



RELAZIONE  
ANNUALE  
2014







# RELAZIONE ANNUALE 2014





## EXECUTIVE SUMMARY

Il 2014 si caratterizza per una duplice connotazione: sui mercati dell'energia, un anno di conferma delle dinamiche emerse dall'avvio della crisi economica, con equilibri che potrebbero essere alterati dagli effetti derivanti dal pesante crollo del greggio, al momento ancora non compiutamente valutabili; a livello aziendale, un anno propedeutico alla messa in opera di diversi progetti di lungo respiro in cui il GME è impegnato in ambito nazionale e internazionale che vedranno i frutti a partire dal 2015.

Nel 2014, le dinamiche seguite dai mercati hanno confermato, infatti, i caratteri principali di un trend di lunga durata - segnato dal calo dei consumi, dall'esplosione delle rinnovabili e dagli effetti generati dalle nuove produzioni non convenzionali di greggio e gas sui mercati dei combustibili, con il crollo del carbone, il disancoraggio dei prezzi gas dal petrolio e la loro convergenza verso il TTF - evidenziando un generale rallentamento che ne segna il raggiungimento del punto estremo. La principale novità sembra così venire dalla drammatica rottura degli equilibri nel mercato mondiale del greggio, intervenuta solo a partire dall'ultimo trimestre 2014, sulla cui possibile durata e sulle cui possibili conseguenze per i mercati power e gas è tuttavia ancora presto per potersi esprimere.

In questo arco di tempo la domanda di energia si è ridotta del 9% nel power e del 27% nel gas, attestandosi nel 2014 rispettivamente a 309 TWh (era 339 TWh nel 2008) e a 645 TWh (era 888 TWh nel 2008), con un calo annuo maggiore nel secondo caso per l'effetto congiunto di un anno particolarmente mite e di una idraulicità molto forte. In corrispondenza di tali dinamiche i volumi sono diminuiti su tutti i principali mercati elettrici, con il MGP che ha aggiornato il quarto minimo storico consecutivo, portandosi a 282 TWh (-2,5%), nonostante una quota transitata in borsa attestata al 66%, e il MI che ha registrato il secondo ribasso consecutivo (23 TWh, -2,4%) con riduzioni concentrate soprattutto sul MI1, il principale dei suoi comparti. Solo marginalmente interessato dalle dinamiche di lungo termine che hanno caratterizzato questi anni di crisi economica, anche il MTE ha evidenziato una flessione delle quantità negoziate, scese a 32 TWh (-21%) nonostante una ripresa relativa degli scambi sul mercato rispetto alle registrazioni OTC, che trova la sua origine prevalentemente nello sviluppo di piattaforme concorrenti di natura finanziaria. Sull'effetto depressivo indotto dalla recessione si

è innestato nel medesimo periodo il boom delle rinnovabili, la cui espansione procede ora a passi più ridotti ma sempre sostenuti (+10%), il cui impatto ha definitivamente stravolto entrambi i settori. Nel gas la contrazione della domanda termoelettrica ha, infatti, progressivamente compresso la domanda, riportandola sui livelli del 1998, mentre nel power le FER hanno raggiunto il 36% delle vendite, con picchi anche del 50% nelle singole zone, rendendosi responsabili del collasso del rapporto tra prezzi di picco e fuori picco (ormai stabilmente ai minimi europei di 1,2, contro l'1,7 nel 2008), della loro sempre più frequente inversione, nonché del crescente numero di ore con quotazioni azzerate.

In questo contesto, l'aspetto più interessante resta tuttavia l'evoluzione del legame tra i prezzi delle commodity energetiche, che riflette elementi di più lunga durata. Nel 2014, il gas ha interrotto il pluriennale trend di crescita, con un brusco calo del 20% che lo ha riportato a 21 €/MWh circa, livello prossimo a quello del 2010. L'oil, da anni stabile attorno ai 110 \$/bbl, è crollato nell'ultimo trimestre del 2014, arrivando a toccare anche i 50 \$/bbl ad inizio 2015, ribaltando ampiamente gli effetti potenzialmente dannosi del deprezzamento del cambio da 1.3 \$/€ a 1.1 \$/€. Paradossalmente, nei prossimi mesi, proprio in un periodo di rafforzamento del delinking oil-gas, la caduta del greggio potrebbe riallineare i prezzi delle formule indicizzate al petrolio alle quotazioni spot del gas. Un trend ribassista comune anche al power italiano, il cui legame con le quotazioni spot del gas sembra rafforzarsi progressivamente e guidarne l'andamento nel 2014.

Sul MGP, infatti, il PUN è sceso al minimo storico di 52 €/MWh, mostrando in soli due anni una flessione superiore a 20 €/MWh. Soprattutto nel 2014 il peso rilevante di questo ulteriore sensibile calo dei prezzi è attribuibile alla compressione dei costi di generazione a gas, il cui impatto a livello zonale è risultato modulato dalla diversa influenza esercitata localmente dalla domanda

e dall'offerta rinnovabile. Sul continente, infatti a fronte di una sostanziale convergenza delle quotazioni e di una riduzione del differenziale Nord-Sud (3 €/MWh circa, -1,4 €/MWh) legata a fenomeni transitori e congiunturali, la maggior concentrazione di energia verde al meridione, espressa in quota sulla domanda zonale, ha favorito una significativa diversificazione dei prezzi in termini di volatilità (minima al Nord e massima al Sud), di rapporto picco/fuori picco (più basso al Sud di quanto non risulti al Nord) e di frequenza di azzeramento orario (nulla al Nord, non rara al Sud). Per quanto concerne le isole, definitivamente completato l'allineamento della Sardegna al continente, anche l'eccezione della Sicilia (30 €/MWh sopra al resto d'Italia ancora nel 2014) sembra destinata ad affievolirsi nel 2015 a seguito dell'intervento regolatorio che ha di fatto istituito un regime amministrato per gli impianti rilevanti dell'isola sino alla messa in servizio del nuovo cavo di interconnessione con la penisola.

In questo scenario, il 2015 potrebbe preparare novità di grande interesse. L'avvio del market coupling, infatti, dovrebbe favorire - e i primi segnali sembrerebbero andare cautamente in tale direzione - un aumento della correlazione coi prezzi esteri, una riduzione ulteriore dello spread calcolato sulle frontiere settentrionali italiane, comunque difficilmente azzerabile per motivazioni strutturali, e una sua più frequente inversione. La misura con cui questi fenomeni si verificheranno appare tuttavia in parte collegata alle incertezze derivanti dalle sorti del greggio e dalla sua possibile stabilizzazione sui bassi valori di inizio 2015: in tal senso, la prevista ulteriore contrazione del costo dei combustibili fossili potrebbe rafforzare, nelle aspettative espresse dai futures per gli anni a venire, le prospettive di una ridefinizione degli equilibri a livello europeo, all'interno di un mercato elettrico sempre più integrato ed efficiente grazie al meccanismo di coupling.

Quanto ai mercati del gas gestiti dal GME,

anche nel 2014 la quasi totalità degli scambi si è concentrata sulla PB-GAS che, pur esprimendo per "natura" una quota piuttosto bassa dei volumi complessivamente consegnati da SRG (5,6%), ha mostrato risultati interessanti che ne hanno confermato la vitalità e l'utilità a livello di sistema. A fianco della funzione base di supporto alle necessità di bilanciamento di SRG, garantita anche attraverso gli strumenti di flessibilità offerti dal comparto G-1, infatti, la PB-GAS ha rafforzato il ruolo di vera e propria piattaforma di scambio spot, come testimoniato dall'ulteriore espansione dell'extrabilanciamento, salito a 10 TWh (+75%). Proprio la spinta propulsiva offerta dalla crescita delle negoziazioni tra gli operatori e l'attivazione del comparto G-1 per 3 TWh ha portato i volumi della piattaforma poco oltre il loro massimo storico (42 TWh, +0,3%), compensando il calo delle quantità movimentate da SRG sul comparto G+1. In termini di prezzo, con un valore espresso dalla PB-GAS nel comparto G+1 allineato al PSV sia in livello (23,61 €/MWh), che in andamento (-15%), il dato nuovo consegnatoci dal 2014 è il significativo balzo della correlazione con il TTF (87%, +38 p.p.), che si erge così quale driver principale per il riferimento italiano, più di quanto non lo siano i volumi offerti o richiesti da SRG, il cui impatto appare, invece, rilevante soprattutto nello spiegare fenomeni isolati legati a congiunture specifiche del bilanciamento nazionale. Interessante da valutare, in vista del futuro ridisegno del bilanciamento gas, il ruolo del comparto locational, il quale – pur nella sporadicità della sua attivazione (12% delle sessioni) ha mostrato prezzi convergenti al comparto G+1 ogni qualvolta il relativo fabbisogno di SRG è stato soddisfatto con risorse Stogit, e prezzi allineati al TTF qualora lo stesso fabbisogno è risultato superiore. Complessivamente, sulla base di quanto disposto dalla Delibera ARG/gas 45/11, l'impatto del G-1 sulla valorizzazione del prezzo di sbilanciamento si è concretizzato nel 2014 nel 58% delle sessioni

attivate, producendone un ribasso stimabile attorno ai 2 €/MWh, a fronte del 70% nel primo trimestre 2015, per un incremento del prezzo di sbilanciamento di circa 4 €/MWh.

In termini di partecipazione e volumi contrattati, indicazioni contrapposte, ma strettamente legate al quadro normativo in cui si originano, sono emerse invece sui mercati ambientali. Il deciso aumento delle negoziazioni (+43%), che ha ulteriormente rafforzato il pluriennale trend di crescita osservato sui titoli di efficienza energetica (TEE), si è realizzato, infatti, in corrispondenza della definizione dei nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico per il periodo 2013-2016, interessando significativamente anche il mercato organizzato (MTEE), il cui livello e la cui quota di scambi sono saliti rispettivamente a 3,5 milioni di tep (+24%) e al 30%. In lieve diminuzione, invece le negoziazioni di certificati verdi (-4% circa), in risposta alla riduzione della quota d'obbligo in capo a importatori e produttori di energia elettrica da fonti convenzionali e alla transizione del meccanismo di incentivazione da uno schema di mercato ad uno *feed-in tariff* amministrato. In questo contesto tengono i volumi movimentati sul MCV (8 TWh, +8,3%), che vanno ad assorbire una parte del calo osservata sulle transazioni bilaterali, scese invece a 35 TWh (-6,4%). In aumento, infine, anche gli scambi delle garanzie d'origine (GO), pari a 44,5 TWh negoziati quasi esclusivamente su base OTC, in presenza di un mercato organizzato che invece non sembra decollare (0,47 TWh, -65%).

Con riferimento all'organizzazione dei mercati ed all'offerta di servizi, nel 2014 il GME ha avviato, e in alcuni casi finalizzato, attività fortemente innovative in tutti i comparti su cui opera.

Nel settore elettrico la novità più grande è rappresentata dal compimento delle attività preparatorie all'avvio del market coupling sulle frontiere italo-francese e italo-austriaca che, a partire da febbraio 2015, si è aggiunto a quello già operativo con la Slovenia. Il processo, che

ha coinvolto tavoli tecnici e istituzionali nel corso degli ultimi sei anni, integra finalmente il mercato italiano nel più ampio mercato elettrico europeo, facendo compiere al processo di integrazione dei mercati comunitari un ulteriore passo in avanti verso la costituzione di quel mercato unico dell'energia indicato come obiettivo dalla Commissione Europea. Come già testimoniato dalle più mature esperienze centro-europee, il coupling non potrà colmare del tutto le differenze strutturali esistenti tra i diversi mercati nazionali – i cui prezzi tenderanno a convergere, quindi, soprattutto in presenza di particolari condizioni sui fondamentali locali – ma garantirà un sicuro beneficio ai consumatori finali in virtù dell'uso più efficiente della rete elettrica che la modalità di allocazione di capacità tramite asta implicita assicura. Questo passaggio rappresenta per altro solo il primo di ulteriori evoluzioni, che vedranno la successiva estensione del price coupling alle frontiere italo-svizzera e italo-greca, in ambito IBWT, e più in generale a livello UE, in ambito PCR, ma soprattutto l'accoppiamento dei mercati infragiornalieri con allocazione implicita della capacità, secondo il modello in contrattazione continua delineato dalle linee guida emanate dalle Istituzioni europee competenti.

Forti cambiamenti si attendono anche nel settore del gas naturale, nel quale il GME sta lavorando con SRG e AEEGSI per attuare il Regolamento (UE) n. 312/2014, sulla base del quale gli utenti e il gestore della rete di trasporto dovranno eseguire le operazioni necessarie al bilanciamento del sistema gas nell'ambito del mercato all'ingrosso del gas naturale. A tale scopo, nel corso del 2015, il GME svilupperà il mercato del bilanciamento al fine di consentire agli operatori di cogliere le opportunità offerte dal nuovo assetto.

La necessità di aumentare i presidi a tutela del principio di corretto funzionamento e utilizzo dei mercati ha spinto invece il GME, su proprio impulso o in risposta ad un mutato quadro

normativo e regolatorio, ad aggiornare nel 2014 la normativa aziendale che disciplina i mercati dell'ambiente. Oltre al recepimento nei primi mesi del 2015 del meccanismo del *reverse charge*, introdotto dalla Legge di Stabilità 2015 in materia di trattamento fiscale delle operazioni eseguite sia sui mercati e sulle piattaforme dell'energia che dell'ambiente, vanno in questa direzione anche il pacchetto delle modifiche apportate alle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), tra cui: l'introduzione delle *black list*, con cui viene data facoltà a ciascun operatore di indicare l'elenco delle controparti ritenute non gradite, in vista della successiva assunzione da parte del GME del ruolo di controparte centrale; l'adozione di un sistema di garanzie a totale copertura del controvalore degli acquisti, per garantire la tempestiva regolazione delle partite economiche; l'adeguamento delle misure disciplinari e delle modalità di adesione al mercato.

Con riferimento alle attività di monitoraggio, infine, il 2014 ha visto l'avvio di attività propedeutiche al lancio nel corso del 2015 di due importanti piattaforme connesse agli adempimenti previsti dal Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT) da parte degli operatori di mercato: la Piattaforma per il Data Reporting (PDR), con la quale GME intende supportare i propri clienti nell'adempimento degli obblighi di reporting che gravano su di essi ai sensi dell'art. 8 del REMIT; e la Piattaforma per la pubblicazione delle Informazioni Privilegiate (PIP), attraverso la quale GME intende supportare efficacemente gli operatori nell'assolvimento degli obblighi informativi previsti dagli art. 4 e 8 del REMIT, nonché le Autorità competenti nell'esecuzione delle attività di monitoraggio volte ad individuare condotte abusive o fenomeni di insider trading sui mercati energetici all'ingrosso. Tali attività – insieme alle previsioni della legge n. 161 del

30 ottobre 2014, che sancisce la possibilità per l'Autorità di avvalersi del GME per le indagini sui casi di sospetto di abuso di mercato nei settori power e gas e per la verifica del rispetto da parte degli operatori dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di propria pertinenza - confermano il ruolo di interlocutore di riferimento riconosciuto al GME dalle Istituzioni nazionali e sovranazionali competenti in

materia di monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso.

Gli impegni e le attività condotte dal GME nel 2014, volte a garantire l'efficientamento del sistema e il contenimento dei costi, come detto, vedranno i risultati nel prossimo futuro, confermando il ruolo del GME nel fornire il proprio contributo all'incremento della flessibilità del sistema energetico nel suo complesso.

Il Presidente  
e Amministratore Delegato

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Massimo Ricci', with a long, sweeping underline that extends to the left.

Massimo Ricci



EXECUTIVE SUMMARY .....	III
<b>1. LA SOCIETÀ .....</b>	<b>1</b>
<b>1. GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
1.1 Profilo Aziendale.....	2
<b>2. I NUOVI MERCATI .....</b>	<b>10</b>
2.1 Il market coupling.....	10
2.2 PB-GAS G-1 .....	10
2.3 I mercati dei carburanti.....	11
<b>3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI .....</b>	<b>13</b>
<b>4. MONITORAGGIO.....</b>	<b>15</b>
<b>APPROFONDIMENTO 1</b>	
Remit: implementing acts e data reporting.....	17
<b>5. RISULTATI .....</b>	<b>19</b>
5.1 Volumi e operatori.....	19
5.2 Trend operatori mercati GME .....	22
5.3 Risultati economici .....	24
<b>2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI.....</b>	<b>29</b>
<b>1. I MERCATI INTERNAZIONALI .....</b>	<b>30</b>
<b>APPROFONDIMENTO 2</b>	
L'estensione del market coupling sulla frontiera settentrionale .....	38
<b>2. MERCATI ELETTRICITÀ .....</b>	<b>40</b>
2.1 Il mercato del giorno prima (MGP) .....	40
2.2 Il mercato infragiornaliero (MI) .....	50
2.3 Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) .....	57
2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE) .....	60
<b>3. MERCATI GAS .....</b>	<b>63</b>
3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G+1 ....	63
3.2 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G-1 .....	68
3.3 Altri mercati del gas .....	71
<b>4. MERCATI AMBIENTALI.....</b>	<b>72</b>
4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale .....	72
4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali .....	77
4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE .....	83
<b>APPROFONDIMENTO 3</b>	
Mercati per l'Ambiente: Le novità normative sui Mercati Ambientali.....	87

# INDICE

## RELAZIONE

## ANNUALE

## 2014



## Indice delle tabelle

<b>1.</b>	<b>LA SOCIETÀ</b>	
1.	<b>Governance e mercati</b>	<b>2</b>
	Tab. 1.1.1 - Regole dei mercati	6
	Tab. 1.1.2 - Corrispettivi	8
4.	<b>Monitoraggio</b>	<b>15</b>
	Tab. 1.4.1 - Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio	16
5.	<b>Risultati</b>	<b>19</b>
	Tab. 1.5.1 - Operatori sui mercati del GME	22
	Tab. 1.5.2 - Volumi scambiati sui mercati del GME	23
	Tab. 1.5.3 - Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2013-2014)	24
	Tab. 1.5.4 - Struttura dei costi a margine (anni 2013 -2014)	25
	Tab. 1.5.5 - Principali indicatori del GME (anni 2013-2014)	25
	Tab. 1.5.6 - Consistenza del personale dipendente	26
<b>2.</b>	<b>L'EVOLUZIONE DEI MERCATI</b>	
1.	<b>Mercati internazionali</b>	<b>30</b>
	Tab. 2.1.1 - Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)	34
	<b>Approfondimento 2</b>	<b>38</b>
	Tab. 1 - Volumi, differenziali, quote e frequenze sulle tre frontiere accoppiate con l'Italia - date flusso 25.02.2015 - 30.04.2015	39
2.	<b>Mercati elettricità</b>	<b>40</b>
	Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	43
	Tab. 2.2.2 - Vendite per fonte e tecnologia	43
	Tab. 2.2.3 - Volumi zonal sul MGP - Anno 2014	45
	Tab. 2.2.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia - Anno 2014	46
	Tab. 2.2.5 - Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia	46
	Tab. 2.2.6 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni\cottorni sul MGP	48
	Tab. 2.2.7 - Indici di concentrazione sul MPG - Anno 2014	49
	Tab. 2.2.8 - Volumi zonal	53
	Tab. 2.2.9 - Acquisti e vendite per fonte	54
	Tab. 2.2.10 - Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading	60
	Tab. 2.2.11 - Volumi a termine scambiati per anno di trading	61
	Tab. 2.2.12 - Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery	62
3.	<b>Mercati gas</b>	<b>63</b>
	Tab. 2.3.1 - Frequenza delle sedute con scambi eccedenti il bilanciamento	65
	Tab. 2.3.2 - Livello medio dei prezzi PB-Gas confrontati con PSV e TTF (€/MWh)	65
	Tab. 2.3.3 - Volatilità media dei prezzi PB-GAS confrontata con PSV e TTF	65
	Tab. 2.3.4 - Primi 10 operatori attivi sul comparto PB-GAS G+1, quote di mercato per lato e quote di accettazione	66
	Tab. 2.3.5 - Quota di mercato degli operatori extra-bilanciamento nel comparto G+1	67
4.	<b>Mercati ambientali</b>	<b>72</b>
	Tab. 2.4.1 - TEE - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati	81



