive sono riportati i valori della potenza massima, divisi per macroarea geografica e tipologia tecnologica, registrati nel 2014 su RUP Statico e RUP Dinamico. In tal modo è possibile apprezzare gli scostamenti tra la capacità “nominale” degli impianti e quella resa effettivamente disponibile dagli operatori.

Tabella 2: Massimo della potenza (massima) disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2014 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	46.891 (52.400)	6.155 (6.225)	7.059 (7.061)	5.327 (5.327)	635 (635)	869 (869)	12.073 (12.073)
Sardegna	1.327 (1.764)	93 (99)	240 (240)	971 (971)	73 (73)		785 (785)
Sicilia	3.791 (4.201)		580 (580)	1.679 (1.679)	33 (33)		963 (963)
Totale	52.009 (58.366)	6.249 (6.324)	7.881 (7.881)	7.977 (7.977)	741 (741)	869 (869)	13.882 (13.882)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori di RUP Statico

** Unità abilitate al MSD

Come si evince dai dati, i valori della potenza massima presenti sul RUP Statico¹³ per le unità abilitate al MSD risultano essere di norma superiori a quelli registrati sul RUP Dinamico¹⁴. Ad esempio, per il parco termoelettrico abilitato la potenza massima complessiva resa effettivamente disponibile sul territorio nazionale è risultata inferiore al 90% di quella nominale. Per le unità non abilitate (tra cui: eolico, solare, geotermico), che non sono tenute a comunicare i valori di potenza massima su RUP Dinamico, i due valori coincidono.

Il RUP statico registra solo le cosiddette unità rilevanti (potenza complessiva non inferiore a 10 MVA); a queste vanno aggiunte le unità non rilevanti (potenza inferiore a 10 MVA) che raggiungono a fine 2014 poco più di 25,8 GW, distribuiti principalmente tra Solare (18,1 GW) ed Eolico (0,7 GW)¹⁵. La Tabella 3 mostra, invece, le variazioni anno su anno dei valori di potenza massima di RUP Statico e Dinamico.

¹² Si veda l’Allegato A.60 al Codice di Rete di Terna.

¹³ Ossia la somma delle (massime) potenze massime orarie registrate su RUP Statico.

¹⁴ Ossia la somma delle (massime) potenze massime orarie registrate su RUP Dinamico.

¹⁵ Le rilevazioni sono effettuate al 31 Dicembre e possono essere oggetto di rettifiche successive.

Tabella 3: Variazione della potenza massima disponibile da RUP Dinamico e (RUP Statico)* nel 2014 rispetto al 2013 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	-3.917 (-1.969)	845 (914)	163 (-29)	96 (96)	0 (0)	34 (34)	-111 (-111)
Sardegna	-227 (0)	-2 (0)	0 (0)	0 (0)	5 (5)		-29 (-29)
Sicilia	-316 (-17)		3 (0)	0 (0)	0 (0)		76 (76)
Totale	-4.460 (-1.986)	842 (914)	166 (-29)	96 (96)	5 (5)	34 (34)	-64 (-64)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori di RUP Statico

** Unità abilitate al MSD

Con riferimento alle unità termoelettriche abilitate, i dati di RUP Dinamico mostrano un calo della potenza massima complessiva vicino ai 4,5 GW e quelli di RUP Statico di circa 2 GW. Per contro, si registrano variazioni positive per gli Idroelettrici e i Pompaggi abilitati e per l'Eolico non abilitato, sebbene quest'ultimo cresca a ritmi decisamente più contenuti rispetto all'anno precedente¹⁶. Anche in questo caso i valori di RUP Statico e quelli di RUP Dinamico coincidono per le unità non abilitate al MSD.

La riduzione della potenza massima complessiva fornita dalle unità termoelettriche è il risultato di due fattori. In primo luogo, come sarà meglio evidenziato nel corso del prossimo paragrafo, si intensificano, i fenomeni di uscita dal mercato delle UP abilitate al MSD. Secondariamente, la potenza massima complessiva risente del peso delle indisponibilità degli impianti. Per dare evidenza di quest'ultimo fenomeno, la Tabella 4 confronta i valori di potenza massima registrati su RUP Dinamico con i valori mediamente dichiarati¹⁷ dagli operatori nel corso del 2014.

Tabella 4: Valore massimo e (Valor medio)* della potenza massima disponibile dal RUP Dinamico nel 2014 distinta per macrozona e tecnologia

	Termico**	Idrico**	Pompaggio**	Eolico	Solare	Geotermico	Altre Non Abilitate
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Continente	46.891 (35.356)	6.155 (4.096)	7.059 (5.343)	5.327 (5.327)	635 (635)	869 (869)	12.073 (12.073)
Sardegna	1.327 (1.046)	93 (79)	240 (199)	971 (971)	73 (73)		785 (785)
Sicilia	3.791 (3.014)		583 (461)	1.679 (1.679)	33 (33)		963 (963)
Totale	52.009 (39.416)	6.249 (4.175)	7.881 (6.004)	7.977 (7.977)	741 (741)	869 (869)	13.882 (13.775)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori medi registrati su RUP Dinamico

** Unità abilitate al MSD

I dati evidenziano come per gli impianti termoelettrici abilitati le indisponibilità siano pesate per oltre il 24% della potenza massima complessivamente resa disponibile. Su base geografica, le indisponibilità hanno riguardato maggiormente il Continente (25%), poi la Sardegna (21%) e a seguire la Sicilia (20%). Non trascurabili, infine, sono stati i casi di indisponibilità del parco Idrico (33%) e dei Pompaggi (24%).

¹⁶ Si veda il precedente Rapporto 428/2014/I/eel.

¹⁷ Ossia la media delle potenze massime indicate dagli operatori sul RUP Dinamico nel corso del 2014.

5.2.2 Dinamiche di *Entry/Exit* nel corso del 2014

Nel corso del 2014 si intensificano i fenomeni di uscita dal mercato che hanno causato, come anticipato, un'ulteriore contrazione della potenza massima complessiva resa disponibile dagli operatori. La Tabella 5 mostra come, a fronte di un ingresso di 16 nuove unità, per una potenza totale di circa 1,5 GW, si assista ad un'uscita dal mercato del doppio delle unità (32), per una dotazione complessiva di circa 2,8 GW. L'effetto netto è la perdita di circa 1,3 GW di potenza massima nominale¹⁸.

Dall'analisi dei dati è possibile evidenziare ancora una volta l'uscita dal mercato di potenza termoelettrica (21 unità, rappresentanti il 66% della potenza complessiva in uscita) perlopiù abilitata al MSD (20 unità) e quindi in grado di fornire risorse di dispacciamento utili al Gestore di Rete per la messa in sicurezza del sistema elettrico. Di contro, l'ingresso di fonti idroelettriche abilitate al MSD ha contribuito solo in minima parte a frenare l'uscita netta di potenza abilitata. Infatti, se da un lato la potenza idroelettrica complessiva sul mercato rimane pressoché immutata (932 MW in entrata contro 929 MW in uscita), dall'altro aumenta la potenza netta idroelettrica abilitata al MSD (oltre 200 MW). Nel complesso la potenza abilitata subisce una contrazione pari a 1,6 GW.

Dinamiche inverse, invece, per le unità non abilitate che fanno registrare un incremento netto di capacità di circa 300 MW, determinata principalmente dall'uscita di 6 impianti idroelettrici e dall'ingresso di 4 unità termoelettriche e 6 unità eoliche. Continua, quindi, il trend di crescita di quest'ultima tecnologia (103 MW di potenza entrante), anche se a ritmi decisamente più contenuti rispetto all'anno passato (576 MW in ingresso nel 2013).

L'analisi geografica mostra come le dinamiche di *Exit* abbiano penalizzato maggiormente la zona Nord (372 MW netti in uscita), seguita dalla Sardegna (331 MW) e dal Centro Sud (326 MW). Variazioni positive sono state invece registrate al Centro Nord (105 MW in ingresso) e nel polo di Foggia (23 MW per l'ingresso di un impianto eolico).

¹⁸ I valori si riferiscono alla (massima) potenza massima come espressa sul RUP Statico.

Tabella 5: Potenza massima (e numero) delle UP rilevanti entrate e dismesse nel corso del 2014 suddivise per tecnologia, zona geografica ed abilitazione al MSD

	NON ABILITATE AL MSD				ABILITATE AL MSD		Totale per Zona MW		
	EOLICO MW	GEOTERMICO MW	IDRICO MW	TERMICO MW	IDRICO MW	TERMICO MW			
ENTRY	Centro Nord		40 (1)		240 (1)	295 (1)	575 (3)		
	Centro Sud	23 (2)					23 (2)		
	CONTINENTE Foggia	23 (1)					23 (1)		
	Nord			22 (2)	74 (2)	220 (1)	316 (5)		
	Sud	58 (3)				395 (1)	453 (4)		
	SICILIA Sicilia				76 (1)		76 (1)		
	Totale per Tecnologia (MW)	103 (6)	40 (1)	22 (2)	390 (4)	910 (3)	1.464 (16)		
	EXIT	Centro Nord			135 (3)		160 (1)	175 (2)	470 (6)
		Centro Sud						349 (4)	349 (4)
		CONTINENTE Nord			21 (1)	20 (1)	217 (2)	431* (6)*	688 (10)
Sud				48 (1)		319 (2)	194 (3)	561 (6)	
SARDEGNA Sardegna				29 (1)			302 (2)	331 (3)	
SICILIA Sicilia							364 (3)	364 (3)	
Totale per Tecnologia (MW)				233 (6)	20 (1)	696 (5)	1.815 (20)	2.763 (32)	

*Il dato relativo alla potenza e al numero di impianti in uscita per il gruppo termico abilitato al MSD nella zona Nord è comprensivo di due unità di produzione già dismesse alla fine del 2013¹⁹.

5.3 Adeguatezza del sistema elettrico nazionale

L'analisi di adeguatezza permette di valutare la congruenza del parco generativo in rapporto al fabbisogno elettrico nazionale. E' necessario evidenziare che gli indici di adeguatezza, oggetto del presente paragrafo, sono stati costruiti sulla base di un modello semplificato del sistema elettrico italiano, che tende a sovrastimare le risorse effettivamente disponibili al soddisfacimento del fabbisogno di aggregato. Tale sovrastima è riconducibile a due principali ragioni: in primo luogo il soccorso dagli aggregati confinanti non tiene conto dei limiti di transito tra le zone interne al Continente, che hanno l'effetto di ridurre il volume di risorse del Continente disponibili a soccorrere gli aggregati confinanti; in secondo luogo il margine di riserva calcolato su ciascuna UP non tiene conto dei vincoli di produzione limitata che riducono il margine di riserva delle UP su cui insistono tali vincoli.

I livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione²⁰ individuati da Terna vanno, in ordine crescente di criticità, da 1 a 4. Essi dipendono dall'affidabilità delle differenti tecnologie utilizzate per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione e sono calcolati come segue:

¹⁹ Trattasi delle due unità di produzione della centrale Turbogas di Alessandria, ciascuna di potenza unitaria nominale (da RUP Statico) pari a 87 MW, appartenenti all'utente del dispacciamento ENEL Produzione SpA.

²⁰ La riserva terziaria a salire è suddivisa sulla base del tempo impiegato dagli impianti per l'incremento/decremento di produzione che può essere immesso/prelevato in rete a fronte di un ordine di dispacciamento del gestore. Il Codice di rete di Terna suddivide la riserva terziaria totale a salire in riserva pronta (variazione entro 15 minuti) e riserva di sostituzione (variazione entro 120 minuti e senza limitazioni di durata). Si veda anche l'Appendice C.

- Livello 1: numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione è interamente coperto da impianti termoelettrici non turbogas rotanti (c.d. riserva calda), considerati da Terna come i più affidabili. Essendo già in funzione, questi impianti non presentano alcun rischio di fallimento della manovra di accensione;
- Livello 2: numero di ore in cui per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione, oltre agli impianti termoelettrici non turbogas rotanti, è necessario l'apporto degli impianti termoelettrici turbogas. Questi ultimi, avviandosi a freddo, hanno un rischio di fallimento della manovra di accensione che per i primi è assente;
- Livello 3: numero di ore in cui per soddisfare il fabbisogno di riserva di sostituzione, oltre agli impianti termoelettrici non turbogas rotanti e agli impianti turbogas, è necessario l'apporto degli impianti di produzione e pompaggio. Questi ultimi sono considerati meno affidabili dei primi due poiché hanno un limite di energia producibile determinata dalla grandezza dell'invaso, che potrebbe limitarne l'uso con continuità;
- Livello 4: numero di ore in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione non è stato soddisfatto con le risorse considerate nei livelli precedenti.

La Tabella 6 illustra per il 2014 i valori dei livelli di adeguatezza, calcolati come la percentuale delle ore di adeguatezza sul totale delle ore dell'anno, ed il confronto con i valori del 2013 (valori in parentesi). Sia con riferimento al 2014 che al 2013 il calcolo dell'indice di adeguatezza tiene conto del soccorso prestato da ciascuna macrozona alle macrozone confinanti²¹. I dati mostrano per il Continente una riduzione delle ore (quasi 400 ore in meno) in cui il fabbisogno di riserva di sostituzione è stato interamente soddisfatto dalla potenza termoelettrica non inclusiva degli impianti Turbogas (Livello1). Al contrario, in Sicilia si assiste ad un netto miglioramento del primo livello di adeguatezza (quasi 1000 ore in più rispetto al 2013) mentre la Sardegna non mostra significative variazioni rispetto all'anno precedente.

Tabella 6: Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva di sostituzione nel 2014 rispetto al (2013)*

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
	% ore anno	% ore anno	% ore anno	% ore anno
Continente	94,01% (98,54%)	4,08% (1,31%)	1,9% (0,1%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	99,93% (99,95%)	0,07% (0,05%)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,0%)
Sicilia	91,2% (80,0%)	8,4% (17,3%)	0,4% (2,6%)	0,0% (0,1%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2013.

** I dati non tengono conto dell'apporto da impianti termici non in esercizio (riserva fredda) e degli impianti idroelettrici abilitati.

*** Nel calcolo dell'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione si ipotizza che la riserva pronta sia sempre soddisfatta.

**** Per quanto concerne i pompaggi, nell'analisi non si considerano i vincoli di energia producibile.

²¹ Ai fini del calcolo del soccorso prestato da ciascuna macrozona alle macrozone confinanti, sono stati considerati i margini di riserva interconnessa. Tali margini tengono conto del margine di transito disponibile sulle interconnessioni verso la macrozona in esame e della riserva disponibile sulle UP termoelettriche rotanti localizzate nelle macrozone confinanti (per il livello 1 si considerano le UP termoelettriche non turbogas, mentre per i livelli successivi al primo si considerano le UP termoelettriche inclusive delle UP turbogas).

Il fenomeno osservato nel Continente è coerente con i dati forniti nei paragrafi precedenti, che hanno evidenziato anche per il 2014 l'uscita dal mercato di capacità termoelettrica abilitata alla fornitura dei servizi di dispacciamento (inclusivi della riserva di sostituzione).

Alle dinamiche di *exit* va inoltre aggiunto come la crisi congiunturale dei consumi elettrici, contemporanea al massiccio ingresso di potenza rinnovabile non programmabile (FRNP) avvenuta nel corso degli anni passati (in particolare nell'ultimo quinquennio), modifichi sia il peso degli impianti tradizionali programmabili sul soddisfacimento della domanda ma anche il profilo giornaliero di immissione di questi ultimi.

Tra gli effetti imposti dall'ingresso delle FRNP sul sistema elettrico, che verranno più approfonditamente trattati nel corso del Capitolo 10, emerge in maniera robusta il c.d. "effetto spiazzamento" degli impianti termoelettrici tradizionali, che causa per questi ultimi una riduzione del numero di ore di funzionamento e delle ore in cui essi risultano accesi in esito ai mercati dell'energia. Nel caso di impianti abilitati alla fornitura di riserva terziaria, l'effetto spiazzamento determina una riduzione delle risorse immediatamente fruibili per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento e la necessità di dover modificare nel MSD i programmi delle unità di produzione, richiedendo se necessario anche l'accensione di impianti spenti in esito ai mercati dell'energia, nel rispetto della minimizzazione degli oneri per il sistema²².

E' necessario pertanto constatare come il mancato soddisfacimento del fabbisogno di riserva non determini di per se una situazione di assoluta carenza di risorse, ma la necessità di attivare risorse sempre più vicino al tempo reale (c.d. riserva "fredda") o risorse al momento non incluse nel calcolo degli indici di adeguatezza (come, ad esempio, gli impianti idroelettrici abilitati).

L'aumento del Livello 1 di adeguatezza in Sicilia può essere in parte attribuito all'aumento delle quantità c.d. di "minimo tecnico" nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante)²³, nonché al calo del fabbisogno di riserva terziaria di sostituzione e totale²⁴.

A differenza dell'indice di adeguatezza della riserva di sostituzione, l'indice di adeguatezza della riserva totale (riserva secondaria + riserva pronta + riserva di sostituzione) non tiene conto delle diverse tecnologie ai fini del soddisfacimento di uno specifico servizio di riserva né del soddisfacimento dei fabbisogni dei singoli servizi di riserva ma solo del soddisfacimento del fabbisogno totale di riserva nel suo complesso. Pertanto, i livelli di adeguatezza sono solo due. Il primo indica le ore del giorno in cui il fabbisogno di riserva totale è soddisfatto, mentre il secondo evidenzia le ore in cui le risorse disponibili considerate nell'analisi non sono sufficienti a coprire il fabbisogno di riserva totale: trattasi di ore in cui Terna potrebbe ricorrere a risorse al momento non incluse nel calcolo degli indicatori (riserva fredda ed impianti idroelettrici abilitati).

Dalla Tabella 7 si evince come, nel corso del 2014, le risorse incluse nel calcolo dell'indice siano state completamente sufficienti a soddisfare il fabbisogno di riserva totale. In particolare, anche in Sicilia si registra la copertura in tutte le ore del fabbisogno complessivo, con un leggero miglioramento rispetto all'anno precedente.

²² Per la manovra di accensione dell'impianto correttamente eseguita, l'utente titolare dell'unità di produzione riceve un ulteriore corrispettivo ("gettone di accensione") volto a compensare i costi fissi legati a tale manovra a valle dei mercati dell'energia. L'analisi del gettone di accensione è rimandata al successivo Capitolo 9.

²³ Si veda il successivo Capitolo 9.

²⁴ Per il fabbisogno di riserva di sostituzione in Sicilia e nel polo di produzione limitata di Priolo si registra nel 2014 una variazione negativa complessiva, rispetto al 2013, del 7%. Per il fabbisogno di riserva terziaria totale si rimanda al successivo paragrafo 10.3.

Tabella 7: Frequenza dei livelli di adeguatezza della riserva totale nel 2014 rispetto al (2013)*

	Livello 1	Livello 2
	% ore anno	% ore anno
Continente	100,0% (100,0%)	0,0% (0,0%)
Sardegna	100,0% (100,0%)	0,0% (0,0%)
Sicilia	100,0% (99,9%)	0,0% (0,1%)

* I dati in parentesi sono relativi ai valori dei livelli di adeguatezza nel 2013.

** I dati non tengono conto dell'apporto da impianti termici non in esercizio (riserva fredda) e degli impianti idroelettrici abilitati.

*** Per quanto concerne i pompaggi, nell'analisi non si considerano i vincoli di energia producibile.

L'attività del gestore è vincolata all'effettiva reperibilità di risorse da unità produttive idonee ad offrire i servizi di dispacciamento richiesti. Ciò comporta che l'intensificarsi dei fenomeni di uscita dal mercato di unità programmabili e utili a fornire riserva rischia di peggiorare le stime di adeguatezza sia nel breve che nel medio termine.

A tal proposito, occorre evidenziare come il meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva, elaborato da Terna sulla base dei criteri definiti dall'Autorità e approvato con Decreto Ministeriale il 30 giugno 2014, rappresenti, in tale contesto, uno strumento volto a migliorare la sicurezza del sistema, favorendo il coordinamento tra le scelte di investimento dei diversi attori e, allo stesso tempo, accrescendo la contendibilità del mercato.

6 EVOLUZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

6.1 Interventi completati nel corso del 2014

Il principale intervento di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN), ultimato nel corso del 2014, che ha contribuito ad aumentare la capacità di scambio della rete tra le attuali zone di mercato, è il potenziamento della linea a 380 kV Foggia-Benevento. Tale intervento ha consentito di aumentare di circa 250 MW i limiti di transito dalla zona Sud alla zona Centro Sud e dal polo di produzione limitata di Foggia verso la zona Sud. Si evidenzia altresì il completamento della linea a 380 kV Trino Lacchiarella, funzionale a ridurre le congestioni intrazonali tra Nord-Ovest e Nord-Est del Paese.

6.2 Interventi da completare

Nella Tabella 8 sono riportate le sezioni di mercato per le quali è possibile prevedere una variazione dei limiti di transito interzonali a seguito della realizzazione di infrastrutture chiave finalizzate alla risoluzione delle congestioni. Per tali sezioni si fornisce il beneficio in termini di incremento della capacità di trasporto fra le zone interessate, ottenibile a valle dell'entrata in servizio delle infrastrutture chiave programmate²⁵.

Lo stato di avanzamento di ciascuna infrastruttura chiave è classificato tenendo conto dei passaggi rilevanti che intercorrono fra la pianificazione e l'entrata in servizio dell'infrastruttura (pianificazione, concertazione, autorizzazione, costruzione ed esercizio).

La Tabella sottostante riporta per ogni singola sezione critica:

- l'elenco delle infrastrutture chiave previste per la sezione in esame;
- l'eventuale inclusione di ciascuna infrastruttura chiave fra gli investimenti strategici di cui alla deliberazione 40/2013, così come modificata dalle deliberazioni 654/2014 ed, in ultimo, dalla deliberazione 397/2015/R/eel del 30 luglio 2015;
- la stima preliminare dell'incremento totale atteso della capacità di trasporto sulla sezione (espresso in MW) in esito all'entrata in servizio delle infrastrutture chiave previste per la sezione in esame.

Per quanto attiene alle date obiettivo²⁶ degli investimenti strategici definite ai fini dell'applicazione al meccanismo di incentivazione di cui all'art. 25 del TIT si rimanda alla deliberazione 40/2013 ed ai suoi eventuali successivi aggiornamenti.

²⁵ Il beneficio valutato è da considerarsi come una stima preliminare dell'incremento del limite di transito ottenibile con l'entrata in servizio di tutte le infrastrutture che afferiscono ad una determinata sezione.

Il conseguimento del beneficio di ogni singola infrastruttura può essere stimato con sufficiente approssimazione per le sole infrastrutture autorizzate e in costruzione, non più soggette alle incertezze derivanti dai processi autorizzativi (che possono influenzare significativamente i tempi di entrata in esercizio e, più in generale, il progetto stesso dell'infrastruttura).

²⁶ Le date obiettivo per gli interventi strategici di cui alla deliberazione 397/15 rappresentano un target per Terna ma, in particolar modo per le opere non ancora autorizzate, il loro effettivo conseguimento è condizionato da molteplici fattori esterni, che non sono nel diretto controllo di Terna.

Tabella 8: Stima preliminare incremento limiti di transito sezioni critiche tra zone di mercato²⁷

Sezione critica	Infrastruttura chiave	Investimento strategico (Del. 40/13 , 654/14 397/15)	Stato avanzamento	Aumento previsto capacità di trasporto [MW]
Nord->Centro Nord	Calenzano - Colunga	Sì	in autorizzazione	400
Centro Nord->Nord	Calenzano - Colunga	Sì	in autorizzazione	400
Centro Sud->Centro Nord	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	No	in progettazione	600
Centro Nord->Centro Sud	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	No	in progettazione	600
Sud->Csud	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	1200 ²⁸
	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione	
	Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione	
Foggia->Sud	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	500
	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione	
Brindisi->Sud	Foggia-Villanova	Sì	in autorizzazione	500
	Deliceto-Bisaccia	Sì	in autorizzazione	
Rossano->Sud	Riassetto rete nord Calabria	Sì	in autorizzazione	700
	Montecorvino-Avellino-Benevento	Sì	in autorizzazione	
Sicilia->Continente(Rossano)	Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione*	950
Continente(Rossano)->Sicilia	Sorgente - Rizziconi	Sì	in costruzione*	1000
Priolo	Paternò – Priolo	Sì	in autorizzazione	500

* In attesa del completamento della linea, il decreto legge n. 91/14 ha esteso il regime di essenzialità per la sicurezza del sistema elettrico alle unità di produzione (escluse quelle rinnovabili non programmabili) di potenza superiore ai 50 MW, ubicate in Sicilia, disponendo altresì la rimozione delle macrozone di bilanciamento Sicilia e Sardegna. Dalle note comunicate da Terna, al momento della pubblicazione del presente rapporto, risulta che l'entrata in operatività della linea è prevista entro il primo semestre dell'anno 2016, in luogo del termine del 30 giugno 2015 stimato al momento dell'avvio dell'applicazione del suddetto regime di essenzialità.

Di seguito si fornisce un breve approfondimento dei diversi interventi riportati nella Tabella 8, evidenziando le principali differenze rispetto all'analoga Tabella del precedente Rapporto 428/2014/I/eel:

²⁷ I valori indicati per i poli di produzione di Brindisi, Foggia, di Rossano e di Priolo si riferiscono ai benefici potenziali negli scenari previsti di piano in termini di incremento della capacità di scambio sulla sezione critica corrispondente alla porzione di rete su cui insiste il polo.

²⁸ Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST (*Phase Shifter Transformer*) per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia.

- in merito alla sezione **Sud - Centro Sud**, il valore complessivo dell'incremento del limite di transito è stato ridotto di 250 MW (da 1450 a 1200 MW) per tenere conto dell'effetto già conseguito con l'elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento entrato in servizio nel 2014;
- in merito alla sezione **Foggia – Sud**, il valore complessivo dell'incremento del limite di transito riportato è stato ridotto di 250 MW (da 750 a 500 MW) per tenere conto dell'effetto già conseguito con l'elettrodotto a 380 kV Foggia - Benevento entrato in servizio nel 2014.

Si rappresenta che i valori indicati sono riferiti allo scenario previsionale di medio-lungo termine utilizzato nel Piano di Sviluppo e possono essere soggetti a successivi aggiornamenti in relazione alla possibile evoluzione degli scenari previsionali.

Non si esclude, pertanto, che i valori riportati nel presente documento possano differire rispetto a quelli che Terna rende disponibili in occasione di aggiornamenti della suddivisione zonale. In particolare, gli interventi di breve-medio periodo, insieme ad interventi previsti sui sistemi di difesa, potrebbero essere tali da rendere la capacità di trasporto tra alcune zone di mercato adeguata all'esecuzione dei programmi di immissione nelle situazioni di funzionamento più frequenti.

7 EVOLUZIONE DELLA STRUTTURA DI MERCATO

Nel 2014 si assiste sul Mercato del Giorno Prima (MGP) ad una leggera crescita della quota di mercato dell'operatore maggiore, ENEL, che si attesta al 28% dopo che negli ultimi 8 anni aveva visto ridurre la propria quota di circa 7 punti percentuali (Tabella 9). Rimane sostanzialmente stabile nell'intorno del 17% il peso del Gestore dei Servizi energetici (GSE), principale operatore nell'ambito della generazione da fonte rinnovabile. Risultano altrettanto stabili o in calo le quote degli altri principali operatori; in particolare, si osserva una netta riduzione della quota del gruppo E.ON e del gruppo A2A, che perdono entrambi più di un punto percentuale. Questo calo di competitività è stato anche favorito dall'ingresso di nuovi operatori sul mercato in oggetto: 31 nuove aziende si sono iscritte al mercato elettrico mentre 35 operatori in più risultano attivi su MGP rispetto all'anno precedente.

Tabella 9: Quote di mercato per gruppi di operatori²⁹

Gruppo Operatori	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ENEL	32,1%	32,1%	28,9%	29,2%	28,4%	28,1%	28,4%	25,6%	25,6%	28,0%
GSE	17,0%	14,7%	13,9%	14,2%	14,5%	14,6%	12,6%	17,3%	17,6%	17,1%
EDISON	6,5%	8,9%	9,8%	9,6%	9,4%	9,5%	8,2%	7,5%	7,0%	7,2%
ENI	5,6%	6,7%	7,4%	6,5%	7,0%	8,1%	7,7%	6,5%	6,9%	6,2%
E.ON	8,0%	8,8%	8,0%	6,7%	5,7%	5,1%	5,0%	4,3%	4,2%	2,9%
A2A	2,8%	3,7%	5,5%	6,2%	7,6%	6,8%	7,0%	7,3%	8,0%	6,6%
ALTRI	28,0%	25,1%	26,4%	27,6%	27,6%	27,8%	31,0%	31,5%	30,7%	32,0%

7.1 Analisi della pivotalità

Per offrire un quadro più accurato sul potere di mercato potenzialmente esercibile dai singoli operatori è opportuno calcolare l'indice di pivotalità, come definito nell'Appendice A, dei principali operatori (ENEL³⁰, A2A³¹, EDF³² ed EON³³) in modo da poterne osservare l'evoluzione nel tempo.

²⁹ Si indica la composizione dei macro-gruppi riportati in tabella facendo riferimento alle società più importanti di ogni gruppo. **ENEL**: ENEL Green Power, ENEL Produzione, ENEL Trade, ENEL Energia, ENEL S.p.A.; **GSE**: GSE S.p.a., **EDISON**: EDISON Trading; **ENI**: ENIPOWER, ENIPOWER Trading, ENI S.p.a.; **E.ON**: MPE Energia, E.ON Produzione, E.ON Energy Solutions, E.ON Energy Trading, DALMINE Energie, E.ON Global Commodities, ENDESA Europa Power & Fuel, ENDESA Italia Power & Fuel, ENDESA Italia, ENDESA Trading; **A2A**: A2A Trading, EDIPOWER, Iren Mercato.

Si assume, inoltre, che le società appartenenti ad un certo macro-gruppo nel 2014, fossero appartenute allo stesso gruppo anche negli anni precedenti.

³⁰ L'operatore **ENEL** consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: ENEL Produzione S.p.A., ENEL Energia S.p.A. e ENEL S.p.A.

³¹ L'operatore **A2A** consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: A2A Trading S.r.l., A2A Energia S.p.A., Ecodeco S.r.l., EDIPOWER S.p.A., IREN Mercato S.p.A.

³² L'operatore **EDF** consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: EDISON Energia S.p.A., EDISON Trading S.p.A., Alpiq Energia Italia S.p.A., Alpiq SA, Alpiq Suisse SA, Energ.It S.p.A.

Ciò al fine di tener conto degli effetti relativi all'evoluzione del parco di generazione, della rete di trasmissione e del fabbisogno di energia e di potenza sul potere di mercato degli operatori con maggiori quote di mercato.

Gli esiti delle analisi della pivotalità congiunta (rif. Appendice A) dimostrano che le aree geografiche – intese come combinazioni di zone – su cui i principali operatori sono stati più pivotali (in termini di percentuale di ore sull'anno) con riferimento agli anni dal 2009 al 2014 sono state rispettivamente: tutta Italia, la Sicilia e la Sardegna per ENEL, la Sardegna per EON e il Nord per A2A. Negli ultimi due anni, la pivotalità dei principali operatori si è ulteriormente ridotta e le analisi effettuate con riferimento all'anno 2014 indicano ENEL come pivotale nelle aree Italia e Sicilia.

Nell'osservare eventuali variazioni del potere di mercato dei principali operatori, di seguito sono pertanto riportati gli esiti, dell'analisi della pivotalità nelle aree geografiche Italia e Sicilia. La pivotalità degli operatori è misurata in termini di percentuale di ore annue in cui l'operatore è stato indispensabile a soddisfare il fabbisogno orario di energia (o potenza) e in termini di potenza media oraria.

7.2 Pivotalità su fabbisogno di energia (rif. Appendice A)

Italia

La pivotalità di ENEL sul fabbisogno di energia in Italia ha fatto registrare un calo significativo dal 2004 ad oggi. Nel 2004, ENEL era pivotale in Italia nel 90% circa delle ore³⁴, mentre già nel 2009 la percentuale era scesa al 37% delle ore (per una potenza media di 3.688 MW). Tale discesa è proseguita fino al 2013, anno in cui ENEL è risultata pivotale nel 3% delle ore (257 ore per una potenza media di 1.354 MW). Nel 2014 la percentuale di ore in cui ENEL è risultata pivotale è stata pari al 3,4% (298 ore per una potenza media di 1.036 MW). Il trend fra il 2013 e il 2014 registra un lieve aumento del numero di ore di pivotalità a cui però corrisponde una diminuzione della pivotalità in termini di potenza media (-23%).

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 19% delle ore del 2014 per una potenza media di circa 247 MW. Rispetto al 2013, il numero di ore di pivotalità risulta pressoché invariato mentre si registra una riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-18%). Il trend fra il 2009 e il 2014 evidenzia complessivamente una riduzione considerevole della pivotalità sia in termini di ore (-74%) sia in termini di potenza media (-58%).

³³ L'operatore **EON** consiste nel raggruppamento dei seguenti utenti del dispacciamento: E.ON EnergyTrading S.p.A., E.ON Produzione S.p.A., E.ON Energy Trading SE Branch Italiana, E.ON Energia S.p.A., E.ON Energy Trading SE, E.ON Italia Power&Fuel S.r.l., E.ON Europa Power&Fuel S.r.l., MPE Energia S.r.l.

³⁴ Indagine conoscitiva congiunta AEEG/AGCM sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (IC22) (2005).

Tabella 10: Pivotalità calcolata rispetto al fabbisogno di energia: percentuale di ore di pivotalità nell'anno (%) e potenza media di pivotalità (MW) nelle medesime ore

		2009		2010		2011		2012		2013		2014
		%		%		%		%		%		%
ENEL		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)
Italia	▾	36,8%	▾	28,6%	▾	12,7%	▾	4,9%	▾	2,9%	▾	3,4%
		(3.688)		(2.814)		(1.986)		(1.958)		(1.354)		(1.036)
Sicilia	▾	70,8%	▾	51,6%	▾	42,0%	▾	16,2%	▾	18,7%	▾	18,6%
		(593)		(451)		(322)		(297)		(301)		(247)

7.3 Pivotalità su fabbisogno di potenza (rif. Appendice A)

Italia

ENEL è stata pivotale in circa il 20,5% delle ore del 2014 per una potenza media di circa 2.189 MW. Rispetto al 2013, si registra un aumento della pivotalità in termini di numero di ore (+17%) e in termini di potenza media (+8%). Tuttavia, il trend fra il 2009 e il 2014 evidenzia complessivamente una riduzione significativa sia del numero di ore di pivotalità (-62%) sia della potenza media di pivotalità (-61%).

Sicilia

ENEL è stata pivotale in circa il 60% delle ore del 2014 per una potenza media di circa 430 MW. Il trend fra il 2013 e il 2014 registra un aumento del numero di ore di pivotalità (+14%) e una riduzione della pivotalità in termini di potenza media (-13%). Il numero di ore di pivotalità di ENEL nel 2014 risulta, rispetto ai valori registrati nel 2009, in significativa diminuzione, sia in termini di numero di ore (-32%) sia in termini di potenza media (-51%).

Relativamente al fabbisogno di potenza, in un numero estremamente limitato di ore (21), EDF è risultato nel 2014 pivotale in Sicilia per una potenza media di circa 85 MW.

Tabella 11: Pivotalità calcolata rispetto al fabbisogno di potenza: percentuale di ore di pivotalità nell'anno (%) e potenza media di pivotalità (MW) nelle medesime ore

		2009		2010		2011		2012		2013		2014
		%		%		%		%		%		%
ENEL		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)		(MW)
Italia	▾	54,3%	▾	47,5%	▾	35,6%	▾	20,8%	▾	17,5%	▾	20,5%
		(5.591)		(4.832)		(3.267)		(2.615)		(2.030)		(2.189)
Sicilia	▾	88,4%	▾	83,3%	▾	79,3%	▾	48,8%	▾	52,5%	▾	59,9%
		(876)		(717)		(599)		(464)		(493)		(430)

7.4 Osservazioni

Dall'analisi dei dati di pivotalità emergono i seguenti elementi:

- negli ultimi anni si è assistito ad una progressiva riduzione della pivotalità dei principali operatori e, con riferimento all'anno 2014, le analisi effettuate indicano ENEL come pivotale nelle aree Italia e Sicilia;
- nel tempo permangono condizioni strutturali critiche in Sicilia dovute alla persistente carenza di capacità di interconnessione. Nel corso degli ultimi anni l'interesse all'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali è stato limitato da una serie di misure introdotte dall'Autorità (capacità assoggettata alla disciplina degli impianti essenziali) e dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (tetto alle offerte di vendita su MGP);
- come già evidenziato nei rapporti di monitoraggio degli scorsi anni, anche nel 2014 si assiste ad una consistente riduzione della pivotalità dei principali operatori nelle ore centrali della giornata e, viceversa, ad una sua concentrazione nelle ore serali.

8 STATO DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA A PRONTI

Il presente capitolo analizza il livello del prezzo dell'energia elettrica nel mercato a pronti, evidenziando i principali fattori che ne hanno influenzato la dinamica sia a livello nazionale che regionale. Viene, inoltre, presentato un confronto degli esiti del mercato italiano con quelli relativi alle altre principali borse europee.

8.1 Mercato dell'energia elettrica a pronti

Nel 2014 il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica nella borsa elettrica italiana (PUN) si è attestato a 52,08 €/MWh, facendo segnare il livello annuale più basso dalla nascita del mercato all'ingrosso e registrando una riduzione pari a circa 11 €/MWh rispetto al 2013. Analizzando l'andamento dei prezzi nelle ore centrali della giornata (9-20³⁵), in cui i consumi sono storicamente maggiori, si osserva una correzione al ribasso di 11,45 €/MWh del minimo storico fatto registrare nel 2013 con un nuovo minimo a 59,52 €/MWh (-16,1%). Nelle ore di fuori picco³⁶ il prezzo si è attestato mediamente a 48,18 €/MWh (-10,57 €/MWh; -18%), superiore soltanto al fuori picco registrato nel 2005 (43,25 €/MWh). Il rapporto percentuale *Picco/Fuori Picco* si conferma pari al 124%, in linea con i livelli fatti registrare nei 3 anni precedenti.

Tabella 12: PUN medio annuo dal 2005 al 2014 e variazione annua 2014/2013.

€/MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 2014/13	
											€/MWh	Var %
Pun	58,68	74,69	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99	52,08	-10,91	-17,3%
N. Indice	100	127	121	148	109	109	123	129	107	89	-	-
Picco	87,93	108,72	104,90	114,38	83,05	76,77	82,71	86,28	70,97	59,52	-11,45	-16,1%
Fuori picco	43,25	56,99	53,00	72,53	53,41	57,34	66,71	69,77	58,75	48,18	-10,57	-18,0%
<i>Picco/FuoriPicco</i>	203%	191%	198%	158%	155%	134%	124%	124%	121%	124%	0,03	2,5%

³⁵ S'intende il periodo dall'ora 9 (8.00-8.59) all'ora 20 (19.00-19.59).

³⁶ S'intende il periodo dalle ore 21 alle ore 8 nei giorni feriali e tutte le ore dei giorni festivi.

Figura 3: Andamento trimestrale del PUN dal 2011 al 2014

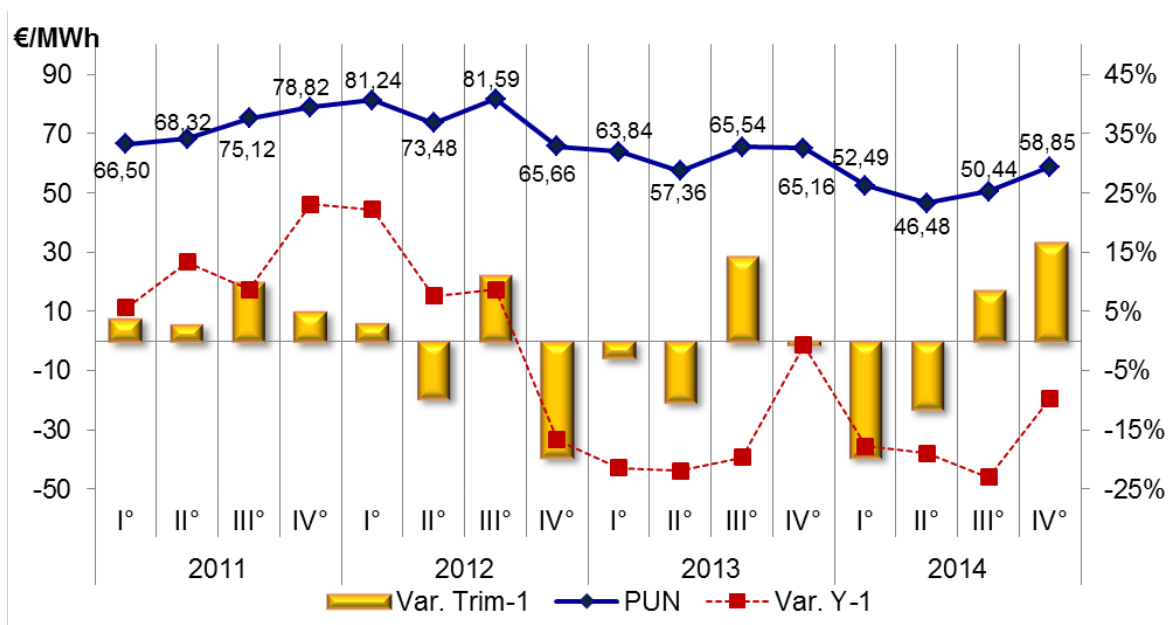
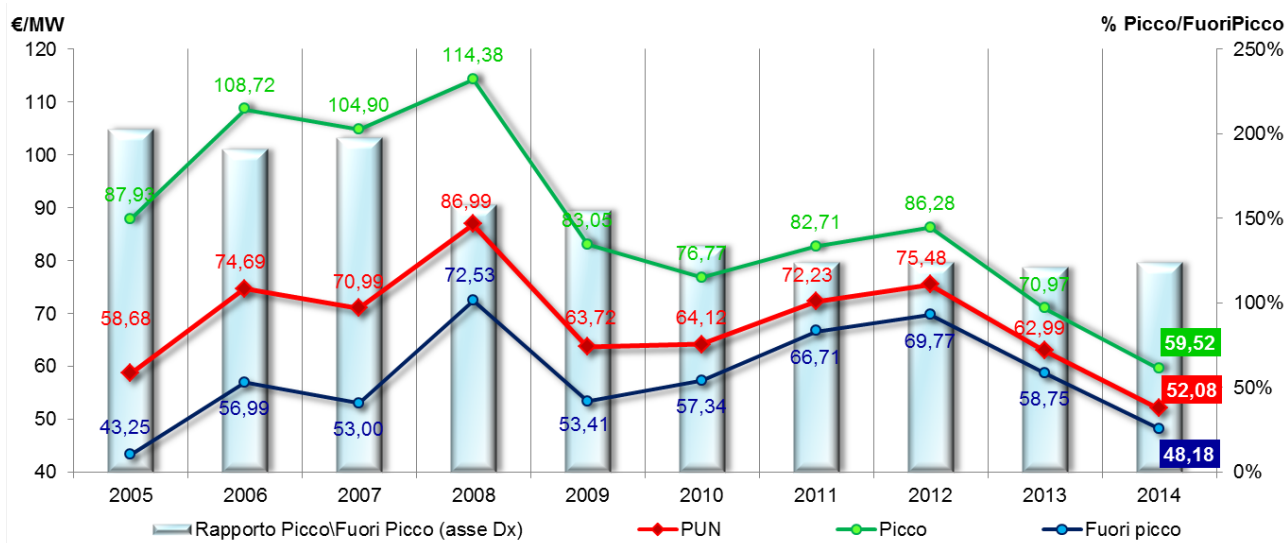


Figura 4: Andamento annuale del PUN medio del Picco e del Fuori Picco dal 2005 al 2014



Il forte calo delle quotazioni dell'energia elettrica, come si vede in Figura 3, ha interessato su base tendenziale tutti i trimestri del 2014 con un andamento che ha visto, in linea con il profilo stagionale, toccare il minimo annuo nel II° trimestre (46,48 €/MWh; -19% su base annua). Negli ultimi due trimestri dell'anno i prezzi si sono mossi al rialzo su base congiunturale (50,44 €/MWh; 58,85 €/MWh), pur rimanendo sempre al di sotto dei livelli registrati negli stessi trimestri dell'anno precedente (-23%;-10%).

Come già osservato per gli andamenti di prezzo relativi al 2013, anche il calo del prezzo dell'energia elettrica nel 2014 può essere in parte spiegato dall'effetto combinato di una serie di fattori. In particolare:

- la debolezza della domanda elettrica dovuta al perdurare dell'instabilità economica – con il PIL in calo dello 0,4% nel 2014 sul 2013 in termini reali³⁷ – e al crescente ricorso all'efficientamento energetico.

Per il quarto anno consecutivo, si assiste ad una riduzione della domanda complessiva del Sistema Italia, scesa a 318 TWh, con una flessione del 3,5% rispetto al 2013 e del 10% rispetto al picco raggiunto nel 2008 (354 TWh). Alla riduzione ha contribuito sia il calo della domanda nazionale³⁸ (288 TWh, -1,5% sul 2013) sia il crollo della domanda estera (31 TWh, -18,8%). Gli andamenti sono riportati nella Tabella 13. Si conferma, inoltre, la crescente propensione dei consumatori nazionali ad adottare strategie di acquisto più prudenti, come testimoniato dal crescente numero di offerte di acquisto con indicazione di prezzo. In particolare, la Tabella 15 mostra come, considerando la sola domanda italiana ed escludendo i pompaggi, nel 2014 la quota di domanda elastica abbia raggiunto i 15 TWh ovvero il 5,1%, con un incremento del 50% rispetto al 2013. Il calo della domanda si traduce in un fisiologico calo degli acquisti³⁹ che, a livello nazionale, si attestano a 278 TWh (-2,4%). La caduta si concentra principalmente in Sicilia (-6,7%) e nelle zone continentali del Centro Nord e del Centro Sud (rispettivamente, -9,3% e -8,3%). In controtendenza risultano le zone Sud e Sardegna, con acquisti in aumento, rispettivamente dell'1,1% e del 4,7%. Anche gli acquisti esteri (*export*) risultano in deciso calo (3,5 TWh, -8,7%), contribuendo alla riduzione degli acquisti totali del Sistema Italia, che hanno pertanto messo a segno un nuovo minimo storico (282 TWh, -2,5% rispetto al 2013). Minimo storico anche per le vendite delle unità di produzione nazionali, che scendono a 235 TWh (-3,2%), con una flessione generale che interessa tutte le regioni ad esclusione della zona Sud, dove si registra un incremento dello 0,5%. In controtendenza le vendite sulle zone estere (*import*), cresciute nel 2014 dell'1% raggiungendo quota 46,9 TWh.

Tabella 13: Domanda e offerta elettrica per zone nel 2014 e variazione rispetto al 2013

ZONE*	DOMANDA			ACQUISTI			OFFERTA			VENDITE		
	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %	TOTALE (MWh)	Media Oraria (MW)	Var. %
NORD*	159.938.860	18.258	-0,1%	156.527.195	17.868	0,0%	234.966.544	26.823	-2,0%	113.230.025	12.926	-4,2%
CNOR	28.051.025	3.202	-6,4%	25.870.603	2.953	-9,3%	36.094.834	4.120	8,2%	18.393.353	2.100	-0,2%
CSUD	42.459.233	4.847	-6,1%	40.644.400	4.640	-8,3%	64.676.090	7.383	-16,6%	28.933.476	3.303	-4,4%
SUD*	26.901.700	3.071	2,6%	25.972.484	2.965	1,1%	76.593.925	8.744	-7,2%	47.777.331	5.454	0,5%
SARD	11.710.703	1.337	6,4%	11.416.358	1.303	4,7%	15.947.972	1.821	0,0%	9.833.674	1.123	-3,2%
SICI*	18.671.674	2.131	-4,9%	18.049.259	2.060	-6,7%	33.389.614	3.812	1,2%	16.870.517	1.926	-7,0%
TOTALE NAZ.	287.733.195	32.846	-1,5%	278.480.299	31.790	-2,4%	461.668.980	52.702	-4,3%	235.038.376	26.831	-3,2%
ESTERO	30.513.789	3.483	-18,8%	3.497.071	399	-8,7%	50.014.024	5.709	0,2%	46.938.994	5.358	1,0%
SISTEMA ITALIA	318.246.984	36.330	-3,5%	281.977.370	32.189	-2,5%	511.683.003	58.411	-3,8%	281.977.370	32.189	-2,5%

³⁷ Dato pubblicato dall'Istat nel Report "Anni 2012-2014. Conti economici nazionali - Pil e indebitamento netto delle Amministrazioni pubbliche".

³⁸ MWh offerti in acquisto da parte delle Unità di Consumo (UC) sul MGP.

³⁹ MWh offerti in acquisto sul MGP e accettati.

Tabella 14: Andamento dei volumi sul MGP e variazione rispetto al 2013

<i>TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variazione '14/'13
Richiesta Terna	320,3	330,5	334,6	328,2	317,1	309,0	-3,0%
Domanda	339,2	345,1	338,2	330,5	329,8	318,2	-3,5%
<i>con indicazione di prezzo</i>	27,9	28,3	28,2	34,8	46,5	44,8	-3,5%
<i>rifiutata</i>	25,7	26,4	26,6	31,8	40,6	36,0	-11,2%
Acquisti	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	-2,5%
<i>% su richiesta Terna</i>	97,9%	96,4%	93,1%	91,0%	91,2%	91,3%	+0,0 p.p.
Offerta	499,2	509,5	538,1	555,4	532,1	511,7	-3,8%
Vendite	313,4	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	-2,5%
<i>a prezzo zero</i>	225,8	218,4	210,0	201,8	214,7	212,7	-0,9%

Tabella 15: Andamento della domanda inelastica in Italia

<i>TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variazione '14/'13
Dom. totale Italia*	307,2	312,0	307,1	296,3	292,1	287,5	-2%
Dom. con indicazione di prezzo	1,2	0,3	0,7	2,9	9,8	14,7	50%
Domanda elastica	0,4%	0,1%	0,2%	1,0%	3,3%	5,1%	1,77
Domanda inelastica	99,6%	99,9%	99,8%	99,0%	96,7%	94,9%	-1,77

* è esclusa la domanda dei pompaggi e delle zone estere.

- il consolidato mutamento del mix produttivo (vedi Tabella 16) con la riduzione, per il quarto anno consecutivo, dell'apporto produttivo degli impianti alimentati da fonti fossili (gas, carbone e olii combustibili), a favore di quelli alimentati da fonti rinnovabili.

Nel 2014, infatti, le vendite degli impianti alimentati dalle fonti tradizionali scendono sia in valore assoluto (130,6 TWh, -11,7% rispetto al 2013) sia come quota sul totale delle vendite (56%, in calo su base annuale di 5 punti percentuali e di 20 punti percentuali rispetto al 2010). La riduzione maggiore viene registrata dai cicli combinati (CCGT), la tecnologia di punta per il sistema elettrico nazionale (75 TWh, -19% rispetto al 2013), in linea con il depotenziamento del parco termoelettrico descritto nel Capitolo 5. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, al contrario, hanno raggiunto il nuovo massimo storico, superando i 100 TWh venduti (101 TWh, +10,4% rispetto al 2013), grazie soprattutto all'apporto dell'offerta solare (30,2 TWh, +13,1%) e idrica (50,5 TWh, +11,5%). Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili vedono così la propria quota sulle vendite complessive salire dal 37,7% del 2013 al 42,9% del 2014.

Tabella 16: Quantità accettate totali per fonte/tecnologia, variazioni rispetto all'anno precedente e quota % sulle quantità accettate totali

	2013				2014			
	Totale TWh	Media Oraria MW	Var. % '13/'12	Quota %	Totale TWh	Media Oraria MW	Var. % '14/'13	Quota %
Fonti tradizionali Totale	147,8	16.875	-15,3%	60,9%	130,5	14.899	-11,7%	55,5%
Gas	92,8	10.593	-18,3%	38,3%	75,5	8.621	-18,6%	32,1%
<i>Altro Gas</i>	0,3	38	-35,8%	0,1%	0,5	54	39,7%	0,2%
<i>Ciclo combinato</i>	92,5	10.554	-18,5%	38,1%	75,1	8.568	-18,8%	31,9%
Carbone	26,2	2.992	-18,5%	10,8%	25,0	2.859	-4,5%	10,7%
Oli e Policombustibili	17,4	1.983	-7,8%	7,2%	18,6	2.121	7,0%	7,9%
Altro	11,5	1.307	20,3%	4,7%	11,4	1.298	-0,7%	4,8%
Fonti rinnovabili Totale	91,4	10.436	23,7%	37,7%	100,9	11.517	10,4%	42,9%
Idraulica	45,3	5.173	29,1%	18,7%	50,5	5.766	11,5%	21,5%
<i>Idrico fluente</i>	27,0	3.079	21,4%	11,1%	31,3	3.569	15,9%	13,3%
<i>Idrico modulazione</i>	18,3	2.094	42,4%	7,6%	19,2	2.196	4,9%	8,2%
Geotermica	5,3	609	0,9%	2,2%	5,6	635	4,3%	2,4%
Eolico	14,1	1.607	36,9%	5,8%	14,6	1.670	3,9%	6,2%
Solare e altre	26,7	3.047	15,0%	11,0%	30,2	3.447	13,1%	12,9%
Pompaggio	3,3	380	13,0%	1,4%	3,6	407	7,2%	1,5%
TOTALE NAZIONALE	242,6	27.691	-3,5%	100%	235,0	26.824	-3,1%	100%
Estero	46,5	5.304	8,3%	16,1%	46,9	5.358	1,0%	16,6%
TOTALE	289,0	32.995	-1,8%	100%	281,9	32.182	-2,5%	100%

- il calo del prezzo medio con cui gli impianti a ciclo combinato vengono accettati al margine.

Nel 2014, considerando il solo Continente, la percentuale di ore al margine di questi impianti scende drasticamente intorno al 51%, rispetto al 59% del 2013. La riduzione della domanda a livello nazionale e il consolidamento della produzione da fonti rinnovabili hanno causato l'erosione delle ore al margine dei CCGT, favorendo impianti meno costosi come il carbone, il cui numero di ore al margine è invece aumentato. Nel 2014, questi impianti hanno fissato il prezzo nell'11% delle ore rispetto al 7% delle ore del 2013. Si osserva, inoltre, come il prezzo medio marginale degli impianti CCGT sia passato dai 65 €/MWh del 2013 ai circa 55 €/MWh del 2014 con una riduzione netta di 10 €/MWh (Tabella 17). La variazione nella strategia di offerta dei cicli combinati, infatti, vede un deciso spostamento delle quantità offerte dalla classe di prezzo 60-80 alla classe di prezzo 30-60 (Tabella 18) e può essere in parte spiegata dalla flessione segnata dal costo della materia prima gas. Infatti, le quotazioni al PSV risultano in calo del 17% rispetto al 2013 e sono sempre più allineate con i prezzi rilevati sugli altri *hub* europei. Questi sviluppi hanno aumentato il grado di correlazione tra i prezzi spot del gas e quelli dell'elettricità, con risposte più rapide e dirette da parte di questi ultimi alle oscillazioni dei primi. Si registra inoltre un'ulteriore flessione degli oneri ambientali che, nel 2014, si sono attestati mediamente sui 4,6 €/MWh, in calo del 22% rispetto al 2013 (vedi Figura 5).

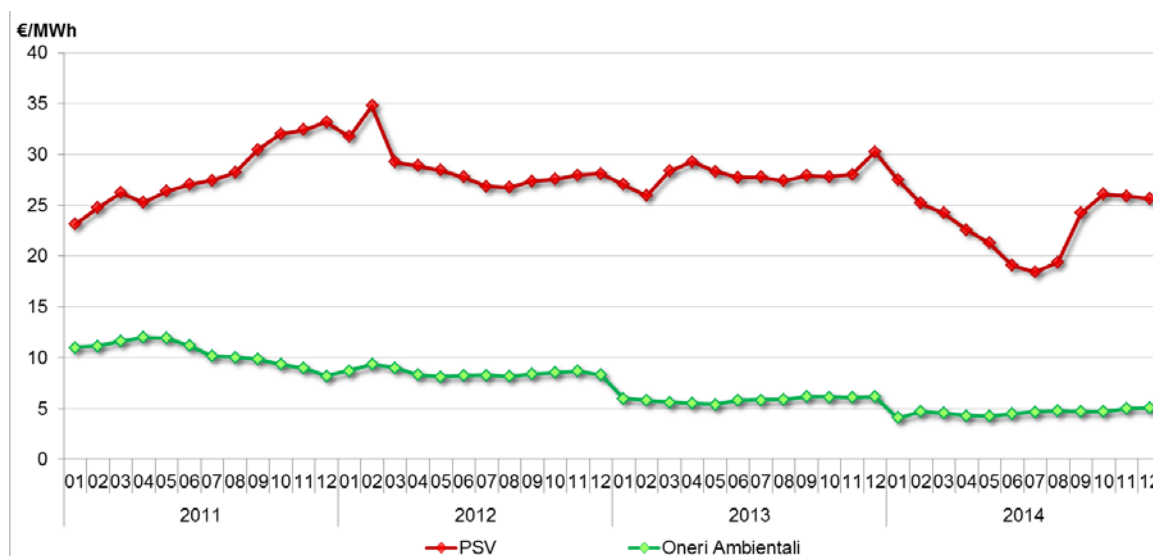
Tabella 17: Percentuale di ore al margine e prezzo medio marginale per tecnologia

Fonte Tecnologia	2012		2013		2014	
	Ore al Margine %	Prezzo Marginale €/MWh	Ore al Margine %	Prezzo Marginale €/MWh	Ore al Margine %	Prezzo Marginale €/MWh
Ccgt	57%	77,29	59%	64,96	51%	54,45
Estero	14%	56,47	14%	50,77	12%	44,62
Oli e Policombustibili	10%	58,63	6%	44,01	11%	38,77
Carbone	7%	59,90	7%	44,28	11%	39,23
Idraulica	8%	79,58	9%	60,78	10%	49,80
Solare&Eolico	0%	46,55	2%	44,54	2%	25,87
I.Pompaggio	3%	76,93	2%	63,95	2%	54,79
Gas	1%	80,03	1%	60,82	0%	56,34

Tabella 18: Quantità media offerta dagli impianti a ciclo combinato sul continente divise per classi di prezzo

Classe di Prezzo	2012	2013	Var. 2013/12	2014	Var. 2014/13	Var. 2014/12
0	8.410	6.474	-23%	5.046	-22%	-40%
0-30	993	482	-51%	356	-26%	-64%
30-40	45	86	92%	291	238%	548%
40-60	493	1.099	123%	1.802	64%	265%
60-80	1.677	1.638	-2%	468	-71%	-72%
80-100	682	234	-66%	112	-52%	-84%
100-120	219	90	-59%	57	-36%	-74%
120-160	168	151	-10%	91	-40%	-46%
160-200	10	22	130%	0	-100%	-100%
200-500	1	0		0		
TOTALE	12.698	10.275	-19%	8.223	-20%	-35%
0-60	9.942	8.140	-18%	7.495	-8%	-25%
60-250	2.756	2.135	-23%	728	-66%	-74%

Figura 5: Andamento mensile delle quotazioni gas al PSV e oneri ambientali (Certificati verdi e CO2)



8.2 Prezzi zonali

A livello zonale i prezzi fanno registrare un andamento in linea sia con quello del PUN che con quello osservato nel corso del 2013. Il 2014, infatti, è stato caratterizzato da una significativa diminuzione dei prezzi di vendita sul MGP in tutte le zone italiane. Nelle regioni continentali i prezzi medi si sono attestati sui 49 €/MWh (-18%), con una crescente convergenza fra le varie zone. In particolare, il differenziale fra il valore massimo del continente, registrato nella zona Nord, pari a 50,35 €/MWh (-18%) e quello minimo della zona Sud⁴⁰, pari a 47,38 €/MWh (-17%), si è ridotto del 32% rispetto al 2013. Cali notevoli hanno interessato anche le Isole Maggiori: la Sardegna, con un prezzo pari a 52,18 €/MWh (-15%), conferma il superamento delle criticità connesse a situazioni di interruzione del transito con il continente o di scarsità di offerta per indisponibilità degli impianti di generazione di base, allineandosi sempre più ai prezzi del continente, con il quale presenta un differenziale medio di 3,14 €/MWh (nel 2009 tale differenziale era pari a 21 €/MWh). La Sicilia, al contrario, presentando una situazione strutturale pressoché immutata in attesa del completamento della linea Sorgente-Rizziconi (si veda anche il Paragrafo 6.2), nonostante il calo del 12% dei prezzi, che si attestano su un livello medio pari a 80,92 €/MWh, si conferma la zona più cara del Paese. Il differenziale con il PUN, infatti, seppur in lieve calo (-1%) rimane su livelli decisamente alti (31,88 €/MWh).