<b>3. Mercati gas .....</b>	<b>63</b>
Fig. 2.3.1 – Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS.....	64
Fig. 2.3.2 – Prezzo medio PB-GAS G+1 confrontato con quotazioni PSV e volumi PB-GAS e M-GAS .....	67
Fig. 2.3.3 - Analisi comparata tra interventi di SRG sui comparti G-1 e G+1 .....	69
<b>4. Mercati ambientali .....</b>	<b>72</b>
Fig. 2.4.1 - CV – Prezzi Medi .....	72
Fig. 2.4.2 - CV – Prezzi per tipologia e per periodo di riferimento. Anno 2014.....	73
Fig. 2.4.3 - CV - Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro.....	74
Fig. 2.4.4 - CV - Volatilità dei prezzi .....	74
Fig. 2.4.5 - CV – Volumi scambiati.....	75
Fig. 2.4.6 - CV - Struttura dei volumi scambiati per periodo di riferimento.....	76
Fig. 2.4.7 - CV - Mercato: Quote operatori .....	76
Fig. 2.4.8 - TEE – Prezzi Medi.....	78
Fig. 2.4.9 - TEE – Prezzi per tipologia. Anno 2014.....	79
Fig. 2.4.10 - TEE - Volatilità dei prezzi .....	79
Fig. 2.4.11 - TEE - Prezzi di mercato e rimborsi tariffari.....	80
Fig. 2.4.12 - TEE – Volumi scambiati.....	81
Fig. 2.4.13 - TEE - Struttura dei volumi scambiati .....	82
Fig. 2.4.14 - TEE - Mercato: Quote operatori .....	83
Fig. 2.4.15 - GO - Prezzi Medi .....	84
Fig. 2.4.16 - GO – Prezzi per tipologia e anno di produzione. Anno 2014.....	84
Fig. 2.4.17 - GO – Volumi scambiati .....	85
Fig. 2.4.18 - GO - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione .....	86
Fig. 2.4.19 - GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2013.....	86





# SEZIONE

# 1

## LA SOCIETÀ

<b>1. GOVERNANCE E MERCATI .....</b>	<b>2</b>
1.1 Profilo Aziendale.....	2
<b>2. I NUOVI MERCATI .....</b>	<b>10</b>
2.1 Il market coupling.....	10
2.2 PB-GAS G-1 .....	10
2.3 I mercati dei carburanti.....	11
<b>3. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI .....</b>	<b>13</b>
<b>4. MONITORAGGIO.....</b>	<b>15</b>
<b>APPROFONDIMENTO 1</b>	
<b>Remit: implementing acts e data reporting.....</b>	<b>17</b>
<b>5. RISULTATI .....</b>	<b>19</b>
5.1 Volumi e operatori.....	19
5.2 Trend operatori mercati GME .....	22
5.3 Risultati economici .....	24



# 1 GOVERNANCE E MERCATI

## 1.1 Profilo Aziendale

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società per azioni, costituita nel 2001 nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore energetico promosso dal c.d. Decreto Bersani<sup>1</sup>.

Il GME, insieme a Acquirente Unico S.p.A.<sup>2</sup> e a Ricerca sul Sistema Energetico<sup>3</sup> - RSE S.p.A. - è interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.<sup>4</sup>, le cui azioni sono a loro volta interamente detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF).

La società opera nel rispetto degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) e delle previsioni normative definite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

La Società, su input normativo e regolatorio ha progressivamente ampliato il proprio raggio d'azione dall'organizzazione dei mercati elettrici, a quelli ambientali, fino a quelli del gas e dei carburanti.

*Una società  
multicommodity*

In particolare, come evidenziato nello schema in figura 1.1.1, nell'ambito del comparto elettrico il GME gestisce il Mercato elettrico (ME) - che si compone del Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI) - del Mercato a Termine dell'Energia (MTE) e della piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), volta a consentire agli operatori di liquidare, con consegna fisica mediante registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX (il segmento dei derivati elettrici gestito da Borsa Italiana S.p.A.) e la Piattaforma dei Conti Energia (PCE) per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Sempre nel comparto dell'energia elettrica il GME gestisce anche l'operatività del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la cui gestione economica è di competenza di Terna S.p.A..

Analogamente, in ambito gas, il GME gestisce il Mercato del Gas (MGAS) - articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) e nel Mercato a Termine (MT-GAS) - la piattaforma gas per l'assolvimento degli obblighi di cessione relativi a produzione nazionale, import e stoccaggio virtuale di cui al D.M. 18 marzo 2010 (P-GAS) nonché, per conto di Snam Rete Gas S.p.A. (SRG S.p.A.), la piattaforma di bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Il GME, inoltre, organizza e gestisce i Mercati per l'Ambiente, ovvero le sedi di contrattazione dei Certificati Verdi (MCV), dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e delle Garanzie di Origine attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili (GO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali.

Infine, al GME è stato altresì affidato il compito di rilevare i dati sulle capacità di stoccaggio di oli minerali, funzionali al futuro avvio della piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali e del mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione che il GME è chiamato ad organizzare e gestire ai sensi del d.lgs. 249/2012. Al fine di rilevare i dati di capacità, il GME organizza e

<sup>1</sup> Ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 79/99, c.d. "Decreto Bersani".

<sup>2</sup> E' la società responsabile di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato. A seguito dell'evoluzione dei mercati energetici, sono state ampliate le attività della Società a beneficio del consumatore finale e dei mercati, con la gestione dello Sportello per il Consumatore di Energia e del Sistema Informativo Integrato. Ulteriori competenze sono state attribuite alla Società, nell'ambito della normativa sulle scorte petrolifere di emergenza.

<sup>3</sup> E' la società che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema.

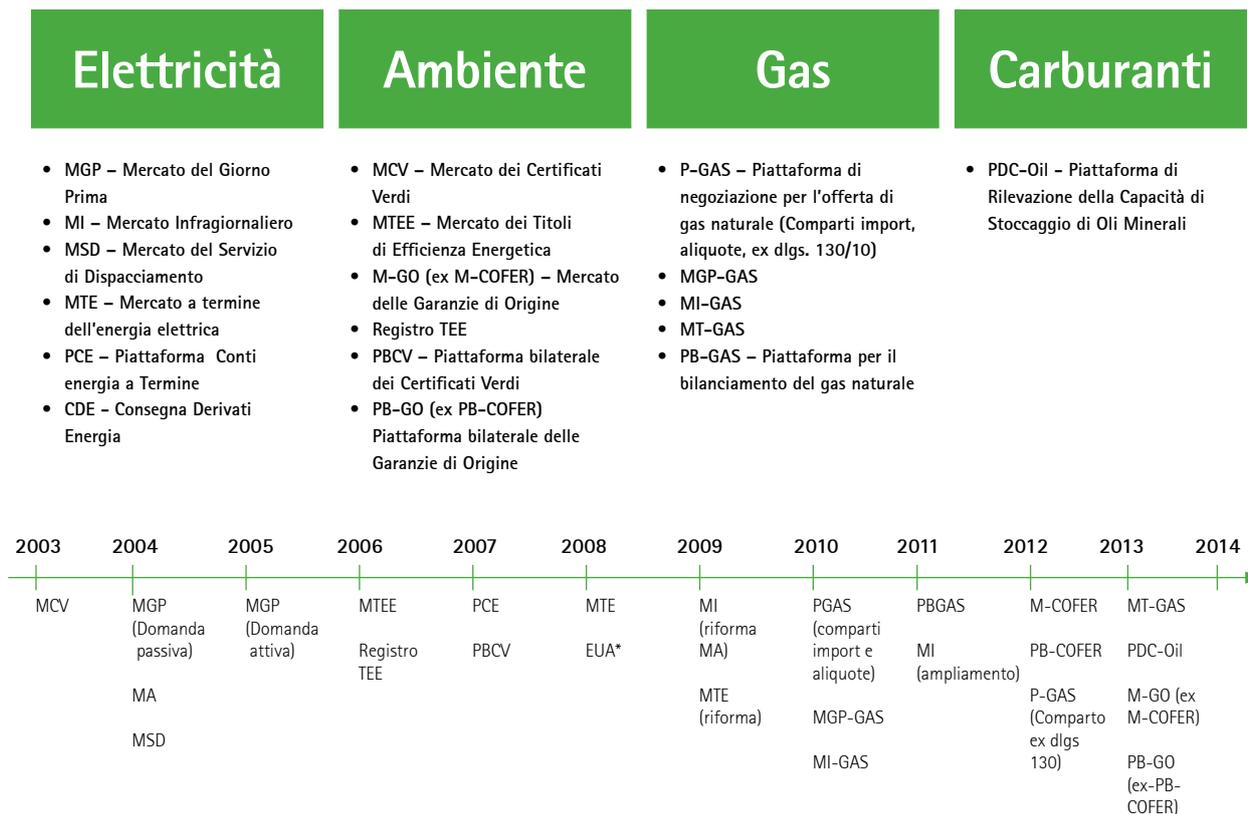
<sup>4</sup> Ex Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. è la società che opera per la promozione dello sviluppo sostenibile attraverso la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento; riconosce inoltre gli incentivi per l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tali impianti. Dal 2011 il GSE è chiamato a garantire misure volte a favorire una maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale.

gestisce la Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) nell'ambito della quale sono acquisiti i dati e le informazioni afferenti la capacità logistica, secondo un modello "standard" di rilevazione, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico con decreto direttoriale n. 17371 del 30 maggio 2013.

Una descrizione di sintesi delle caratteristiche di tali mercati è contenuta nella Figura 1.1.1.

## Mercati e piattaforme

Fig. 1.1.1



\* Mercato chiuso nel 2014

I mercati gestiti dal GME si connotano per la loro natura fisica: tutti i prodotti scambiati, sia a pronti che a termine, prevedono infatti l'obbligo di consegna fisica e l'accesso alle contrattazioni è consentito ai soli soggetti che, direttamente o attraverso una apposita delega, abbiano in ogni caso la possibilità di consegnare fisicamente detti prodotti. Inoltre il GME opera come controparte centrale su tutti i propri mercati, con le sole eccezioni del MSD (dove la controparte centrale è Terna S.p.A.), della PB-Gas (dove la controparte è SRG S.p.A.), della P-Gas, del MTEE, dove le controparti negoziali sono direttamente abbinate in esito alle transazioni, e sulle piattaforme di registrazione dei contratti bilaterali dei CV (PBCV), delle GO (PB-GO) e dei TEE (Registro TEE).

*Una controparte centrale unica per mercati fisici*

In considerazione della *governance* del GME:

- le regole di funzionamento del Mercato Elettrico, del Mercato dei Certificati Verdi, del Mercato del Gas e della Piattaforma bilaterale P-GAS sono definite dal GME e approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico, sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico;
- le regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica<sup>5</sup>, le regole della Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, così come le regole di funzionamento della Piattaforma Conti Energia e della Piattaforma per il bilanciamento del gas naturale, sono definite dal GME ed approvate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico;
- le regole di funzionamento del Mercato organizzato e della Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) sono predisposte dal GME e trasmesse all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la relativa verifica, ai sensi della Delibera ARG/elt 104/11.

*La regolazione  
dei mercati*

Le regole di funzionamento della Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) sono, invece, predisposte ed approvate dal GME.

L'operatività sui diversi mercati gestiti dal GME è oggetto di una costante attività di monitoraggio da parte degli uffici dedicati della Società. Tale monitoraggio integra quello svolto a supporto dell'AEEGSI sui mercati dell'elettricità, ai sensi di specifiche delibere. Il GME è inoltre impegnato nell'implementazione dei nuovi compiti di vigilanza sui mercati dell'energia introdotti dal Regolamento UE n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità dei mercati energetici (REMIT). In proposito, per una più ampia descrizione delle attività operate in base al regolamento REMIT, si rinvia al paragrafo 4.

*Il monitoraggio  
dei mercati*

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione, composto da tre membri, nominati con delibera dell'Assemblea dell'Azionista, per la durata di tre esercizi. Al Consiglio di Amministrazione compete in via esclusiva la gestione della società; gli Amministratori in carica compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale. Nell'ambito del Consiglio di Amministrazione del GME è stato individuato il componente cui sono state attribuite, congiuntamente, le funzioni di Presidente e Amministratore Delegato, il quale:

*Organi societari  
e struttura organizzativa*

- ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, e presiede l'Assemblea;
- convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso;
- è investito, in base a deliberazione consiliare, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione;
- riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale almeno ogni tre mesi sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni o caratteristiche effettuate dalla Società.

<sup>5</sup> Istituito ai sensi dell'articolo 10 dei DD.MM. 20 luglio 2004.

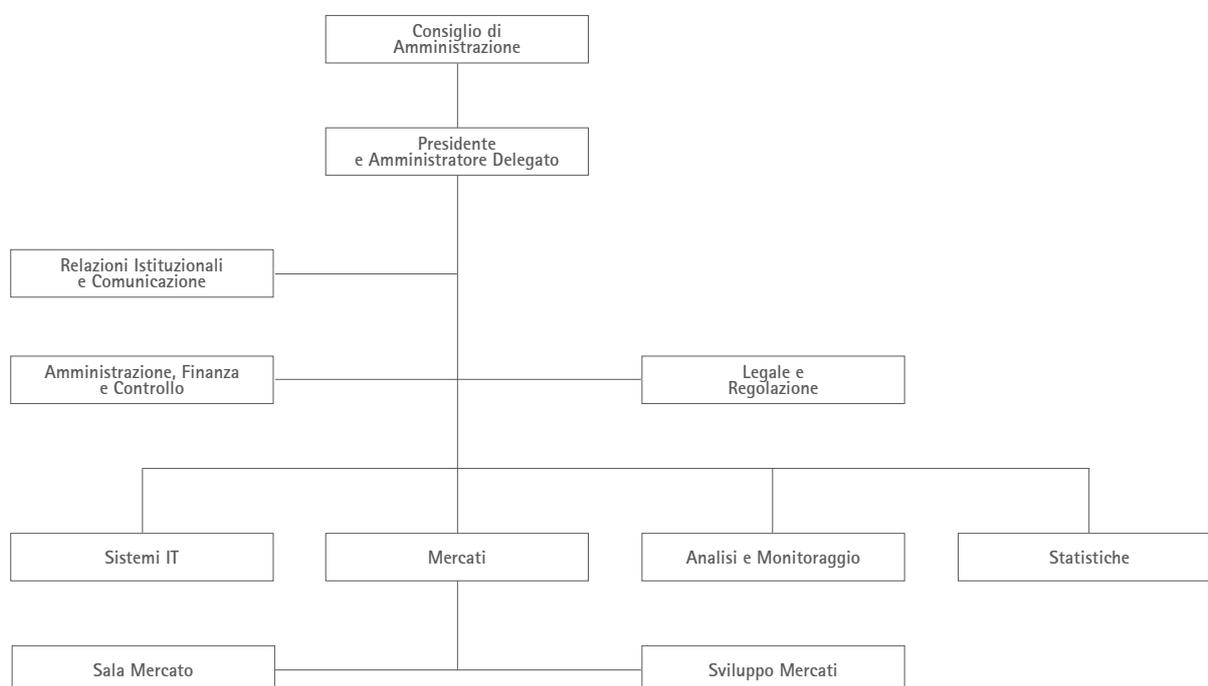
Completano il quadro degli organi societari del GME:

- il Collegio Sindacale;
- l'Organismo di Vigilanza.

L'organico della società al 31 dicembre 2014 è composto da 103 dipendenti (di cui 2 distaccati), organizzati su sette strutture, secondo lo schema riportato in Figura 1.1.2.

Organigramma del GME

Fig. 1.1.2



## Regole dei mercati

Tab. 1.1.1

	MERCATO ELETTRICO			PBGAS		
	MTE	MPE	PCE	MGAS	G-1	G+1
<b>Partecipazione</b>	Volontaria	Volontaria sul MGP e MI Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria
<b>Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni*</b>	Necessaria titolarità di un conto energia per consegnare posizione netta	Necessaria titolarità di un punto di offerta per presentare offerte	Ammessi solo gli utenti del dispacciamento e soggetti da loro delegati	Necessario essere utente del PSV per consegnare posizione netta	Utenti del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale	Utenti dei servizi di stoccaggio, ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico
<b>Prodotto scambiato</b>	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Orari MGP, MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 8-24 MI4: 12-24 MI5: 16-24	Contratti OTC	MGP-GAS, MI-GAS: giornalieri MT-GAS: BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)	Giornalieri	Giornalieri
<b>Modalità di contrattazione</b>	Contrattazione continua	Asta	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua	Asta	Asta
<b>Regola di prezzo</b>	Pay as bid	Prezzo marginale zonale sul MGP e MI Pay as bid sul MSD	N/A	Pay as bid	Prezzo marginale zonale	Prezzo marginale
<b>Garanzie</b>	Fideiussione e/o deposito in contanti		Fideiussione. Deposito in contanti solo in casi di necessità e urgenza	Fideiussione e/o deposito in contanti	Definite da Snam Rete Gas	Definite da Snam Rete Gas
<b>Controparte centrale</b>	GME	GME sul MGP e MI Terna sul MSD	GME (solo per i CCT)	GME	Snam Rete Gas	Snam Rete Gas
<b>Pagamenti</b>		M+2	M+2	M+1 per le transazioni M+3 per la chiusura delle posizioni non consegnate	Scadenza definita da Snam Rete Gas	Scadenza definita da Snam Rete Gas

\*Oltre a quanto specificamente indicato nelle discipline e nei regolamenti dei singoli mercati in tema di requisiti di ammissione, possono partecipare ai mercati/piattaforme i soggetti dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi, ovvero i soggetti che dispongano di dipendenti o ausiliari dotati di tale professionalità e competenza.

PGAS			MCV	MTEE	MGO
Import	Stoccaggio Virtuale	Aliquote			
Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Obbligatoria (lato vendita)	Volontaria	Volontaria	Volontaria
Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le quote di import	Utenti del PSV che siano soggetti aderenti al servizio di stoccaggio virtuale	Utenti del PSV soggetti all'obbligo di offerta per le aliquote	GSE, produttori nazionali ed esteri, clienti grossisti, importatori, formazioni associative ex art. 2.23, primo periodo, della L. 14/11/1995, n. 481, operatori obbligati ex art. 11, D.Lgs. 16/03/1999, n. 79	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro dei TEE per la negoziazione sul MTEE	Necessaria titolarità di un conto presso il Registro delle GO per la negoziazione sul MGO
Mensili, Annuali Termici	Mensili, Semestrali	Mensili	Certificato riferito a periodi annuali, trimestrali	Certificato per tipologia di intervento (1 TEP)	Certificato per tipologia di fonte (1MWh)
Negoziazione Continua	Negoziazione Continua	Asta	Contrattazione continua	Contrattazione continua	Contrattazione continua
Pay as bid	Pay as bid	Prezzo Marginale	Pay as bid	Pay as bid	Pay as bid
Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Definite da ciascun operatore venditore	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti	Deposito in contanti a copertura totale acquisti
N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME	N/A Fatturazione e pagamenti tra operatori	GME
Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	Scadenza definita da ciascun operatore venditore	D+3	D+3	D+3

## Corrispettivi

Tab. 1.1.2

Mercato	Normativa di riferimento	Corrispettivo di accesso (una tantum)	Corrispettivo fisso annuo
Mercato Elettrico	Testo integrato della Disciplina del Mercato Elettrico	€ 7.500	€ 10.000
PCE	Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine	€ 1.000	€ 0
Mercato del Gas	Disciplina del mercato del gas naturale	€ 0	€ 0
PB-GAS	Regolamento della Piattaforma per il bilanciamento del gas	€ 0	€ 0
P-GAS	Regolamento della P-GAS	€ 0	€ 0
Certificati Verdi	Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico Regolamento della piattaforma di registrazione delle transazioni Bilaterali dei certificati verdi	€ 0	€ 0
Garanzie d'Origine	Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine	0 €	0 €
Titoli di Efficienza Energetica	Regole di funzionamento del mercato dei TEE Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE	0 €	0 €

## Corrispettivo variabile

Corrispettivo per MWh negoziato:

- MPE
  - una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente;
  - un corrispettivo pari a 0,04 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh;
  - un corrispettivo pari a 0,03 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh;
  - un corrispettivo pari a 0,02 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti i 10 TWh.
- MTE
  - 0,01 € per ogni MWh negoziato
- CDE
  - 0,045 € per ogni MWh registrato

Corrispettivo per MWh oggetto delle transazioni registrate: 0,008 €/MWh.