L'effetto congiunto del calo della domanda e dell'aumento della produzione da fonte rinnovabile ha portato ad un crescente numero di ore in cui il prezzo zonale è risultato pari a zero. Con l'aumento dell'offerta solare si è inoltre assistito ad un deciso aumento del numero di ore diurne (9-20) con un prezzo inferiore a quelle notturne (21-8) (vedi Tabella 20).

Tabella 19: PUN, prezzi zonali e differenziali (2009-2014)

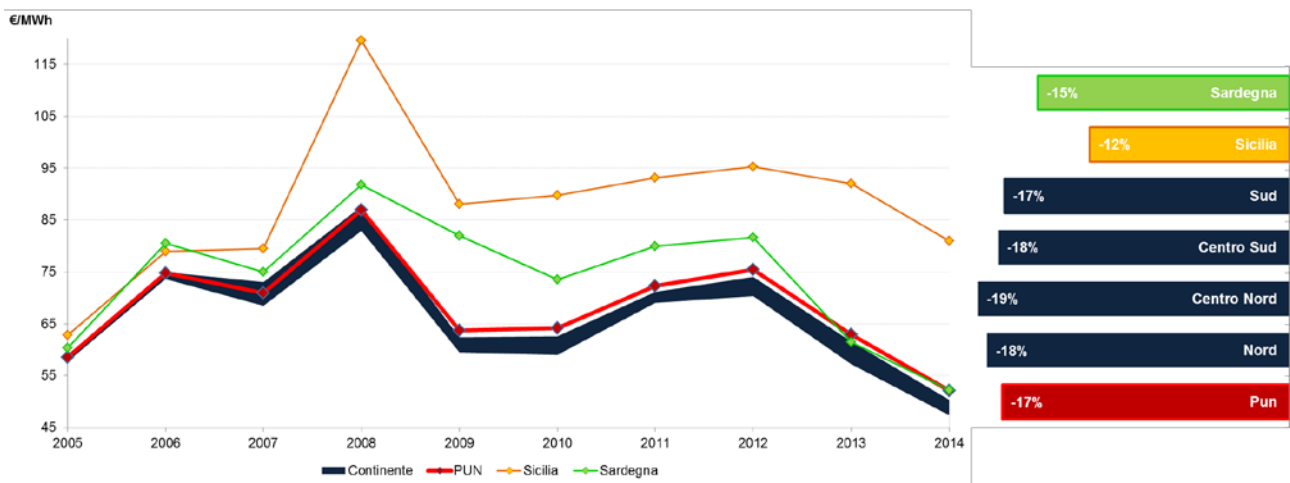
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variazione %
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	
Pun	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99	52,08	-17%
Nord	57,71	73,63	68,47	82,92	60,82	61,98	70,18	74,05	61,58	50,35	-18%
Centro Nord	58,62	74,98	72,80	84,99	62,26	62,47	71,17	73,87	61,05	49,58	-19%
Centro Sud	59,03	74,99	73,05	87,63	62,40	62,60	70,86	73,16	59,26	48,86	-18%
Sud	59,03	74,98	73,04	87,39	59,49	59,00	69,04	70,34	57,22	47,38	-17%
Sicilia	62,77	78,96	79,51	119,63	88,09	89,71	93,11	95,28	92,00	80,92	-12%
Sardegna	60,38	80,55	75,00	91,84	82,01	73,51	79,93	81,67	61,52	52,18	-15%
<i>Delta PzSici - PzMin</i>	5,07	5,33	11,04	36,71	28,60	30,71	24,07	24,94	34,78	33,54	-4%
<i>Delta PzSard - PzMin</i>	2,67	6,93	6,52	8,92	22,52	14,50	10,89	11,33	4,30	4,80	12%
<i>Delta PzSici - PzNord</i>	5,07	5,33	11,04	36,71	27,27	27,73	22,93	21,23	30,42	30,57	0%
<i>Delta PzSard - PzNord</i>	2,67	6,93	6,52	8,92	21,19	11,52	9,76	7,62	-0,06	1,83	-3150%
<i>Delta PzSici - PzContinente</i>	4,18	4,31	7,67	33,90	26,85	28,20	22,80	22,42	32,22	31,88	-1%
<i>Delta PzSard - PzContinente</i>	1,78	5,91	3,16	6,11	20,77	11,99	9,62	8,82	1,74	3,14	80%
<i>Delta PzSici - PUN</i>	4,19	4,20	8,52	32,64	24,37	25,59	20,88	19,80	29,01	28,84	-1%
<i>Delta PzSard - PUN</i>	1,79	5,80	4,01	4,84	18,29	9,38	7,70	6,19	-1,47	0,10	-107%
<i>Diff. SUD-NORD</i>	1,32	1,36	4,57	4,47	-1,33	-2,98	-1,14	-3,71	-4,36	-2,97	-32%

⁴⁰ La zona Sud comprende anche i poli di Brindisi, Foggia e Rossano.

Tabella 20: N° ore con prezzi a zero e N° giorni con prezzi diurni minori di quelli notturni nelle varie macrozone

Anno		PUN	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Rossano	Sardegna	Sicilia
2012	N.° Ore con prezzi a zero	0	0	0	0	8	20	69	34
	N.° Giorni con almeno un'ora con prezzi a zero	0	0	0	0	3	4	16	13
	N.° Giorni con inversione prezzi diurni/notturni	76	75	76	77	128	125	133	29
2013	N.° Ore con prezzi a zero	2	4	20	48	89	89	48	91
	N.° Giorni con almeno un'ora con prezzi a zero	1	2	9	15	24	24	15	28
	N.° Giorni con inversione prezzi diurni/notturni	86	74	106	106	141	141	115	113
2014	N.° Ore con prezzi a zero	0	0	61	71	139	180	71	163
	N.° Giorni con almeno un'ora con prezzi a zero	0	0	21	25	37	39	25	42
	N.° Giorni con inversione prezzi diurni/notturni	106	82	114	132	160	162	162	106

Figura 6: MGP e prezzi di vendita zonali



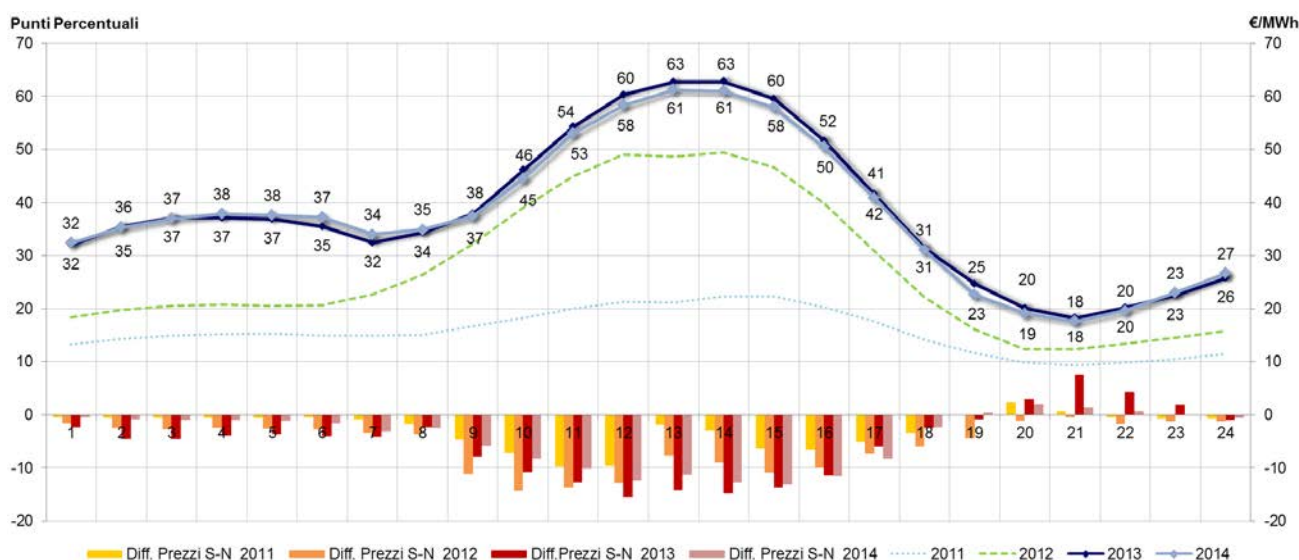
Nel corso del 2014 si assiste, dopo due anni, ad una riduzione dello *spread* tra i prezzi delle zone meridionali e settentrionali. Il maggior calo dei prezzi nella zona Nord rispetto alla zona Sud (-18% versus -17%) si traduce, infatti, in un differenziale, calcolato su base annua, pari a 3,31 €/MWh, del 28% più basso rispetto al valore osservato nel 2013. Tale riduzione appare imputabile all'effetto combinato degli acquisti, invariati al Nord ed in lieve ripresa al Sud (+1,1%) e alla produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili cresciuta al Nord in maniera molto più consistente rispetto al Sud (17% versus 3%). Nel dettaglio, tale aumento della produzione rinnovabile è imputabile principalmente agli impianti fotovoltaici, la cui produzione è salita a 16,6 TWh (+3,3 TWh rispetto al 2013), ed idroelettrici (+14%) la cui produzione nel 2014 ha superato al Nord quella degli impianti a Ciclo Combinato (39,7 TWh versus 35,7 TWh).

Se si osserva il valore medio orario dell'offerta eolica e solare sulla domanda in un giorno lavorativo medio, si nota come, nonostante il peso della produzione rinnovabile sulla domanda al Sud – unica zona esportatrice netta - sia superiore rispetto al dato analogo riferito alla zona Nord, per la prima volta dopo tre anni di crescita il divario tra Sud e Nord misurato da queste quote risulta stabile, con una lieve flessione nelle ore centrali della giornata.

Nel dettaglio, in Figura 7 viene rappresentata la differenza, in termini di punti percentuali, tra la quota di domanda soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Sud e quella al Nord. Questa

differenza risulta essere di 36 punti percentuali nelle ore del fuori picco mattutino tra l'ora⁴¹ 1 e l'ora 8 (+1 p.p. rispetto al 2013) mentre tra l'ora 12 e l'ora 14 la quota di domanda soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Sud è pari al 74%, 60 punti percentuali in più rispetto al Nord (-1 p.p. rispetto al 2013). In termini di prezzo, il differenziale tra la zona Sud e la zona Nord risulta pari a 1,5 €/MWh nelle ore di fuori picco mattutino (3,7 €/MWh nel 2013) e di 12,4 €/MWh tra le ore 12 e le 15 (rispetto ai circa 14,6 €/MWh nel 2013).

Figura 7: Delta prezzo Sud-Nord e differenza tra la quota dell'offerta eolica e fotovoltaica sulla domanda del Sud e quella del Nord (giorno lavorativo medio - anni 2011-2014)



* Le curve 2011,2012, 2013 e 2014 rappresentano la differenza in punti percentuali fra la quota di domanda (%) soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Sud e la quota di domanda (%) soddisfatta dalla produzione solare ed eolica al Nord.

La convergenza dei prezzi zonali a livello continentale può essere in parte spiegata anche dalla riduzione delle congestioni tra le zone che ha permesso al continente di risultare unito in un crescente numero di ore (71%, +4 p.p. rispetto al 2013). Nonostante si assista alla risoluzione di alcune criticità sulla dorsale Sud-Nord, il numero di ore in cui il Continente risulta separato in più zone (vedi Tabella 21) testimonia, tuttavia, il perdurare di alcuni colli di bottiglia (Tabella 22). In particolare:

- tra la zona Nord ed il Centro Nord (CNor) si concentra il maggior numero di saturazioni con 1.460 ore, in aumento rispetto al 2013 di circa 500 ore e più che triplicate rispetto al 2012;
- tra la zona Centro Nord ed il Centro Sud (CSud), al contrario, le ore di saturazione si sono più che dimezzate passando dalle 1.200 ore del 2013 a circa 500 del 2014.

⁴¹ Per ora 1 si considera il periodo rilevante dalle ore 0.00 alle ore 0.59 mentre per ora 8 si intende il periodo rilevante tra l'ora 7.00 e l'ora 7.59.

Tabella 21: Configurazioni zonali del Continente e numero di ore

Numero Zone	N° Ore e <i>incidenza</i> %			
	2011	2012	2013	2014
1	6.686 76,3%	6.324 72,0%	5.946 67,9%	6.207 70,9%
2	1.873 21,4%	2.309 26,3%	2.432 27,8%	2.273 25,9%
3	201 2,3%	149 1,7%	362 4,1%	277 3,2%
4	0,0%	2 0,0%	20 0,2%	3 0,0%
TOTALE	8.760	8.784	8.760	8.760

Tabella 22: Flussi fra le zone continentali e ore di saturazione

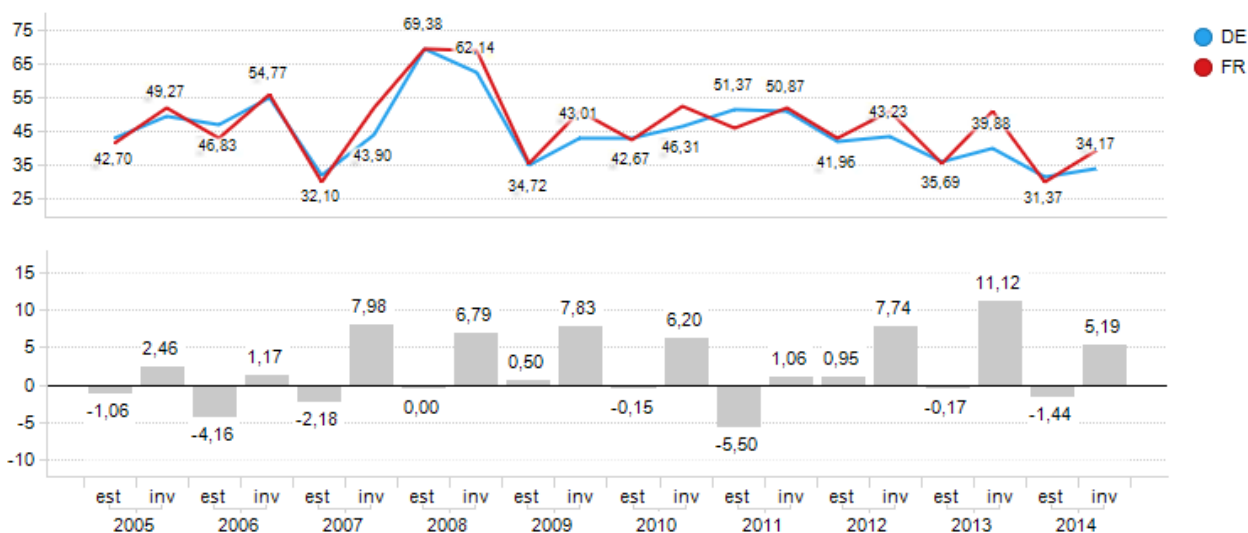
Anno	Transito ->		Limiti di Transito Medi (MW)		Flusso MWh			Saturazione Transiti			
			Export	Import	Medio	Export	Import	N.° Ore	% Su H totali	% H in export	% H in import
2011	NORD	CNOR	3139	-1596	1120	1414	-567	553	6%	98%	2%
		CNOR	2002	-2186	-460	597	-920	369	4%	5%	95%
		CSUD	485	-612	299	337	-91	2.553	29%	98%	2%
		CSUD	10000	-3878	-2861	0	-2861	1.353	15%		100%
		SUD	10000	-1884	-725	0	-746	328	4%		100%
		SUD	10000	-4984	-3200	0	-3200	353	4%		100%
		SUD	10000	-2060	-674	120	-732	43	0%		100%
		SICI	183	-159	-79	107	-130	7.227	83%	19%	81%
		SICI	10000	-795	-440	110	-445	-			
2012	NORD	CNOR	3353	-1672	443	1208	-723	395	5%	25%	75%
		CNOR	1922	-2294	-791	630	-1205	796	9%	15%	85%
		CSUD	558	-882	66	285	-303	889	10%	79%	21%
		CSUD	10000	-3717	-2698	158	-2700	1.422	16%		100%
		SUD	10000	-1888	-624	0	-636	360	4%		100%
		SUD	10000	-4605	-2663	0	-2663	677	8%		100%
		SUD	10000	-2082	-714	129	-841	165	2%		100%
		SICI	182	-167	-112	113	-147	7.430	85%	10%	90%
		SICI	10000	-794	-438	89	-448	1	0%		100%
2013	NORD	CNOR	3303	-1686	355	1386	-903	970	11%	30%	70%
		CNOR	1845	-2310	-799	744	-1344	1.253	14%	12%	88%
		CSUD	661	-974	155	273	-176	279	3%	99%	1%
		CSUD	10000	-3982	-2562	35	-2563	1.008	11%		100%
		SUD	10000	-2043	-590	0	-590	80	1%		100%
		SUD	10000	-4932	-2428	0	-2428	163	2%		100%
		SUD	10000	-2104	-527	128	-646	6	0%		100%
		SICI	177	-161	-136	123	-161	8.045	92%	6%	94%
		SICI	10000	-802	-417	117	-450	3	0%		100%
2014	NORD	CNOR	3093	-1834	223	1460	-1016	1.462	17%	34%	66%
		CNOR	1883	-2536	-631	798	-1304	552	6%	13%	88%
		CSUD	690	-1072	255	331	-142	813	9%	100%	0%
		CSUD	10000	-3880	-2223	159	-2245	822	9%		100%
		SUD	10000	-1994	-550	0	-550	21	0%		100%
		SUD	10000	-4621	-2224	0	-2224	537	6%		100%
		SUD	10000	-2291	-448	125	-580	95	1%		100%
		SICI	180	-165	-135	123	-160	7.713	88%	5%	95%
		SICI	10000	-1063	-342	0	-362	-			

8.3 Confronto internazionale

Come anticipato nei paragrafi precedenti, la flessione dei prezzi che ha caratterizzato il 2013 si è protratta nel corso di tutto il 2014, con quotazioni dell'energia elettrica nelle principali borse europee sui livelli minimi degli ultimi anni. In particolare, i prezzi nei vari mercati hanno registrato una forte contrazione, attestandosi nel 2014 in un *range* compreso tra il minimo della Regione Scandinava, pari a 30 €/MWh (-23% sul 2013) e il massimo della Spagna, pari a circa 42 €/MWh (-5% sull'anno precedente).

Contrariamente a quanto rilevato nel 2013, quando nonostante il *market coupling* si è osservato un processo di “localizzazione” in termini di prezzo tra Francia e Germania, nel 2014 i prezzi dei due paesi hanno mostrato una maggiore convergenza, come testimonia il calo del differenziale che si è attestato intorno a 1,90 €/MWh⁴².

Figura 8: Andamento stagionale delle quotazioni di Francia e Germania dal 2005 al 2014 e relativi differenziali.



L’evoluzione della domanda nazionale e del mix produttivo hanno determinato un crescente processo di convergenza fra i prezzi italiani e quelli delle principali borse europee. Tale processo potrebbe subire un’accelerazione dall’estensione del *market coupling* tra Italia e Slovenia anche alle frontiere francesi, svizzere e austriache attuata nel febbraio 2015.

Nel 2014, il differenziale con la Germania è sceso al minimo dal 2006 (19,31 €/MWh, -23%), mentre quello con la Francia, pur con una riduzione minore (-11,7%) si è attestato sui 17,45 €/MWh. La riduzione maggiore si è registrata però nei confronti della Spagna con il differenziale praticamente dimezzato (9,95 €/MWh, -47%) come rappresentato nella Tabella 23. Nonostante negli ultimi anni nel nostro Paese si sia assistito ad una crescita della generazione rinnovabile seconda solo alla Germania, gli impianti che coprono il maggior numero di ore al margine rimangono i termoelettrici alimentati a metano (si veda la Tabella 17), tecnologia questa più costosa rispetto alle fonti nucleari e a carbone, maggiormente utilizzate in Francia e Germania. Tale tecnologia ha tuttavia beneficiato di un calo del costo d’approvvigionamento del gas naturale, dovuto alla progressiva sostituzione di vecchi contratti indicizzati al prezzo del barile con nuovi contratti maggiormente legati al prezzo a pronti del gas. Se si confronta il prezzo all’ingrosso registrato nel 2014 in Italia con l’analogo prezzo della Germania, si osserva che, nell’ipotesi in cui la tecnologia marginale in Italia sia sistematicamente rappresentata da impianti termici a ciclo combinato alimentati a gas naturale, il cui costo variabile nel 2014 può essere indicativamente stimato pari a 44 €/MWh⁴³, ed in Germania, da impianti termici tradizionali alimentati a carbone, il

⁴² La rigidità del parco di generazione francese, composto prevalentemente da impianti nucleari caratterizzati da frequenti guasti o fermi nel periodo autunnale/invernale di maggior domanda, favorisce la formazione, proprio in questa parte dell’anno, di prezzi più elevati in Francia che in Germania, essendo quest’ultima caratterizzata, invece, da un mix di generazione più equilibrato (rinnovabile, nucleare, carbone/lignite).

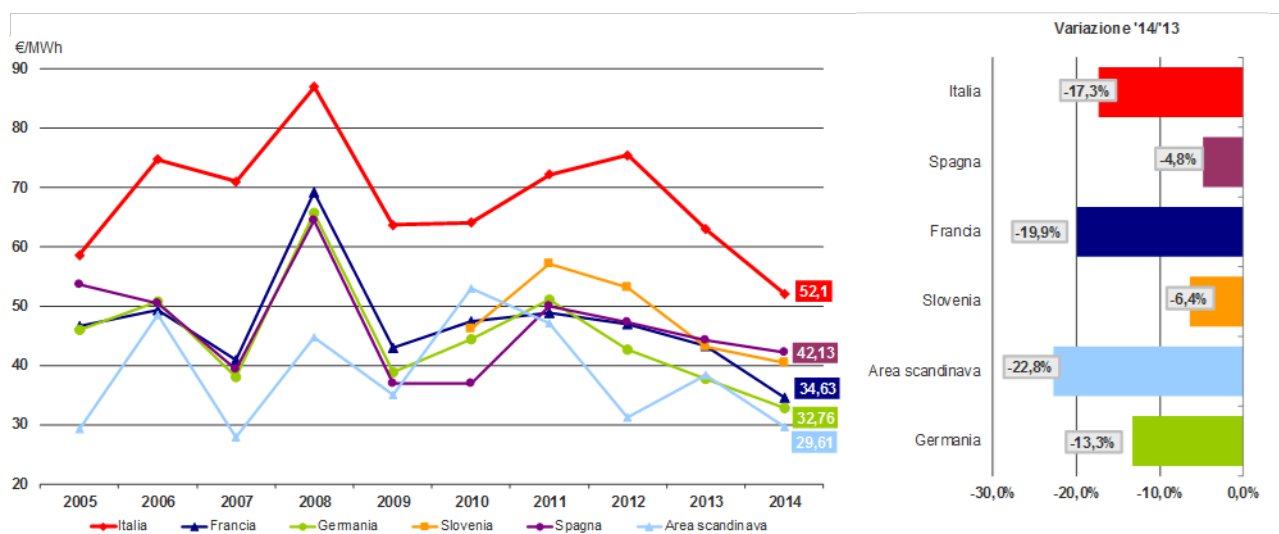
⁴³ Il costo variabile è calcolato utilizzando il prezzo del gas naturale registrato al PSV ed un impianto con rendimento al 53%, incrementato dell’onere per l’emissione della CO₂ (il cui prezzo spot nel 2014 è stato in media pari a 5,92 €/tCO₂) e dell’onere associato all’acquisto dei certificati verdi (pari nel 2014 a circa 2,2 €/MWh). La metodologia di calcolo assume a riferimento il costo economico (o costo opportunità) sostenuto dal produttore di energia elettrica per acquistare (rivendere) il gas naturale. Le quotazioni al PSV utilizzate si riferiscono alla data di *delivery*.

cui costo variabile si stima pari a circa 24 €/MWh⁴⁴, il differenziale tra i due paesi è pari a circa 20 €/MWh.

Tabella 23: Prezzi delle principali borse europee, 2005-2014

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 2014-13
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Italia	58,59	74,75	70,99	86,99	63,72	64,12	72,23	75,48	62,99	52,08	-17,3%
Germania	45,98	50,79	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12	42,6	37,78	32,76	-13,3%
<i>Diff. Germania-Italia</i>	-12,61	-23,96	-33,00	-21,23	-24,87	-19,64	-21,11	-32,88	-25,21	-19,31	-23,4%
Francia	46,67	49,29	40,88	69,15	43,01	47,5	48,89	46,94	43,24	34,63	-19,9%
<i>Diff. Francia-Italia</i>	-11,92	-25,46	-30,11	-17,84	-20,71	-16,62	-23,34	-28,54	-19,75	-17,45	-11,7%
<i>Diff. Francia-Germania</i>	0,69	-1,50	2,89	3,39	4,16	3,01	-2,23	4,34	5,46	1,87	-6,6%
Spagna	53,68	50,53	39,35	64,44	36,96	37,01	49,93	47,23	44,26	42,13	-4,8%
<i>Diff. Spagna-Italia</i>	-4,91	-24,22	-31,64	-22,55	-26,76	-27,12	-22,31	-28,25	-18,72	-9,95	-46,9%
Scandinavia	29,33	48,59	27,93	44,73	35,02	53,06	47,05	31,2	38,35	29,61	-22,8%
<i>Diff. Scandinavia-Italia</i>	-29,26	-26,16	-43,06	-42,26	-28,70	-11,07	-25,19	-44,28	-24,64	-22,47	-8,8%

Figura 9: Prezzi di vendita sulle principali borse europee



⁴⁴ Calcolato sulla base del prezzo del carbone CIF ARA Rotterdam, un PCI di 6238,48 kcal/kg, un rendimento standard della tecnologia del 35% incrementato dell'onere per l'emissione della CO₂.

9 MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Terna si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema eminentemente sul MSD. Rispetto al MGP, il MSD è, per sua natura, caratterizzato da una struttura dell'offerta molto più concentrata, in quanto vi possono partecipare solo le unità di produzione che, per le loro prestazioni specifiche e/o la loro localizzazione, possono efficacemente ed efficientemente erogare a Terna quei servizi necessari ad assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, riserva di potenza, bilanciamento etc.).

La Tabella 24 riporta l'evoluzione dal 2009 al 2014 delle principali componenti che concorrono a determinare l'onere netto sostenuto da Terna⁴⁵ per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, la cui copertura avviene mediante il corrispettivo unitario di cui all'articolo 44 della deliberazione 111/06 (c.d. *uplift*). Tali componenti sono state rielaborate da Terna ai fini delle analisi sull'andamento dell'*uplift*, riclassificando opportunamente le voci di cui al comma 44.1 della deliberazione 111/06, anche avvalendosi del sistema di *accounting* predisposto ai sensi della deliberazione 351/07. Le predette componenti fanno riferimento a partite economiche omogenee relative a fenomeni fisici sottostanti e, in particolare:

- la componente **approvvigionamento servizi** si riferisce alle contrattazioni sul MSD finalizzate all'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. È pari a quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06;
- la **componente energia** rappresenta il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia acquistata e venduta sul MSD a copertura dello stesso sbilanciamento. Il valore di tale componente risulta, in generale, non nullo data l'applicazione di un'asta discriminatoria (c.d. *Pay-as-Bid*) per la valorizzazione delle offerte accettate sul MSD e l'applicazione di prezzi di sbilanciamento non *cost-reflective* per specifiche tipologie di unità (unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e unità di consumo). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita agli sbilanciamenti, e quota parte della lettera b) del medesimo comma, riferita all'approvvigionamento di energia di bilanciamento sul MSD;
- la componente **contratti** rappresenta la componente fissa dei contratti stipulati in alternativa alla dichiarazione di essenzialità (le quantità contrattualizzate oggetto di selezione sul MSD e valorizzate al prezzo di esercizio sono invece ricomprese nella componente approvvigionamento servizi). È pari a quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06;
- la componente **gettone di avviamento e cambio assetto**⁴⁶ rappresenta il saldo tra il costo dei gettoni riconosciuti a remunerazione delle manovre di avviamento e di cambio assetto sul MSD e l'eventuale provento derivante dall'applicazione del corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di avviamento e di cambio assetto (di seguito: MROA e MROCA). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita a MROA e MROCA, e quota parte della lettera b) del comma 44.1 della deliberazione 111/06, riferita al gettone;
- la componente **altre partite** raggruppa partite economiche singolarmente poco rilevanti (e.g. corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, corrispettivi di non

⁴⁵ Oltre alle componenti di cui alla Tabella 24, tale onere netto include ulteriori voci tra cui assumono un peso rilevante, da un lato, la rendita da congestione derivante dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nazionale e dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con l'estero, dall'altro, l'onere netto maturato per garantire il servizio di interconnessione virtuale di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09.

⁴⁶ Il gettone di cambio assetto, introdotto con la deliberazione 46/2013/R/eel, è stato implementato nel corso del 2014.

arbitraggio, saldo corrispettivo aggregazione misure, etc). È pari a quota parte della lettera a) del comma 44.1 della deliberazione 111/06 e alla lettera c) del comma 44.1 della deliberazione 111/06.

Tabella 24: Controvalore delle principali componenti dell'uplift dal 2009 al 2014*,,*****

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)	(Mln €)
APPROVVIGIONAMENTO SERVIZI	-1.607	-1.049	-960	-946	-1.190	-1.128
COMPONENTE ENERGIA	427	7	-127	-286	-355	-459
CONTRATTI	0	-136	-81	-109	-147	-147
GETTONE DI AVVIAMENTO E CAMBIO ASSETTO			-11	-38	-90	-82
ALTRE PARTITE	15	31	31	80	59	60
<i>Totale</i>	-1.165	-1.147	-1.148	-1.299	-1.723	-1.756
<i>Costo unitario €/MWh</i>	3,82	3,67	3,67	4,30	5,94	6,25

* Il segno negativo rappresenta un onere netto per il sistema. Il segno positivo rappresenta un provento netto.

** I valori sono calcolati al 31 dicembre di ciascun anno e non tengono conto dei conguagli successivi.

*** I valori non tengono conto dell'applicazione dei fattori di perdita sulla RTN.

Come mostrato in Tabella 24, il 2014 fa registrare un lieve aumento dell'onere netto complessivo a carico del sistema rispetto all'anno precedente (+2%). Nello specifico, mentre è in calo l'onere per le componenti "Approvvigionamento Servizi" (-5%) e "Gettone di Avviamento e Cambio Assetto" (-9%), è la "componente Energia" a far salire l'onere totale, spinta da un rialzo leggermente superiore ai 100 Mln €(+29%). L'aumento dell'onere di sistema, combinato con il calo dei prelievi effettivi delle UC, ha così determinato un aumento del costo unitario dell'uplift che è salito a quota 6,25 €/MWh (+5%).

Le variazioni per il 2014 dell'onere pagato per le varie componenti sono di seguito riassunte, mentre per una trattazione più approfondita si rinvia ai successivi paragrafi:

- la riduzione dell'onere per la Componente "Approvvigionamento Servizi" è imputabile al calo generalizzato dei prezzi medi di vendita ("prezzi a salire") e del differenziale di prezzo tra "prezzi a salire" e "prezzi a scendere" (-6% su base annua) degli "Altri Servizi" di dispacciamento (NRS)⁴⁷ che, ad eccezione del Centro Sud, ha coinvolto tutte le zone di mercato. A fronte di tale riduzione, si evidenzia un nuovo aumento (+13%) delle quantità movimentate a salire nella fase di programmazione del MSD (MSD ex-ante), alimentato prevalentemente (+16%) da accettazioni per "offerte di minimo"⁴⁸ sul comparto termoelettrico. Tali argomenti sono più approfonditamente trattati nel successivo paragrafo, dove vengono illustrate le movimentazioni e l'andamento dei prezzi nel MSD;
- l'aumento della "Componente Energia" è principalmente attribuibile alla crescita degli sbilanciamenti positivi delle unità di consumo (UC) nelle Isole Maggiori e nella zona Nord, che ha peggiorato il saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia necessaria alla sua copertura. L'assenza di un meccanismo di prezzo *cost-reflective*, che causa un

⁴⁷ Per "Altri servizi" o NRS si intendono tutti i servizi offerti dalle unità abilitate alla loro fornitura e approvvigionati da Terna sul MSD ex-ante e sul MB (incluso l'approvvigionamento delle risorse per la costituzione dei margini di riserva secondaria), ad esclusione del servizio di Riserva Secondaria (RS) che viene procurato dalle unità abilitate alla fornitura di RS e attivato esclusivamente in tempo reale.

⁴⁸ Le "offerte di minimo" sono le offerte degli UdD aventi ad oggetto un volume di energia necessario al raggiungimento del livello minimo di potenza (potenza minima) richiesta per il corretto funzionamento dell'impianto.

disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e il reale valore dell'energia in tempo reale, e la prevedibilità, in certi periodi dell'anno e specialmente nelle Isole Maggiori, del segno di sbilanciamento macrozonale (alla base del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento) hanno infatti favorito l'adozione, da parte degli operatori in prelievo, di strategie volte a trarre beneficio dalla vendita di energia in tempo reale, con un conseguente aumento dell'esborso per il Gestore di Rete. Al contempo, si assiste ad una generale inversione degli sbilanciamenti (da positivi a negativi) delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), che hanno però solo in parte attutito l'aumento dell'onere in *uplift*. Questi fenomeni verranno più approfonditamente descritti nel corso del successivo paragrafo 9.2;

- l'onere per la Componente “*Contratti*” non subisce variazioni rispetto all'anno precedente, attestandosi sui 147 Mln€ La capacità complessivamente contrattualizzata per l'anno 2014 si è attestata vicino ai 3 GW, fornendo al Gestore di Rete risorse, in particolare riserva a salire, per la messa in sicurezza del sistema elettrico;
- la riduzione dell'onere complessivo per la Componente “*Gettone di Avviamento e Cambio Assetto*” è stata spinta dalle modifiche intervenute sulle regole per il riconoscimento del gettone di accensione introdotte nel corso del 2013. Come già evidenziato nel Rapporto 428/2014/I/eel, infatti, nei primi mesi del 2013 il comportamento sistematico di alcuni operatori a cavallo tra i mercati dell'energia e le fasi di programmazione del MSD, era stato in grado di alterare l'ordine di merito economico delle accensioni da remunerare (“*Gettone*” di Accensione), facendo levitare l'onere complessivo del Gestore. Pertanto, la deliberazione 285/2013/R/eel, richiedendo a Terna di modificare l'algoritmo per la remunerazione della manovra di accensione, ha permesso già nella seconda metà del 2013 di evitare un incremento di oneri impropri per il sistema e nel corso del 2014 di contenere il valore della componente in *uplift*, nonostante la possibilità data agli UdD di formulare offerte di “*Cambio Assetto*” per la remunerazione della manovra di cambio assetto dell'impianto. Tali argomenti sono illustrati nel successivo paragrafo 9.3.

9.1 Analisi delle Componente “Approvvigionamento Servizi”

In questa sezione vengono descritte le dinamiche alla base della riduzione dell'onere per la Componente “Approvvigionamento Servizi”. La sezione è divisa in due parti: nella prima parte viene mostrato l'andamento dei volumi movimentati (accettazione delle offerte degli operatori) dal Gestore di Rete, mentre nella seconda vengono discussi i prezzi per i servizi offerti sul MSD.

9.1.1 Analisi delle Movimentazioni sul MSD

L'analisi delle quantità movimentate nel MSD, suddivisa nelle due sottofasce di programmazione (MSD ex-ante) e bilanciamento (MB), permette di comprendere le dinamiche di fondo relative all'evoluzione del mercato elettrico e l'utilizzo delle risorse da parte del Gestore di Rete per la messa in sicurezza del sistema.

Mentre nella fase di programmazione Terna si approvvigiona delle risorse necessarie alla costituzione di adeguati margini di riserva secondaria e terziaria di potenza e alla risoluzione delle congestioni di rete, nella fase di gestione in tempo reale Terna attiva le risorse per il “*mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica; la risoluzione di congestioni e la creazione o il ripristino di adeguati margini di riserva secondaria di potenza*”⁴⁹.

⁴⁹ Si veda il Capitolo 4 del Codice di rete di Terna.

La Tabella 25 mostra per il 2014 l'aumento (+2% annuo) delle movimentazioni a salire (vendita di energia a Terna) e la riduzione (-6%) di quelle a scendere (acquisto di energia da Terna).

Tra i volumi accettati a salire si presentano due dinamiche diverse per le due fasi del MSD. Da un lato, infatti, aumentano le quantità degli operatori accettate in vendita nella fase di programmazione (+13%), mentre, dall'altro, si registra una nuova contrazione delle quantità movimentate nella fase di gestione del tempo reale (-20%). Dal lato dei volumi a scendere, invece, il calo ha interessato entrambe le fasi di mercato (-8% sul MSD ex-ante; -6% sul MB).

Tabella 25: Quantità movimentate su MSD (MSD Ex Ante e MB) dal 2012 al 2014

	SALIRE			SCENDERE		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
MSD Ex-Ante (TWh)	6,18	8,99	10,16	3,72	5,04	4,66
MB (TWh)	5,10	4,77	3,82	9,60	9,11	8,60
Totale (Twh)	11,28	13,76	13,98	13,32	14,15	13,26

L'aumento mostrato delle movimentazioni a salire nella fase di programmazione è riconducibile a fattori di diversa natura. La presenza di vincoli di rete in determinate aree geografiche e l'accresciuta volatilità del mercato, a seguito della massiccia penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), contribuiscono alla spiegazione del suddetto andamento. Per la trattazione relativa all'effetto delle fonti rinnovabili sull'evoluzione della struttura del mercato elettrico si rimanda direttamente al Capitolo 10, mentre in questa sede ci si concentrerà prevalentemente sulla composizione delle offerte accettate, distinguendo in base alla natura del servizio (Riserva Secondaria e "Altri Servizi"), il mercato di riferimento (MSD ex-ante e MB) e la finalità dei volumi scambiati (Offerte di Minimo/Spegnimento e "Altre Offerte").

La Tabella 26 mostra la distribuzione zonale dei volumi accettati di NRS (o "Altri Servizi") a salire e a scendere nel MSD ex-ante⁵⁰. Com'è possibile osservare, tra le movimentazioni a salire, si registrano delle significative variazioni positive nelle Isole Maggiori (+40% Sicilia; +13% Sardegna) e nella zona di mercato Sud (+20%). Inoltre, nella riduzione delle quantità complessive movimentate a scendere, pesano le flessioni registrate nella zona Nord (-37%) e in Sicilia (-28%). Dalla Tabella emerge inoltre il rilevante aumento delle quantità accettate in acquisto degli operatori nella zona Sud (+26%).

⁵⁰ I volumi movimentati nel MSD ex-ante afferiscono esclusivamente agli "Altri Servizi".

Tabella 26: Quantità movimentate a salire e scendere per Altri Servizi (NRS) nel 2013 e 2014 distinte per zone di mercato*

ZONA	SALIRE			SCENDERE		
	2013 Twh	2014 Twh	Delta Var %	2013 Twh	2014 Twh	Delta Var. %
CENTRO NORD	0,335	0,131	-61%	0,087	0,121	39%
CENTRO SUD	0,995	0,997	0%	0,178	0,185	3%
NORD	3,157	3,377	7%	2,313	1,463	-37%
SARDEGNA	1,877	2,123	13%	0,002	0,012	649%
SICILIA	1,904	2,659	40%	0,405	0,292	-28%
SUD	0,720	0,868	20%	2,059	2,590	26%
Totale Msd Ex-Ante	8,988	10,155	13%	5,044	4,663	-8%

*Le zone di mercato sono inclusive dei poli di produzione limitata Priolo (Sicilia) e Foggia, Brindisi e Rossano (Sud)

L'aumento delle quantità movimentate a salire nelle Isole Maggiori sono attribuibili all'aumento dei volumi in vendita accettati su alcune unità necessarie alla risoluzione di vincoli di rete locali. Tali unità, soggette al regime alternativo di essenzialità (unità "contrattualizzate"⁵¹), hanno variato a partire dal 2013 le loro modalità di offerta, diminuendo il numero di ore in cui sono risultate in servizio in esito al mercato dell'energia e determinando, perciò, la necessità da parte del Gestore di Rete di portarle al minimo tecnico nel MSD ex-ante. Si tratta, nello specifico, degli impianti termoelettrici a carbone di *Fiumesanto* in Sardegna (+5% accettazioni per minimo tecnico nel MSD ex-ante) e quelli del gruppo di *Termini Imerese* (+22% accettazioni per minimo tecnico nel MSD ex-ante) in Sicilia.

Anche nella zona Sud, l'aumento delle movimentazioni complessive a salire nel MSD ex-ante è riconducibile al comparto termico (+21%) e prevalentemente per offerte di minimo (+27% offerte di minimo per impianti termoelettrici). Similmente, l'aumento dei volumi a scendere ha interessato unità termoelettriche (+33%), principalmente con la finalità dello spegnimento degli impianti (+38% spegnimenti di impianti termoelettrici).

L'aumento generalizzato delle offerte di Minimo/Spegnimento, accettate sugli impianti termoelettrici, è confermato dalle due successive tabelle, che riportano le variazioni tra il 2013 ed il 2014 dei volumi accettati suddivisi tra offerte di "Minimo" o "Spegnimento" e "Altre Offerte", distinguendo anche per le due fasi di mercato.

Come mostrato in Tabella 27, il parco termoelettrico nazionale fa registrare sensibili aumenti dei volumi necessari per portare gli impianti alla potenza minima e garantire la fattibilità dei programmi d'immissione. Nello specifico, nella fase di programmazione tali quantità sono superiori di oltre il 16%, mentre nel mercato di bilanciamento l'aumento supera il 30%.

⁵¹ A differenza di quanto previsto per il regime ordinario con reintegrazione dei costi, quello "alternativo" non prevede il vincolo di offerta di tutta la capacità essenziale nel MGP ad un prezzo pari a zero e l'offerta nel MSD della restante capacità a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR). L'unico vincolo per le UP che hanno scelto il regime "alternativo" è rappresentato dall'obbligo di offrire la capacità produttiva essenziale nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas, pari mediamente a 141 €/MWh nel 2014.

Tabella 27: Quantità movimentate a salire per Altri Servizi (NRS) su MSD nel 2013 e nel 2014, con separazione tra le offerte di minimo tecnico e le altre offerte a salire

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Offerte di Minimo		
		2013 TWh	2014 TWh	Delta	2013 TWh	2014 TWh	Delta
MSD ex-ante	Idrico (% su Totale Compl.)	0,13 (5,3%)	0,17 (6,8%)	30,8% (1,5 p.p.)	0,03 (0,4%)	0,03 (0,4%)	0,0% (-0,1 p.p.)
	Pompaggio	0,33 (13,8%)	0,25 (10,1%)	-24,2% (-3,7)	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0% (0)
	Termico	1,96 (80,9%)	2,09 (83,1%)	6,6% (+2,2)	6,54 (99,6%)	7,61 (99,6%)	16,4% (+0,1)
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	2,42 (26,9%)	2,52 (24,8%)	4,1% (-2,1)	6,57 (73,1%)	7,64 (75,2%)	16,3% (+2,1)
MB	Idrico (% su Totale Compl.)	0,18 (5,5%)	0,12 (5,1%)	-33,3% (-0,4)	0,01 (1,7%)	0,00 (0,4%)	-66,7% (-1,3)
	Pompaggio	0,84 (25,2%)	0,67 (28,9%)	-20,2% (3,7)	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0% (0)
	Termico	2,30 (69,2%)	1,54 (66,0%)	-33,0% (-3,2)	0,53 (98,3%)	0,69 (99,6%)	30,2% (1,3)
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	3,32 (86,1%)	2,33 (77,2%)	-29,8% (-8,9)	0,54 (13,9%)	0,69 (22,8%)	27,8% (+8,9)

L'aumento delle quantità "di minimo" appena illustrato è coerente con le seguenti osservazioni:

- la necessità per il Gestore di Rete di crearsi adeguati spazi di manovra a scendere, specie in periodi di basso carico ed elevata produzione rinnovabile, attraverso una redistribuzione del carico complessivo su un numero maggiore d'impianti programmabili;
- la necessità, come ad esempio nelle Isole Maggiori, di dover attivare risorse necessarie alla risoluzione di vincoli di rete locali;
- l'aumento della volatilità dal lato della produzione, a seguito della crescente produzione delle fonti rinnovabili non programmabili, comporta un aumento del fabbisogno complessivo di riserva e la necessità di garantire la sicurezza del sistema durante le ore giornaliere di rampa (mattutina e serale). Questo argomento sarà oggetto del capitolo che studia l'impatto delle fonti rinnovabili sul sistema elettrico (Capitolo 10).

La Tabella 28 riporta, invece, con riferimento alle movimentazioni a scendere, la separazione tra le offerte accettate per "Spegnimento" e "Altre Offerte". Dai valori emerge che, mentre le quantità complessivamente accettate sugli impianti termoelettrici si riducono (-5% come effetto complessivo), le offerte di spegnimento fanno registrare un aumento nella fase di programmazione (+6%) e una contrazione nel mercato di bilanciamento (-20,8%). L'aumento delle offerte di spegnimento nel MSD ex-ante è, al pari delle offerte di minimo, coerente con gli obiettivi della redistribuzione del carico complessivo e della risoluzione di vincoli di rete in determinate aree geografiche.

Nel complesso, il calo delle movimentazioni a scendere ha interessato tutte le tecnologie a partire dal comparto Termico (-5%) e poi a seguire l'Idrico (-36%) ed il Pompaggio (-2%).

Tabella 28: Quantità movimentate a scendere per Altri Servizi (NRS) su MSD nel 2013 e nel 2014, con separazione tra le offerte di spegnimento e le altre offerte a scendere

Mercato	Tecnologia	Altre Offerte			Spegnimenti		
		2013 TWh	2014 TWh	Delta	2013 TWh	2014 TWh	Delta
MSD ex-ante	Idrico (% su Totale Compl.)	0,15 (4,9%)	0,14 (4,8%)	-6,7% (-0,1 p.p.)	0,58 (28,1%)	0,21 (11,7%)	-63,8% (-16,4 p.p.)
	Pompaggio	0,10 (3,2%)	0,13 (4,4%)	30,0% (+1,2)	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0% (0)
	Termico	2,74 (91,9%)	2,61 (90,8%)	-4,7% (-1,1)	1,49 (71,9%)	1,58 (88,3%)	6,0% (+16,4)
	Totale Complessivo (% su Tot. Ex-Ante)	2,98 (59,0%)	2,87 (61,6%)	-3,7% (2,6)	2,07 (41,0%)	1,79 (38,4%)	-13,5% (-2,6)
MB	Idrico (% su Totale Compl.)	0,29 (4,1%)	0,31 (4,6%)	6,9% (+0,5)	0,02 (8,5%)	0,01 (6,9%)	-50,0% (-1,6)
	Pompaggio	1,85 (25,9%)	1,78 (26,6%)	-3,8% (+0,7)	0,00 (0,0%)	0,00 (0,0%)	0,0% (0)
	Termico	5,00 (70,0%)	4,61 (68,8%)	-7,8% (-1,2)	0,24 (91,5%)	0,19 (93,1%)	-20,8% (+1,6)
	Totale Complessivo (% su Tot. MB)	7,15 (96,5%)	6,70 (97,0%)	-6,3% (+0,5)	0,26 (3,5%)	0,20 (3,0%)	-23,1% (-0,5)

Le due successive tabelle suddividono invece le offerte di “Minimo” e di “Spegnimento” accettate sugli impianti termoelettrici per zona di mercato, distinguendo sempre tra la fase di programmazione e quella di bilanciamento.

Tabella 29: Offerte di “Minimo” accettate sugli impianti termoelettrici per zona geografica e fase di mercato nel 2013 e 2014

Zona di Mercato	MSD Ex-Ante			MB		
	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %
Centro Nord	0,258	0,079	-69%	0,015	0,016	6%
Centro Sud	0,668	0,776	16%	0,120	0,131	9%
Nord	1,672	1,848	10%	0,215	0,224	4%
Sardegna	1,827	2,069	13%	0,015	0,028	-
Sicilia	1,708	2,317	36%	0,087	0,134	53%
Sud	0,410	0,523	28%	0,075	0,153	102%
Totale "Offerte di Minimo"	6,543	7,612	16%	0,528	0,685	30%

Come si osserva, ad eccezione della zona Centro Nord nella fase di programmazione, le offerte di minimo aumentano in tutte le aree geografiche e per entrambe le fasi di mercato (complessivamente +17%).

Tabella 30: Offerte di “Spegnimento” accettate sugli impianti termoelettrici per zona geografica e fase di mercato nel 2013 e 2014

Zona di Mercato	MSD Ex-Ante			MB		
	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %
Centro Nord	0,002	0,005	199%	0,001	0,003	494%
Centro Sud	0,021	0,048	133%	0,027	0,023	-16%
Nord	0,390	0,222	-43%	0,062	0,027	-56%
Sardegna	0,000	0,001	-	0,001	0,001	-3%
Sicilia	0,159	0,040	-75%	0,037	0,058	57%
Sud	0,915	1,266	38%	0,108	0,078	-28%
Totale "Spegnimenti"	1,486	1,581	6%	0,235	0,190	-19%

La Tabella 30 illustra l'aumento delle offerte di Spegnimento nella fase di programmazione del mercato (+6%) e la riduzione, invece, registrata nel mercato di bilanciamento (-19%). Nel complesso, rispetto all'anno precedente, la variazione è positiva e pari al 3%.

Infine, la Tabella 31 mostra l'andamento dei volumi inerenti alla Riserva Secondaria (RS). Quest'ultima viene approvvigionata su base macrozonale dal Gestore di Rete e attivata nella sola fase di bilanciamento del MSD. La riserva secondaria, come verrà spiegato nel capitolo successivo, rappresenta una delle risorse più flessibili a disposizione del Gestore di Rete per far fronte a variazioni istantanee tra il consumo e la produzione.

Tabella 31: Quantità movimentate a salire e a scendere per Riserva Secondaria (RS) su MB nel 2013 e nel 2014 distinte per Macrozona

SERVIZIO	MACROZONA	SALIRE			SCENDERE		
		2013 Twh	2014 Twh	Delta Var. %	2013 Twh	2014 Twh	Delta Var. %
RS	CONTINENTE	0,80	0,71	-11%	1,49	1,47	-1%
	SARDEGNA	0,03	0,02	-45%	0,03	0,04	49%
	SICILIA	0,08	0,08	-6%	0,17	0,18	4%
	Totale RS	0,91	0,80	-12%	1,69	1,69	0%

In particolare si possono osservare le variazioni negative che hanno riguardato l'utilizzo di RS a salire in tutte le Macrozone di bilanciamento (-12% complessivo) e un diverso utilizzo, a somma però invariata, della RS a scendere, che ha portato ad un aumento delle accettazioni nelle Isole ed una contrazione nel Continente.

Per concludere questa sezione è possibile quindi sintetizzare le variazioni complessive dei volumi movimentati nel MSD nel confronto annuale come segue:

➤ per quanto concerne le movimentazioni a **Salire**:

- l'aumento delle movimentazioni nella fase di Programmazione (MSD ex-ante) è stato spinto dall'aumento dei volumi accettati per offerte di “Minimo Tecnico” su impianti di tipo termoelettrico in tutte le aree geografiche ad eccezione del Centro-Nord;
- la riduzione delle movimentazioni nella fase di Bilanciamento (MB) è dovuta ad una contrazione delle quantità movimentate sia per Altri Servizi (NRS), per offerte diverse da

quelle di Minimo e su tutte le tecnologie di generazione, che per i minori volumi accettati di Riserva Secondaria (RS);

➤ per quanto concerne le movimentazioni a **Scendere**:

- la riduzione dei volumi in fase di programmazione è spiegata dal calo delle quantità accettate sugli impianti termoelettrici per offerte diverse da quelle di “Spegnimento” (che fanno invece registrare una variazione positiva, specialmente nella zona Sud), nonché per la riduzione complessiva delle quantità accettate sugli impianti idroelettrici (-52% complessivo);
- la riduzione dei volumi nella fase di bilanciamento è da attribuirsi al calo generalizzato delle quantità movimentate per tutte le tipologie di offerte (“Spegnimento” e Altri Servizi) del comparto Termoelettrico (-8% complessivo) e sui Pompaggi (-4% complessivo).

9.1.2 Andamento dei prezzi degli Altri Servizi sul MSD

La flessione dell’onere netto della componente “Approvvigionamento Servizi” è spiegabile dall’andamento dei prezzi registrati per gli “Altri Servizi” (NRS) nel MSD che hanno, in termini di esborso totale, di fatto controbilanciato l’aumento delle quantità movimentate a salire (che danno origine ad un esborso per Terna) e la riduzione di quelle a scendere (che danno origine ad un incasso per Terna).

Nello specifico, per “Altri servizi” o NRS si intendono tutti i servizi forniti dalle unità abilitate e approvvigionati da Terna sul MSD ex-ante e sul MB a eccezione della Riserva Secondaria che viene attivata esclusivamente in tempo reale. La Tabella 32 mostra l’andamento dei prezzi medi di NRS distinti per le diverse zone di mercato.

Tabella 32: Andamento dei prezzi dei c.d. “Altri Servizi” su MSD distinti per Zona geografica di Mercato*

	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2013 €/MWh	2014 €/MWh	Delta Var. %	2013 €/MWh	2014 €/MWh	Delta Var. %	2013 €/MWh	2014 €/MWh	Delta Var. %
Centro Nord	135	105	-22%	23	21	-12%	111,6	84,2	-25%
Centro Sud	159	168	6%	8	3	-62%	151,2	165,3	9%
Nord	119	103	-14%	27	21	-20%	92,5	81,7	-12%
Sardegna	136	128	-5%	30	25	-18%	105,2	103,4	-2%
Sicilia	160	143	-11%	21	21	0%	139,1	121,9	-12%
Sud	134	96	-28%	12	7	-41%	122,2	88,9	-27%

*Le zone di mercato sono inclusive dei poli di produzione limitata Priolo (Sicilia) e Foggia, Brindisi e Rossano (Sud)

Com’è possibile osservare, ad esclusione della zona Centro Sud, che fa registrare (soprattutto nella prima parte dell’anno) prezzi medi superiori alla media nazionale, le altre zone mostrano un calo del differenziale medio di prezzo⁵², con le riduzioni più nette registrate nelle zone di mercato Sud (-27%) e Centro Nord (-25%).

La dinamica dei prezzi può essere più facilmente compresa dando uno sguardo all’origine delle offerte accettate per NRS nelle diverse aree geografiche. Infatti, le offerte per NRS possono essere classificate a seconda se l’accettazione da parte del Gestore di Rete abbia riguardato volumi sui quali ricadono obblighi derivanti dall’adesione dell’UP a uno dei regimi di “essenzialità”, così come

⁵² Ossia la differenza tra il prezzo di vendita (prezzo a salire) e il prezzo di riacquisto (prezzo a scendere).

disciplinati dal Titolo 2 della Parte III dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 111/06⁵³. Le offerte possono pertanto essere distinte in “Spot”, ossia offerte libere da tutti i vincoli di essenzialità per la sicurezza del sistema elettrico, “Essenziali”, ossia offerte coerenti con l’adempimento degli obblighi di essenzialità dell’UP ed, infine, da “Contratto”, ossia offerte formulate in relazione alla partecipazione dell’UP al regime definito “alternativo” a quello di essenzialità.

La Tabella 33 mostra le quantità movimentate a salire per NRS per area geografica nel 2013 e 2014, distinte per Origine Offerta.

Tabella 33: Quantità movimentate per NRS a Salire distinte per Area Geografica e Origine Offerta nel 2013 e 2014

	Spot			Essenziale			Contratto		
	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %
CNOR	0,204	0,139	-32%	0,000	0,000	-	0,194	0,026	-86%
CSUD	1,351	1,551	15%	0,000	0,000	-	0,292	0,000	-100%
NORD	4,263	4,560	7%	0,029	0,113	292%	0,626	0,104	-83%
SARD	0,091	0,031	-66%	0,114	0,277	142%	1,906	1,927	1%
SICI	0,232	0,642	177%	0,803	1,203	50%	1,353	1,292	-5%
SUD	1,386	1,275	-8%	0,000	0,000	-100%	0,000	0,036	-
Totale NRS a Salire	7,527	8,198	9%	0,946	1,594	68%	4,370	3,385	-23%

Come si osserva, nel complesso si riducono le quantità movimentate per il rispetto degli obblighi derivanti dall’adesione al regime dei “contratti” (-23%), mentre aumentano le quantità originate da offerte “Spot” (+9%) e quelle relative ai vincoli di essenzialità (+68%). Per quanto concerne le quantità movimentate a scendere, invece, si registra una riduzione delle accettazioni per tutti e tre i tipi di offerta, come mostrato dalla successiva Tabella 34.