*Qualora l'operatore sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo*

- Corrispettivo per MWh negoziato: 0,01 €/MWh;
- Corrispettivo per attivazione della procedura di errori: € 500,00 per ciascuna richiesta;
- Contributo alle risorse da utilizzare nella gestione dell'inadempimento: 0,0025 €/MWh .

*Qualora l'operatore del mercato del gas sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso*

Corrispettivo per GJ negoziato: 0,003 €/GJ.

*Qualora l'operatore della PB-GAS sia anche operatore del mercato del gas non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo. Qualora l'operatore della PB-GAS sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso*

Corrispettivo di negoziazione:

- 0,0025 €/GJ per i comparti import ed aliquote;
- 0,009 €/MWh per il comparto ex d.lgs. 130/10.

Corrispettivo per ogni certificato scambiato (della taglia di 1 MWh):

- € 0,06 per certificato, per i primi 2.500 certificati scambiati;
- € 0,03 per certificato, oltre i 2.500 certificati scambiati.

*La struttura e misura dei corrispettivi sopra riportata è applicata al totale dei certificati scambiati sia attraverso le sessioni del mercato organizzato che attraverso la PBCV (Piattaforma dei Bilaterali CV)*

Corrispettivo fino al 31 dicembre 2014 per ogni GO negoziata/registrata sul mercato e/o bilateralmente: € 0,004

Corrispettivo per ciascun TEE scambiato: € 0,1

## 2 I NUOVI MERCATI

### 2.1 Il market coupling

Nel quadro delle iniziative finalizzate alla creazione di mercati elettrici all'ingrosso più sicuri, efficienti e integrati, un passo decisivo verso l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati è stato raggiunto, a inizio 2015, con la finalizzazione delle attività che hanno portato all'accoppiamento del mercato italiano con gli altri mercati europei attraverso le interconnessioni con Francia ed Austria, che sono andate ad aggiungersi a quella con la Slovenia, paese con il quale il coordinamento operativo è già attivo, con successo, dal 2011. L'estensione del market coupling alle frontiere di Austria e Francia, conferma il ruolo attivo ricoperto dal GME nel contribuire alla definizione del processo di integrazione dei mercati elettrici europei all'interno del Multi-Regional Coupling (MRC) e, in particolare, l'impegno per far sì che l'Italia possa, nei tempi richiesti in ambito comunitario, completare l'implementazione del Market Coupling su tutte le sue frontiere elettriche.

### 2.2 PB-GAS G-1

La compravendita all'ingrosso di gas naturale in Italia, secondo la normativa in vigore, può essere effettuata sia attraverso la negoziazione di contratti bilaterali (OTC) sia attraverso transazioni sui mercati e le piattaforme gestiti dal GME, quali P-GAS, M-GAS e PB-GAS.

In relazione alle suddette piattaforme, si segnala che le modifiche intercorse nel 2014 hanno riguardato principalmente il comparto G-1 della PB-GAS, il quale per effetto di alcuni interventi regolatori promossi dall'AEEGSI, è stato interessato da una modifica parziale della configurazione zonale. In particolare, in attuazione di quanto disposto dalla Deliberazione dell'AEEGSI 485/2014/R/gas, il GME ha introdotto nuove modalità di gestione della risorsa linepack e di quella relativa alle prestazioni di erogazione da stoccaggio Stogit ulteriori rispetto ai limiti contrattualmente definiti da reintegrarsi nei giorni successivi a G (reintegro Stogit), consentendo di conseguire una valorizzazione unica delle risorse gas che vanno in consegna nel medesimo giorno.

Nel corso del 2015, il mercato all'ingrosso del gas naturale (MGAS) dovrebbe essere sottoposto ad un sostanziale processo di riorganizzazione e riconfigurazione in conseguenza del recepimento<sup>6</sup>, entro il 1 ottobre 2015, del Regolamento (UE) n. 312/2014, che istituisce il codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto (Network Code on Gas Balancing – BAL NC).

L'attuazione del nuovo meccanismo di bilanciamento a regime, che di fatto comporterà l'inclusione del mercato del bilanciamento nell'ambito del MGAS, avrà presumibilmente un effetto positivo sul mercato nel suo complesso sia in termini di incremento della liquidità sia nell'ottica di conseguire un maggior livello di concorrenza ed efficienza del sistema.

In particolare, il Regolamento 312/2014 prevede lo sviluppo di un mercato del gas all'ingrosso che, ai fini del bilanciamento, consenta agli utenti della rete di trasporto di bilanciare in modo efficiente le proprie posizioni fisiche in termini di immissioni e prelievi dalla rete e al gestore del sistema di trasporto (TSO) di reperire le risorse di gas necessarie per compensare lo sbilanciamento complessivo del sistema previsto nel giorno gas (G).

A tal proposito si segnala altresì che, il Regolamento 312/2014 attribuendo una maggiore responsabilità

<sup>6</sup> Il GME sarà impegnato, in collaborazione con le Istituzioni di riferimento e con SRG, a recepire e dare attuazione al Regolamento (UE) n. 312/2014.

in termini di onere di bilanciamento nei confronti degli utenti del sistema gas, riconosce al TSO, in tale ambito, un ruolo residuale dovendo lo stesso di norma intervenire solo qualora gli utenti del bilanciamento con le azioni a loro disposizione, ivi incluso l'intervento sul mercato e la riprogrammazione giornaliera dei propri prelievi, non abbiano contribuito a compensare il disequilibrio del sistema.

Più in dettaglio, con riferimento all'approvvigionamento di risorse gas nell'ambito del mercato all'ingrosso ai fini del bilanciamento, il Network Code ritiene preferibile il ricorso da parte del gestore del sistema di trasporto a prodotti standardizzati di breve termine di tipo *title* e, qualora sia necessario mantenere la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi modificando il flusso di gas in specifici punti di entrata/uscita della rete in un determinato momento del giorno gas, anche a prodotti di tipo *locational*, ovvero prodotti riferiti ad una particolare risorsa e punto di entrata della rete di trasporto.

In relazione al recepimento del Regolamento in Italia si evidenzia che l'AEEGSI, ancor prima dell'entrata in vigore dello stesso, ha allineato i propri interventi regolatori con le prospettive evolutive del meccanismo di bilanciamento a livello europeo, prevedendo in particolare con la Deliberazione del 10 ottobre 2013 446/2013/R/GAS, l'integrazione della PB-GAS nell'ambito del mercato del gas naturale organizzato e gestito dal GME. Successivamente, con la Deliberazione 485/2014/R/GAS del 9 ottobre 2014, l'AEEGSI ha sottoposto a consultazione la proposta elaborata da SRG recante "Modalità di attuazione del regolamento UE n.312/2014", che, in linea con quanto previsto dal network code europeo, prevede sostanzialmente l'integrazione dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento da parte di SRG nell'ambito del MGAS.

## 2.3 I mercati dei carburanti

Al fine di promuovere la concorrenza nel settore petrolifero ed ampliare le opportunità di offerta e di approvvigionamento dei servizi logistici e dei prodotti petroliferi, il d.lgs. 249/2012<sup>7</sup> ha affidato al GME il compito di sviluppare e gestire una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali<sup>8</sup> e un mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione<sup>9</sup>.

Nel dare attuazione a tali disposizioni normative, sulla base degli indirizzi forniti dal MiSE nell'ambito dei decreti attuativi inerenti la costituzione, rispettivamente, della piattaforma della logistica petrolifera<sup>10</sup> e del mercato all'ingrosso dei carburanti<sup>11</sup>, il GME, una volta completato il processo di analisi e di approfondimento volto ad individuare i possibili modelli di organizzazione e funzionamento delle predette piattaforme di mercato, ha avviato il processo di consultazione pubblicando i documenti DCO GME n. 02/2014 e DCO GME n. 03/2014.

In relazione alla piattaforma della logistica petrolifera, sulla base delle valutazioni effettuate dal GME e delle osservazioni ricevute in esito alla consultazione, è stato individuato quale possibile modello di mercato che risponde meglio alle esigenze degli operatori e alle caratteristiche del settore, una Piattaforma di esposizione delle offerte.

La piattaforma di esposizione delle offerte si configura come una piattaforma dove gli operatori, in forma

7 Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012, in recepimento della direttiva 2009/119/CE del Consiglio U.E. del 14 settembre 2009 - recante l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi - pone l'obiettivo di rafforzare la legislazione nazionale in materia di scorte petrolifere di sicurezza, nonché di promuovere un adeguato livello di concorrenza nel settore petrolifero, ampliando le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi.

8 Articolo 21, comma 1 del d.lgs. 249/2012.

9 Articolo 22, comma 1 del d.lgs. 249/2012.

10 Decreto direttoriale n. 16618.

11 Decreto direttoriale n. 16617.

anonima, presentano le loro proposte di vendita del servizio e gli altri operatori possono esprimere interesse ad acquistare il servizio oggetto della proposta. Successivamente alla manifestazione di interesse per una proposta, vengono resi noti i nominativi e le informazioni relative alle due controparti. La negoziazione di tutti gli aspetti operativi e contrattuali non specificati nell'offerta e l'eventuale successiva stipula del contratto di servizio logistico, vengono definiti tra le parti al di fuori della piattaforma stessa.

Tale piattaforma dovrebbe facilitare l'incontro tra la domanda e l'offerta attraverso l'identificazione e l'esposizione delle principali caratteristiche del servizio offerto che consentano all'operatore, che intende offrire un servizio, di descrivere sinteticamente ma in maniera completa il servizio offerto e, all'operatore che intende approvvigionarsi di un servizio, di identificare facilmente il servizio di cui necessita.

In questo modo un operatore che intenda offrire un particolare servizio può raggiungere facilmente e a costi contenuti la platea dei soggetti interessati e, un operatore interessato ad un particolare servizio, può identificare facilmente il servizio ed eventualmente confrontare le offerte presentate da ciascun operatore.

Nell'ambito di una siffatta piattaforma il GME assumerebbe il ruolo di mero gestore della piattaforma senza che lo stesso svolga il ruolo di controparte centrale degli scambi e sia direttamente coinvolto nel rapporto negoziale tra il venditore e l'acquirente.

Le offerte esposte non sarebbero vincolanti per gli operatori: nel momento in cui una controparte dovesse mostrare interesse, si avvierebbe tra le stesse una fase di definizione puntuale delle clausole contrattuali su base bilaterale, anche in relazione a richieste di particolari condizioni contrattuali o servizi aggiuntivi non compresi in quelli elencati (es: penali, qualità del prodotto, etc.), per la successiva eventuale stipula del contratto.

Per quanto riguarda il mercato dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione, sulla base delle analisi svolte dal GME e delle osservazioni ricevute nel corso della consultazione, il modello di mercato individuato è il book di matching delle offerte senza controparte centrale.

La modalità di negoziazione dovrebbe essere in forma anonima con possibilità per l'operatore acquirente di selezionare tra le offerte esposte nel book quella che meglio risponde alle proprie esigenze (modalità "catching") e che non necessariamente deve essere l'offerta che presenta il prezzo più basso tra quelle presenti nel medesimo book. Tale scelta è giustificata dalla maggiore flessibilità di detta modalità di negoziazione che consentirebbe agli operatori di selezionare l'offerta non solo in base al prezzo offerto, ma anche sulla base di altre caratteristiche che meglio potrebbero soddisfare le esigenze degli operatori stessi.

In particolare, gli operatori ammessi al mercato possono visualizzare le offerte di vendita inserite nel book di negoziazione, e, qualora abilitati dall'operatore venditore, possono selezionare, al fine della conclusione della transazione, uno o più offerte di vendita presentate dall'operatore da cui si è stati abilitati.

Nel corso del 2015, il GME, tenuto conto delle disposizioni di cui ai decreti di attuazione adottati dal MiSE nonché delle risultanze dei processi consultivi svolti nel corso del 2014, continuerà, a seguito dei necessari confronti con le Istituzioni, le Associazioni di riferimento ed i soggetti interessati, a dare seguito alle necessarie attività volte all'implementazione del mercato della logistica petrolifera di oli minerali e del mercato all'ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione.

### 3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Il GME ha confermato anche per il 2014 l'impegno in ambito internazionale quale parte attiva del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE.

In particolare, all'interno dell'Italian Borders Working Table<sup>12</sup>, sono state finalizzate le attività preliminari all'avvio operativo del meccanismo di coupling anche sulle frontiere Italia-Austria e Italia-Francia dopo l'esperienza di coupling Italo-Slovena avviata con successo già dal 2011.

A partire dal 24 febbraio 2015, infatti, per la prima volta, la capacità sulle frontiere italo-austriaca, italo-francese e italo-slovena è stata assegnata implicitamente attraverso la soluzione PCR per i mercati del giorno prima (Day-Ahead).

Per il futuro, il GME, che in ambito regionale IBWT sarà impegnato per consentire l'estensione del meccanismo alla frontiera italo-svizzera e italo-greca, proseguirà le attività in ambito PCR, al fine di estendere ulteriormente l'applicazione del meccanismo di price coupling a livello UE.

Con l'allocazione implicita della capacità sulle frontiere italo-francese, italo-austriaca e italo-slovena, infatti, l'Italia è ora inserita nel più ampio Multi-Regional Coupling (MRC), che connette già la maggior parte dei mercati dell'energia elettrica dell'Unione Europea, con un beneficio per i consumatori finali derivante da un uso più efficiente della rete elettrica e delle infrastrutture transfrontaliere come conseguenza di un maggiore coordinamento tra i mercati dell'energia.

Nel percorso di integrazione dei mercati elettrici dell'UE, il GME ha inoltre avviato, a partire dal 2011 insieme ad altri PXs europei (EPEX Spot, OMIE, NordPool, APX-Endex, Belpex), anche il progetto per il disegno e l'implementazione di un mercato di coupling infragiornaliero (PXs Cross Borders Intra-Day - PXs XBID) attraverso il quale consentire ai Gestori di rete di allocare, in modo implicito, la capacità di interconnessione interfrontaliera coerentemente con il modello di mercato in continuous trading (Target Model) delineato dalle disposizioni delle Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management di ACER e dal Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management di Entso-E<sup>13</sup>. A completamento, si riporta che allo stato la fase progettuale di sviluppo del meccanismo di coupling infraday (fase *pre Go-Live*), secondo la programmazione concordata nell'ambito del progetto PXs Cross Borders Intra-Day, dovrebbe essere completata entro luglio 2017.

In merito al monitoraggio dei mercati energetici in ambito europeo, il Regolamento (UE) n. 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) ha stabilito, a livello europeo, regole comuni volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, imponendo a carico degli operatori attivi su tali mercati il divieto di manipolazione di mercato (art.5), il divieto di abuso di informazioni privilegiate (art.3, c.d. divieto di insider trading) nonché l'obbligo di pubblicare tempestivamente ed in modo efficace le informazioni privilegiate di propria pertinenza (art. 4).

Al fine di promuovere un monitoraggio centralizzato su scala europea delle transazioni concluse nell'ambito dei mercati energetici all'ingrosso, allo scopo di prevenire le pratiche abusive sopra richiamate, l'articolo 8 del REMIT impone altresì agli operatori di mercato l'obbligo di trasmettere ad ACER i dati inerenti i propri ordini di compravendita presentati e le transazioni concluse relativamente ai prodotti energetici

<sup>12</sup> Progetto comune tra le Borse Elettriche ed i Gestori di Rete appartenenti ai paesi che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia) per la definizione e condivisione dei processi operativi di pre e post coupling, funzionali all'implementazione di un meccanismo di coupling regionale integrato con gli altri coupling regionali europei.

<sup>13</sup> In tale ambito, si segnala che in data 5 dicembre 2014, in esito all'approvazione da parte del Electricity Cross-Border Committee della bozza finale del testo del relativo Network Code, si è conclusa la fase di comitology del CACM che attualmente risulta sottoposto all'approvazione definitiva da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo.

all'ingrosso, direttamente o attraverso l'intermediazione di soggetti terzi. Con riferimento all'attuazione del Regolamento REMIT il 17 dicembre 2014 la Commissione Europea ha pubblicato il Regolamento di esecuzione n. 1348/2011 (Implementing Acts) che stabilisce le modalità di trasmissione da parte degli operatori di mercato nei confronti di ACER, in attuazione del sopra richiamato articolo 8 del REMIT, dei dati e delle informazioni relative alle transazioni concluse e agli ordini di compravendita presentati nell'ambito dei mercati energetici all'ingrosso.

In tale contesto, l'attività di monitoraggio svolta dal GME sui propri mercati è stata indirizzata al consolidamento del lavoro avviato negli anni precedenti, favorendo un rafforzamento degli strumenti e delle procedure utilizzati al fine di garantire il corretto utilizzo dei mercati, secondo quanto previsto sia dalle vigenti normative europee e nazionali, sia dalle discipline di riferimento interne. Tale attività è stata rafforzata dalla partecipazione del GME ai gruppi di lavoro costituiti sia in ambito ACER che in ambito Europex, volti a definire e condividere buone pratiche in tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso.

## 4 MONITORAGGIO

Il GME svolge un'attività di monitoraggio delle operazioni compiute sui propri mercati al fine di garantirne l'efficienza e la trasparenza nonché promuoverne la liquidità. Tale attività, effettuata all'interno del GME da una Struttura dedicata, è volta ad individuare la messa in atto da parte degli operatori di comportamenti contrari a quanto disposto dai Regolamenti e dalle Discipline dei mercati o alla normativa nazionale e comunitaria vigente in materia. In tal senso, per far fronte alla crescente partecipazione registrata sui propri mercati e all'evoluzione della normativa nazionale ed europea in tema di sviluppo e armonizzazione delle pratiche di monitoraggio, tuttora in atto, il GME si è dotato di appositi e più evoluti strumenti di *market surveillance*, che consentono di gestire adeguatamente la maggiore complessità delle attività e dei processi che le governano. Gli esiti di tale attività sono sinteticamente riportati nella successiva tabella 1.4.1.

Nel corso di questi ultimi anni il GME si è confermato interlocutore di riferimento per le Istituzioni operanti in materia di monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso. In ambito nazionale, la consolidata collaborazione avviata con l'AEEGSI nel settore elettrico con la Deliberazione ARG/elt 115/08 (TIMM) - ai sensi della quale il GME fornisce dati, reporting, analisi e simulazioni - si è ulteriormente rafforzata con le previsioni di cui all'art. 22 della legge n. 161 del 30 ottobre 2014, in virtù delle quali è prevista la possibilità per l'AEEGSI di avvalersi della collaborazione del GME per lo svolgimento delle indagini relative ai casi di sospetta violazione dei divieti di insider trading e di manipolazione di mercato nei settori power e gas, nonché per verificare il rispetto da parte degli operatori dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di propria pertinenza. Inoltre con la Deliberazione 485/2014/R/gas la medesima Autorità ha posto le basi per l'avvio delle attività necessarie all'istituzione di un monitoraggio dei mercati del gas naturale, affidandone l'esecuzione al GME.

Analogamente, a livello comunitario, il GME è presente attivamente sui tavoli di lavoro organizzati da ACER e da Europex per definire e condividere le *best practices* in tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, nonché nei diversi gruppi di esperti costituiti da ACER per l'implementazione del Regolamento (EU) N. 1227/2011 (REMIT), con particolare riferimento ai temi di manipolazione di mercato, *insider trading* e *data reporting*.

L'avvio del *data reporting* sancirà nel 2015 un ulteriore passo in avanti nel processo di costituzione di un monitoraggio dei mercati all'ingrosso gestito attraverso regole comuni e integrate a livello europeo. In tale ambito il GME continuerà a svolgere la sua funzione di servizio, a supporto sia delle Autorità competenti nell'individuazione delle condotte abusive nei mercati all'ingrosso, sia degli operatori con la realizzazione di piattaforme attraverso le quali garantire a questi ultimi l'adempimento degli obblighi informativi verso le Autorità e i mercati.

In particolare, il GME, come previsto dalla Deliberazione 86/2015/E/com, supporterà l'AEEGSI nel verificare in maniera tempestiva il rispetto da parte degli operatori dell'obbligo di registrazione sul Registro istituito dall'AEEGSI, con medesima Deliberazione, ai sensi dell'art. 9 del REMIT<sup>14</sup>.

Allo stesso tempo il GME offrirà al mercato due nuovi importanti servizi:

- un servizio complessivo di data reporting, rivolto esclusivamente ai propri clienti, ma esteso anche alla loro eventuale operatività al di fuori dei mercati gestiti dal GME, inteso a supportarli nell'adempimento del proprio obbligo di cui all'articolo 8 del REMIT;

<sup>14</sup> Cfr approfondimento REMIT

- una piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, intesa a supportare tutti gli operatori di mercato (anche non iscritti al GME) nell'adempimento del proprio obbligo di disclosure ai sensi dell'articolo 4 del REMIT. Tale piattaforma consente a tutti gli operatori di mercato nonché a tutti i soggetti interessati di reperire le suddette informazioni in maniera accessibile e trasparente supportando al contempo ACER, AEEGSI e il GME stesso nello svolgimento delle attività di monitoraggio di rispettiva competenza.

**Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio**

Tab. 1.4.1

Anno	Mercato	Provvedimento	N°	Operatori interessati
2013	MCV	Segnalazione ad AEEGSI	5	12
2013	MTEE	Segnalazione ad AEEGSI	7	9
2014	MCV	Sospensione cautelare + sospensione di 1 mese	1	1
2014	MTEE	Archiviazione	1	1
2014	MTE	Segnalazione ad AEEGSI	1	2
2015	MTEE	Sospensione per tre sessioni	1	1
<b>TOTALE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>21</b>

## APPROFONDIMENTO 1

### Remit: implementing acts e data reporting

Il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) stabilisce, a livello europeo, regole comuni volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, imponendo a carico degli operatori attivi su tali mercati il divieto di manipolazione di mercato (art.5), il divieto di abuso di informazioni privilegiate (c.d. divieto di insider trading, art.3) nonché l'obbligo di pubblicare tempestivamente ed in modo efficace le informazioni privilegiate di propria pertinenza (art.4). L'attività di monitoraggio dei mercati, volta all'individuazione di eventuali violazioni dei suddetti divieti, viene svolta in forma centralizzata su scala europea da ACER che allo scopo si avvale del supporto e della collaborazione dei Regolatori Nazionali, dei TSO, e dei Gestori dei Mercati Organizzati. A tal fine l'art.8 del REMIT prevede l'obbligo in capo agli operatori di mercato di trasmettere ad ACER tutte le informazioni inerenti i propri ordini di compravendita presentati e le transazioni concluse relativamente ai prodotti energetici all'ingrosso (c.d. obbligo di data reporting) direttamente o attraverso l'intermediazione di soggetti terzi, che svolgono la funzione di Register Reporting Mechanism (c.d. RRM).

In attuazione di quanto disposto all'articolo 8, comma 8.2 nonché dall'articolo 6, comma 6.1 del REMIT, è stato adottato dalla Commissione europea il Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 del 17 dicembre 2014 (nel seguito: Implementing Acts) che stabilisce le modalità e le tempistiche di svolgimento dell'attività di raccolta dati presso ACER. In particolare, gli Implementing Acts hanno posto in capo ai Gestori dei Mercati Organizzati - e quindi anche in capo al GME - l'obbligo di offrire agli operatori che ne facciano richiesta, e previa sottoscrizione di un apposito accordo, un servizio di data reporting relativamente alle operazioni concluse e gli ordini di compravendita presentati sui propri mercati.

In attuazione di quanto previsto dalla normativa vigente, il GME nel corso del 2014 e nel primo trimestre 2015 ha svolto una serie di attività interne propedeutiche all'individuazione della soluzione ottimale da offrire *in primis* ai propri operatori al fine di ottemperare agli obblighi imposti dal REMIT in tema di data reporting e pubblicazione delle informazioni privilegiate. Sulla base delle valutazioni condotte in tale ambito, tenuto anche conto dell'analisi delle best practices a livello europeo sul tema del monitoraggio, il GME ha individuato quale soluzione percorribile l'istituzione, rispettivamente, di una piattaforma dedicata al servizio di data reporting (c.d. PDR) nonché di una piattaforma dedicata alla pubblicazione delle informazioni privilegiate (c.d. PIP).

Nel corso del 2014 il GME ha avviato un processo interno volto alla definizione del servizio di data reporting da rendere disponibile, in qualità di RRM, ai propri operatori sulla base dei principi di efficienza, qualità e minimizzazione degli oneri in capo agli operatori stessi. In tale contesto, la soluzione individuata dal GME si basa sull'offerta ai soggetti che abbiano preventivamente acquisito la qualifica di operatore dei mercati/piattaforme del GME di un servizio rivolto, oltre che a ordini e transazioni registrati presso il GME, anche a contratti (standard e non standard<sup>15</sup>) ed ordini di compravendita e transazioni conclusi su altre piattaforme/mercati o bilateralmente, al fine di mettere a disposizione dei soggetti interessati un servizio completo che consenta agli stessi di avvalersi di un unico interlocutore per ottemperare ai propri obblighi

Piattaforma per  
il servizio di data  
reporting

<sup>15</sup> Per la definizione dei contratti standard e non standard il GME si attiene a quanto previsto all'art.2 degli Implementing Acts. Le tempistiche sottese al servizio di data reporting previste da ACER sono differenti per le due tipologie di contratto: gli ordini di compravendita e le transazioni per i contratti standard dovranno essere riportati dal soggetto RRM improrogabilmente a partire dal 7 ottobre 2015, mentre i contratti non-standard dovranno essere riportati a partire dal 7 aprile 2016.

di reporting nei confronti di ACER. Nell'ottica di agevolare l'adempimento dell'obbligo di reporting anche da parte degli operatori che non intendono avvalersi del GME per la trasmissione ad ACER dei dati di pertinenza (rivolgendosi quindi ad un RRM differente dal GME o provvedendo in autonomia) , il GME ha inteso rendere disponibile un apposito servizio che consenta a tali soggetti di ottenere, già in formato ACER, tutti i dati e le informazioni necessarie per l'adempimento dell'obbligo di reporting.

Pertanto gli operatori che richiederanno al GME l'attivazione del servizio di data reporting potranno, attraverso l'accesso diretto alla PDR, non solo caricare le informazioni relative alle operazioni concluse al di fuori dei mercati organizzati dal GME e visualizzare il report giornaliero contenente i dati di pertinenza, ma anche verificare la qualità dell'attività svolta dal GME mediante la consultazione sia delle notifiche di avvenuta ricezione dei dati da parte di ACER che di specifici resoconti predisposti dal GME per i dati inviati per conto dei singoli operatori.

Con riferimento all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di cui all'art 4 del REMIT, la soluzione che il GME intende rendere disponibile alla platea dei soggetti interessati consiste in una

*Piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate*

Piattaforma per la disclosure delle informazioni privilegiate (c.d. PIP), attraverso la quale gli operatori che ne facciano richiesta possano adempiere al predetto obbligo di pubblicazione secondo criteri di tempestività ed efficacia trasmettendo altresì le informazioni di propria pertinenza ad ACER e alle Autorità Nazionali di Regolazione secondo le modalità che verranno all'uopo individuate.

Secondo le *Guidelines* predisposte da ACER (cap.7.2), infatti, l'obbligo di pubblicazione può essere considerato efficacemente assolto da parte dell'operatore nel caso in cui le informazioni siano rese disponibili nell'ambito di una piattaforma centralizzata, consentendo in tal modo la diffusione delle informazioni in modo omogeneo, facilmente accessibile al più ampio numero di soggetti possibili e al contempo ridimensionando l'onere gestionale della pubblicazione in capo all'operatore.

Tale servizio, oltre a semplificare l'assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate da parte dei soggetti sottoposti all'obbligo, rappresenta altresì un valido strumento volto ad incrementare la trasparenza dei mercati, agevolando il monitoraggio dei fenomeni di insider trading da parte del GME, dell'AEEGSI e dell'ACER.

Al fine di favorire la più ampia partecipazione possibile e garantire un'efficace centralizzazione delle informazioni, l'adesione al servizio di pubblicazione delle proprie informazioni sull'apposita piattaforma è consentita non solo a tutti gli operatori dei mercati/piattaforme del GME, ma anche a tutti gli operatori attivi nell'ambito di altri mercati organizzati di prodotti energetici all'ingrosso e nei mercati del bilanciamento nazionali o esteri.

Con la scelta di istituire la PIP, il GME garantisce agli operatori dei mercati energetici nazionali ed esteri da un lato, di poter adempiere all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate ai sensi REMIT, secondo le modalità e i formati previsti da ACER, e dall'altro di accedere in modo agevole, efficace ed efficiente, alle informazioni privilegiate messe a disposizione da una molteplicità di attori del mercato energetico, secondo uno standard uniforme, in una logica di maggiore trasparenza ed equità.

## 5 RISULTATI

### 5.1 Volumi e operatori

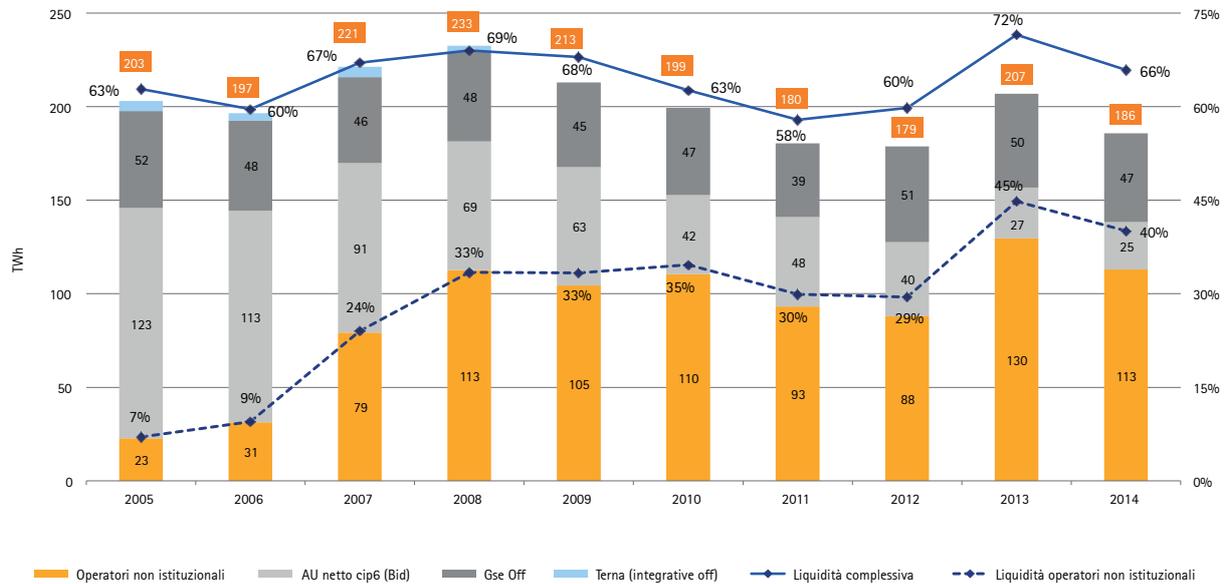
Anche nel 2014 l'analisi dell'operatività dei mercati gestiti dal GME conferma le tendenze emerse negli ultimi anni. In particolare, a fronte di un aumento del numero di operatori iscritti, in termini di volumi scambiati, i mercati più colpiti dalla crisi dei consumi (vale a dire power e gas) mostrano segnali di tenuta rispetto ad un contesto depressivo, mentre i mercati ambientali mostrano chiari segni di crescita e vitalità, conquistando progressivamente quote di mercato rispetto alla contrattazione OTC. Solo i mercati a termine, come già negli anni precedenti, mostrano una limitata vitalità, seppur con accenti diversi a seconda dei comparti.

In un settore fortemente colpito dalla crisi economica, con la richiesta di energia elettrica di Terna che si colloca sui livelli più bassi dell'ultimo decennio (309 TWh), gli scambi sui mercati spot gestiti dal GME segnano il minimo storico a 305 TWh (-2,5%). A farne maggiormente le spese in termini assoluti sono proprio le contrattazioni sul mercato organizzato (MPE), che risultano in calo rispetto ai livelli massimi raggiunti l'anno precedente (-9,4%). La contrazione interessa sia il MGP, che con 185 TWh si attesta sui propri valori minimi (-10%), sia il MI, che torna sotto i 23 TWh dopo i picchi del 2012. Dinamiche opposte per i volumi derivanti da contrattazione bilaterale e nominati su MGP che, favoriti dall'aumento delle transazioni registrate su PCE, crescono del 16,9% dal minimo del 2013. Tuttavia, questi dati sottendono diversi segnali di "consolidamento" della liquidità dei mercati. Anzitutto, a dispetto del calo dei livelli assoluti, in termini percentuali la liquidità su MGP, il più importante tra i mercati a pronti, si conferma col 66% sui massimi storici, in lieve contrazione rispetto al massimo raggiunto nel 2013. Inoltre, se si guarda alla composizione della liquidità, emerge che il contributo in termini assoluti degli operatori non istituzionali si attesta sui valori tra i più alti di sempre a 113 TWh, tale da contribuire al 40% della liquidità stessa (secondo valore più alto di sempre) e da compensare il progressivo calo degli acquisti dell'Acquirente Unico. Questi dati confermano la rilevanza sostanziale dell'aumento del numero di operatori iscritti, che aggiornano il nuovo massimo con un +31, in parallelo ad un nuovo vigoroso aumento degli operatori attivi (+35) (Fig. 1.5.1).

*Si riducono le contrattazioni di borsa su MGP, ma la liquidità ed i volumi non istituzionali permangono su livelli elevati*

## La liquidità sul MGP

Fig. 1.5.1



Anche sul Mercato Infragiornaliero (MI), a fronte di un nuovo aumento degli operatori attivi (+27), gli scambi subiscono una flessione del 2,4%, la seconda consecutiva dal suo avvio. Il calo è concentrato su MI1 (-4,5%), il più liquido dei quattro mercati, e su MI4 (-15,5%), che si era contraddistinto nel 2013 per la repentina crescita delle contrattazioni. Tuttavia, MI si conferma come un importante strumento di flessibilità sia per i produttori, nella gestione della *overcapacity* termoelettrica che sta caratterizzando gli ultimi anni, sia per i grossisti, nel far fronte alle oscillazioni dei consumi. Considerando, infatti, il peso dei volumi scambiati complessivamente su MI rispetto al MGP, il valore si conferma per il terzo anno consecutivo sopra l'8%; inoltre, nel 2014, se la somma di vendite e acquisti conferma un utilizzo importante ma calante del comparto da parte degli impianti termoelettrici tradizionali (quasi 22 TWh, sui minimi dal 2009), che si confermano venditori netti, lo stesso dato evidenzia un nuovo massimo storico nell'uso da parte dei grossisti (12 TWh), che si confermano acquirenti netti, nonché un uso ancora residuale ma crescente del comparto da parte degli impianti eolici.

In merito alle contrattazioni a termine, il 2014 rafforza le dinamiche crescenti della PCE, sia in termini di operatori iscritti che di volumi, ma conferma anche i segnali non altrettanto positivi di MTE. Da un lato, infatti, i contratti registrati su PCE segnano il nuovo massimo storico a 346 TWh (+6,2%), consolidando l'interesse degli operatori per tale contrattazione come strumento di copertura del rischio e confermando attraverso il valore elevato del *churn ratio* (1,84) l'intensa attività di trading svolta dagli operatori attraverso la piattaforma. Dall'altro lato, invece, il MTE presenta una diminuzione dei volumi scambiati scendendo a 32 TWh (-21,5%). Tale sviluppo riflette un forte calo delle quantità negoziate bilateralmente e registrate su MTE a fini di clearing (14 TWh, -58%), più che sufficiente a compensare la ripresa delle quantità negoziate sui book del GME, che rispetto ai livelli molto bassi registrati nel 2013 salgono a 18 TWh (+130,1%) quasi esclusivamente grazie agli scambi sul prodotto annuale *baseload* (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

*Ai massimi storici le negoziazioni a termine di energia elettrica*

Anche nel 2014 la PB-GAS si conferma un mercato liquido e vitale, raccogliendo la sostanziale totalità degli scambi effettuati presso il GME. L'incremento degli operatori iscritti (+12) corrisponde ad un ulteriore aumento dei volumi scambiati, che aggiornano il nuovo massimo a 42 TWh (+0,3%), espressione di una quota del 5,6% sul totale consegnato nel sistema da Snam. Il dato più interessante, tuttavia, è rappresentato dalle determinanti di questa crescita: la componente "extrabilanciamento" del comparto G+1 e l'aumento degli scambi sul comparto G-1. La prima, che rappresenta gli scambi conclusi direttamente tra operatori sulla PBGas in eccesso rispetto ai volumi richiesti o offerti dal Responsabile del bilanciamento, ha visto una crescita del 75% sul 2013, portandosi a 10 TWh: un dato che conferma l'importanza nodale del comparto G+1, non solo come strumento per limitare il rischio legato allo sbilanciamento ma soprattutto come vera e propria piattaforma di scambio "spot". Il secondo, affiancato nel 2013 al comparto G+1 per consentire a SRG di anticiparne eventuali criticità anche attraverso l'introduzione di più zone di mercato in base alla tipologia di risorsa flessibile, ha raccolto complessivamente quasi 3 TWh: un dato concentrato in poche settimane di operatività estiva e che giustifica in parte i minori volumi richiesti da SRG sul comparto G+1. Per quanto riguarda gli altri mercati/piattaforme del gas, a fronte di un lieve aumento del numero di iscritti, sono sostanzialmente nulli i volumi abbinati su M-GAS, che vede a dicembre riapparire deboli scambi su MI (0,10 MWh), e su P-GAS, nata per permettere agli operatori di adempiere agli obblighi di cessione rispettivamente di quote delle proprie importazioni (P-GAS Import), delle royalties dovute allo Stato per lo sfruttamento di giacimenti nazionali (P-GAS Aliquote) e della capacità di stoccaggio di prossima costruzione (P-GAS Ex dlgs. 130/10) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

*Stabili gli scambi sui mercati del gas*

La parte del leone nel 2014 la fanno i mercati ambientali che confermano un forte interessamento da parte degli operatori, sia in termini di numero degli iscritti che di volumi contrattati. Non si arresta, infatti, l'espansione dei TEE che complessivamente nel 2014 raggiungono i 12 milioni di tep in virtù di una crescita del +42,8%, favorita anche dai cambiamenti del quadro normativo introdotti dal decreto interministeriale del 28 dicembre 2012, in cui vengono fissati nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2013-2016. L'ampliamento dei volumi interessa tanto le contrattazioni bilaterali quanto gli scambi registrati sul mercato organizzato (MTEE) che raggiungono i 3,5 milioni di tep (+24%), pari circa al 30% dei titoli complessivamente negoziati.

*Si consolida la crescita dei volumi scambiati sui mercati ambientali*

Nel sistema dei Certificati Verdi, in cui, per la prima volta dal suo avvio, si rileva una diminuzione dei volumi negoziati (43 TWh, -3,9%) in corrispondenza della riduzione della quota d'obbligo di energia rinnovabile da immettere in rete per produttori e importatori da fonti convenzionali, appaiono invece eccezionali gli sviluppi osservati sul mercato organizzato (MCV). In quest'ultimo, infatti, in controtendenza rispetto all'andamento generale, i volumi negoziati aggiornano il loro massimo storico, salendo a 8 TWh (+8,3%) e portando la quota sul totale negoziato al 19% (mai così alta), coerentemente con l'aumento degli operatori iscritti ed attivi (rispettivamente +49, +19). La dinamica descrive un cambiamento nelle strategie degli operatori rispetto agli anni precedenti valutabile sia in termini di flessione delle contrattazioni OTC registrate sulla PBCV (35 TWh, -6,4%), sia di calo dei volumi medi negoziati per singola transazione, passati dai quasi 11.000 MWh del 2013 al minimo storico di 6.600 MWh nel 2014.