Tabella 34: Quantità movimentate per NRS a Scendere distinte per Area Geografica e Origine Offerta nel 2013 e 2014

	Spot			Essenziale			Contratto		
	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %	2013 TWh	2014 TWh	Delta %
CNOR	0,146	0,223	53%	0,000	0,000	-	0,001	0,001	40%
CSUD	1,595	1,499	-6%	0,000	0,000	-	0,003	0,000	-97%
NORD	5,512	4,562	-17%	0,004	0,004	-1%	0,578	0,344	-40%
SARD	0,109	0,059	-46%	0,010	0,005	-45%	0,105	0,074	-29%
SICI	0,664	0,567	-15%	0,048	0,038	-20%	0,168	0,206	23%
SUD	3,509	3,978	13%	0,001	0,000	-100%	0,000	0,008	-
Totale NRS a Scendere	11,536	10,887	-6%	0,062	0,047	-23%	0,854	0,633	-26%

Dall’analisi dei dati disaggregati e dal confronto con l’origine delle offerte accettate, le dinamiche dei prezzi per le singole aree geografiche possono essere così riassunte:

⁵³ Per la disciplina di essenzialità si rimanda al Titolo 2 della Parte III della Deliberazione ARG/elt 111/06. Qui si ricorda che mentre il regime “ordinario” (con o senza ammissione al reintegro dei costi) prevede che la capacità produttiva essenziale dell’impianto sia offerta nel MSD a prezzo pari al costo variabile riconosciuto (CVR), il regime “alternativo” prevede che la capacità produttiva essenziale dell’impianto sia offerta nel MSD a prezzo non superiore al costo variabile standard di un impianto termoelettrico turbogas, pari mediamente a 141 €/MWh nel 2014.

- **Centro-Nord:** Il calo dei prezzi a salire è stato determinato dalla riduzione del prezzo medio accettato per offerte di tipo “Spot”, in particolare per il comparto termoelettrico, nonché per la riduzione del costo riconosciuto alle unità “contrattualizzate”. La riduzione del prezzo medio a scendere risente dell’aumento delle offerte accettate di tipo “Spot” (+53%), che ha così permesso ad alcuni impianti di recuperare parte del margine perso a salire o di aumentare i margini a scendere.
- **Centro-Sud:** L’aumento delle quantità accettate a salire libere da vincoli regolatori (+15%) ha determinato l’aumento generalizzato dei relativi prezzi (+6%). Pesano soprattutto gli aumenti dei prezzi medi accettati sugli impianti di pompaggio e termoelettrici. Anche la riduzione del prezzo medio a scendere, già al di sotto della media nazionale nel 2013, risente del calo del prezzo offerto su base “Spot” dagli impianti di pompaggio (-90%) e di tipo termico (-57%), che hanno così contribuito a far salire il differenziale medio di prezzo (valore più alto sul territorio nazionale). I dati farebbero emergere una struttura di mercato meno competitiva al Centro Sud, con la concentrazione dell’offerta rilevante in pochi operatori.
- **Nord:** La riduzione del prezzo medio a salire risente della maggiore competitività delle offerte libere da vincoli regolatori presentate dagli impianti termoelettrici (-13% per il prezzo a salire) e idroelettrici (-6%), nonché dall’aumento delle accettazioni (+292%), vincolate al Costo Variabile Riconosciuto (CVR), per quantità “essenziali” alla sicurezza del sistema elettrico. In aumento, invece, il prezzo di vendita riconosciuto agli impianti di produzione e pompaggio (+27%). Questi ultimi fanno peraltro registrare il calo più sostenuto del prezzo accettato a scendere per offerte di tipo “Spot” (-80%). Nel complesso, la zona Nord mostra il differenziale medio di prezzo più basso del Paese.
- **Sardegna:** La riduzione sia del prezzo medio a salire che di quello a scendere risente dell’andamento delle movimentazioni accettate per volumi dichiarati “essenziali” da Terna, e dei CVR, ai quali i prezzi di tali offerte sono vincolati. Nello specifico, mentre aumentano le movimentazioni per le quantità “essenziali” a salire (+142%), valorizzate a prezzi mediamente più bassi, si riducono invece quelle a scendere (-45%), limitando l’impatto del calo dei prezzi riconosciuti alle unità essenziali (-5% la variazione complessiva). Nel complesso, il differenziale di prezzo nel 2014 subisce una lieve riduzione (-2%).
- **Sicilia:** mentre il prezzo medio a scendere non subisce variazioni rispetto all’anno precedente, quello medio a salire risente, come per la Sardegna, dell’aumento delle movimentazioni per quantità “essenziali” e del calo del prezzo riconosciuto alle relative unità.
- **Sud:** La riduzione del prezzo a salire è giustificata dal generalizzato calo dei prezzi accettati (-29%) sul comparto termoelettrico e, in misura minore, su quello idroelettrico (-9%) per offerte di tipo “Spot”. Parte dell’aumento della competitività sulle offerte a salire è stata compensata dalla contestuale riduzione dei prezzi medi di riacquisto pagati dagli UdD.

Come descritto nella precedente sezione, l’aumento delle movimentazioni a salire complessive è prevalentemente imputabile all’aumento delle accettazioni delle “Offerte di Minimo” presentate da impianti di tipo Termico. Pertanto, per comprendere come, nonostante l’aumento delle accettazioni a salire, l’onere complessivo della componente approvvigionamento servizi si sia ridotto, è utile confrontare l’andamento dei prezzi delle offerte di minimo delle UP termoelettriche nel 2013 e nel 2014. La Figura 10 mostra tale andamento, distinguendo i prezzi accettati per le varie zone di mercato.

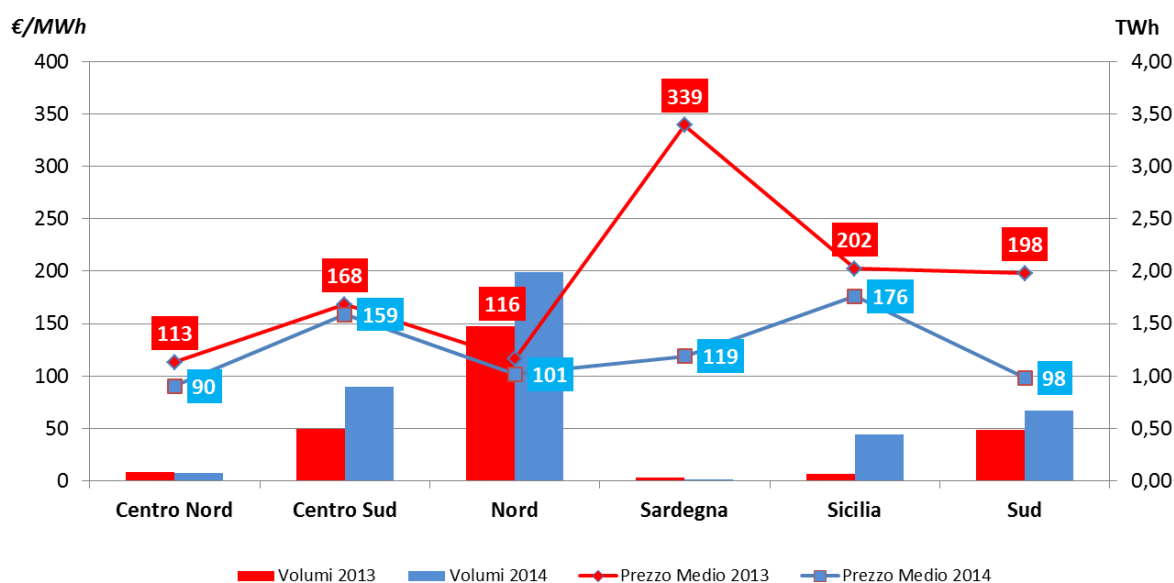
Coerentemente con l’analisi geografica di cui sopra, nelle zone di mercato Nord e Sud, il calo dei prezzi medi corrisposti agli UdD ha permesso di compensare il maggiore esborso derivante dall’aumento delle movimentazioni di minimo di tipo “Spot”.

Nelle Isole, il calo registrato dei prezzi per le offerte “Spot”, è stato rafforzato dal maggior peso delle movimentazioni degli impianti “essenziali” alla sicurezza del sistema elettrico, obbligati ad offrire la loro capacità al CVR.

La zona Centro Nord fa registrare un calo sia delle quantità di minimo complessivamente accettate sul comparto termoelettrico (-69%) e, segnatamente per tale tecnologia, di quelle con origine offerta “Spot” (-13%), sia una riduzione del prezzo medio di vendita (-20%).

I dati relativi al Centro Sud mostrano invece il forte peso dei Pompaggi nella determinazione del differenziale di prezzo medio in Tabella 32. Infatti, se da un lato aumenta il peso delle movimentazioni “Spot” offerte a prezzi più economici per il sistema dagli impianti termoelettrici, che esercitano quindi una pressione al ribasso dei prezzi medi complessivi, gli impianti di produzione e pompaggio spingono nel verso opposto, annullando i benefici della maggiore competitività nel comparto termico. Come sarà successivamente illustrato, le unità di Pompaggio, dotate di parametri tecnici estremamente performanti, offrono al Gestore di Rete servizi di dispacciamento molto flessibili, caratteristica questa che si riflette nel più ampio differenziale di prezzo pagato per l’impiego di tale tecnologia (nel 2014 in media 177 €/MWh, contro i 101 €/MWh del Termico e i 104 €/MWh dell’Idrico).

Figura 10: Andamento dei prezzi delle offerte di minimo libere da vincoli regolatori (“Spot”) accettate sugli impianti termoelettrici nel 2013 e 2014 suddivise per zona di mercato



**Le zone di mercato sono inclusive dei poli di produzione limitata Priolo (Sicilia) e Foggia, Brindisi e Rossano (Sud.)*

9.1.3 Andamento dei prezzi per l’utilizzo della Riserva Secondaria (RS) nel MB

Per Riserva Secondaria o RS si intende il servizio per l’utilizzo in tempo reale del margine di riserva secondaria costituito da Terna sul MSD ex-ante o sul MB. Tale riserva è considerata particolarmente “pregiata” per i suoi tempi di intervento molto rapidi (nell’ordine di secondi). L’andamento dei prezzi per la RS è mostrato in Tabella 35.

Tabella 35: Servizio RS - prezzi a salire e prezzi a scendere su MB e differenziali

	Prezzi a Salire			Prezzi a Scendere			Differenziale		
	2013	2014	Delta	2013	2014	Delta	2013	2014	Delta
	€/MWh	€/MWh	Var. %	€/MWh	€/MWh	Var. %	€/MWh	€/MWh	Var. %
Continente	142	142	0%	13	8	-40%	129	135	4%
Sardegna	129	121	-6%	105	92	-12%	25	30	21%
Sicilia	158	170	8%	17	22	26%	141	148	5%

Per tutte le Macrozone⁵⁴ si assiste ad un aumento del differenziale di prezzo, dovuto alla riduzione dei prezzi a scendere nel Continente (-40%) e in Sardegna (-12%) e all'aumento di quelli a salire in Sicilia (+8%). Le spiegazioni alla base di questi fenomeni possono essere così riassunte:

- **Continente:** l'aumento del differenziale è il risultato del calo dei prezzi medi offerti e accettati a scendere e liberi da vincoli regolatori ("Spot"). Dall'analisi territoriale è possibile capire come il prezzo medio accettato si sia ridotto in tutte le zone continentali; in particolare pesa il calo del prezzo a scendere fatto registrare nelle zone Nord (-36%) e Sud (-53%), a seguito del calo dei prezzi offerti da alcuni operatori.
- **Sardegna:** la riduzione del prezzo medio a salire risente delle minori movimentazioni richieste dal Gestore di Rete (si veda Tabella 31), che hanno così spostato l'ordine di merito a favore di prezzi più economici per il sistema, e della riduzione del valore corrisposto agli impianti "essenziali" vincolati ad offrire al CVR. Per contro, con riferimento ai valori a scendere, l'aumento dei volumi "essenziali" movimentati da Terna (+29%) e valorizzati a prezzi mediamente inferiori rispetto all'anno precedente, ha imposto una più forte pressione verso il basso dei prezzi di riacquisto, determinando così un definitivo aumento del differenziale (+21%). Differenziale di prezzo che comunque rimane largamente al di sotto della media nazionale, a seguito dell'allargamento della capacità soggetta al regime alternativo di essenzialità (capacità "contrattualizzata") già a partire dal 2013⁵⁵.
- **Sicilia:** l'aumento delle quantità "essenziali" movimentate a salire sull'impianto di *San Filippo del Mela* (+22%), remunerate a prezzi di vendita inferiori, non è bastato a compensare l'aumento del prezzo medio offerto per offerte "Spot" dal Pompaggio di *Anapo* (nel polo di produzione di Priolo) di Enel. La risalita invece del prezzo medio a scendere è stata causata dal forte incremento delle movimentazioni essenziali su *San Filippo del Mela* (+63%), offerte a prezzi vincolati al CVR.

9.2 Analisi della "Componente Energia"

In questa sezione sono descritti i fenomeni alla base dell'aumento dell'onere netto per la "Componente Energia" nel corso del 2014. Tale aumento è imputabile ad un peggioramento del saldo economico tra lo sbilanciamento del sistema e l'energia necessaria alla sua copertura. In particolare, dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo è derivato un onere per il sistema di 70 Mln € (a fronte di un provento di 11 Mln € nel 2013) mentre l'onere netto equivalente al saldo tra l'energia acquistata e venduta sul MSD, a copertura dello sbilanciamento effettivo, è risultato pari a 388 Mln € (a fronte di un onere di 366 Mln € nel 2013). L'andamento degli sbilanciamenti fatturati, espresso in termini di quantità e distinto per tipologia di unità (Unità di Consumo – UC e Unità di Produzione - UP), è riportato in Tabella 36.

⁵⁴ La Riserva Secondaria viene approvvigionata da Terna su base Macrozonale.

⁵⁵ Si veda il precedente Rapporto di monitoraggio 428/2014/I/eel.

Tabella 36: Sbilanciamento Fatturato alle UP e UC dal 2012 al 2014*

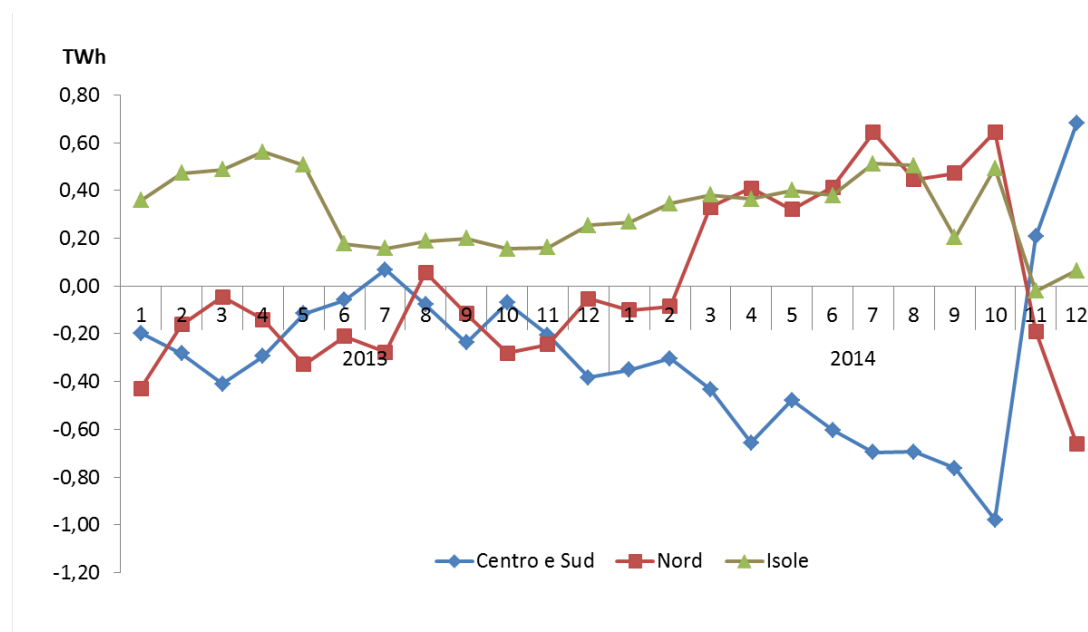
	Sbilanciamento Fatturato		
	2012	2013	2014
	TWh	TWh	TWh
Unità di Consumo	-2,24	-0,82	1,47
Unità di Produzione	3,72	1,11	-2,19
Totale	1,49	0,29	-0,71

* I valori possono essere soggetti a variazioni nelle successive fasi di fatturazione.

Come è possibile osservare, nel corso del 2014 il trend degli sbilanciamenti fatturati alle due tipologie di unità si è invertito. Nello specifico, mentre gli sbilanciamenti delle UP da positivi (maggiore immissione di energia nella rete rispetto al programma) sono diventati negativi (minore immissione di energia nella rete rispetto al programma), le UC rivendono energia al sistema, facendo registrare quindi sbilanciamenti complessivi di segno positivo (minore prelievo di energia dalla rete rispetto al programma)⁵⁶.

Il trend mensile degli sbilanciamenti delle UC è riportato in Figura 11, distinto per le zone Centro e Sud, Nord e Isole. Tale aggregazione permette di semplificare la rappresentazione del trend degli sbilanciamenti e, al contempo, cogliere il fenomeno di fondo dell'aumento degli sbilanciamenti positivi delle unità di consumo, rappresentato in Tabella 36 e la loro localizzazione geografica.

Figura 11: Andamento mensile degli Sbilanciamenti fatturati alle UC nel 2013 e 2014 suddivisi per zone geografiche Nord, Centro e Sud e Isole



La Figura 11 evidenzia, infatti, il progressivo aumento degli sbilanciamenti positivi delle UC nella zona Nord e nelle Isole e, al contrario, la crescita degli sbilanciamenti negativi nelle zone Centro e Sud. La crescita degli sbilanciamenti positivi al Nord e nelle Isole, corrispondenti ad una vendita di

⁵⁶ Per una data unità e un dato intervallo temporale, lo sbilanciamento è definito come la differenza tra l'energia immessa (contabilizzata con segno positivo) o prelevata (contabilizzata con segno negativo) ed il relativo programma fatturato.

energia al sistema (e quindi ad un esborso per il Gestore di Rete), trae origine dalla prevedibilità del segno di sbilanciamento macrozonale⁵⁷, alla base del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, che ha reso conveniente per gli operatori in prelievo l'arbitraggio tra i mercati dell'energia ed il tempo reale.

In particolare, l'alta frequenza del segno di sbilanciamento negativo nelle Isole Maggiori ha incentivato gli operatori ad acquistare energia sul MGP per poi rivenderla in tempo reale a prezzi superiori a quelli di acquisto (prezzo MGP). Un segno di sbilanciamento negativo in una determinata Macrozona indica, infatti, la necessità da parte del Gestore di Rete di movimentare risorse, prevalentemente a "salire", per il bilanciamento complessivo di quell'area geografica. In altre parole, quella zona di bilanciamento è detta "*corta*", ossia presenta un deficit di energia rispetto a quanto necessario per mantenere l'equilibrio tra prelievi e immissioni. In tal caso, in base alla disciplina per la determinazione del prezzo di sbilanciamento per le unità non abilitate al MSD (come, per l'appunto, le unità di consumo), la vendita di energia in tempo reale al sistema da parte di un UdD in prelievo tramite uno sbilanciamento positivo, favorendo il bilanciamento di una zona geografica in deficit, viene generalmente remunerata a prezzi superiori rispetto a quelli ottenibili offrendo lo stesso ammontare di energia sul MGP. La disciplina degli sbilanciamenti delle UC si pone come obiettivo, infatti, la definizione del contributo fornito da tali unità al mantenimento dell'equilibrio tra prelievi e immissioni e non la penalizzazione degli scostamenti tra i programmi attesi (in esito ai mercati dell'energia) e quelli realmente fatturati.

Nelle more della conclusione del procedimento per la modifica organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, avviato con la deliberazione 197/2013/R/eel, l'Autorità è intervenuta per correggere alcuni elementi che continuavano a distorcere il processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole Maggiori. In particolare, con la deliberazione 285/2013/R/eel, l'Autorità ha disposto l'esclusione, limitatamente alle ex macrozone Sicilia e Sardegna, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione del MSD dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, dalle analisi svolte, era emerso come nelle Isole Maggiori la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nel MSD ex-ante non dipendesse dallo sbilanciamento aggregato zonale e la loro inclusione nel calcolo dei segni macrozonal determinasse un sistematico e non giustificato segno negativo nelle suddette macrozone.

A partire dal mese di luglio 2013, in concomitanza con l'entrata in vigore della deliberazione 285/2013/R/eel, i volumi di sbilanciamento positivi delle UC nelle Isole Maggiori sono diminuiti, riducendo così l'onere di sbilanciamento pagato da Terna.

Nel mese di giugno 2014, con la sentenza del TAR Lombardia n.1648, le deliberazioni dell'Autorità 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eelL, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel⁵⁸ sono state annullate. Per effetto dell'annullamento, in quel mese la frequenza del segno di sbilanciamento negativo macrozonale è aumentata, incentivando nuovamente sbilanciamenti positivi da parte delle UC.

Nei successivi mesi di agosto e settembre 2014, in seguito all'accoglimento dell'istanza di sospensione cautelare proposta con il ricorso in appello dall'Autorità (deliberazione 321/2014/C/eel) avverso la sentenza di annullamento del TAR, la frequenza del segno di sbilanciamento negativo si è ridotta, per poi ritornare nel mese di ottobre 2014 ai livelli di giugno

⁵⁷ Le macrozone di bilanciamento fino a Novembre 2014 erano: A(Nord), B (Sicilia ed il polo di produzione limitata di Priolo), C (Sardegna) e D (Centro Nord, Centro Sud, Sud ed i poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi, e Rossano).

⁵⁸ Le deliberazioni 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel hanno riguardato, rispettivamente, l'esclusione del servizio di RS dal calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale, la conclusione dell'istruttoria conoscitiva relativa alle dinamiche del mercato in Sardegna, l'esclusione dei volumi aventi ad oggetto capacità iscritta al regime alternativo di essenzialità dal segno di sbilanciamento macrozonale ed, infine, l'esclusione di tutte le transazioni concluse sul MSD ex-ante dal segno di sbilanciamento macrozonale nelle Isole Maggiori.

2014, quando, con ordinanza del Consiglio di Stato, è stata respinta la sospensione cautelare degli effetti della sentenza del TAR.

Per quanto riguarda le altre macrozone, si è registrato un aumento in media della frequenza del segno di sbilanciamento negativo al Nord, accompagnato da una crescita degli sbilanciamenti positivi complessivi delle UC, e, ad esclusione dei mesi di novembre e dicembre 2014, un aumento del segno di sbilanciamento positivo al Sud.

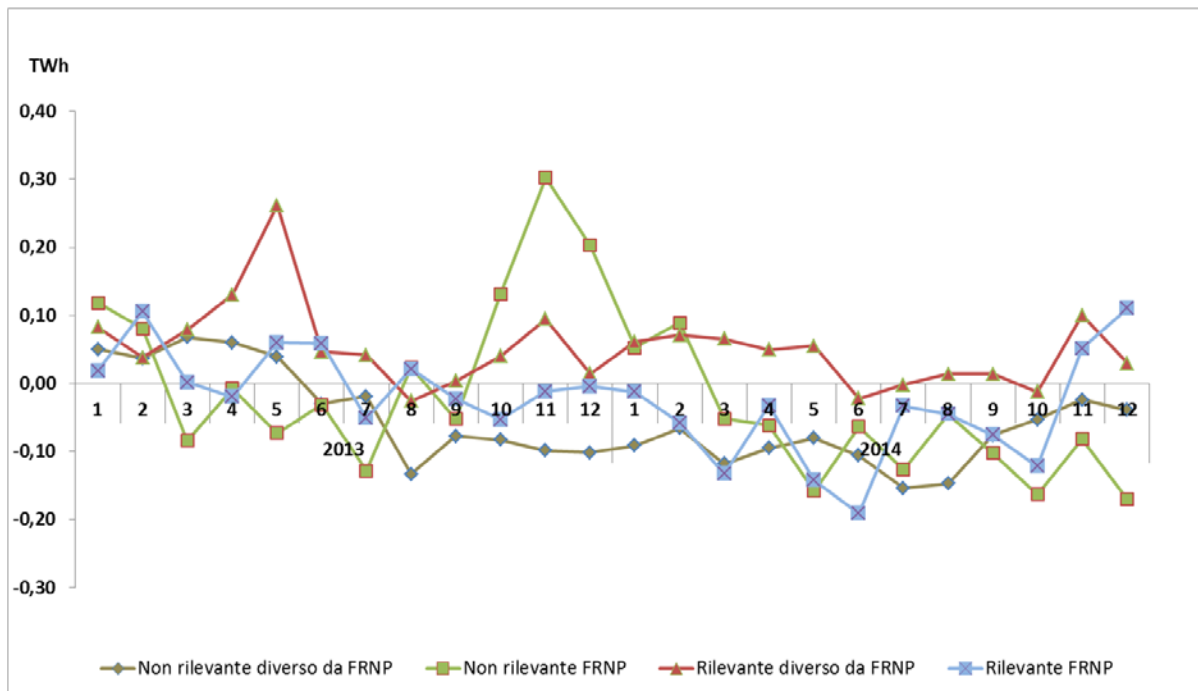
A partire dal mese di novembre 2014, con la deliberazione 525/2014/R/eel che ha dato seguito alle disposizioni del decreto legge n. 91/14, le macrozone di bilanciamento sono diventate due: la zona Nord (che racchiude l'ex macrozona di bilanciamento A) e la zona Sud (che raggruppa tutte le altre ex macrozone di bilanciamento tranne la macrozona A). A seguito della nuova ripartizione geografica, si è osservato come la zona Nord abbia presentato, nei primi mesi successivi a novembre, una prevalenza di segno macrozonale positivo, che ha comportato un'inversione degli sbilanciamenti delle UC (ritornati nuovamente negativi). Al contrario, la zona Sud ha evidenziato una prevalenza di segno macrozonale negativo, che ha avuto come conseguenza un aumento degli sbilanciamenti positivi nell'ex macrozona D.

Con la sentenza del Consiglio di Stato 20 marzo 2015 n. 1532, sono state annullate in via definitiva le deliberazioni 342/2012/R/eel, 293/2013/R/eel e 285/2013/R/eel. A seguito di tale sentenza, Terna ha provveduto al ricalcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale e dei prezzi di sbilanciamento a partire dal mese di competenza luglio 2012 fino a maggio 2014 e per i mesi di luglio e agosto 2014 definiti sulla base della regolazione vigente ante le deliberazioni dell'Autorità 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel. Tali segni e prezzi hanno quindi trovato applicazione nella rideterminazione dei corrispettivi di dispacciamento relativamente ai mesi di competenza precedentemente indicati.

L'annullamento non ha consumato, però, il potere dell'Autorità di porre rimedio ai difetti della regolazione all'epoca vigente. Il documento di consultazione 445/2015/R/eel, pubblicato a settembre 2015, ha quindi avanzato nuove soluzioni volte, da un lato, a tutelare gli utenti del servizio di dispacciamento e, dall'altro lato, a garantire l'applicazione di una regolazione del servizio di dispacciamento che eviti di generare oneri impropri per il sistema.

Per quanto riguarda le UP, l'andamento mensile degli sbilanciamenti delle unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e delle altre unità, suddivise per unità rilevanti e non rilevanti è riportato in Figura 12.

Figura 12: Andamento mensile degli Sbilanciamenti fatturati alle UP nel 2013 e 2014 suddivisi per Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) e Altri impianti e per unità Rilevanti e non Rilevanti



Osservando il grafico, si può comprendere come l’inversione del segno – da positivo a negativo - dello sbilanciamento complessivo fatturato alle UP dal 2013 al 2014, indicato in Tabella 36 sia da attribuire principalmente all’andamento degli sbilanciamenti delle FRNP non rilevanti e, in misura minore, alla riduzione degli sbilanciamenti delle unità rilevanti diverse dalle FRNP a partire dal mese di giugno 2013.

Con riferimento allo sbilanciamento delle FRNP, nel corso del 2013 e del 2014, l’Autorità è intervenuta più volte per cercare di contenere gli oneri di dispacciamento, attraverso regole volte a responsabilizzare maggiormente gli operatori titolari di unità alimentati da FRNP.

In particolare, già con la deliberazione 281/2012/R/efr del luglio 2012 (in attuazione della deliberazione ARG/elt 160/11), l’Autorità aveva introdotto un criterio di responsabilizzazione delle FRNP basato sulla differenziazione del metodo di remunerazione degli sbilanciamenti effettivi qualora questi fossero risultati superiori ad una determinata soglia (“franchigia”), fissata come percentuale del programma modificato e corretto d’immissione.