In ascesa, infine, gli scambi delle Garanzie d'Origine il cui punto di forza risiede nella Piattaforma Bilaterale (PBGO) che, con 44 TWh, concentra la quasi totalità dei volumi negoziati. Sembra non decollare, invece, il Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), subentrato nel 2013 al MCOFER, che mostra significativi ribassi rispetto all'anno precedente, riportandosi sui livelli del 2012 a quota 0,47 TWh (-65,0%). Tuttavia, nonostante l'aumento degli iscritti, in termini di partecipazione attiva, entrambe le piattaforme di negoziazione segnano un arretramento (-41 operatori con abbinamenti su MGO, -11 sulla PBGO) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

## 5.2 Trend operatori mercati GME

### Operatori sui mercati del GME

Tab. 1.5.1

N. Operatori*	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 14/13
<b>Mercati Elettrici</b>							
<b>IPEX</b>							
- iscritti	172	207	192	200	223	254	+31
- con offerte							
<i>MGP</i>	115	131	137	149	159	194	+35
<i>MI</i>	53	69	91	114	122	149	+27
<i>MTE</i>	16	15	20	25	22	19	-3
<b>PCE</b>							
- iscritti	167	205	208	259	287	317	+30
- con programmi	88	95	103	120	125	126	+1
<b>Mercati del Gas</b>							
<b>MGAS</b>							
- iscritti		20	33	42	66	71	+5
- con offerte							
<i>MGP</i>		3	17	15	10	-	-10
<i>MI</i>		-	7	5	4	5	+1
<i>MTGAS</i>					-	-	-
<b>PB-GAS</b>							
- iscritti			60	65	74	86	+12
- con offerte							
<i>Comparto G+1</i>			59	74	73	77	+4
<i>Comparto G-1</i>					8	45	+37
<b>P-GAS</b>							
- iscritti		53	61	72	77	78	+1
- con offerte							
<i>Import</i>		21	17	18	19	14	-5
<i>Ex d.lgs. 130/10</i>				13	4	-	-4
<i>Royalties</i>		25	25	26	12	4	-8
<b>Mercati Ambientali</b>							
<b>MCV</b>							
- iscritti	497	620	675	745	852	901	+49
- con abbinamenti	157	173	207	235	303	322	+19
<b>PBCV</b>							
- iscritti	n.d.	969	1.082	1.177	1.381	1.466	+85
- con abbinamenti	593	603	646	622	871	851	-20
<b>MTEE</b>							
- iscritti	268	334	379	447	588	838	+250
- con abbinamenti	172	209	235	264	328	458	+130
<b>Registro TEE</b>							
- iscritti	n.d.	421	513	635	866	1.196	+330
- con abbinamenti	163	189	206	238	298	378	+80
<b>MGO</b>							
- iscritti				180	262	291	+29
- con abbinamenti				28	62	21	-41
<b>PBGO</b>							
- iscritti				219	324	359	+35
- con abbinamenti				59	159	148	-11

\*Il numero degli operatori iscritti si riferisce al dato calcolato al 31/12 di ogni anno.

## Volumi scambiati sui mercati del GME

Tab. 1.5.2

<i>TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 14/13
<b> Mercati Elettrici </b>							
<b>MGP</b>	313,43	318,56	311,49	298,67	289,15	281,98	-2,5%
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	-10,2%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	+16,9%
<b>MI/MA</b>	11,93	14,61	21,87	25,13	23,34	22,79	-2,4%
MI1	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	-4,5%
MI2	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	+6,6%
MI3			1,22	1,72	2,00	2,01	+0,1%
MI4			0,80	1,21	2,47	2,09	-15,5%
MA	9,30						
<b>MTE</b>	0,12	6,29	33,44	54,96	41,10	32,27	-21,5%
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	+130,1%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	13,87	-58,1%
<b>PCE*</b>	176,35	236,48	290,82	307,61	325,50	345,72	+6,2%
<b> Mercati del Gas </b>							
<b>MGAS</b>		0,00	0,16	0,17	0,02	0,10	+496,6%
MGP		0,00	0,15	0,14	0,01	-	-100,0%
MI		-	0,01	0,04	0,00	0,10	+2573,6%
MTGAS					-	-	-
<b>PB-GAS</b>			1,71	34,93	40,88	41,52	+1,6%
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	38,58	-5,5%
Comparto G-1					0,05	2,94	+5982,4%
<b>P-GAS</b>		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-100,0%
Import		0,00	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10				-	-	-	-
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-100,0%
<b> Mercati Ambientali </b>							
<b>CV</b>	23,40	25,37	31,09	32,33	44,81	43,05	-3,9%
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	+8,3%
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	-6,4%
<b>TEE (milioni di tep)</b>	2,34	3,09	4,10	7,62	8,23	11,76	+42,8%
Borsa	0,97	0,98	1,28	2,53	2,81	3,49	+24,0%
Bilaterale	1,36	2,11	2,82	5,08	5,42	8,27	+52,6%
<b>GO</b>				2,22	42,63	44,48	+4,3%
Borsa				0,47	1,34	0,47	-65,0%
Bilaterale				1,75	41,29	44,01	+6,6%

\* Contratti registrati su PCE per anno di negoziazione, al netto dei contratti relativi a MTE (inclusi gli OTC clearing) e a CDE.

## 5.3 Risultati economici

Il 2014 è stato caratterizzato da un decremento delle partite passanti<sup>16</sup> di 4,4 miliardi di euro (-20,1%, rispetto all'anno precedente), per effetto prevalentemente della riduzione dei ricavi per vendita energia sul Mercato Elettrico, in conseguenza sia della flessione del PUN registrata nel corso dell'esercizio, sia dei ridotti volumi scambiati sul Mercato Elettrico a pronti. A tale dinamica si contrappone l'incremento dei ricavi derivanti dai Mercati per l'Ambiente, correlato in maggior misura all'aumento dei volumi di CV scambiati sul mercato organizzato nel corso dell'esercizio, nonché all'incremento del prezzo medio di negoziazione degli stessi.

### Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2013-2014)

Tab. 1.5.3

Dati in milioni di €	Ricavi e Costi passanti	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2013	21.972,613	37,273	18,765	13,730	9,578	86,938	24,777
2014	17.547,153	35,292	17,433	12,183	8,614	72,803	20,251

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalle partite passanti connesse alle vendite sui Mercati Energetici verso operatori e verso Controllante, al CCT sugli scambi di energia *over the counter* e ai proventi finanziari legati al Market Coupling sulla frontiera Italia-Slovenia. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

I ricavi a margine<sup>17</sup> dell'esercizio 2014 mostrano un decremento di circa 2,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-5,3%). Tale diminuzione è riconducibile:

- per -0,5 milioni di euro, al decremento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a Pronti<sup>18</sup> e a Termine in conseguenza principalmente della riduzione dei volumi negoziati su tali mercati solo parzialmente compensata dall'aumento dei corrispettivi di accesso e fisso annuo versati dagli operatori;
- per +0,2 milioni di euro, all'aumento dei ricavi per i servizi resi sulla PCE, indotto prevalentemente dai maggiori volumi registrati nel corso dell'esercizio 2014 rispetto al precedente esercizio;
- per -1,1 milioni di euro, al decremento dei ricavi per i servizi resi sui Mercati e sulle Piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali, derivante sia dalla riduzione dei volumi di CV negoziati nel corso dell'esercizio sia dalla riduzione della misura del corrispettivo unitario applicato ai volumi di TEE negoziati, passato da 0,2 euro/TEE a 0,1 euro/TEE, a valere dal 1° gennaio 2014, ai sensi di quanto disposto dalla Deliberazione AEEGSI 617/2013/R/efr. Tale ultimo effetto è stato solo parzialmente compensato dall'incremento dei volumi di TEE negoziati nel corso dell'esercizio;
- per -0,4 milioni di euro, alla riduzione dei ricavi per i servizi resi a Terna per le attività connesse all'assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto e alla raccolta delle offerte sul MSD, sulla base di quanto previsto dalla Convenzione stipulata tra il GME e Terna;
- per -0,3 milioni di euro, alla riduzione degli altri ricavi a margine derivante prevalentemente: (i) dai maggiori ricavi registrati nel corso dell'esercizio 2013 in conseguenza dell'adesione al progetto PCR della borsa elettrica della Repubblica Ceca (OTE) e della conseguente redistribuzione dei costi

<sup>16</sup> Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza negli elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

<sup>17</sup> Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

<sup>18</sup> Ai fini della quantificazione e fatturazione dei ricavi per i servizi resi sul MGP si considerano i volumi scambiati al lordo dell'ammontare degli sbilanciamenti a programma ex articolo 43, comma 43.1 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e dei casi di inadempimento di cui all'articolo 89, comma 89.5 lettera b) della medesima Disciplina.

storici sostenuti dalle borse partecipanti al progetto (-0,2 milioni di euro), (ii) dalle maggiori sopravvenienze attive registrate nel 2013 in seguito al rilascio a conto economico di accantonamenti al fondo per rischi ed oneri stanziati nei precedenti esercizi in relazione ad un contenzioso di natura giuslavoristica (-0,1 milioni di euro).

#### Struttura dei costi a margine (anni 2013 - 2014)


 Tab. 1.5.4

Dati in milioni di €	per materie prime e per servizi	per godimento di beni di terzi	per il personale	ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	oneri diversi di gestione	Totale
2013	7,364	1,628	9,179	5,035	0,337	23,543
2014	6,563	1,898	9,062	5,250	0,336	23,109

I costi a margine comprensivi di ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti sono risultati pari, complessivamente, a 23,1 milioni di euro, in diminuzione di oltre 0,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione è sostanzialmente attribuibile:

- al decremento, per circa 0,8 milioni di euro, dei costi per materie prime e per servizi connessi prevalentemente: (i) ai minori costi verso la Controllante legati principalmente alla ridefinizione delle attività svolte dalla medesima per il GME e disciplinate da appositi contratti di servizio nonché (ii) alle minori prestazioni professionali derivanti tra l'altro dai ridotti oneri sostenuti per lo sviluppo del progetto PCR;
- all'aumento, per circa 0,3 milioni di euro, dei costi per godimento beni di terzi derivante prevalentemente dalla stipula nel corso dell'esercizio 2013 del contratto di sublocazione della nuova sede di Viale Maresciallo Pilsudski, nonché dall'imputazione contabile tra i canoni di locazione del noleggio di apparecchiature informatiche – precedentemente classificate tra i costi per servizi – derivanti dal rinnovo, a decorrere dal 1° gennaio 2014, del contratto di service informatico in essere con la capogruppo GSE.

#### Principali indicatori del GME (anni 2013 - 2014)


 Tab. 1.5.5

	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2013	50,3	36,8	15,8	38,7
2014	49,4	34,5	16,7	42,5

Note: (a) il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo;  
(b) il ROE è calcolato come rapporto tra Utile Netto e Patrimonio Netto.

Il margine operativo lordo è risultato pari a 17,4 milioni di euro, in diminuzione di 1,3 milioni di euro (-7,1%) rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato operativo è stato pari a circa 12,2 milioni di euro, in diminuzione di 1,5 milioni di euro (-11,3%).

Il risultato dell'esercizio al netto delle imposte è risultato pari a 8,6 milioni di euro in diminuzione di circa un milione di euro (-10,1%) rispetto all'esercizio precedente.

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2014, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente, con l'evidenza della dinamica del personale distaccato.

#### Consistenza del personale dipendente

Tab. 1.5.6

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2014	al 31.12.2014	media 2013	al 31.12.2013
Dirigenti	8,40	8	9,00	9
Quadri	30,20	31	29,60	30
Impiegati	62,80	64	58,80	62
<b>Totale</b>	<b>101,40</b>	<b>103</b>	<b>97,40</b>	<b>101</b>
<i>di cui distaccati</i>	<i>2</i>	<i>2</i>	<i>2,5</i>	<i>2</i>
<b>Totale al netto dei distaccati</b>	<b>99,4</b>	<b>101</b>	<b>94,9</b>	<b>99</b>





## SEZIONE

# 2

## L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

<b>1. I MERCATI INTERNAZIONALI .....</b>	<b>30</b>
<b>APPROFONDIMENTO 2</b>	
<b>L'estensione del market coupling sulla frontiera settentrionale .....</b>	<b>38</b>
<b>2. MERCATI ELETTRICITÀ .....</b>	<b>40</b>
2.1 Il mercato del giorno prima (MGP) .....	40
2.2 Il mercato infragiornaliero (MI) .....	50
2.3 Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE) .....	57
2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE) .....	60
<b>3. MERCATI GAS .....</b>	<b>63</b>
3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G+1 ....	63
3.2 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G-1 ....	68
3.2 Altri mercati del gas .....	71
<b>4. MERCATI AMBIENTALI.....</b>	<b>72</b>
4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale .....	72
4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali .....	77
4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE .....	83
<b>APPROFONDIMENTO 3</b>	
<b> Mercati per l'Ambiente: Le novità normative sui Mercati Ambientali.....</b>	<b>87</b>



## 2.1. I MERCATI INTERNAZIONALI

Nel 2014 si rafforzano le dinamiche in ribasso osservate nel corso degli ultimi anni sulle principali commodity energetiche europee, in un contesto in cui la negativa congiuntura economica e la diffusione delle fonti rinnovabili ne comprimono ulteriormente la domanda.

*Ancora ribassiste le dinamiche sui mercati energetici*

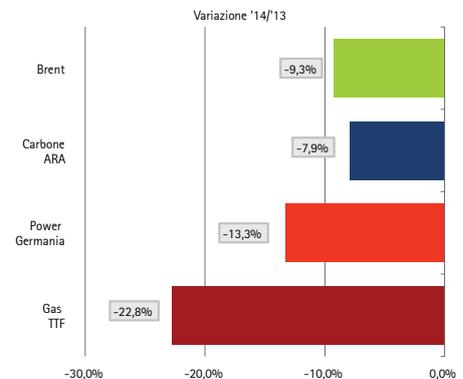
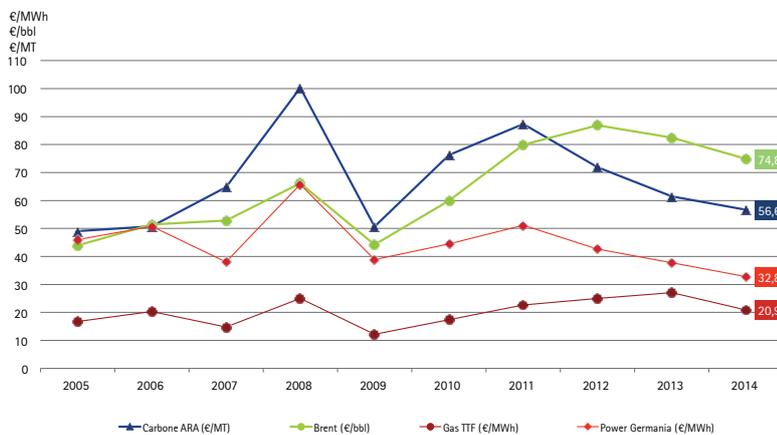
Scendono il prezzo del petrolio e dei prodotti di raffinazione, in virtù di un ininterrotto trend decrescente che tra luglio 2014 e marzo 2015 ne ha dimezzato il livello rispetto al 2013<sup>1</sup>; cala per il terzo anno di fila la quotazione del carbone, portandosi a ridosso

del valore minimo degli ultimi sei anni; inverte bruscamente la sua tendenza il gas, interrompendo una serie di quattro rialzi consecutivi e mostrando una diminuzione solo parzialmente contenuta dalla modesta ripresa osservata all'avvio del nuovo anno termico<sup>2</sup>.

In questo scenario, assorbendone gli effetti, si inserisce la contrazione dei prezzi registrati sulle borse europee dell'energia elettrica che, in piena fase discendente e sui rispettivi livelli minimi del decennio, esprimono ancora nel 2014 differenziali legati alla diversa struttura dei parchi produttivi nazionali. In chiave prospettica, tuttavia, l'effetto congiunto della differente espansione locale della generazione rinnovabile e il recupero di competitività dell'energia dei paesi gas-intensive, originato dal significativo cambio di direzione della quotazione della materia prima, aprono alla possibilità di nuovi equilibri nel mercato elettrico europeo, come anche le significative variazioni attese degli spread tra prezzi nazionali nel medio-lungo termine sembrano rimarcare (Fig. 2.1.1, Fig. 2.1.8).

Prezzi in euro delle principali commodities energetiche

Fig. 2.1.1



1 Il prezzo registrato mediamente dal Brent nei primi tre mesi del 2015 è risultato pari a 54 \$/bbl, inferiore del 50% alla quotazione media osservata nel 2013 (circa 109 \$/bbl).

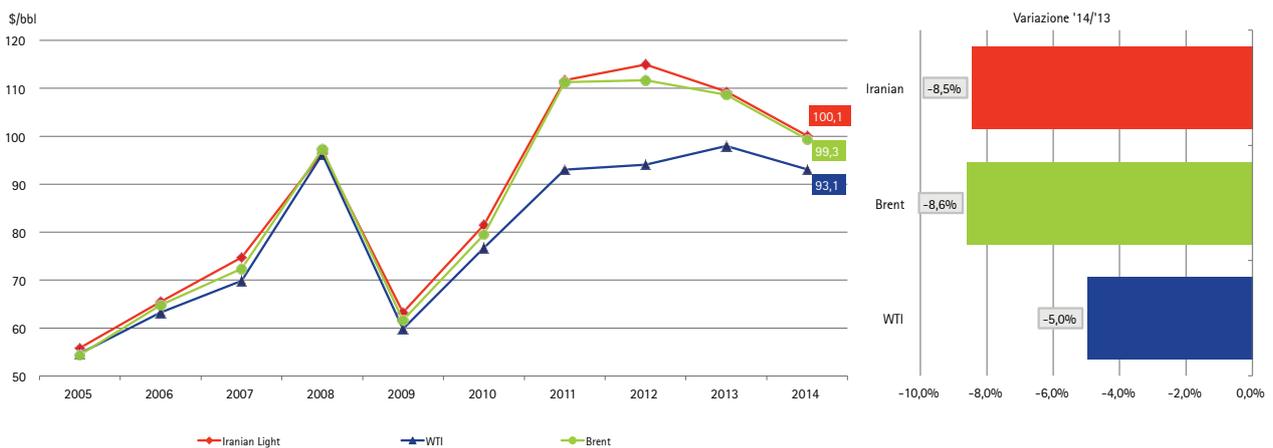
2 Le dinamiche non subiscono variazioni nella conversione in euro delle quotazioni, essendo risultato il tasso di cambio dollaro/euro stabile a 1,33.

Nel 2014 la quotazione europea del greggio mostra una significativa flessione, scendendo sotto i 100 \$/bbl (99,3 \$/bbl, -8,6%) dopo tre anni di sostanziale stabilità attorno ai 110 \$/bbl, livello peraltro prospettato dai mercati a termine alla fine del 2013. Il deciso cambio di tendenza, pur essendo già espresso dal dato medio annuo, trova origine nell'improvvisa virata al ribasso che, dopo una prima parte di 2014, sostanzialmente allineata a 110 \$/bbl, ha portato i prezzi sui 47/58 \$/bbl nel primo trimestre del 2015, toccando il minimo da giugno 2009. Tale break strutturale risulta esteso con modalità analoghe a tutti i riferimenti internazionali del petrolio, tornati a convergere proprio nella parte finale del 2014 dopo quattro anni di disaccoppiamento, influenzandone peraltro le quotazioni futures, posizionate per il 2015 sui bassi livelli di dicembre. Le dinamiche rilevate sul greggio appaiono incorporate anche dai suoi prodotti di raffinazione, il cui prezzo arretra attorno a 842 \$/MT per il gasolio (-8,4%) e a 557 \$/MT per l'olio combustibile (-9,2%), seguendo un corso assolutamente in linea con quello della commodity di riferimento, sia all'interno dell'anno che, in prospettiva, sui mercati a termine, proiettati per il 2015 su valori mai più osservati dal 2009 (Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3).