Il criterio adottato dall’Autorità prevedeva l’applicazione del prezzo sul MGP per la valorizzazione degli sbilanciamenti per volumi complessivi non superiori alla franchigia e l’applicazione della stessa regola di prezzo valida per le unità non abilitate (*single price*) per volumi di sbilanciamento superiori. Le percentuali di franchigia, inizialmente poste pari al 20% del programma d’immissione per il periodo compreso tra il 1° gennaio e il 30 giugno 2013, e pari al 10% per il periodo compreso tra il 1° luglio ed il 31 dicembre 2013, sono state poi successivamente riviste con la deliberazione 462/2013/R/eel dell’ottobre 2013, in seguito alle ordinanze del TAR Lombardia che hanno parzialmente annullato la deliberazione dell’Autorità 281/2012/R/efr.

La deliberazione 462/2013/R/eel fissava la percentuale unica di franchigia pari al 20% del programma d’immissione con decorrenza dal 1° gennaio 2013 e fino alla successiva decisione di merito sugli appelli dell’Autorità pendenti dinanzi al Consiglio di Stato. La decisione del 9 Giugno 2014 del Consiglio di Stato ha confermato le precedenti decisioni del Tar Lombardia e ha rigettato gli appelli dell’Autorità, dando comunque a quest’ultima piena discrezionalità nel trovare una

soluzione che: *“da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile”*.

A seguito di tale sentenza, nell'ottobre 2014 l'Autorità è intervenuta con la deliberazione 522/2014/R/eel, disponendo che l'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 nella versione precedente la deliberazione 281/2012, ossia la valorizzazione degli sbilanciamenti in una determinata zona e in un determinato periodo rilevante al relativo prezzo zonale sul MGP, trovasse applicazione per gli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili nel periodo incluso tra l'1 gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014.

A decorrere dall'1 gennaio 2015, invece, è stata lasciata in capo agli utenti del dispacciamento la scelta tra aderire alla regolazione degli sbilanciamenti già vigente per le altre unità di produzione non abilitate oppure essere assoggettati ad una nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

Quest'ultima prevede la definizione delle cosiddette “bande”, calcolate come una percentuale prestabilita del programma vincolante modificato e corretto d'immissione e differenziate per ciascuna fonte non programmabile, all'interno delle quali viene applicato il corrispettivo di sbilanciamento unitario orario dato dalla somma del prezzo orario sul MGP della zona di mercato nella quale l'UP è localizzata e di una componente perequativa zonale. Tale componente opera una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra le unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo così il rischio volume e il rischio prezzo dello sbilanciamento associati ad ogni singola fonte e ad ogni singolo impianto. Il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate continua, invece, ad essere applicato alla quota parte dello sbilanciamento al di fuori delle “bande”.

9.3 Analisi della Componente “Gettone di Avviamento e Cambio Assetto”

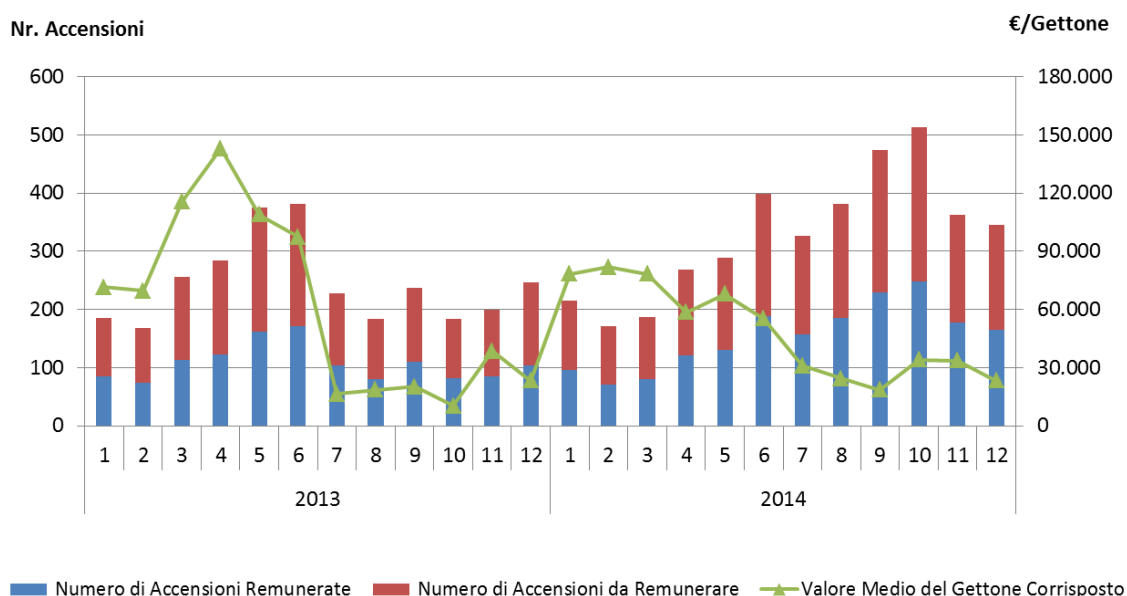
Con la deliberazione 285/2013/R/eel, l'Autorità, come già descritto nel precedente rapporto di monitoraggio⁵⁹, ha richiesto a Terna una modifica dell'algoritmo per il riconoscimento del gettone di accensione. Ciò ha avuto come effetto quello di inibire i comportamenti opportunistici da parte degli operatori posti in essere nei periodi di sovrapposizione tra le sessioni del mercato dell'energia e le varie fasi di programmazione del MSD ex-ante, evitando così un incremento improprio degli oneri di sistema.

L'andamento mensile del numero di accensioni remunerate e del corrispettivo medio effettivamente pagato per accensione (gettone di accensione medio riconosciuto) è mostrato in Figura 13, dove viene anche proposto il numero di accensioni potenzialmente da remunerare, ossia al lordo del numero di manovre non effettuate e che hanno dato origine a un mancato rispetto dell'ordine di accensione (MROA).

Nel complesso, il numero di accensioni remunerate nel 2014 subisce un aumento rispetto all'anno precedente (+43%), ma l'esborso complessivo di Terna risulta, invece, in calo (-12%) a seguito della forte contrazione del valore medio effettivo corrisposto per gettone (-38%).

⁵⁹ Si veda la sezione 9.3 del Rapporto 428/2014/I/eel.

Figura 13: Numero mensile di Accensioni Remunerate e da Remunerare e Valore medio del Gettone di Accensione Riconosciuto nel 2013 e nel 2014*



** I valori possono essere soggetti a variazioni nelle successive fasi di fatturazione*

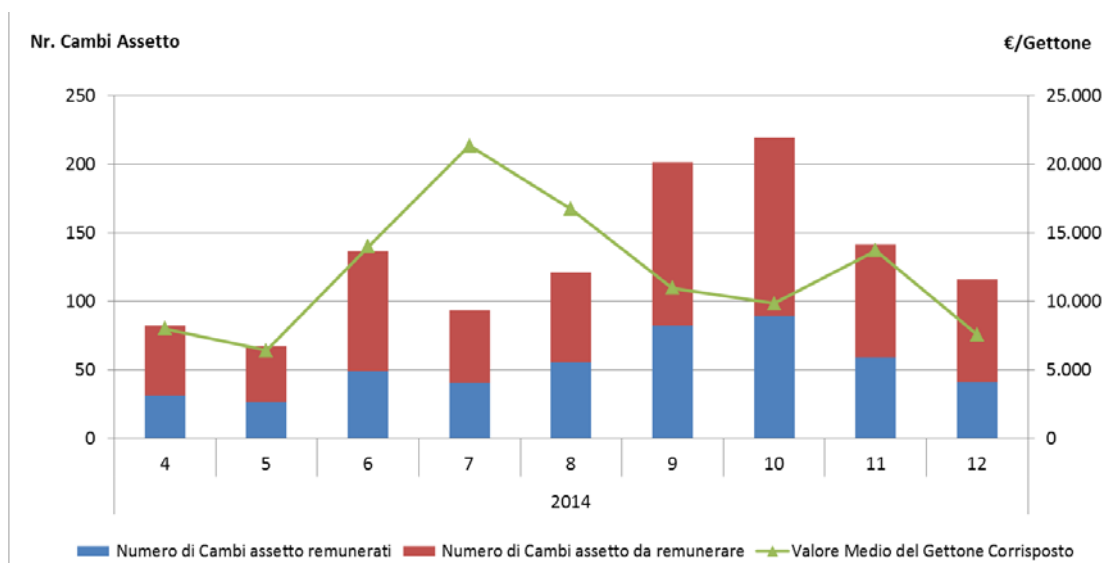
Al fine di fornire adeguati segnali di prezzo e migliorarne l’aderenza con i costi sostenuti dagli impianti di produzione per la fornitura dei servizi di dispacciamento, l’Autorità con la deliberazione 46/2013/R/eel ha introdotto la possibilità per gli operatori, rispondenti alle caratteristiche di cui al capitolo 4 del Codice di Rete di Terna, di formulare offerte di Cambio Assetto corrispondenti “all’ammontare richiesto per ogni cambio assetto dell’unità effettuato nell’ambito del MSD nel giorno di riferimento, in eccesso rispetto ai cambio assetto effettuati nell’ambito del Mercato dell’energia nel medesimo periodo, limitatamente ai cambiamenti di assetto cui corrisponda un incremento nel numero di generatori associati.”⁶⁰

La remunerazione delle offerte di cambio assetto (“Gettone di Cambio Assetto”) implementate a partire dall’aprile 2014 è, al pari del gettone di accensione, soggetta ad una verifica da parte del Gestore di Rete sull’effettiva fornitura della prestazione. Il mancato rispetto di un ordine di cambio assetto (MROCA) dà origine al rimborso del gettone di cambio assetto già riconosciuto all’UdD.

Il trend mensile del numero di cambio assetto riconosciuti (al lordo dei MROCA), di quelli effettivamente corrisposti agli UdD, nonché il valore medio del gettone di cambio assetto pagato da Terna sono riportati in Figura 14.

⁶⁰ Si veda la sezione 4.8.4.1 del Capitolo 4 del Codice di Rete di Terna.

Figura 14: Numero mensile di Cambi Assetto Remunerati e da Remunerare e Valore medio del Gettone di Cambio Assetto Riconosciuto nel 2014*



**I valori possono essere soggetti a variazioni nelle successive fasi di fatturazione*

A partire dall'aprile 2014, il numero di gettoni complessivamente remunerati è stato vicino ai 500, mentre il valore medio corrisposto per gettone è stato di poco superiore ai 12.000 €

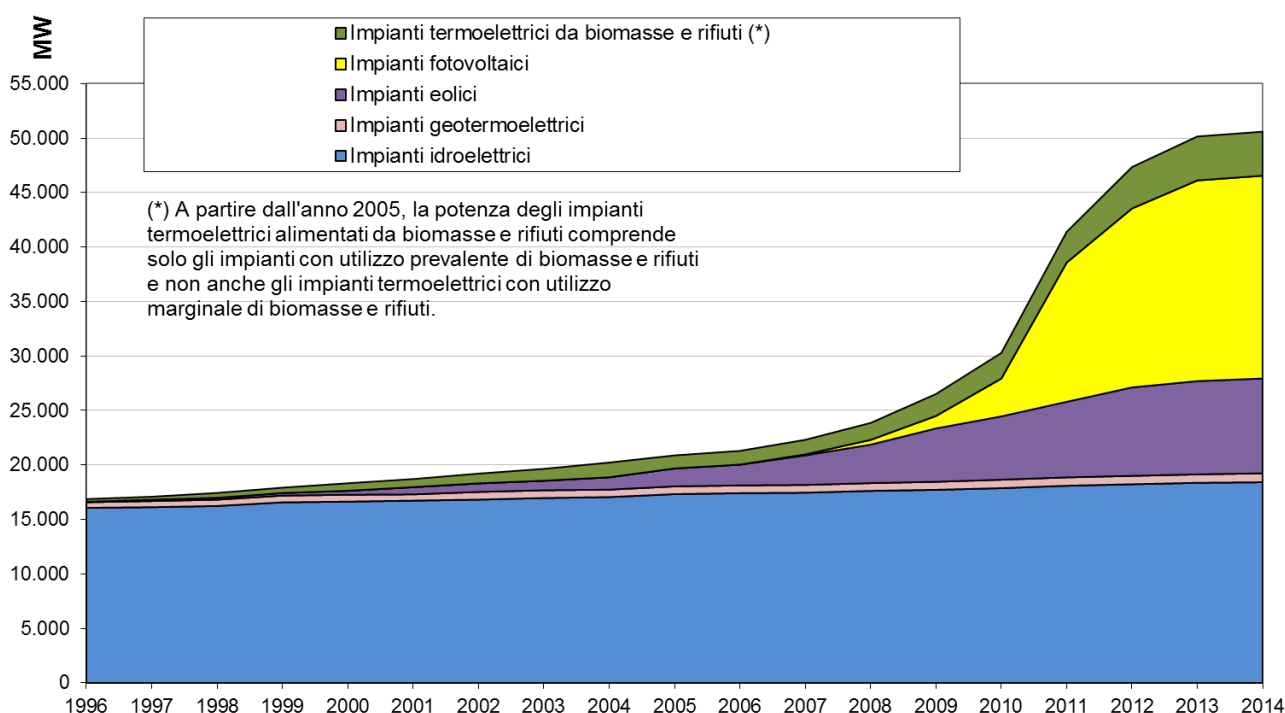
Nonostante il costo aggiuntivo per il sistema derivante dall'introduzione della manovra di cambio assetto degli impianti, le correzioni regolatorie apportate per il riconoscimento della manovra di accensione hanno, nel complesso, contribuito a ridurre l'onere pagato dal Gestore per la relativa componente in *uplift* (-9% su base annua).

10 EFFETTO DELLE RINNOVABILI SUL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

10.1 Effetto delle rinnovabili su domanda residua

Come si evince dalla Figura 15, il livello della capacità non programmabile installata, soprattutto fotovoltaica, sembra essersi stabilizzato nel corso del 2014 dopo i forti incrementi degli anni precedenti che, a fronte di un profilo di consumo pressoché invariato, hanno determinato un'inevitabile riduzione della quantità di domanda su cui le tecnologie termoelettriche possono competere.

Figura 15: Evoluzione della potenza efficiente lorda⁶¹ da fonti rinnovabili in Italia



Nel 2014 il profilo della “domanda residua”, sia effettiva⁶² che in esito al MGP⁶³ si è ulteriormente estremizzato. Il fenomeno appare più marcato nel mese di marzo (Figura 16) in cui il continuo abbassamento della domanda residua, in particolare nelle ore centrali della giornata, determina un deciso incremento della rampa serale che passa da 8.250 MW nel 2012 agli 11.050 MW del 2014. Nel mese di novembre invece la domanda residua rimane allineata con quella del 2013, con la rampa serale che si attesta a 9.050 MWh, in calo di circa 100 MWh rispetto al 2013.

⁶¹ La **potenza efficiente** di un impianto di generazione è la massima potenza elettrica possibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La potenza efficiente è **lorda** se misurata ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se misurata all'uscita dello stesso, dedotta cioè la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale.

⁶² La “domanda residua” è stata stimata a partire dai prelievi totali consuntivati delle unità di consumo, diminuiti delle immissioni consuntivate delle unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica e solare e delle immissioni programmate delle unità di produzione non rilevanti.

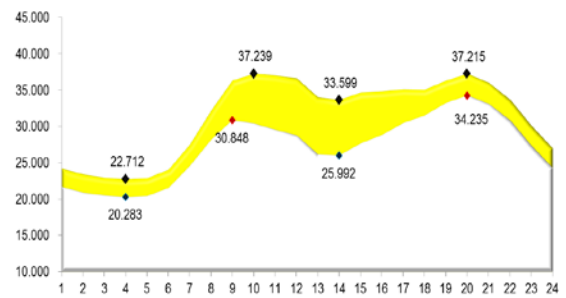
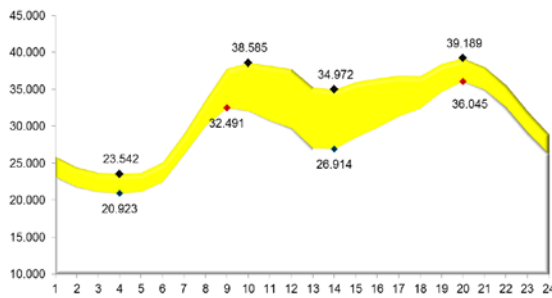
⁶³ La domanda residua sul MGP differisce dalla domanda residua effettiva in quanto le offerte delle unità di consumo e le offerte delle unità di produzione alimentate da fonte eolica o solare sono basate, rispettivamente, su previsioni di prelievo ed immissione.

Figura 16: Evoluzione della domanda residua effettiva ed in esito a MGP nei giorni lavorativi del mese di marzo e novembre nel Continente (MWh)

Marzo

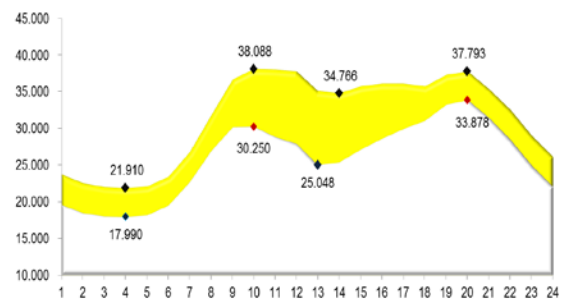
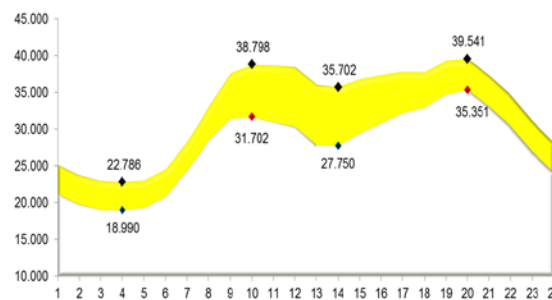
2012

	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	15.043	11.568	14.527	10.565
Rampa Serale	4.217	9.131	3.615	8.243



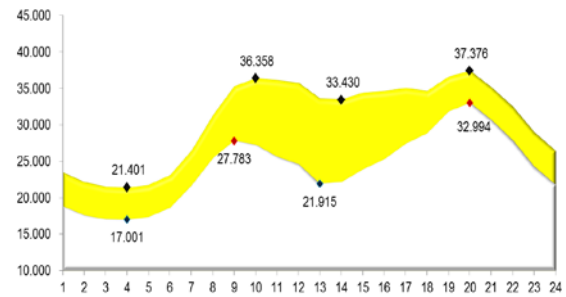
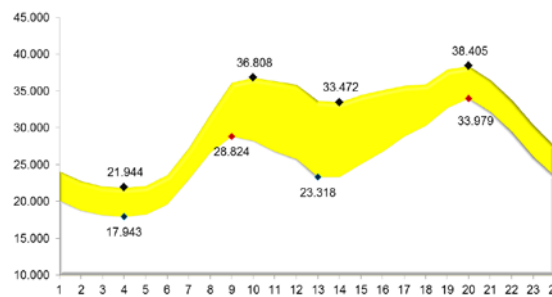
2013

	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	16.012	12.712	16.179	12.259
Rampa Serale	3.839	7.601	3.027	8.830



2014

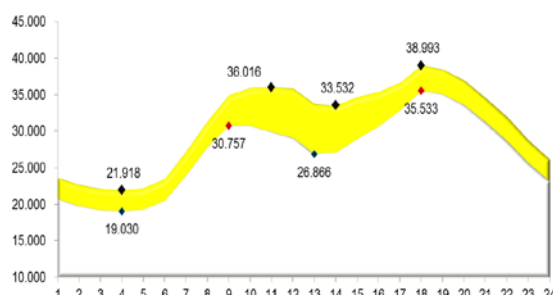
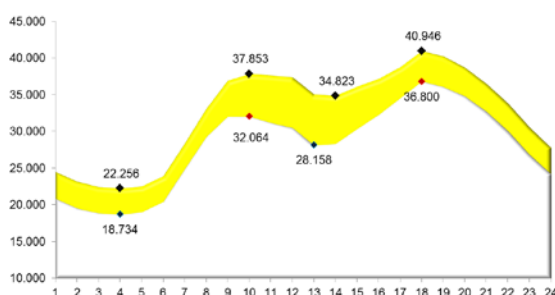
	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	14.863	10.881	14.957	10.782
Rampa Serale	4.933	10.661	3.946	11.079



Novembre

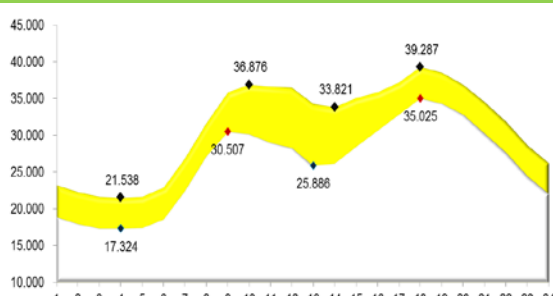
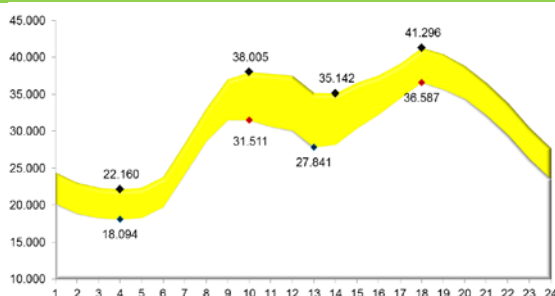
2012

	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	15.597	13.331	14.098	11.727
Rampa Serale	6.123	8.643	5.461	8.667



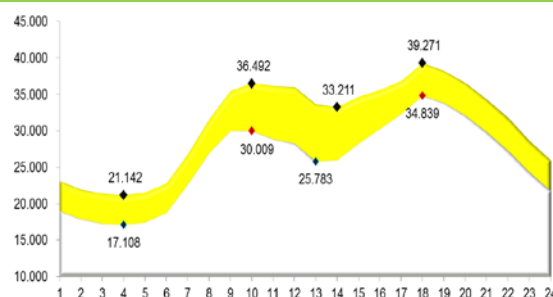
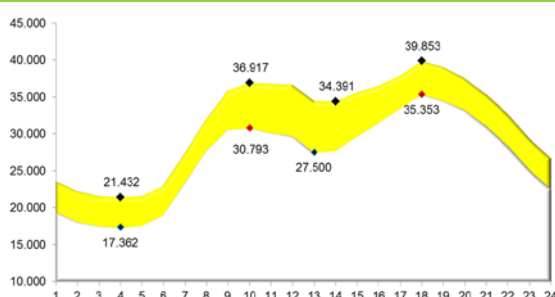
2013

	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	15.845	13.417	15.337	13.182
Rampa Serale	6.154	8.746	5.466	9.139



2014

	Effettivo		MGP	
	Domanda Totale	Domanda Residua	Domanda Totale	Domanda Residua
Rampa Mattutina	15.485	13.431	15.350	12.900
Rampa Serale	5.462	7.853	6.060	9.056

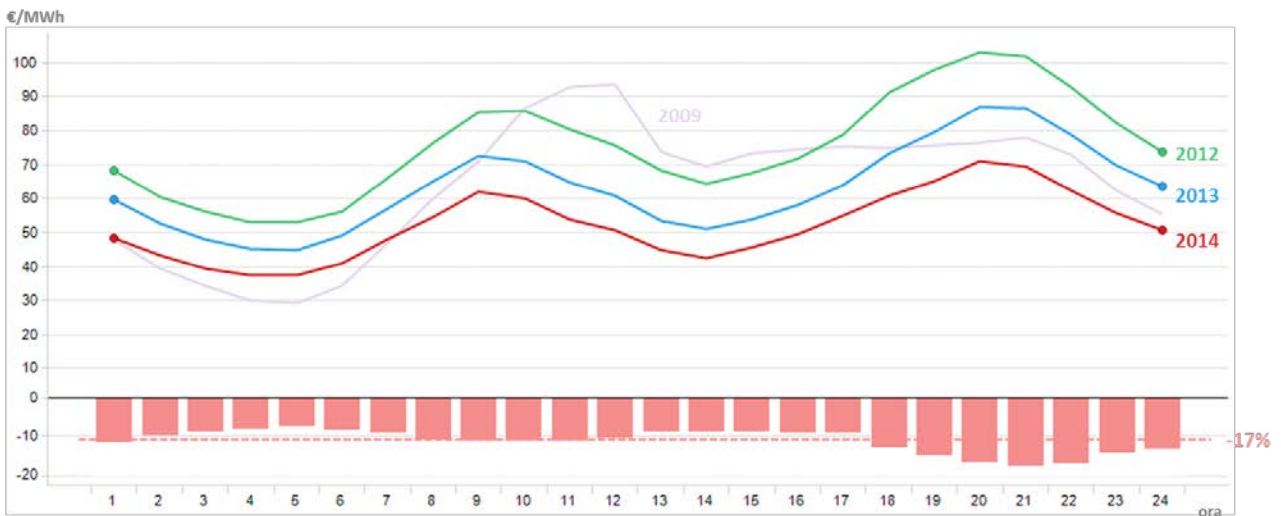


10.2 Effetto delle rinnovabili sul MGP

Nell'anno in cui si registra il minimo storico del PUN, il suo profilo giornaliero medio risulta naturalmente "traslato" verso il basso per il secondo anno consecutivo confermando la generale contrazione dei prezzi all'ingrosso già discussa (mediamente pari al 17%).

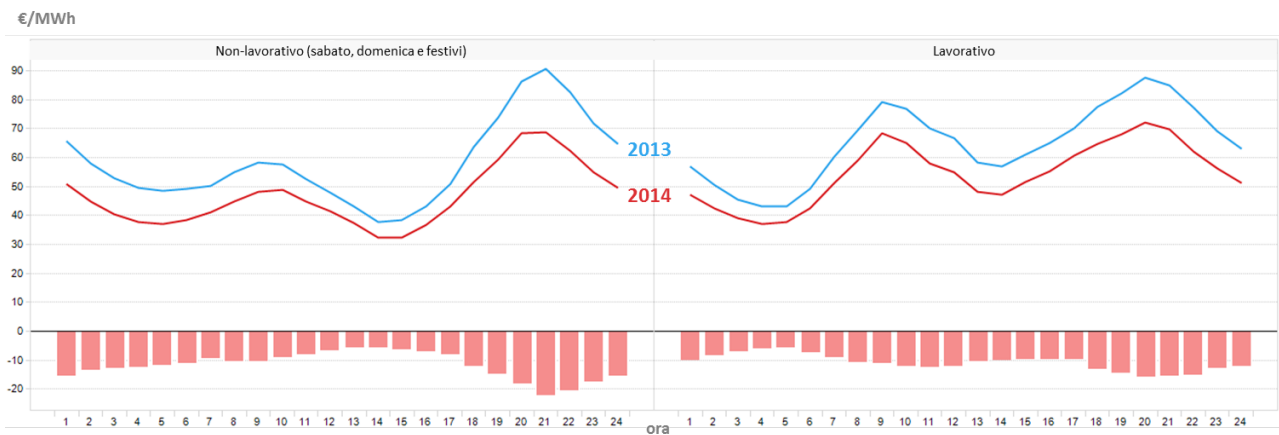
Al netto dell'effetto "livello", non si riscontra nel 2014 rispetto al 2013 una variazione altrettanto considerevole nel profilo di prezzo, che si mantiene simile nel corso delle 24 ore (Figura 17).

Figura 17: Profilo giornaliero medio annuo del PUN e differenziale 2013-14



Distinguendo tra giorni festivi e giorni lavorativi, si nota tuttavia, con riferimento ai primi, un differenziale di prezzo leggermente maggiore nelle ore serali della giornata (Figura 18).

Figura 18: Profilo giornaliero medio annuo del PUN e differenziale 2013-14, giorni festivi vs lavorativi



Considerando i programmi d'immissione orari medi delle diverse tecnologie rinnovabili, si osserva che gli impianti fotovoltaici e le centrali idroelettriche hanno incrementato i loro programmi medi uniformemente sulle diverse ore del giorno, mentre gli impianti eolici hanno visto una crescita soprattutto nelle ore serali della giornata (vedi Figura 19).

Figura 19: Programmi giornalieri medi annui e differenziale 2013-14 per fonte rinnovabile



10.3 Effetto delle rinnovabili sul MSD

La crescita delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle non programmabili, ha delle importanti conseguenze sul sistema elettrico nel suo complesso: in termini di *sicurezza*, con la necessità di garantire la trasmissione elettrica in presenza di una maggiore variabilità della produzione, e nell'ambito del *disegno del mercato*, con la necessità di fornire agli operatori adeguati segnali di prezzo per le mutate prestazioni e per i servizi di dispacciamento richiesti dal Gestore di Rete.

Nel corso del 2014, con il documento di consultazione 234/2014/R/eel e la deliberazione 320/2014/R/eel, l'Autorità ha proseguito il suo impegno volto a sostenere l'offerta di *capacità flessibile* tramite l'introduzione dei principi generali per la remunerazione dei servizi offerti dalle unità in grado di soddisfare determinati requisiti tecnici. Nello specifico, l'oggetto dei due documenti succitati è l'integrazione, all'interno del meccanismo di remunerazione della capacità produttiva, sia in quello "transitorio" che in quello cosiddetto "a regime" (mercato della capacità), di un segmento per l'approvvigionamento di risorse flessibili fornite dalle unità rispondenti specifici parametri tecnici.