*Crolla il prezzo del petrolio e dei suoi derivati*

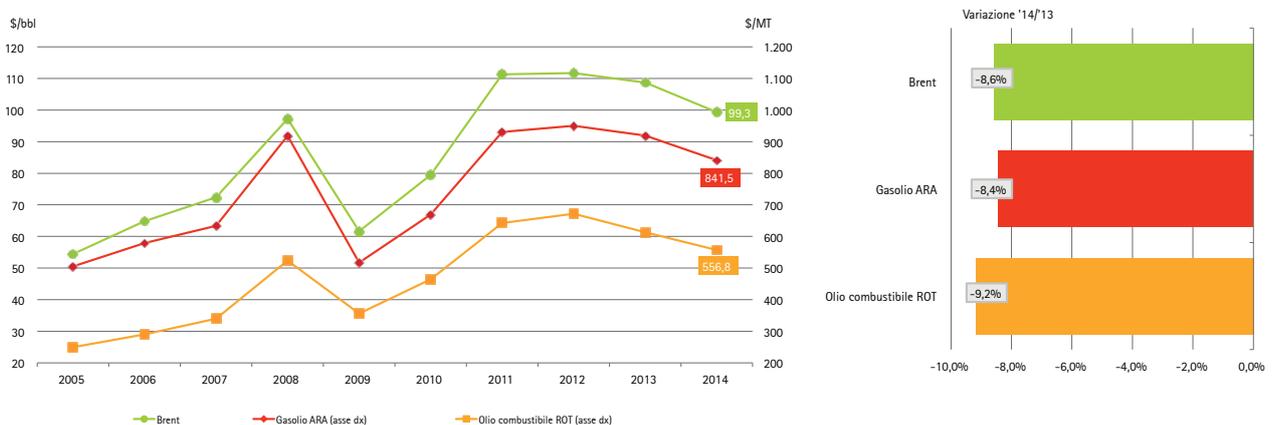
Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio

Fig. 2.1.2



Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi

Fig. 2.1.3

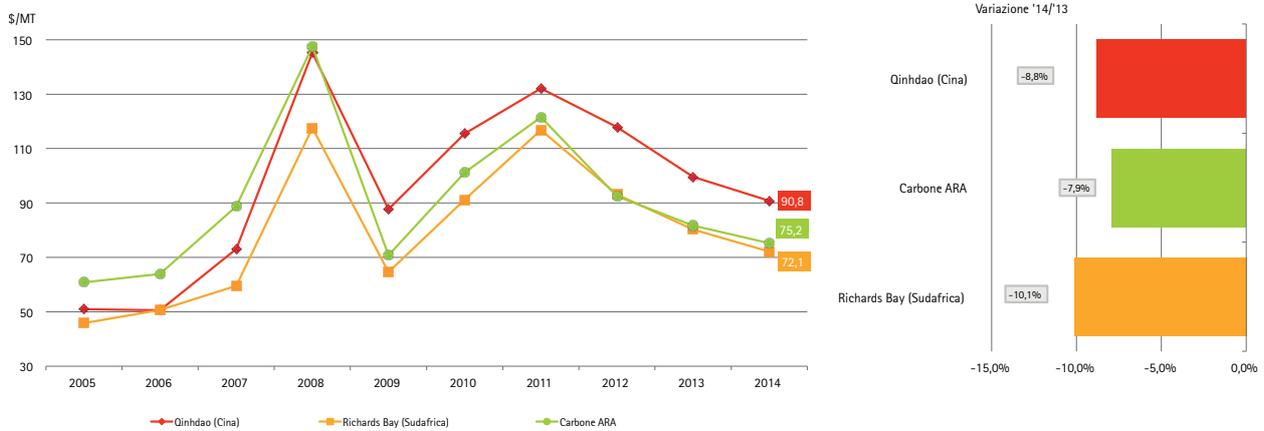


In calo anche il carbone, a consolidamento di quel trend ribassista che nel giro di tre anni ha portato in Europa il suo prezzo dai 120 \$/MT ai 75 \$/MT (-7,9% rispetto al 2013), valore attorno al quale è oscillato nel corso del 2014. Dinamiche marcatamente ribassiste si osservano su tutti i riferimenti internazionali, con il prodotto cinese che da tradizione si conferma più elevato (90,8 \$/MT, -8,8%), anche per effetto di una parziale ripresa che, dopo un progressivo allineamento al prezzo europeo osservato nella prima parte dell'anno, ha riportato lo spread tra le due quotazioni nel quarto trimestre del 2014 sui 20 \$/MT (Fig. 2.1.4).

*Non si arresta la parabola discendente del carbone*

**Prezzi spot sui principali mercati del carbone**

Fig. 2.1.4



Insieme al forte calo del petrolio, la novità del 2014 è rappresentata dalla clamorosa inversione di tendenza dei prezzi registrata sui principali hub continentali del gas, inattesa soprattutto nella sua intensità. Le quotazioni del gas, infatti, ripiegano sui 21/23 €/MWh (-17/-23%), disattendendo le aspettative di sostanziale stabilità o di minima flessione espresse dai mercati a termine, interrompendo la pluriennale fase di crescita avviata nel 2010. All'interno di questo scenario di contesto, due ulteriori fenomeni emergono dall'analisi dell'andamento mensile dei prezzi: la conferma del disaccoppiamento tra i prezzi del gas e del petrolio<sup>3</sup> e una lieve riapertura dello spread tra i riferimenti europei del gas (2 €/MWh circa), con PSV e CEGH da un lato (22/23 €/MWh)<sup>4</sup> e TTF e NBP dall'altro (21 €/MWh).

*Drastica diminuzione dei prezzi del gas, sempre meno dipendenti dall'andamento del petrolio*

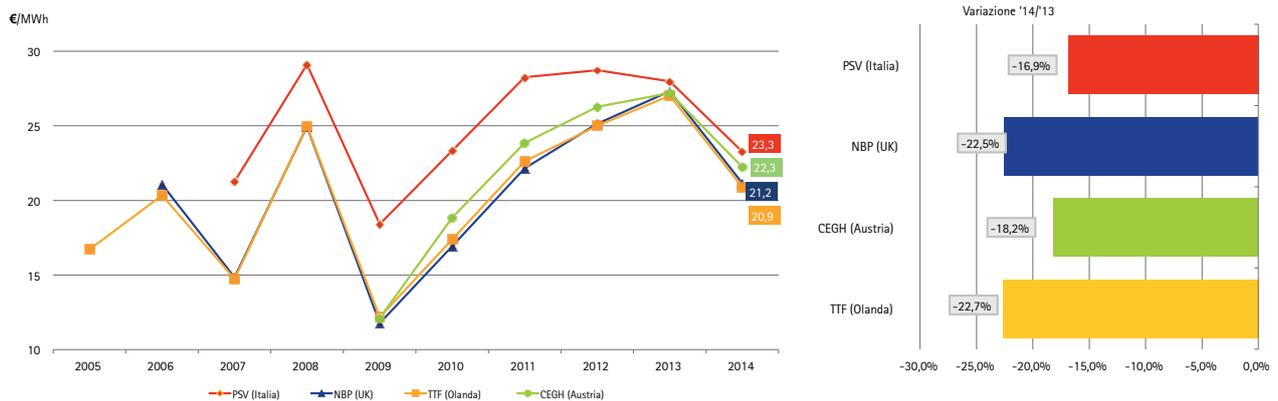
A differenza del greggio, infatti, la consistente contrazione del gas ha interessato prevalentemente la prima parte dell'anno<sup>5</sup>, risultando solo parzialmente mitigata dalla ripresa dell'ultimo quadrimestre, quando invece il Brent aveva già iniziato la sua decisa fase calante. Peraltro, proprio tra settembre e dicembre il differenziale tra gli hub ha toccato il suo livello massimo, per effetto dei più consistenti aumenti rilevati in Italia che hanno favorito un allargamento dello spread del nostro riferimento nazionale non solo dal TTF (circa +3,7 €/MWh), ma anche dal CEGH (circa +1,7 €/MWh), sostanzialmente allineato al PSV invece per il resto del 2014.

3 La correlazione calcolata su base mensile tra le quotazioni del TTF e la media mobile a 9 mesi del Brent convertito in euro è andata progressivamente riducendosi nel quadriennio 2010-2013, passando dall'82% al 19%, per invertire addirittura il segno nel 2014 (-41%).  
 4 Il prezzo giornaliero del PSV rimane sostanzialmente superiore a quello dell'hub austriaco, con alcune sporadiche eccezioni registrate fino ad agosto.  
 5 Nei primi sette mesi dell'anno, il calo rispetto al 2013 è risultato pari al 24% al TTF e al 19% al PSV.

La repentina inversione delle quotazioni del gas indirizza le aspettative dei mercati per l'anno termico in contrattazione verso ipotesi di prezzo decisamente conservative, in linea con i valori registrati nell'ultima parte del 2014. Tale indicazione sembra essere supportata dai dati spot osservati in questo primo scorcio del 2015, che restituiscono valori sui 21/22 €/MWh in Europa centro-settentrionale e sui 24 €/MWh in Italia, confermando il lieve differenziale positivo tra il PSV e il resto del continente (Fig. 2.1.5).

### Prezzi spot sui principali mercati del gas

Fig. 2.1.5



In relazione ai volumi scambiati il 2014 evidenzia segnali di lieve ripresa del trend positivo che il 2013 sembrava aver interrotto, all'interno di mercati, che evidenziano ancora un basso livello di maturità e ampi margini di crescita<sup>6</sup>. Complessivamente le quantità scambiate negli hub europei risentono della sostanziale stabilità delle registrazioni rilevate nel Regno Unito (+3%), risultando il NBP il punto di scambio che raccoglie circa l'84% dell'ammontare complessivo di gas circolato sul continente. Nelle altre aree geografiche, a fronte di un modesto calo in Belgio (-3%), si riscontra una positiva evoluzione delle dinamiche di crescita in Italia, dove le quantità negoziate al PSV salgono al nuovo massimo storico (+22%) e il churn ratio si allinea ai livelli prevalenti in Europa, e in Austria, dove la ripresa degli scambi (+12%), appare tuttavia insufficiente a riportare i volumi sui valori massimi del 2012.

*Negoziazioni di gas in debole ripresa*

In forte crescita, sebbene ancora trascurabile rispetto a quella degli hub, appare la liquidità rilevata sui mercati organizzati, sui quali i volumi complessivamente circolati hanno raggiunto i 142 TWh (+74%). In particolare gli incrementi più consistenti interessano le borse francese e tedesca, salite ai rispettivi massimi storici (53 TWh e 40 TWh), mentre sostanzialmente stabili risultano gli scambi alla PB-Gas italiana, scesa a 39 TWh (-2 TWh) (Tab 2.1.1).

<sup>6</sup> Tale indicazione proviene dall'analisi del churn ratio, il rapporto cioè tra il totale dei volumi scambiati e le effettive nomine degli operatori, ancora basso, e in alcuni casi in calo, su tutti i principali punti di scambio europei.

**Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)**

Tab. 2.1.1

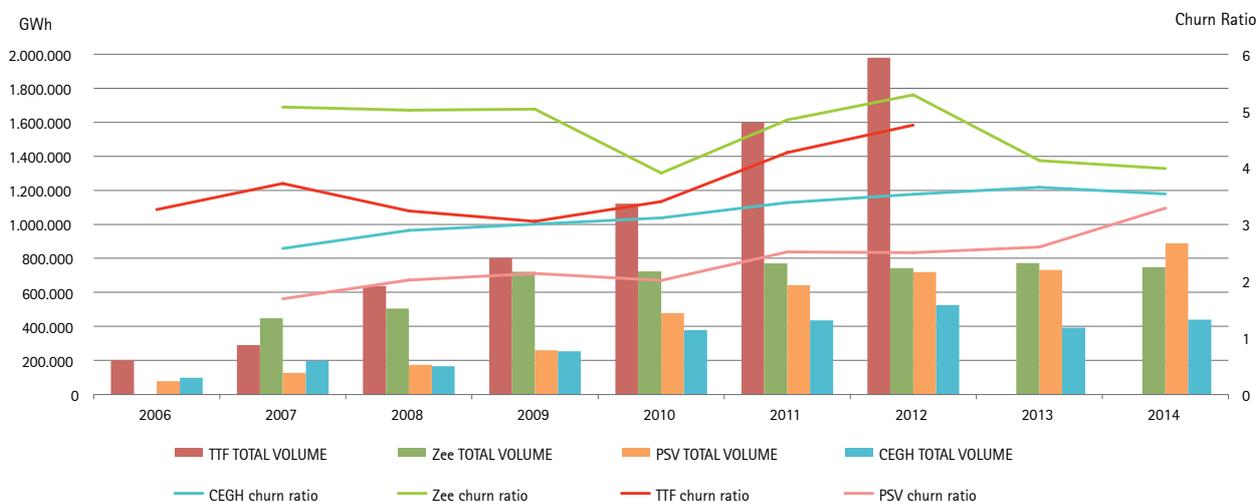
HUB									
Paese	Punto di scambio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 14/13
UK	NBP	-	-	-	-	12.353.458	10.646.731	10.875.335	2%
Belgio	ZTP	505.579	721.205	724.010	769.797	742.462	771.502	747.167	-3%
Olanda	TTF	636.885	803.530	1.122.114	1.597.906	1.979.126	n.d.	n.d.	-
Austria	CEGH	166.020	253.340	378.660	435.010	525.100	393.030	439.892	12%
Italia	PSV	173.741	260.588	479.146	641.135	719.206	730.891	889.518	22%
<b>Totale</b>	-	<b>1.482.224</b>	<b>2.038.663</b>	<b>2.703.930</b>	<b>3.443.849</b>	<b>16.319.351</b>	<b>12.542.154</b>	<b>12.951.912</b>	<b>3%</b>

Borse									
Paese	Borsa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Var. 14/13
Belgio	APX		69	53	168	887	987	327	-67%
Olanda	APX+EEX		1.643	5.632	11.734	1.084	4.051	7.831	93%
Germania	EEX	0	0	0	8.353	11.619	13.427	39.693	196%
Francia	Powernext	833	2.262	8.362	16.217	19.757	22.246	52.853	138%
Austria	CEGH	0	8	778	1.526	2.005	4.790	10.584	121%
Italia	PB-GAS	-	-	-	1.712	34.925	40.833	38.587	-5%
<b>Totale</b>	-	<b>833</b>	<b>3.981</b>	<b>14.825</b>	<b>39.710</b>	<b>70.277</b>	<b>86.335</b>	<b>149.876</b>	<b>84%</b>

**Volumi sui principali hub del gas**

Fig. 2.1.6



In un contesto di domanda ancora bassa, gli effetti della generalizzata contrazione del costo dei combustibili sembrano assorbiti per il secondo anno consecutivo da tutti i principali mercati elettrici europei, caratterizzati ancora da un buon grado di interazione – favorito dalle numerose esperienze di coupling – e da significativi decrementi che spingono i prezzi ben al di sotto delle aspettative e sui valori più bassi dell'ultimo decennio.

*Continua a scendere il prezzo elettrico spot in Europa...*

In particolare le quotazioni si posizionano sui 33/35 €/MWh in Europa continentale (-12/-20%), dove dopo due anni, pur permanendo strutturali differenze tra i rispettivi parchi di generazione, la forbice tra Francia e Germania, sempre più frequentemente unite in coupling, torna a stringersi per effetto di un'attenuazione del differenziale stagionale che le contraddistingue nel periodo di alta domanda<sup>7</sup> (Fig. 2.1.7).

Il prezzo italiano, attestatosi attorno a 52 €/MWh (-17,3%), si conferma più elevato, come conseguenza di un mix di generazione che ha nel gas il suo combustibile di riferimento. Tuttavia l'effetto congiunto di una domanda nazionale che stenta a riprendersi, di una elevata e ormai consolidata quota di fonti rinnovabili entrate nel parco produttivo e, infine, fenomeno nuovo del 2014, della drastica diminuzione della quotazione del gas, creano i presupposti per un possibile ulteriore recupero di competitività dell'energia italiana<sup>8</sup>, che sarà ancora più interessante da valutare alla luce del coupling avviato a febbraio 2015 sulle frontiere francese e austriaca<sup>9</sup> soprattutto nelle stagioni e nei gruppi di ore in cui il riferimento italiano risulta meno distante dalle borse d'oltralpe.

*...l'Italia rimane più alta, ma sempre meno lontana dal resto del continente*

In tal senso, anche se riferiti ad uno dei periodi dell'anno in cui la quotazione francese è tipicamente più alta, appaiono significativi i dati emersi in questo primo mese di funzionamento del meccanismo delle aste implicite sulle suddette frontiere: la zona Nord italiana e la Francia sono risultate, infatti, più spesso unite di quanto non lo siano state la stessa Francia e la Germania (23% e 16% delle ore, rispettivamente) (Fig. 2.1.7).

Rilevanti, in tal senso, anche le indicazioni provenienti dai mercati futures che, se anche per il 2014 hanno sovrastimato di circa 7/10 €/MWh i prezzi effettivamente realizzati su base spot, segnalano per il 2015 aspettative di netta riduzione dello spread tra Italia e Francia, prevedendo dinamiche contrapposte per le quotazioni elettriche dei due paesi<sup>10</sup> (Fig. 2.1.8).

7 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, caratterizzata invece da un mix di generazione più equilibrato (rinnovabile, nucleare, carbone/lignite). Nel 2014 aumenta ulteriormente la frequenza di ore in cui i prezzi orari di Francia e Germania sono risultati uguali (51% contro il 47% del 2013), ma si riduce il differenziale medio esistente tra i due paesi nel semestre ottobre-marzo (5,2 €/MWh circa contro 11,1 €/MWh circa del 2013).

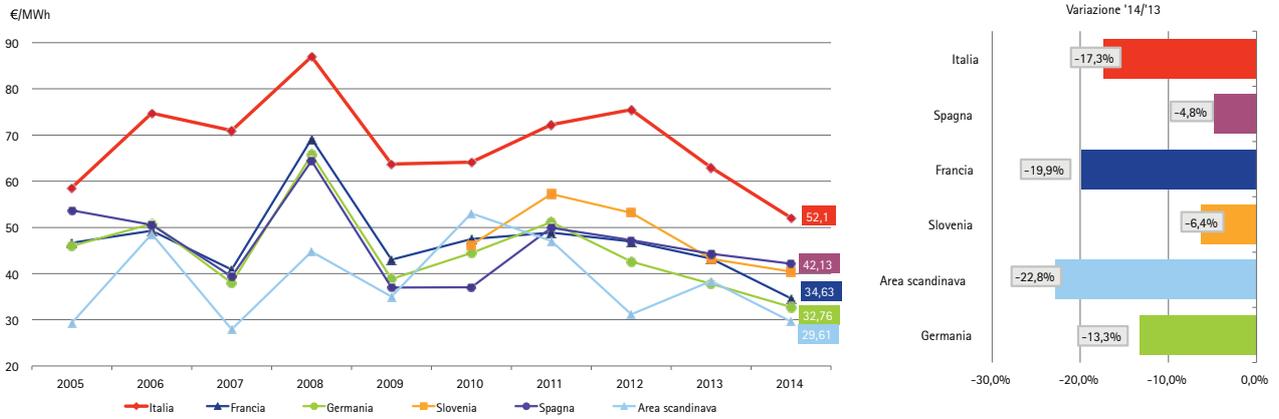
8 Il differenziale tra Italia e Francia, pur rimanendo su valori elevati, si è ridotto di circa 11 €/MWh tra il 2012 e il 2014, passando da 28,5 €/MWh a 17,5 €/MWh.