Per un approfondimento sulla proposta contenuta nei documenti emanati dall'Autorità si rimanda al Capitolo 4. Nel corso delle prossime sezioni, per comprendere l'impatto che le FRNP hanno avuto

sul sistema, verranno invece analizzati il fabbisogno e l'utilizzo delle riserve disponibili per il Gestore di Rete (secondaria, pronta e terziaria). Infine, nell'ultima parte del capitolo viene riproposta l'evoluzione dei principali parametri tecnici dichiarati dagli impianti (tempi di permanenza in servizio, tempi di avviamento e gradiente di presa/rilascio di carico), fondamentale per comprendere la reazione degli operatori al mutamento degli scenari di mercato.

10.3.1 Fabbisogno di Riserva

L'aumento dei volumi accettati con riferimento agli impianti termoelettrici per le offerte di "Minimo" e per gli "Spegnimenti" mostrato nel Capitolo 9 (si vedano in proposito la Tabella 27 e la Tabella 28), si è tradotto in un incremento del fabbisogno di riserva complessivo del sistema, motivato dalla necessità di dover far fronte ad una maggiore volatilità dal lato della produzione. Questa spiegazione trova conferma nei dati mostrati in Tabella 37, che riportano per le diverse zone di mercato il fabbisogno di riserva totale a salire e scendere.

Tabella 37: Fabbisogno di riserva terziaria totale*,**

	Riserva a Salire			Riserva a Scendere		
	2013	2014	Delta	2013	2014	Delta
	TW	TW	Var. %	TW	TW	Var. %
Centro-Nord	2,84	2,93	3%	3,32	3,28	-1%
Centro-Sud	3,58	3,85	7%	4,14	4,26	3%
Nord	7,15	7,42	4%	7,62	7,07	-7%
Sardegna	2,52	2,43	-3%	2,14	2,42	13%
Sicilia	3,34	3,07	-8%	1,99	2,23	12%
Sud	3,00	3,77	26%	3,47	4,34	25%
Totale	22,44	23,46	5%	22,68	23,59	4%

*La somma dei fabbisogni di riserva pronta a salire e di riserva di sostituzione a salire costituisce il fabbisogno di riserva totale a salire. Il fabbisogno di riserva terziaria è comprensivo del fabbisogno di riserva secondaria.

**Nel calcolo del fabbisogno di riserva terziaria totale sono esclusi i poli di produzione limitata.

In linea con le attese, per il 2014 si registra un aumento totale di riserva in entrambe le direzioni (+5% a salire; +4% a scendere). L'aumento della produzione da fonti rinnovabili ha un duplice effetto sul mercato: da un lato contribuisce a spingere i prezzi sui mercati dell'energia verso il basso, dall'altro riduce le ore di margine degli impianti tradizionali e programmabili (effetto "spiazzamento"), generalmente utilizzati dal Gestore di Rete per garantire la sicurezza del sistema, costringendo quest'ultimo ad attivare o modificare i programmi d'immissione (programmi "infattibili" in esito ai mercati dell'energia) di tali unità nel MSD.

Coerentemente con i dati mostrati nel Capitolo 9 sui volumi movimentati, si registra un importante aumento del fabbisogno nella zona Sud (+26% a salire; +25% a scendere). L'aumento del fabbisogno a scendere nelle isole, invece, lascerebbe presupporre come la crescita dei volumi accettati a salire sia originata dalla necessità del Gestore di crearsi adeguati margini di manovra a scendere, in virtù anche del calo dei prelievi evidenziato nel Capitolo 5.

Per rincorrere le rampe mattutine (differenza tra il massimo carico diurno e il minimo carico notturno) e serali (differenza tra il massimo carico notturno e il minimo carico diurno), il Gestore di Rete fa ricorso a risorse con livelli di priorità differenti, in relazione al grado di flessibilità delle stesse. Queste risorse possono essere classificate, in ordine decrescente di flessibilità (vedi Appendice C per la definizione delle diverse risorse), come segue:

- Riserva Secondaria;
- Riserva Terziaria Pronta;
- Riserva Terziaria di Sostituzione.

Di seguito viene proposta un'analisi sull'utilizzo delle riserve nell'ordine appena indicato.

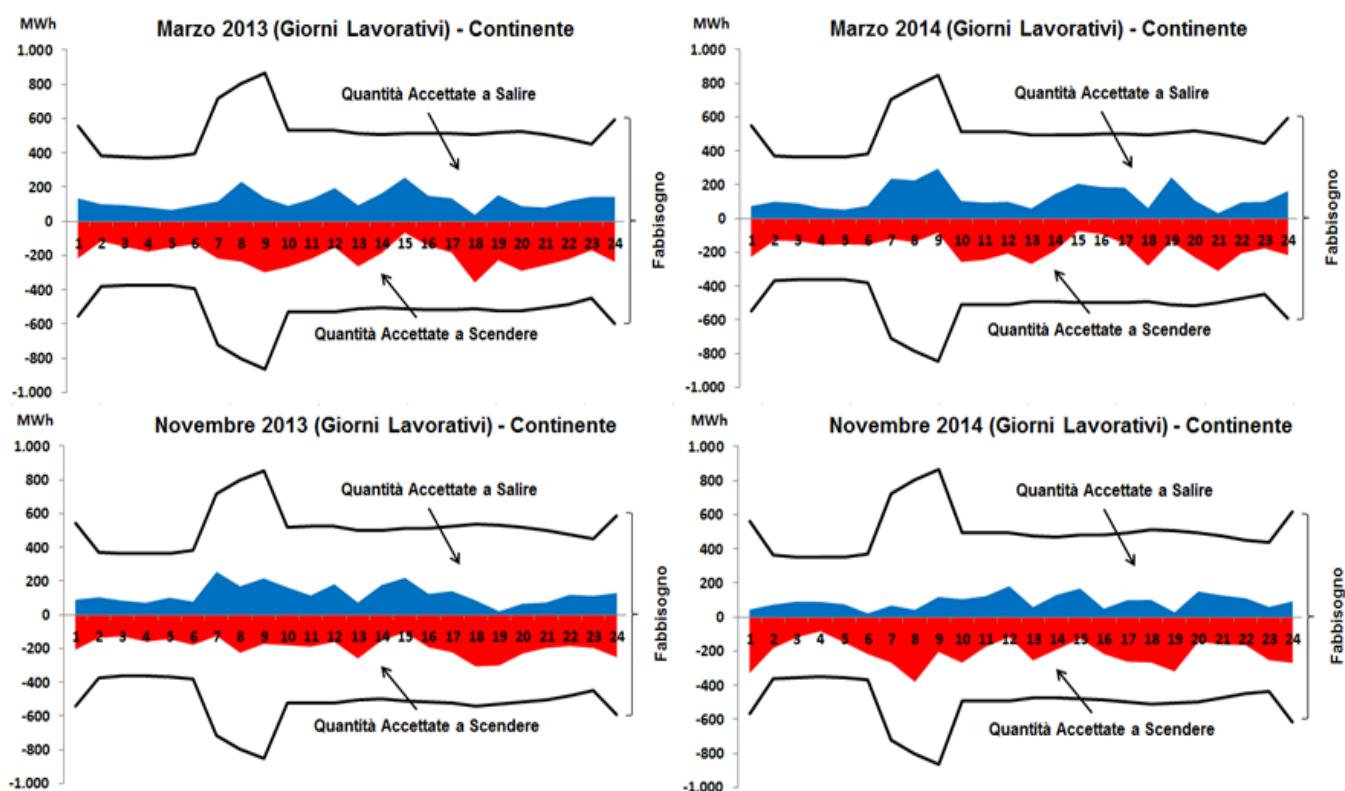
10.3.2 Riserva Secondaria

La riserva secondaria (RS) si configura come la risorsa più flessibile a disposizione del sistema (dopo la Riserva primaria), la cui attivazione avviene nell'ordine dei pochi secondi successivi al comando di dispacciamento impartito da Terna. La Figura 20 mostra la variazione nell'utilizzo di RS intercorsa, a titolo esemplificativo, nei mesi di marzo e novembre nel 2013 e nel 2014. I due mesi, abbastanza simili in termini di carico, mostrano generalmente livelli di irradiazione (e di conseguenza domande residue) differenti, evidenziando così il diverso utilizzo delle riserve per far fronte a variazioni repentine dal lato della produzione.

Per il mese di marzo, si registra una riduzione del fabbisogno medio orario su tutte le 24 ore (-2% riduzione media oraria) da attribuirsi principalmente ad un calo dei prelievi (-4% per l'energia fatturata alle UC); al contempo si riducono i volumi accettati in acquisto (-12%) e aumentano quelli in vendita (+2%) dagli operatori. Guardando i grafici si può osservare come, in linea con le attese, l'aumento delle movimentazioni a salire si sia concentrato a cavallo tra le ore 7 e le ore 10 (+50% volumi a salire) in prossimità del picco mattutino di domanda e tra le ore 16 e le ore 20 (+39%) in prossimità del picco serale. Si registra, inoltre, un aumento delle movimentazioni a scendere tra le ore 11 e le ore 15 (+11%), in concomitanza con la fase di derampa mattutina.

Nel mese di novembre, mentre il fabbisogno medio orario fa sempre registrare una riduzione (-3%), la dinamica delle movimentazioni di riserva secondaria si inverte rispetto al mese di marzo, con una riduzione dei volumi a salire (-26%) ed un aumento di quelli a scendere (+11%). Questi ultimi, in particolare, fanno registrare delle variazioni positive proprio in coincidenza con i picchi di carico mattutini (+59% tra le ore 7 e le ore 10) e serali (+19% tra le ore 14 e le ore 17).

Figura 20: Fabbisogno ed utilizzo di riserva secondaria in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre nel 2013 e 2014 nella Macrozona Continentale



L'utilizzo appena mostrato di RS è coerente con le seguenti osservazioni:

- nel mese di marzo, dove la domanda residua è più bassa dato il più alto livello di irradiazione, la RS è utilizzata per l'inseguimento delle rampe mattutine e serali. Il profilo di utilizzo configura la RS come la prima risorsa disponibile per compensare il mancato apporto delle fonti rinnovabili. L'aumento delle accettazioni a scendere immediatamente successive alle fasi di rampa sono conformi con l'assorbimento delle risorse in eccesso da FRNP in concomitanza con la riduzione del carico;
- nel mese di novembre, dove la domanda residua è più alta dato il più basso livello di irradiazione, la RS è utilizzata "a scendere" proprio nelle ore di picco di carico. Il profilo di utilizzo configurerebbe la RS come la prima risorsa disponibile per l'assorbimento dell'impresso delle FRNP in eccesso rispetto ai programmi previsti, in un sistema dove la fascia di generazione "baseload" è garantita da una maggiore fetta di risorse programmabili con programmi tecnicamente fattibili.

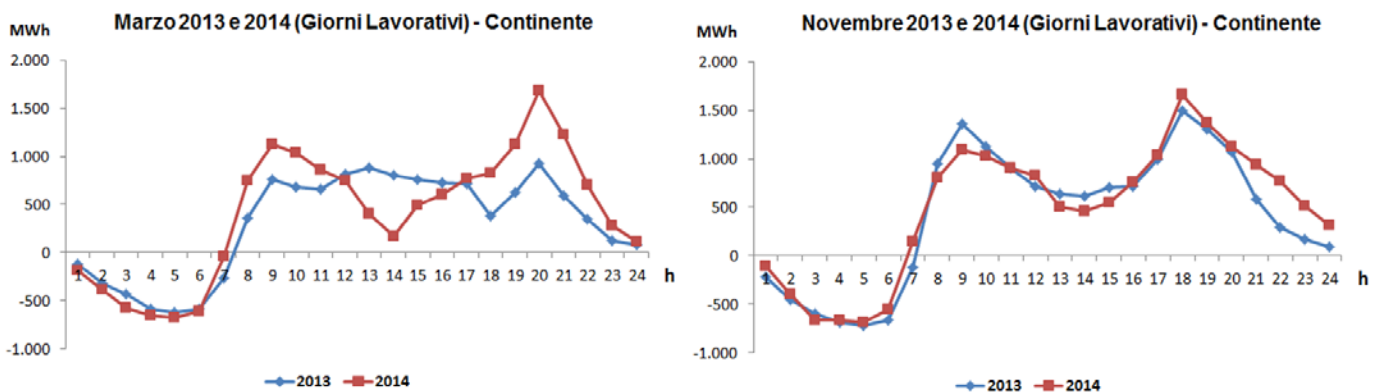
10.3.3 Riserva Terziaria Pronta

La riserva terziaria pronta rappresenta per il sistema una risorsa estremamente pregiata, collocandosi in termini di flessibilità subito al di sotto della riserva secondaria (v. Appendice C). Per sua natura, la riserva terziaria pronta si presta ad essere fornita principalmente da impianti di produzione e pompaggio, in grado di modificare repentinamente il loro programma, sia in immissione che in prelievo, e quindi capaci di gestire più agevolmente le manovre di rampa e derampa per l'inseguimento del carico giornaliero.

La Figura 21 mostra, a titolo esemplificativo, i programmi delle unità di produzione e pompaggio nella macrozona continentale, definiti a valle dell'ultima fase del mercato elettrico (di seguito: programma vincolante modificato e corretto), per un giorno tipo, sempre per i mesi di marzo e novembre del 2013 e del 2014. L'aggregazione dei pompaggi su tutta la macrozona continentale è il

risultato di un *trade-off* tra la necessità di cogliere i fenomeni di fondo dovuti al potenziamento della generazione rinnovabile non programmabile e la semplificazione di vincoli di rete complessi. La riserva pronta, infatti, contrariamente alla riserva secondaria, non è approvvigionabile da Terna su base macrozonale, non essendo i margini di sicurezza sulla capacità di trasporto interzonale tali da permetterne la piena sostituibilità su base continentale. L'utilizzo di riserva pronta pertanto risente di fenomeni di rete (ad esempio un suo utilizzo per la risoluzione di congestioni) che incidono sulla selezione delle singole unità abilitate al servizio. Ai fini del monitoraggio, tale aggregazione permette però di cogliere i fenomeni di fondo che un'analisi esclusivamente zonale potrebbe rendere meno intelleggibili in assenza di un'analisi puntuale di tutti i vincoli di rete.

Figura 21: Programma vincolante modificato e corretto medio orario delle unità di produzione e pompaggio – giorno lavorativo tipo di marzo e novembre 2013 e 2014 - macrozona Continente



Dal confronto dei dati 2013-2014 è possibile subito notare come l'utilizzo dei Pompaggi ricalchi sempre più l'andamento del carico "residuo" giornaliero, con il chiaro inseguimento della curva di domanda. Mentre si può verificare come per il mese di novembre, già a partire dal 2013, il programma vincolato modificato e corretto presenti delle chiare similitudini con l'andamento del carico in Figura 16, l'inseguimento della domanda nelle ore di rampa e derampa emerge con forza anche nel mese di marzo 2014. In particolare, tra le ore 12 e le ore 14 il programma di marzo 2014 indica una riduzione dell'immesso del 47% rispetto all'anno precedente, seguito poi da un forte incremento dalle 15 alle 20 (+33%), per concludere con un nuovo calo nelle ore notturne, dove il programma diventa in prelievo.

Il programma mostrato in Figura 21 è il risultato finale della combinazione tra il programma in esito ai mercati dell'energia e i volumi accettati sul MSD. L'analisi di questi ultimi permette di cogliere le modalità di utilizzo della riserva pronta da parte del Gestore di Rete. Le quantità accettate a salire e a scendere sono pertanto rappresentate, insieme al fabbisogno di riserva pronta, per valori medi orari in Figura 22.

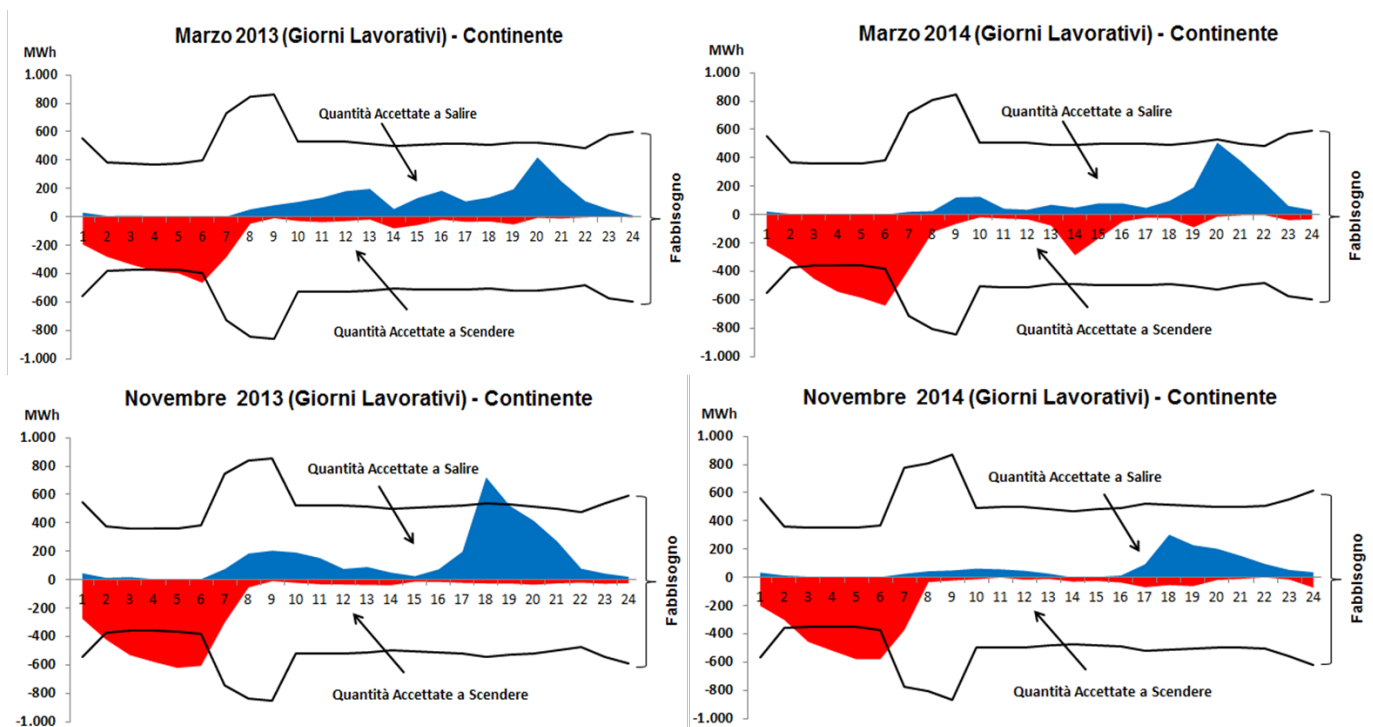
Dal grafico emerge come nel mese di marzo 2014 i pompaggi siano stati utilizzati prevalentemente:

- in fase di prelievo nelle ore notturne ed in concomitanza con il picco mattutino (+39% rispetto all'anno precedente nelle ore comprese tra l'1 e le 9). Tale utilizzo è coerente con una manovra di riassorbimento della produzione non comprimibile (FRNP) in prossimità del picco mattutino;
- in fase di prelievo nella fase di derampa mattutina. Tale utilizzo è coerente con l'inseguimento del carico a scendere dopo il picco mattutino, in concomitanza con la progressiva riduzione dell'apporto da impianti fotovoltaici (+225% su tutte le 24 ore);

- in fase di immissione nelle ore di rampa serale. Tale utilizzo (+33% tra le ore 19 e le ore 22) è coerente con l'inseguimento della ripresa del carico nella fascia serale, dove l'apporto delle fonti alimentate a energia solare scompare progressivamente.

Nel mese di novembre le dinamiche sono simili a quelle già osservate nel corso del 2013, per le quali si rimanda al precedente rapporto di monitoraggio. L'utilizzo appena mostrato della riserva pronta conferma l'estrema adattabilità di tale risorsa alle esigenze di flessibilità del Gestore di Rete e, in linea con quanto previsto dal Codice di Rete e con l'andamento delle movimentazioni di RS mostrate nel precedente paragrafo, all'asservimento della funzione di ricostituzione della banda di riserva secondaria di potenza.

Figura 22: Fabbisogno medio orario ed utilizzo di riserva pronta in un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre 2013 e 2014 - macrozona Continente



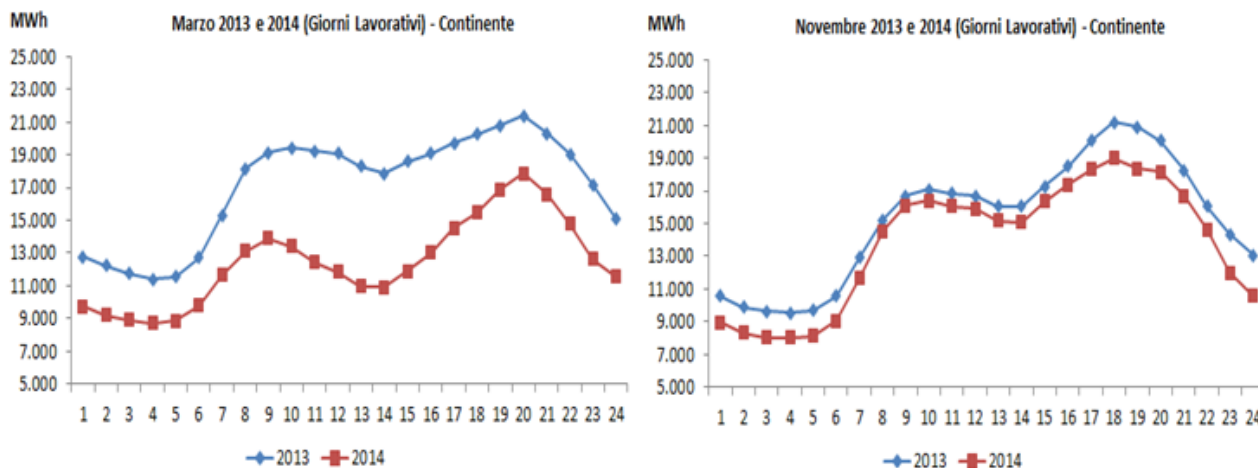
10.3.4 Riserva Terziaria di Sostituzione

La riserva terziaria di sostituzione è caratterizzata da tempi di risposta generalmente più lunghi rispetto alle precedenti riserve e può essere fornita da una molteplicità di impianti che, in virtù del diverso tipo e sottotipo tecnologico, presentano caratteristiche tecniche (e quindi gradi di flessibilità) molto dissimili tra loro.

Gli impianti termoelettrici contribuiscono in maniera sostanziale alla fornitura di tale riserva, seppur con modalità altamente variabili in virtù del diverso sottotipo tecnologico considerato (ad esempio, servizi estremamente rapidi sono ottenibili dagli impianti con turbine a gas a ciclo aperto, i cosiddetti "turbogas"). L'analisi del profilo orario d'immissione per tale tecnologia fornisce, pertanto, uno strumento valido per comprendere come si sia modificato l'utilizzo della riserva terziaria di sostituzione a seguito dell'accresciuto apporto delle rinnovabili al soddisfacimento della domanda.

A tal fine, in Figura 23 viene mostrato il programma (medio orario) vincolante modificato e corretto del parco termoelettrico per un giorno lavorativo tipo dei mesi di marzo e novembre 2013 e 2014 nella macrozona Continente.

Figura 23: Programma medio orario vincolante modificato e corretto d'immissione delle unità termoelettriche in un giorno lavorativo tipo di marzo e novembre 2013 e 2014 nella macrozona Continente



La prima differenza dal confronto 2013- 2014 è la posizione del profilo delle unità termoelettriche. Nello specifico, il profilo 2014 si colloca per entrambi i mesi sempre al di sotto del profilo 2013. Tale fenomeno è riconducibile al doppio binario della riduzione dei prelievi dalla rete, come indicato al Capitolo 5, e all'aumento dell'immissione rinnovabile non comprimibile, con la conseguente flessione della domanda residua.

Anche negli esempi qui riportati è il mese di marzo 2014 ad offrire interessanti variazioni rispetto all'anno precedente, rilevandosi per il mese di novembre 2014 solo un abbassamento della potenza richiesta nel picco serale e della relativa rampa (circa 2 GWh in meno alle ore 18, con riduzione della rampa serale del 24%).

Nel mese di marzo 2014 è possibile apprezzare il forte apporto delle fonti rinnovabili al soddisfacimento del carico complessivo (con un aumento dell'immesso totale del +32% rispetto a novembre 2014 e del +16% rispetto a marzo 2013). Il confronto con lo stesso mese del 2013 permette di cogliere come, nelle ore centrali della giornata, la quota di mercato contendibile per il parco termoelettrico subisca un forte ridimensionamento, per poi risalire nelle ore serali in concomitanza con la riduzione della produzione fotovoltaica. In termini di sistema, tale dinamica genera dei mutamenti nelle inclinazioni del profilo termoelettrico nelle ore di presa del carico (rampe). In particolare, l'aumento rinnovabile nelle ore centrali della giornata spinge verso il basso la rampa mattutina del profilo raffigurato (-36%, passando da poco più di 8 GW nel 2013 a poco più di 5 GW nel 2014) e verso l'alto la rampa serale (+99%, da circa 3,5 GW nel 2013 a quasi 7 GW nel 2014). L'abbassamento sia del carico complessivo che di quello residuo impone al Gestore di creare adeguati margini di riserva a scendere che consentano, nei casi limite, la possibilità di spegnimento e (ri)avviamento degli impianti più volte nel corso della giornata. La combinazione delle caratteristiche di rapidità di attivazione e di riduzione del carico definiscono il grado di flessibilità delle UP e sono espresse nei termini dei parametri tecnici caratteristici degli impianti. Nello specifico, le dichiarazioni degli operatori relativi ai tempi di permanenza in servizio (TPS), ai tempi di avviamento (TAVA), e alla velocità di variazione dell'immissione in rete (GRAD) saranno oggetto della prossima sezione.

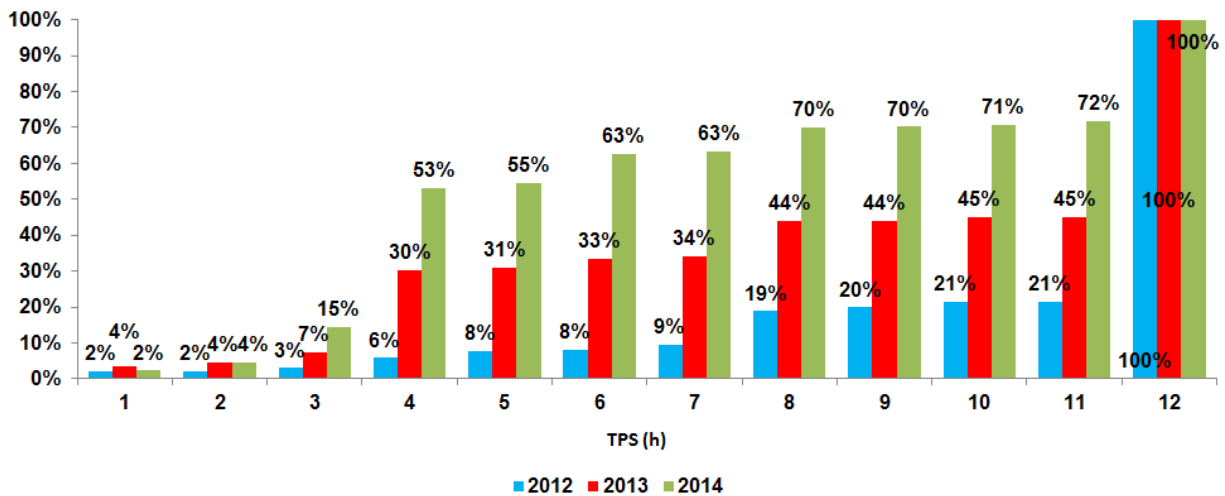
10.3.5 Evoluzione dei TPS, TAVA e GRAD

Questa sezione descrive l'andamento delle dichiarazioni rese dagli UdD titolari di UP termoelettriche qualificate al MSD in merito a tre parametri tecnici caratteristici degli impianti. I parametri in questione sono: il tempo di permanenza in servizio (TPS), il tempo di avviamento (TAVA), e la velocità di variazione dell'immissione in rete (GRAD). Tale analisi, in continuità con quella già avviata nel corso del precedente rapporto di monitoraggio, consente di valutare la conformità del parco impianti con l'accresciuta necessità da parte del sistema di dotarsi di risorse *flessibili* (con bassi tempi di permanenza in servizio e di avviamento e alta velocità di immissione in rete), nonché l'adattabilità degli impianti stessi al variare dello scenario di mercato.

Il campione di riferimento osservato ha riguardato, come per l'anno precedente, esclusivamente impianti abilitati con tecnologia di tipo termoelettrico e sottotipo "ciclo combinato". Tale scelta è motivata dal fatto che gran parte della riserva terziaria di sostituzione viene generalmente fornita da impianti termoelettrici e, tra questi, quelli a ciclo combinato non solo ne rappresentano la maggioranza ma sono anche quelli per i quali si rileva la maggiore varianza nella distribuzione dei parametri.

I valori di TPS, TAVA e GRAD possono essere comunicati giornalmente dagli operatori con scadenze diverse ("gate-closure") nell'arco della giornata. In caso di mancata comunicazione, i summenzionati parametri assumono i valori di *default* così come indicati nell'Allegato A60 al Codice di rete di Terna. In Figura 24 vengono illustrate le distribuzioni delle dichiarazioni del TPS, valedoli ai fini del MSD ex-ante, dal 2012 al 2014.