9 Il coupling con la Francia e l'Austria si aggiunge, come riportato in altre sezioni della Relazione Annuale, a quello già esistente con la Slovenia.

10 Per il 2015 il prezzo dell'energia elettrica in Francia viene stimato attorno ai 40 €/MWh, in crescita di circa 7 €/MWh rispetto al prezzo spot del 2014. Al contempo per l'Italia, a fronte di una quotazione spot del 2014 posizionata attorno ai 52 €/MWh, i mercati a termine prevedono per il 2015 un prezzo in calo attorno ai 50 €/MWh. Ancor più significativa la riduzione del differenziale se si utilizzano i prezzi dei due paesi scambiati a termine a febbraio per l'anno 2016: in tal caso lo spread risulterebbe ancora in calo, in virtù soprattutto dell'ulteriore riduzione prevista per la quotazione futures italiana (47 €/MWh circa).

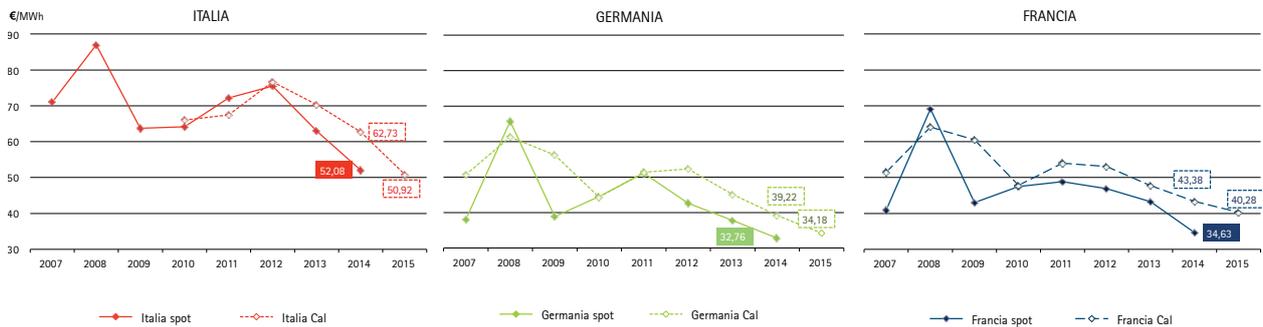
Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee

Fig. 2.1.7



Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload<sup>11</sup>

Fig. 2.1.8



L'andamento osservato dai volumi scambiati su base spot sulle principali borse elettriche sembra riflettere l'andamento a diverse velocità delle economie europee, mostrando una crescita delle negoziazioni sui già capienti mercati scandinavi (343,7 TWh, +4%) e tedeschi (262,9 TWh, +6,8%), un aumento delle contrattazioni in riferimento al mercato francese, il primo dell'ultimo quadriennio (67,8 TWh, +15,6%), e una contrazione degli scambi nell'area mediterranea (Italia: 186 TWh, -10,4%; Spagna: 170,8 TWh, -8,7%)<sup>12</sup>. In particolare, merita rilevare che il calo delle quantità in Italia, dove comunque la liquidità si mantiene sui livelli più alti dell'ultimo quinquennio, rappresenta un ritorno ai livelli del 2012 e riflette in parte un'inversione nelle strategie commerciali degli operatori che sono tornati a scambiare bilateralmente l'energia che lo scorso anno avevano trasferito in borsa (Fig. 2.1.9).

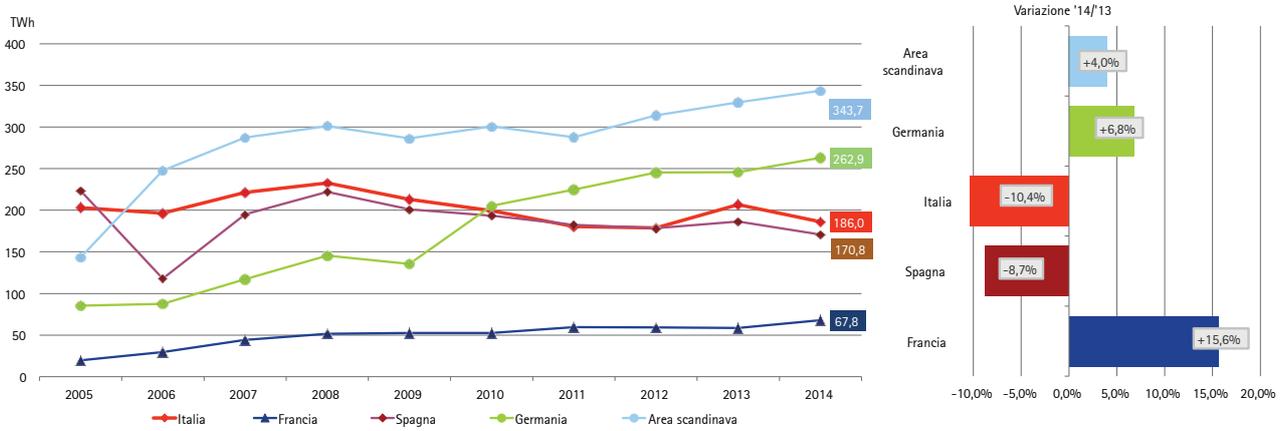
*Volumi elettrici in moderata ripresa con il traino dei paesi dell'Europa centro-settentrionale*

11 Nel grafico si rappresenta il prezzo di settlement del Cal14 nel suo ultimo giorno di contrattazione.

12 Nel 2014, per la prima volta dalla sua istituzione, Epex, la borsa di riferimento per le negoziazioni spot di Germania, Francia, Svizzera e Austria, ha superato Nordpool in termini di volumi annui scambiati (352 TWh vs 343,7 TWh).

Volumi scambiati sulle principali borse spot

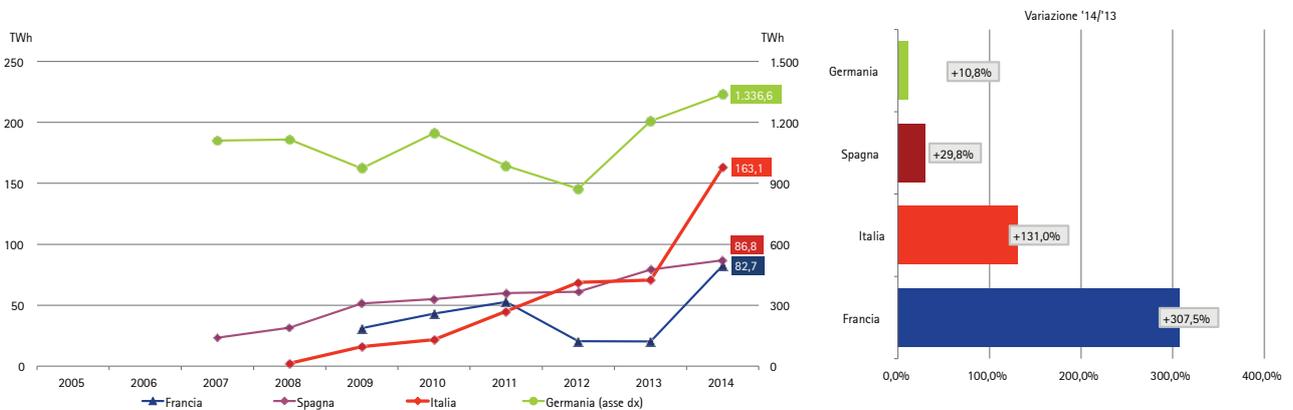
Fig. 2.1.9



Piccole prospettive di rilancio delle economie continentali possono invece desumersi dall'andamento dei volumi osservato sui mercati a termine, caratterizzati ovunque da una crescita delle operazioni. Anche in questo caso è la Germania a fare da traino con i suoi 1.337 TWh (+10,8%) che distanziano notevolmente le quantità negoziate sugli altri paesi, come peraltro storicamente osservato. Tra questi, oltre alla progressiva e moderata crescita rilevata per la Spagna (86,8 TWh, +29,8%), si segnalano la Francia (82,7 TWh, +307,5%) e soprattutto l'Italia per il loro repentino aumento. Nel caso di quest'ultima, la crescita risulta favorita dall'ingresso di nuovi soggetti operanti sul mercato italiano, il cui contributo spinge i volumi futures poco sopra i 163 TWh (+131,5%), ridimensionando così il calo dell'energia contrattata sulle piattaforme del GME<sup>13</sup> (Fig. 2.1.10).

Volumi scambiati sulle principali borse a termine

Fig. 2.1.10



13 Per approfondimenti si rimanda al Par. 2.4.

## APPROFONDIMENTO 2:

### L'estensione del market coupling sulla frontiera settentrionale

A partire dal 24 febbraio il day ahead market coupling dell'Italia con la Slovenia è stato esteso anche alle frontiere francese e austriaca, compiendo così un ulteriore passo verso la realizzazione di quel mercato unico dell'energia indicato dalla Commissione Europea.

La brevità del periodo intercorso<sup>14</sup> dall'allargamento del coupling non consente di evidenziare tendenze significative, così come la particolare finestra temporale interessata – tipicamente connotata da restrizioni o inversioni dei differenziali di prezzo sulla frontiera italiana – suggeriscono cautela nell'estrapolare al futuro i comportamenti evidenziati.

Infine, la recente esperienza del coupling nell'area CWE, che ha visto oscillare sensibilmente nel breve e nel lungo termine sia la frequenza di convergenza dei prezzi sia il differenziale di prezzo, sostanzialmente per effetto delle differenze strutturali tra i due principali mercati<sup>15</sup>, ricorda come il market coupling non può favorire la convergenza se non in mercati i cui fondamentali mostrino andamenti sia pur localmente convergenti. Fatte queste premesse, l'avvio del coupling sulle due nuove frontiere, in linea con le attese, non sembra aver ancora prodotto effetti rilevanti sui differenziali di prezzo e sull'uso delle interconnessioni in causa: la capacità in importazione sulle tre frontiere continua infatti ad essere utilizzata in import nel 99,29% delle ore<sup>16</sup>, con differenziali di prezzo mediamente positivi e compresi tra i 9 €/MWh e i 20 €/MWh a seconda della frontiera (Tabella 1), che tendono a riflettere il differenziale di costo di generazione tra i diversi sistemi. Meno esplicativo il dato relativo alla quota dei volumi allocati implicitamente attraverso il market coupling rispetto al totale dell'import netto di ciascuna frontiera, che si attesta su valori sensibilmente elevati (tra il 82,47% e il 99,32% in media a seconda della frontiera). Considerando che sulle frontiere accoppiate circa 3.500 MW medi orari erano stati allocati attraverso le aste esplicite annuali e mensili<sup>17</sup>, ciò evidenzia come un 84% circa di tale capacità sia stato effettivamente riallocato attraverso le aste implicite, beneficiando delle "clausole use it or sell it" che assistono i contratti a termine di capacità e che consentono di utilizzare questi stessi come strumenti di copertura.

Il dato più interessante, tuttavia, emerge guardando alla struttura dei dati orari, che suggerisce come i differenziali medi di prezzo positivi incorporino una frequenza di convergenza dei prezzi più rilevante sulla frontiera francese (31% delle ore). In particolare, nel primo mese di coupling tale convergenza si è manifestata prevalentemente durante le ore di basso carico<sup>18</sup>, quando i prezzi del Nord risultavano più contenuti nel profilo orario, ed è parsa attribuibile più alla perdita di competitività del riferimento francese che a un guadagno in efficienza di quello italiano: la quotazione EPEX France infatti, piuttosto stabile nei mesi più freddi del 2014 attorno ai 40 €/MWh, ha segnato nei primi mesi del 2015 ripetuti rialzi su base tendenziale che assumono i valori più elevati a febbraio e a marzo (+23/+30%). Al contrario, nel mese di aprile la situazione si è ribaltata, con una frequenza media di allineamento che nelle ore di picco raggiunge il 39%, contro l'equivalente del fuori picco pari al 26%. Un certo grado di convergenza si registra anche sulla frontiera austriaca, sebbene con

14 Il campione analizzato fa riferimento al periodo con data flusso compresa tra il 25 febbraio e il 30 aprile 2015

15 Il mercato tedesco si caratterizza per una maggior penetrazione della produzione eolica, mentre quello francese risente maggiormente di limitazioni nella disponibilità di offerta soprattutto nel periodo invernale. L'effetto di queste differenze è risultato ad esempio molto evidente nel passaggio d'anno, quando nell'ultimo trimestre del 2014 il differenziale di prezzo tra i due mercati ha raggiunto i 6 €/MWh, salvo raddoppiarsi nei primi mesi del 2015

16 Si registra un export netto per un totale di 33 ore sulle 1.559 totali, mai sovrapposte (6 verso la Slovenia, 23 verso la Francia e 4 verso l'Austria)

17 Tale capacità risulta distribuita sulle tre frontiere accoppiate in coupling con l'Italia al seguente modo: Francia circa 2.800 MW medi orari, Austria 300 MW circa e Slovenia 400 MW circa medi orari, con una relativa riallocazione in asta implicita rispettivamente pari all'83%, al 70% e al 99% (elaborazione dati fonte <http://www.casc.eu/en/Market-data/Long-Term-Auctions-Results>)

18 Nei mesi di febbraio-marzo, l'accoppiamento sulla frontiera italo-francese raggiunge il massimo orario alle ore 3 (60%)

una intensità molto minore (1,54%), coerentemente col fatto che i riferimenti di questo paese coincidono con i livelli di prezzo sensibilmente inferiori del mercato tedesco.

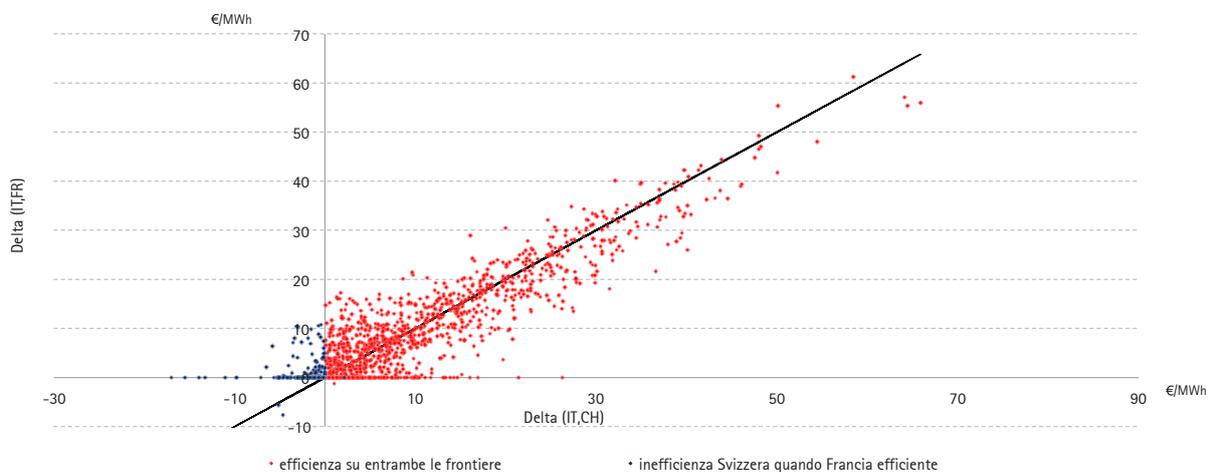
Questi dati evidenziano come la sincronizzazione dei mercati, pur senza alterare le convenienze di fondo legate a fenomeni strutturali, sia già in grado di promuovere una loro convergenza in ore in cui, assente la sincronizzazione, i mercati avrebbero mostrato risultati discordi e potenzialmente inefficienti.

Esplicativo in tal senso, è il confronto con gli esiti registrati sulla frontiera svizzera, attraverso la quale transita larga parte dell'energia di provenienza francese, ma che ad oggi risulta ancora gestita esclusivamente attraverso aste esplicite. A tal proposito, i dati confermano l'intrinseca inefficienza del meccanismo delle aste esplicite, che allocano sulla frontiera svizzera la capacità in maniera opposta al differenziale di prezzo nel 15% delle ore e in misura subottimale rispetto al differenziale nel 54% delle ore. Si evidenzia, inoltre, come con una certa frequenza, sebbene limitata (3%), l'Italia abbia correttamente importato dalla Francia a prezzi di poco<sup>19</sup> inferiori a quelli ai quali ha importato in maniera invece inefficiente dalla Svizzera (Grafico 1). Tale fenomeno appare legato soprattutto alla presenza costante di diverse offerte in acquisto sulla frontiera svizzera, connotate da una elevata volatilità nel profilo orario non sempre evidentemente connesse agli esiti di mercato. Da ultimo merita rilevare come, nelle ore caratterizzate da convergenza di prezzo tra la zona Nord e una o più delle frontiere limitrofe, l'integrazione tra mercato italiano e mercato europeo sembri limitata alla zona Nord ed al mercato francese: sul lato italiano, infatti, l'integrazione si estende anche alle altre zone peninsulari solo nel 16% delle ore (4% se si considera la penisola unita alla Sicilia, fenomeno questo di per sé più raro), mentre lato europeo si estende anche ai mercati olandese o belga solo nel 4% delle ore<sup>20</sup>.

Tab.1. Volumi, differenziali, quote e frequenze sulle tre frontiere accoppiate con l'Italia – date flusso 25.02.2015 – 30.04.2015

	Import (GWh)	Export (GWh)	Import Netto (GWh)	Import netto su totale	Import Coupling su Import totale	Delta Prezzo (€/MWh)	Frequenza unione	Frequenza diff. Negativo
Francia	3.461,35	17,78	3.443,57	37%	82,47%	8,64	30,66%	0,19%
Slovenia	842,61	0,28	842,33	9%	99,32%	14,74	21,81%	0,00%
Austria	394,21	0,54	393,67	4%	80,36%	19,78	1,54%	0,06%
Svizzera	4.517,63	59,58	4.458,05	48%	-	8,78	0,13%	14,75%
Totale	9,215,81	78,18	9,137,62,1	99%	-	-	-	-

Fig.1. Confronto tra differenziali di prezzo tra Italia e Francia e Italia e Svizzera nell'ipotesi di utilizzo economico e antieconomico della capacità sulla frontiera svizzera



19 Si intende un differenziale tra Francia e Svizzera – peraltro sempre negativo – inferiore in valore assoluto a 1 €/MWh.

20 Solo nel 10% o nell'1% delle ore rispettivamente due o più delle frontiere accoppiate con l'Italia risultano contemporaneamente allineate al Nord.

## 2.2 MERCATI ELETTRICITÀ

### 2.1 Il mercato del giorno prima (MGP)

Nel 2014 la generalizzata diminuzione del costo dei combustibili e l'ormai consolidata espansione della produzione rinnovabile favoriscono in tutta Europa una significativa flessione delle quotazioni elettriche, scese quasi ovunque ai livelli minimi dell'ultimo decennio. In Italia il PUN si attesta a 52,08 €/MWh, valore più basso dall'avvio del mercato, mostrando un differenziale dai paesi limitrofi ancora elevato, ma in calo. In tal senso, la prevista ulteriore contrazione del costo dei combustibili fossili rafforza, nelle aspettative espresse dai futures per gli anni a venire, la prospettiva di un progressivo recupero di competitività dell'energia elettrica nazionale, in un mercato elettrico europeo sempre più integrato e reso più efficiente dall'estensione del meccanismo di coupling ad un numero crescente di frontiere.