Figura 24: Distribuzione cumulata e valori percentuali delle dichiarazioni fatte dalle UP con tecnologia ciclo combinato sui valori del TPS (in ore) nel triennio 2012-2014 ***



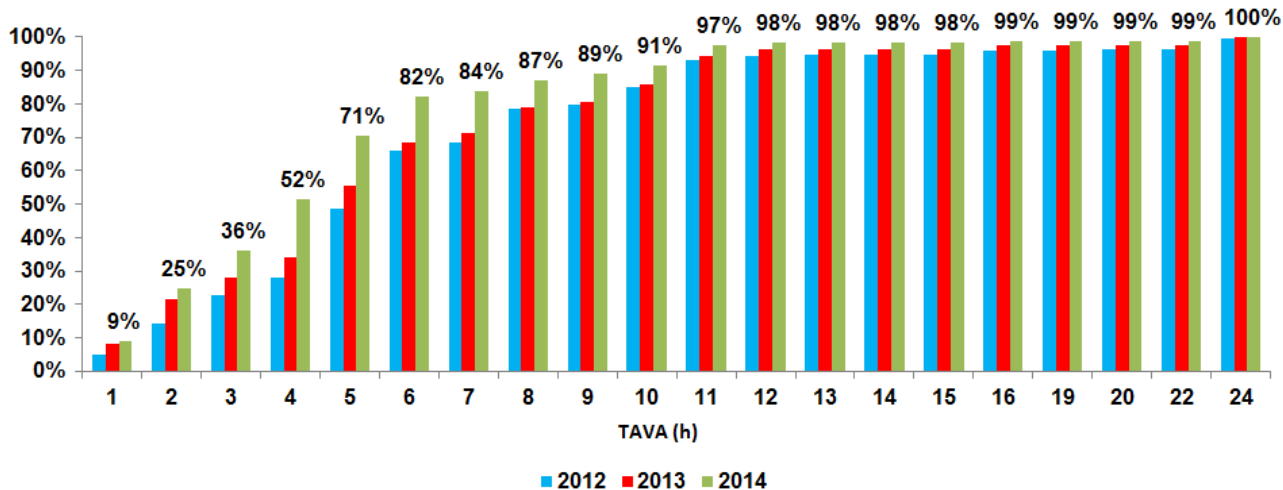
* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando, per il singolo impianto, i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata inferiore a 1 MW.

** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Dal confronto dei dati emerge subito la riduzione generalizzata dei valori dichiarati del TPS nel corso del triennio in esame. Ad esempio, per un valore di TPS non superiore alle 3 ore, la percentuale delle dichiarazioni più che raddoppia nel corso dell'ultimo biennio, balzando dal 7% del 2013 al 15% del 2014. Più della metà delle dichiarazioni (53%), inoltre, ha espresso un valore di TPS non superiore alle 4 ore (30% nel corso del 2014).

La maggiore flessibilità degli impianti oggetto di monitoraggio è confermata anche dalla successiva Figura 25, che mostra invece le distribuzioni cumulate (con le percentuali del 2014) dei valori dichiarati dei tempi di avviamento da freddo (TAVA).

Figura 25: Distribuzione cumulata e valori percentuali per il 2014 delle dichiarazioni fatte dalle UP con tecnologia ciclo combinato sui valori di TAVA (in ore) nel triennio 2012-2014 *,**



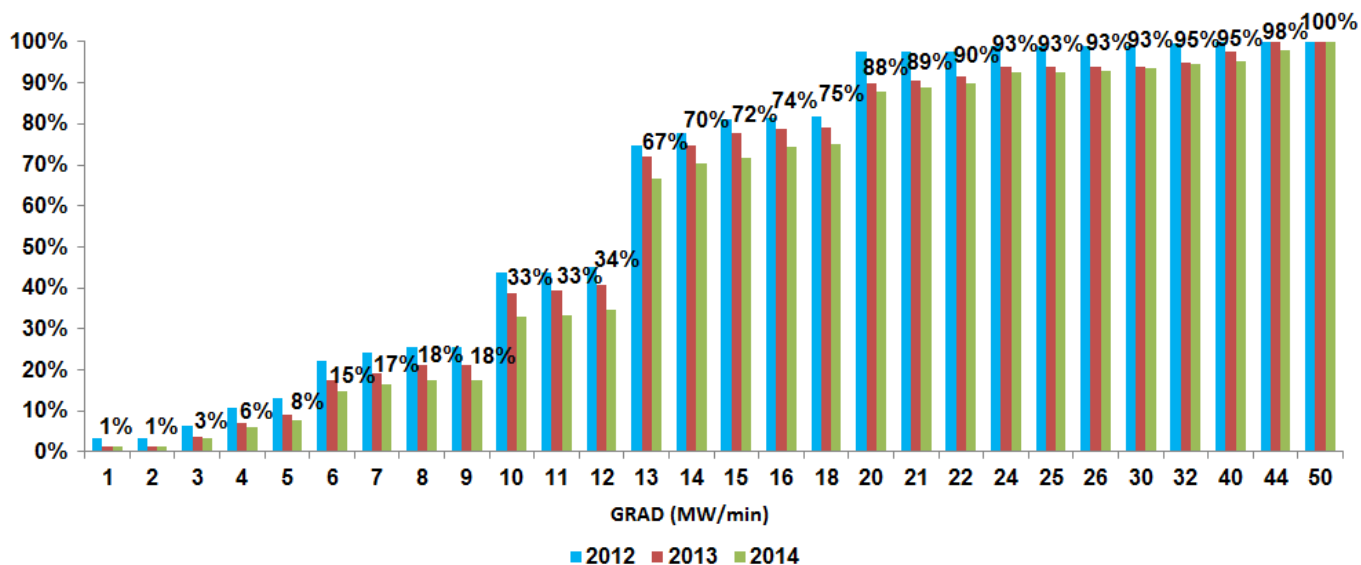
* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando, per il singolo impianto, i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata inferiore a 1 MW.

** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

La percentuale delle dichiarazioni per TAVA non superiori alle 2 ore passa dal 21% del 2013 al 25% del 2014. Nel complesso, anche in questo caso, si rileva che più della metà delle dichiarazioni (52%) ha indicato un TAVA non superiore alle 4 ore.

Infine, la Figura 26 mostra l'andamento del parametro GRAD nello stesso arco temporale.

Figura 26: Distribuzione cumulata e valori percentuali per il 2014 delle dichiarazioni fatte dalle UP con tecnologia ciclo combinato sui valori di GRAD (MW/min) nel triennio 2012-2014 *,**



* Le distribuzioni sono state calcolate non considerando, per il singolo impianto, i giorni in cui la potenza massima giornaliera è risultata inferiore a 1 MW.

** Dalla distribuzione sono stati esclusi gli impianti sottoposti, a vario regime, a vincoli di essenzialità almeno una volta nel corso del triennio.

Anche le dichiarazioni rese sui GRAD, sebbene con un'ampiezza inferiore rispetto ai precedenti parametri, mostrano i segnali della maggiore dinamicità del parco termoelettrico. A titolo esemplificativo, le dichiarazioni con GRAD inferiore ai 20 MW/min passano dal 98% del 2012 all'88% del 2014. In aggiunta, anche i valori all'estremo superiore della distribuzione (superiori ai 40 MW/min) aumentano la loro frequenza nel corso del 2014 (dal 2% del 2013 al 5% del 2014).

I risultati finora illustrati se, da un lato, hanno evidenziato le potenzialità di adattamento dei cicli combinati presenti sul territorio nazionale ai nuovi scenari di mercato, dall'altro, lasciano aperti vari quesiti sull'effettivo divario tra l'offerta e la domanda di *flessibilità* del sistema e sull'adeguatezza degli investimenti attesi in futuro. Si rimanda, in proposito, al Paragrafo 4.2.

11 MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERMINE

Nel 2014 i volumi di energia elettrica negoziati a termine sui diversi mercati sono stati pari a 561 TWh⁶⁴, in aumento di circa il 5% rispetto all'anno precedente (533 TWh). La maggior parte di questi volumi (91%) sono stati scambiati *over-the-counter* (OTC) mentre solo il 9% proviene da transazioni di prodotti standard contrattati su piattaforme di borsa; in particolare, risultano in aumento gli scambi sul Mercato a Termine Elettrico (MTE) gestito dal GME (18 TWh, più del doppio rispetto al 2013), che superano quelli effettuati sulla piattaforma di derivati (IDEX) organizzata da Borsa Italiana (15 TWh); quest'ultimi risultano in calo rispetto al 2013 (-50%).

Tabella 38: Volumi (GWh) registrati sui mercati a termine per anno trading e organizzazione dello scambio

		2010	2011	2012	2013	2014	peso %	variaz. 2013/14
Borsa Italiana	<i>borsa</i>	15.407	11.652	13.820	30.550	15.206	3%	-50%
EEX		-	-	-	1.091	110.495	20%	10028%
	<i>OTC clearing</i>	-	-	-	1.091	96.199	87%	8718%
	<i>borsa</i>	-	-	-	-	19.430	18%	-
GME		6.285	33.440	54.960	41.097	32.271	6%	-21%
	<i>OTC clearing</i>	0	1.773	24.602	33.100	13.869	43%	-58%
	<i>borsa</i>	6.285	31.667	30.358	7.996	18.402	57%	130%
PDE		354.189	494.566	532.707	494.747	508.612	91%	3%
	<i>OTC</i>	189.683	193.008	232.380	148.986	103.612	20%	-30%
	<i>OTCO</i> ⁶⁵	164.506	301.558	300.327	345.761	405.000	80%	17%
TOTALE ⁶⁶		375.881	537.885	576.885	533.293	561.650	100%	5%
	<i>OTC</i>	189.683	193.008	232.380	148.986	103.612	18%	-30%
	<i>OTCO</i>	164.506	301.558	300.327	345.761	405.000	72%	17%
	<i>borsa</i>	21.692	43.319	44.178	38.546	53.038	9%	38%

11.1 Mercato a termine dell'energia (MTE)

Il mercato a termine organizzato dal GME, relativamente ai volumi scambiati direttamente sulla piattaforma MTE, ha assistito nel 2014 ad una decisa crescita delle contrattazioni con 497 contratti conclusi per un totale di 18,4 TWh, +130% rispetto agli 8 TWh del 2013, raggiungendo così una quota pari al 35% dei volumi totali contrattati su borsa. Contrariamente a quanto osservato nel 2013, quando il 60% degli scambi ha interessato prodotti con profilo *peakload*, nel 2014 questi sono stati appena il 2% pari a 0,05 TWh. In linea con le contrattazioni degli anni precedenti al 2013, la quasi totalità dei contratti (confrontati in MW) è stata conclusa con profilo *baseload*, (2,8 GW; 96%). In termini di durata, prevale nettamente il prodotto annuale (2 GW; 68%), seguito dai mensili (0,7 GW; 24%) mentre i trimestrali hanno un peso marginale (0,2 GW; 8%). Considerando, invece,

⁶⁴ Si fa riferimento a tutti i contratti a termine stipulati nell'anno solare 2014, con data di consegna maggiore o uguale al 01/01/2014.

⁶⁵ Per "OTCO" s'intende il totale dei volumi *over-the-counter* registrati sulla PDE (Piattaforma Dati Esterni) per i quali i contraenti si sono avvalsi di servizi forniti da piattaforme di brokeraggio.

⁶⁶ Si assume che i volumi registrati ai fini di *clearing* su EEX e GME siano interamente inclusi nei volumi comunicati sulla PDE nelle categorie OTC e OTCO.

i volumi complessivamente transitati sul MTE, questi subiscono una flessione del 21% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 32,3 TWh, in quanto diminuiscono i volumi registrati sulla piattaforma ai fini di *clearing*, pari nel 2014 a 13,9 TWh, in calo del 58% rispetto all'anno precedente (vedi Tabella 39).

Tabella 39: Volumi (MW) registrati sul MTE per durata, profilo, anno trading ed organizzazione dello scambio

durata	profilo	2010		2011		2012		2013		2014	
		OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa
mensili		-	1.002	380	1.490	555	3.151	160	187	-	717
	BL	-	365	280	1.020	515	2.986	160	162	-	612
	PL	-	637	100	470	40	165		25	-	105
trimestrali		-	623	-	2.601	330	2.979	-	251	25	235
	BL	-	320	-	1.920	320	2.964	-	156	-	230
	PL	-	303	-	681	10	15	-	95	25	5
annuali		-	741	175	3.582	2.930	2.752	3.765	1.733	1.581	1.992
	BL	-	461	175	2.623	2.545	2.303	3.765	361	1.581	1.987
	PL	-	280		959	385	449	-	1.372	-	5
TOTALE		-	2.366	555	7.673	3.815	8.882	3.925	2.171	1.606	2.944
	BL	-	1.146	455	5.563	3.380	8.253	3.925	679	1.581	2.829
	PL	-	1.220	100	2.110	435	629	0	1.492	25	115
TOTALE (GWh)		-	6.285	1.773	31.667	24.602	30.358	33.100	7.996	13.869	18.402
	BL	-	5.011	1.745	28.007	23.378	28.895	33.100	3.618	13.850	18.356
	PL	-	1.275	28	3.660	1.224	1.463	0	4.379	19	46

11.2 Mercato dei derivati energetici IDEX e EEX

La principale novità del 2014 è sicuramente l'introduzione da parte dell'*European Energy Exchange* (EEX) della possibilità di contrattare direttamente sul suo *order book* prodotti derivati aventi come sottostante il mercato elettrico italiano. A partire dal 7 aprile 2014, infatti, al servizio di *clearing* offerto in cooperazione con la piattaforma *European Commodity Clearing* dal mese di ottobre 2013, si è aggiunta la possibilità per gli operatori di contrattare direttamente prodotti *future* relativi al mercato italiano con differenti durate e profili.

Nei primi nove mesi di attività, la borsa tedesca ha riscosso un crescente successo che ha visto concludere 19,4 TWh⁶⁷ di contratti nel 2014, ai quali vanno aggiunti 96,2 TWh registrati nel corso dell'anno ai fini di *clearing*.

In termini di profilo, il prodotto *baseload* risulta fortemente favorito dagli operatori con 18 TWh, mentre il prodotto *peakload* si attesta di poco sotto 1 TWh. Per quanto riguarda la durata dei contratti negoziati (confrontati in MW), la maggior parte di essi riguarda i prodotti mensili (4,0 GW; 44%) e trimestrali (2,9 GW; 31%), mentre risulta meno appetibile la durata annuale (1,3 GW;

⁶⁷ Elaborazione di dati forniti da EEX.

14%); a differenza del MTE, su EEX si possono scambiare anche prodotti con durata settimanale⁶⁸, che hanno tuttavia riscosso un successo marginale (1 GW; 11%) (vedi Tabella 40).

Tabella 40: Volumi (MW) registrati su EEX per durata, profilo, anno trading ed organizzazione dello scambio

durata	profilo	2013		2014	
		OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa
settimanali		-	nd	8.615	1.045
	BL	-	nd	7.255	395
	PL	-	nd	1.360	650
mensili		241	nd	18.273	4.034
	BL	241	nd	14.808	3.392
	PL	-	nd	3.465	642
trimestrali		20	nd	14.793	2.910
	BL	20	nd	12.876	2.447
	PL	-	nd	1.917	463
annuali		100	nd	6.362	1.312
	BL	100	nd	5.951	1.214
	PL	-	nd	411	98
TOTALE		361	nd	48.043	9.301
	BL	361	nd	40.890	7.448
	PL	-	nd	7.153	1.853
TOTALE (GWh)		1.091	nd	96.199	19.430
	BL	1.091	nd	92.441	18.553
	PL	-	nd	3.758	877

Alla decisa crescita del mercato gestito da EEX si contrappone la forte contrazione delle contrattazioni registrato sul segmento di Borsa Italiana dedicato ai *future* elettrici (IDEX). Nel 2014 infatti si assiste ad un crollo dei contratti conclusi per un totale di 15,2 TWh⁶⁹ (-50% rispetto al 2013), prevalentemente per il profilo *baseload* (14,3 TWh; 94%) e con preferenze per la durata mensile (4 GW; 54%) (vedi Tabella 41).

⁶⁸ I dati riportati nella relativa tabella e riferiti alla durata settimanale, escludono le negoziazioni occorse oltre il primo giorno di consegna del contratto.

⁶⁹ Elaborazione su dati forniti da Borsa Italiana.

Tabella 41: Volumi (MW) registrati su IDEX per durata, profilo, anno trading ed organizzazione dello scambio

durata	profilo	2010		2011		2012		2013		2014	
		OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa	OTC clearing	borsa
mensili		nd	3.408	nd	928	nd	687	nd	3.826	nd	4.091
	BL	nd	3.408	nd	928	nd	687	nd	3.414	nd	2.667
	PL	nd	-	nd	-	nd	-	nd	412	nd	1.424
trimestrali		nd	1.423	nd	1.864	nd	1.543	nd	2.619	nd	2.485
	BL	nd	1.423	nd	1.864	nd	1.543	nd	2.343	nd	2.009
	PL	nd	-	nd	-	nd	-	nd	276	nd	476
annuali		nd	1.116	nd	783	nd	1.133	nd	2.724	nd	968
	BL	nd	1.116	nd	783	nd	1.133	nd	2.499	nd	903
	PL	nd	-	nd	-	nd	-	nd	225	nd	65
TOTALE		nd	5.947	nd	3.575	nd	3.363	nd	9.169	nd	7.544
	BL	nd	5.947	nd	3.575	nd	3.363	nd	8.256	nd	5.579
	PL	nd	-	nd	-	nd	-	nd	913	nd	1.965
TOTALE (GWh)		nd	15.407	nd	11.652	nd	13.820	nd	30.550	nd	15.206
	BL	nd	15.407	nd	11.652	nd	13.820	nd	29.522	nd	14.262
	PL	nd	-	nd	-	nd	-	nd	1.028	nd	944

11.3 Mercato a termine Over The Counter (OTC)

Le dinamiche relative alle contrattazioni OTC possono essere esaminate considerando le informazioni relative ai contratti conclusi inviate alla Piattaforma Dati Esterni (PDE), predisposta dal GME in attuazione della deliberazione dell’Autorità del 5 agosto 2008 ARG/elt 115/08 (*Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento, TIMM*).

Da queste informazioni⁷⁰, si evince che nel 2014 sono stati scambiati dagli operatori contratti per 509 TWh, di cui la maggior parte (405 TWh; 80%) è stata negoziata con l’ausilio di servizi forniti nell’ambito di un mercato organizzato (incluse le piattaforme di brokeraggio e i servizi di *clearing* delle borse). Questo dato conferma la preferenza da parte degli operatori a concludere contratti OTC anziché negoziare direttamente sulle borse, assumendo i maggiori rischi derivanti dalla stipula di transazioni bilaterali ma evitando al contempo gli oneri derivanti dalla garanzie finanziarie richieste dai mercati regolamentati.

Come mostra la Tabella 42, nel 2014 si assiste ad una decisa ripresa delle contrattazioni intermedie (+17% rispetto al 2013) mentre si osserva un calo delle negoziazioni “puramente” bilaterali (-30%). Si continua ad osservare una netta preferenza per il profilo *baseload* (77%), seguita dai profili non standard (20%) e solo marginalmente dal profilo *peakload* (3%). In termini di durata dei contratti, confrontandola in MW, prevale la durata giornaliera (36%), inclusi i contratti stipulati per il *weekend*, seguiti uniformemente dai mensili (21%) e trimestrali (20%), mentre risultano meno rilevanti gli annuali (9%), che includono i contratti pluriennali.

⁷⁰ Limitate ai contratti stipulati dagli “operatori rilevanti” (per maggiori informazioni, si consulti l’art.1 del TIMM).

Tabella 42: Volumi (MW) registrati su PDE per durata, profilo, anno trading ed organizzazione dello scambio

durata	profilo	2010		2011		2012		2013		2014	
		OTC	OTC organiz.	OTC	OTC organiz.	OTC	OTC organiz.	OTC	OTC organiz.	OTC	OTC organiz.
giornalieri	altro	18.816	13.700	13.719	17.495	18.567	21.035	23.425	45.261	10.771	106.546
settimanali		12.981	10.105	13.487	14.535	23.040	9.590	22.770	14.470	17.469	27.815
	BL	9.215	9.975	6.405	14.025	5.155	9.225	5.486	13.355	12.525	25.940
	PL	-	-	-	125	-	-	-	-	-	-
	altro	3.766	130	7.082	385	17.885	365	17.284	1.115	4.944	1.875
mensili		17.368	22.971	12.248	24.240	28.792	23.156	12.057	46.749	8.889	59.279
	BL	12.176	22.887	8.678	23.915	19.658	22.709	7.923	41.774	5.338	49.094
	PL	121	44	-	190	58	182	291	365	70	307
	altro	5.071	40	3.570	135	9.076	265	3.843	4.610	3.481	9.878
trimestrali		11.670	25.641	22.421	47.456	17.138	44.568	10.050	41.030	8.309	55.550
	BL	7.959	25.621	16.816	47.386	14.819	44.508	9.496	35.605	7.374	43.472
	PL	-	-	-	-	-	50	-	-	-	-
	altro	3.711	20	5.605	70	2.319	10	554	5.425	935	12.078
annuali		13.586	8.417	11.714	17.051	16.505	17.719	11.276	20.776	7.630	23.158
	BL	8.328	8.417	7.770	16.871	14.850	17.694	9.440	18.020	6.247	20.079
	PL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	altro	5.258	-	3.944	180	1.655	25	1.836	2.756	1.383	3.079
TOTALE		74.421	80.834	73.589	120.777	104.042	116.068	79.578	168.286	53.068	272.348
	BL	37.678	66.900	39.669	102.197	54.482	94.136	32.345	108.754	31.484	138.585
	PL	121	44	-	315	58	232	291	365	70	307
	altro	36.622	13.890	33.920	18.265	49.502	21.700	46.942	59.167	21.514	133.456
TOTALE		189.683	164.506	193.008	301.558	232.380	300.327	148.986	345.761	103.612	405.000
(GWh)	BL	101.239	148.365	113.229	272.312	179.117	270.927	113.953	268.705	79.156	311.478
	PL	3.543	8.859	4.335	16.875	6.046	27.466	4.892	21.663	1.288	13.087
	altro	84.900	7.282	75.444	12.371	47.217	1.935	30.141	55.392	23.168	80.435

I contratti con consegna nel 2014, inclusi quelli indicizzati e flessibili i cui volumi rimangono tuttavia marginali, sono pari a 511 TWh: solo una parte di questi (144 TWh) è stata negoziata nello stesso 2014, mentre i restanti 367 TWh sono stati negoziati negli anni precedenti. Rispetto alla tipologia contrattuale, l'82% delle negoziazioni ha riguardato contratti *forward*, seguiti da contratti *swap* (17%) mentre i *future*, le opzioni e altre tipologie rappresentano meno dell'1% dei contratti. Per quanto concerne la modalità di negoziazione, si conferma la predominanza dei contratti conclusi attraverso i servizi di intermediazione offerti dalle piattaforme di brokeraggio mentre soltanto il 33% dei contratti è stato concluso attraverso accordi bilaterali.

Tabella 43: Volumi (GWh) registrati su PDE con consegna nel 2014 per struttura ed organizzazione dello scambio

struttura	OTC	OTC organiz.	totale	quota %
altro	4.328	2.835	7.163	1%
forward	142.907	274.740	417.647	82%
future	0	1.112	1.112	0%
opzione	61	0	61	0%
swap	19.472	65.302	84.774	17%
totale	166.768	343.989	510.757	100%
quota %	33%	67%	100%	-

Per quanto riguarda i contratti con consegna nel 2015, corrispondenti a un volume totale pari a 355 TWh, il 79% (282 TWh) è stato negoziato nel corso del 2014, mentre la restante quota è stata negoziata negli anni precedenti. Rispetto alla struttura contrattuale, analogamente a quanto visto per il 2014, *i forward* rappresentano la quasi totalità dei contratti, 87%, mentre il rimanente 12% è rappresentato dagli *swap* ed il restante 2% ripartito fra *future*, *altro* e *opzioni*. Per quanto riguarda la modalità di negoziazione dei contratti, l' 80% delle transazioni si è svolta mediante ricorso ad una piattaforma di brokeraggio mentre soltanto il 20% è stato concluso direttamente fra le parti.

Tabella 44: Volumi (GWh) registrati su PDE con consegna nel 2015 per struttura ed organizzazione dello scambio

struttura	OTC	OTC organiz.	totale	quota %
altro	1.124	2.493	3.617	1%
forward	63.988	243.440	307.428	87%
future	0	2.468	2.468	1%
opzione	0	0	0	0%
swap	6.944	34.740	41.684	12%
totale	72.055	283.141	355.196	100%
quota %	20%	80%	100%	-

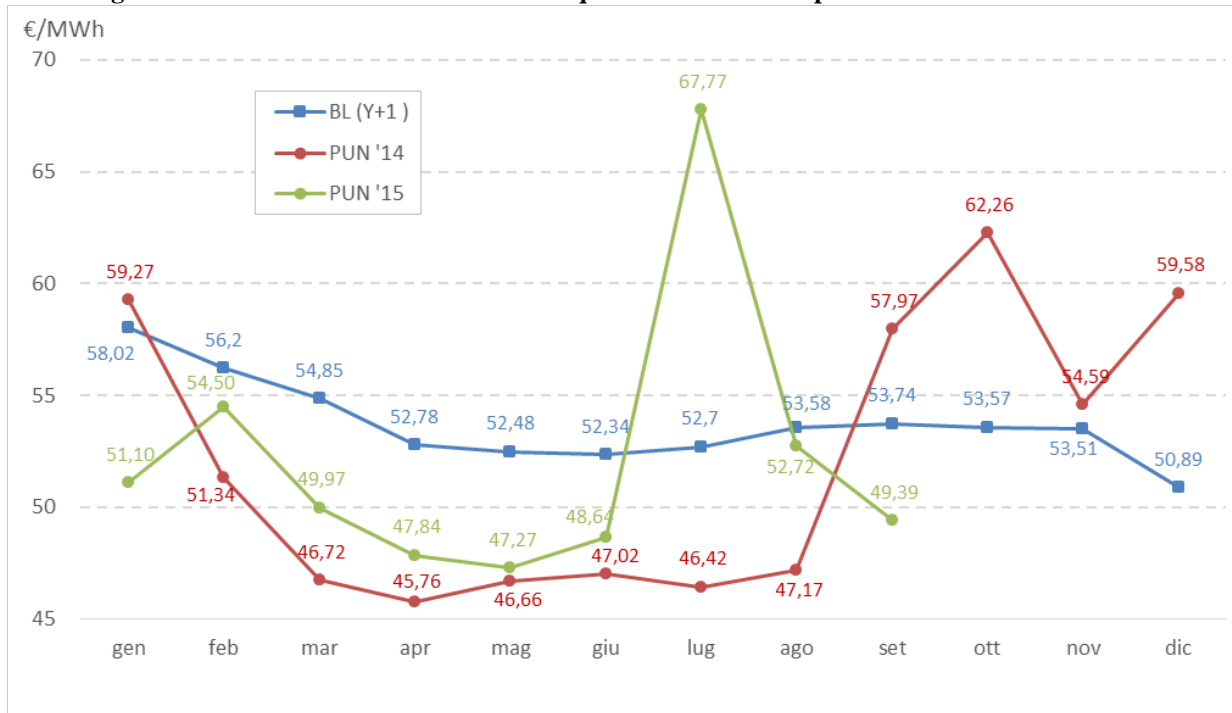
Limitando l'analisi ai soli contratti a termine a prezzo fisso con durata annuale e profilo di consegna *baseload*, è possibile fornire una sintesi della dinamica dei prezzi nel corso dell'anno 2014 con consegna nell'anno successivo.

In particolare, i prezzi medi mensili dei contratti annuali *baseload* stipulati nei diversi mesi del 2014 hanno seguito l'andamento dei prezzi *spot* fino al mese di agosto, pur restando su livelli più elevati, con un deciso calo nei primi quattro mesi, dai 58,02 €/MWh di gennaio ai 52,78 €/MWh di aprile, per poi stabilizzarsi intorno ai 52,77 €/MWh tra maggio ed agosto. A partire da settembre, nonostante la decisa ripresa dei prezzi *spot*, che ha visto il PUN medio del 2014 negli ultimi 4 mesi di circa 10 €/MWh più elevato rispetto a quello dei primi 8 mesi (58,60 €/MWh vs 48,80 €/MWh), le quotazioni a termine sono rimaste pressoché stabili intorno ai 53 €/MWh, vedi Figura 27.

Confrontando l'andamento dei prezzi a termine con il prezzo formatosi nel mercato del giorno prima durante il 2015, si può notare come, rispetto agli anni precedenti, sia comunque migliorata la capacità previsionale dei contratti con consegna nell'anno successivo. In particolare, i prezzi a termine dei contratti annuali *baseload* stipulati nel 2014 sono stati mediamente superiori di circa 4

€/MWh rispetto al PUN 2015 nei mesi da gennaio a settembre, escludendo il prezzo “anomalo” registrato nel mese di luglio che ha risentito di temperature significativamente superiori alla media stagionale.

Figura 27: Andamento PUN 2014 e 2015 e quotazioni medie del prodotto annuale *baseload* 2015



La capacità previsionale dei contratti a termine può essere esaminata anche rispetto all’andamento dei prezzi medi dei prodotti mensili *baseload* stipulati nel mese M-1, confrontati con il valore medio del PUN nel relativo periodo di consegna. Mentre nel 2013 il differenziale di prezzo assoluto era stato pari a 2,8 €/MWh, nel 2014 è sceso a 1,69 €/MWh.

Figura 28: andamento delle quotazioni medie dei prodotti baseload M-1 e PUN 2014