*In Europa dinamiche ribassiste e prospettive di crescente integrazione*

Il calo al minimo storico del PUN si realizza in virtù della seconda pesante flessione tendenziale consecutiva (-17,3%), dinamica che assorbe solo in parte fenomeni ormai consolidati, quali la debolezza della domanda elettrica e la crescita dell'offerta rinnovabile, riflettendo principalmente la diminuzione dei costi di generazione a gas, combustibile di riferimento del parco di generazione nazionale, ancora nel 2014 disancorati dal petrolio e più allineati ai prezzi, sostanzialmente convergenti e in significativa diminuzione, rilevati agli *hub* europei<sup>21</sup>. La stretta correlazione tra PUN e PSV, molto alta tra il 2008 e il 2011 per effetto del comune ancoraggio alle quotazioni del petrolio e drasticamente ridottasi nel biennio successivo per effetto del progressivo decoupling tra gas e petrolio, è tornata ad essere molto elevata nel 2014 (83%)<sup>22</sup>, riflettendo però questa volta una connessione autonoma e diretta tra valori spot di power e commodity sottostante (nel nostro caso il gas). Un dato, questo, in linea con le logiche prevalenti nei mercati maturi, che apre prospettive interessanti alla convergenza delle quotazioni transfrontaliere in regime di market coupling. La propensione al ribasso dei costi di generazione del parco termoelettrico italiano sembra peraltro destinata a durare, o comunque a non invertirsi, alimentata da aspettative sui principali riferimenti utilizzati nelle formule di indicizzazione che non mostrano segnali di ripresa dei prezzi, nel caso del gas scambiato agli *hub*, o che dipingono scenari di deciso ridimensionamento delle quotazioni, nel caso del greggio (Fig. 2.2.1, Fig. 2.2.2).

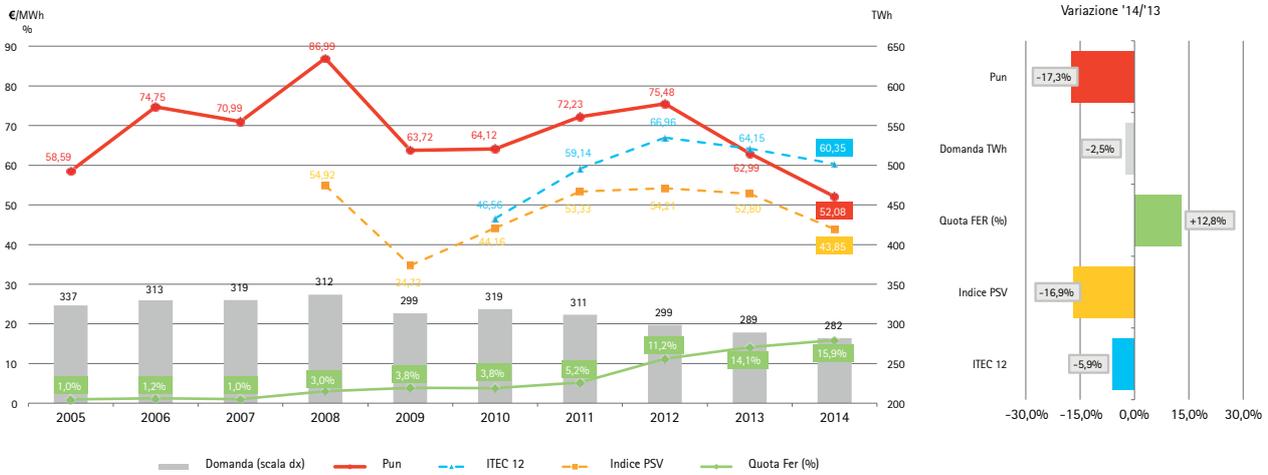
*PUN ancora in calo, pesano la riduzione del gas...*

21 Tale fenomeno rappresenta la naturale conseguenza dell'avanzamento del processo di rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo periodo, sempre più frequentemente indicizzati alle quotazioni gas a pronti in luogo delle tradizionali formule basate sui prodotti petroliferi in una fase storica caratterizzata da un elevato livello del prezzo di questi ultimi.

22 Le correlazioni sono state calcolate considerando le serie storiche delle medie mobili giornaliere ad 1 mese del PUN e del PSV e della media mobile giornaliera a 9 mesi del Brent. La correlazione media annua nel periodo 2009-2011 risultava pari a 82% tra il PUN e il PSV e a 87% tra il PSV e il Brent. Nel 2014, a fronte di una correlazione pari a 83% tra il PUN e il PSV, la correlazione tra il PSV e il Brent è risultata addirittura negativa.

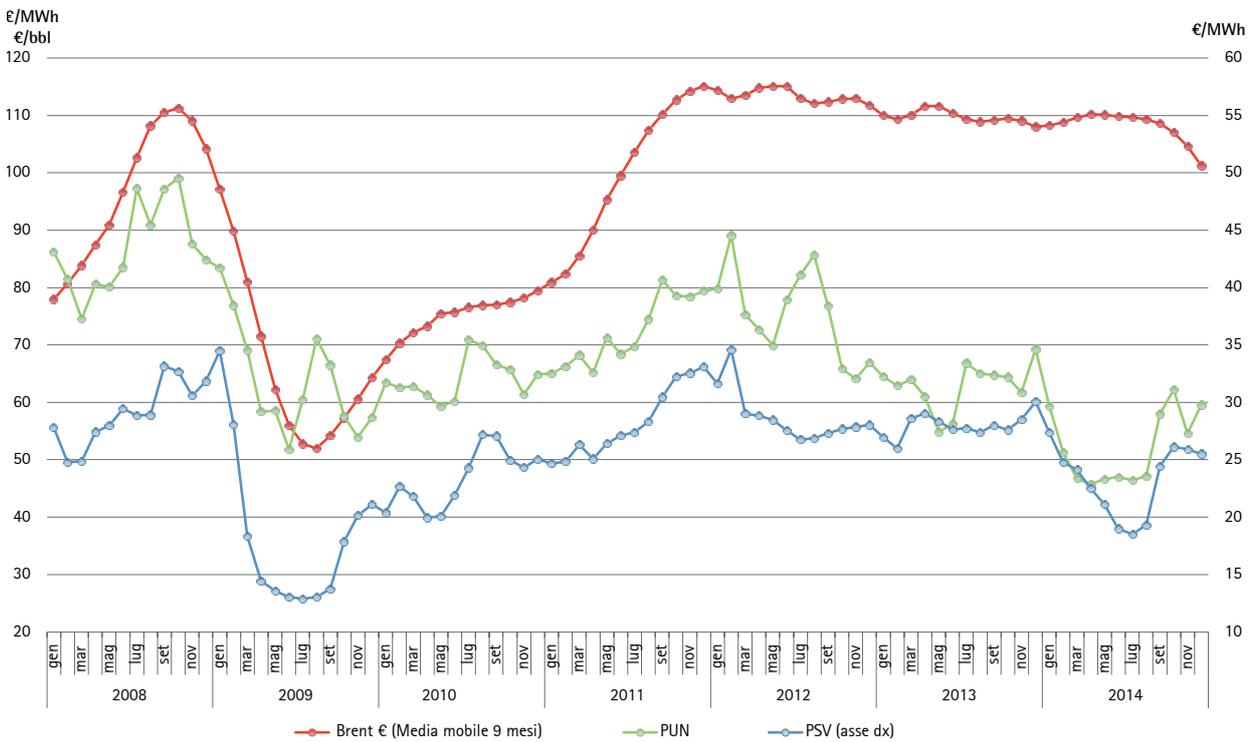
Andamento del Pun e delle sue determinanti<sup>23</sup>

Fig. 2.2.1



Andamento mensile del Pun e del PSV

Fig. 2.2.2



23 Il dato relativo alla quota FER si riferisce alle fonti eoliche e solare.

Nel 2014, all'interno di un quadro economico ancora debole (PIL: -0,4%) ed in presenza di un avanzamento dei processi di efficientamento energetico, la domanda di energia elettrica sul MGP tocca il suo nuovo minimo storico (318 TWh, - 3,5%), proseguendo nel percorso al ribasso che nell'ultimo quinquennio l'ha portata a calare di circa 30 TWh, mentre il livello e la quota di domanda attiva (quella offerta fornendo una indicazione di prezzo) permangono sostanzialmente sui valori più alti di sempre, a conferma di una maggiore propensione dei consumatori a mettere in atto strategie di acquisto più prudenti rispetto al passato. In tale contesto i volumi scambiati sul MGP segnano un nuovo minimo storico a 282 TWh, allungando la serie negativa di ribassi iniziata nel 2009. Tale contrazione (-2,5% sul 2013) trova riscontro nella variazione della richiesta elettrica rilevata da Terna (-3,0%), con un rapporto tra volumi commerciali e volumi fisici che nell'ultimo triennio pare stabilizzatosi attorno al 91%, a testimonianza del consolidamento degli effetti che la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili ha prodotto in termini di aumento degli autoconsumi non passanti per il mercato *day-ahead*.

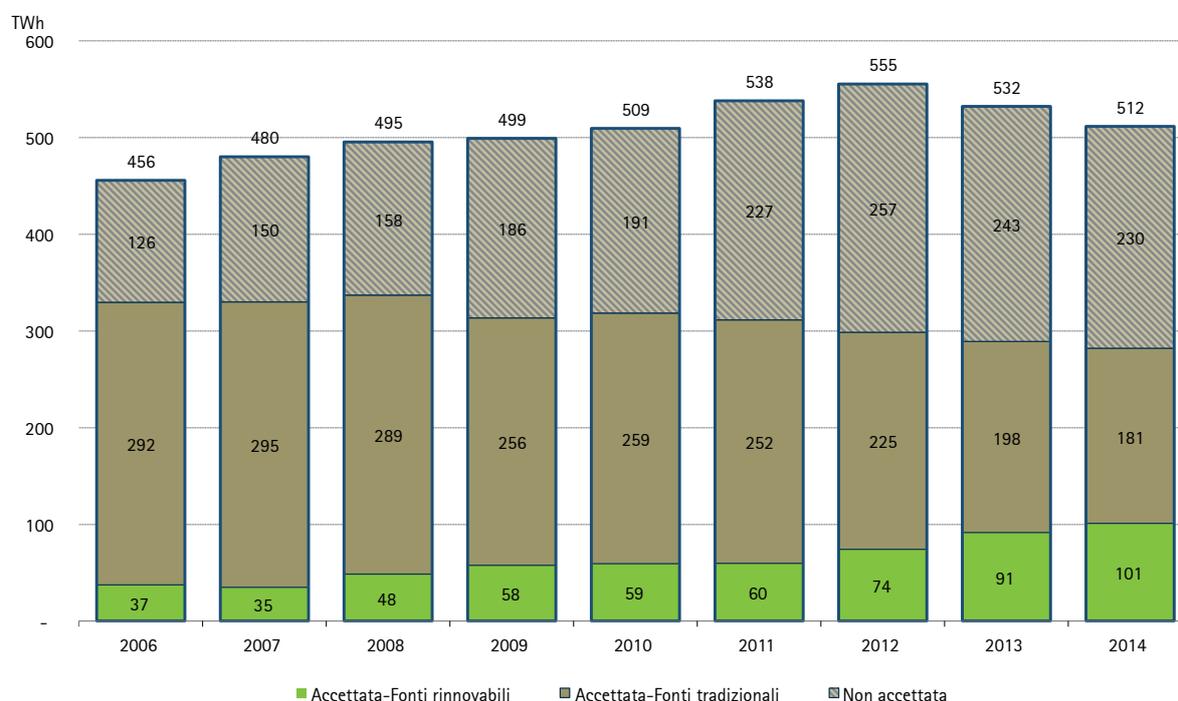
*...una domanda elettrica ai minimi storici...*

I volumi provenienti da impianti rinnovabili, infatti, ancora nel 2014, pur rallentando nel ritmo di crescita, registrano un nuovo aumento e si attestano al livello più alto di sempre (101 TWh, +10,4%), superando per la prima volta le vendite degli impianti a ciclo combinato in ulteriore drastico calo (75,1 TWh, -18,8%). La crescita rinnovabile appare trainata dalle fonti idraulica e solare che, con incrementi in doppia cifra sul 2013, salgono ai massimi storici pari rispettivamente a 51 e 30 TWh. Si intensifica così il processo di progressiva erosione dello spazio di mercato del parco termoelettrico, compresso tra la flessione della domanda e il consolidamento della generazione rinnovabile: in una tale situazione di *overcapacity*, in cui i volumi complessivamente offerti nel sistema scendono ulteriormente a 512 TWh (-3,8%), e in cui anche le offerte di vendita a prezzo zero risultano sempre più frequentemente rifiutate (da 0,4 TWh a 2,5 TWh tra il 2010 e il 2014), le vendite degli impianti termoelettrici nazionali calano, infatti, attorno a 131 TWh, esprimendo una quota di mercato di 12 p.p. inferiore a quella posseduta solo due anni prima (2014: 46%; 2012: 58%). (Fig. 2.2.3, Tab. 2.2.1, Tab. 2.2.2)

*...e il consolidamento dell'offerta rinnovabile che comprime lo spazio per la generazione termoelettrica*

## Offerta su MGP

Fig. 2.2.3



## Andamento dei volumi sul MGP

Tab. 2.2.1

TWh	2010	2011	2012	2013	2014	Variazione '14/'13
<b>Richiesta Terna</b>	330,5	334,6	328,2	318,5	309,0	-3,0%
<b>Domanda</b>	345,1	338,2	330,5	329,8	318,2	-3,5%
con indicazione di prezzo	28,3	28,2	34,8	46,5	44,8	-3,5%
rifiutata	26,4	26,6	31,8	40,6	36,0	-11,2%
<b>Acquisti</b>	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	-2,5%
% su richiesta Terna	96,4%	93,1%	91,0%	90,8%	91,3%	0,5%
<b>Offerta</b>	509,5	538,1	555,4	532,1	511,7	-3,8%
<b>Vendite</b>	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	-2,5%
a prezzo zero	218,4	210,0	201,8	214,7	212,7	-0,9%

## Vendite per fonte e tecnologia

Tab. 2.2.2

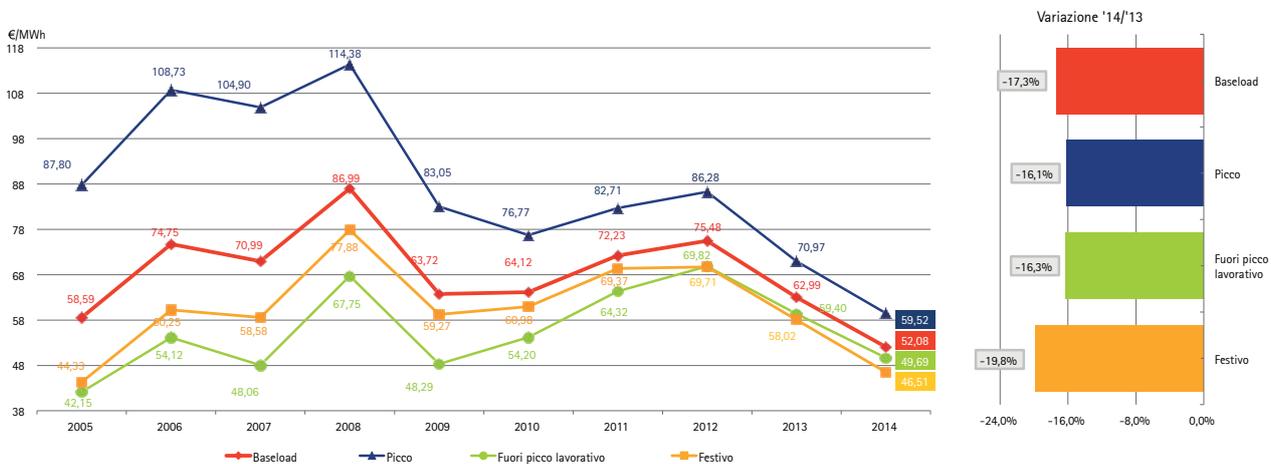
TWh	2010	2011	2012	2013	2014	Variazione '14/'13
<b>Fonti tradizionali</b>	204,6	197,9	175,1	147,9	130,6	-11,7%
Ciclo combinato	149,6	138,5	113,8	92,5	75,1	-18,8%
Carbone	24,4	29,3	32,3	26,2	25,0	-4,5%
Altro	30,6	30,1	29,0	29,3	30,5	4,1%
<b>Fonti rinnovabili</b>	59,5	59,5	74,1	91,4	100,9	10,4%
Idraulica	42,2	37,9	35,2	45,3	50,5	11,5%
Idrico fluente	24,6	23,4	22,3	27,0	31,3	15,9%
Idrico modulazione	17,6	14,5	12,9	18,3	19,2	4,9%
Geotermica	5,1	5,4	5,3	5,3	5,6	4,3%
Eolico	5,6	7,2	10,3	14,1	14,6	3,9%
Solare e altre	6,6	9,1	23,3	26,7	30,2	13,1%
<b>Pompaggio</b>	5,8	4,1	3,0	3,3	3,6	7,2%
<b>TOTALE</b>	269,8	261,6	252,1	242,7	235,0	-3,2%
<b>Estero</b>	48,8	49,9	46,5	46,5	46,9	1,0%
<b>TOTALE VENDITE</b>	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	-2,5%

Il calo osservato sul Pun interessa in maniera analoga i singoli gruppi di ore. I dati rivelano diminuzioni tali da spingere le quotazioni in tutti i blocchi orari al nuovo minimo storico o a ridosso di esso. In particolare nelle ore di picco il prezzo è sceso a 59,52 €/MWh, evidenziando una contrazione identica a quella del fuori picco lavorativo (49,69 €/MWh, -16,3%), posizionato negli ultimi tre anni su valori lievemente superiori a quelli registrati dal PUN nei giorni festivi (46,51 €/MWh, -19,8%). Si perpetuano, inoltre, gli effetti legati alla diffusione della nuova potenza rinnovabile, manifestatisi in particolare nel processo di convergenza tra PUN di picco e PUN fuori picco lavorativo, il cui rapporto è progressivamente calato per stabilizzarsi intorno a 1,2 nel biennio 2013-14, valore tra i più bassi in Europa (Fig. 2.2.4, Fig. 2.2.7).

Dinamiche comuni nei singoli gruppi di ore

Pun medio annuale per gruppi di ore

Fig. 2.2.4



L'evoluzione dei prezzi di vendita zonal conferma nelle dinamiche il quadro già emerso a livello nazionale, incorporando differenze nei livelli che appaiono legate al diverso peso assunto localmente dalla contrazione della domanda e dalla nuova crescita dell'offerta rinnovabile.

Prezzi zionali convergenti ed ai minimi storici, spread tra Nord e Sud in calo, la Sicilia rimane lontana

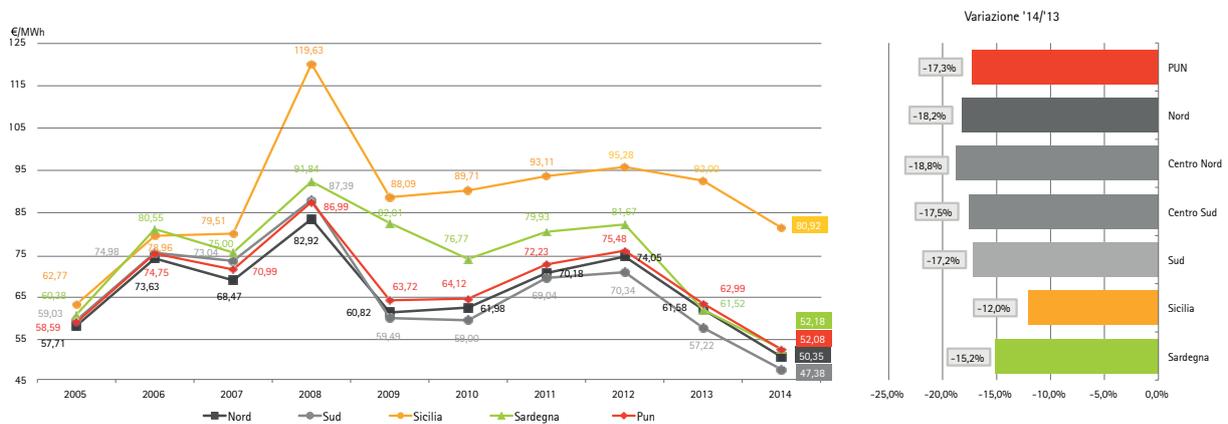
In particolare, i prezzi di vendita delle zone continentali denotano una sostanziale convergenza come già nel 2013 attestandosi sui livelli più bassi di sempre (47/52 €/MWh), con ribassi superiori al 15% rispetto all'anno precedente. Da registrare come nel 2014 il differenziale tra i prezzi delle zone Nord e Sud, progressivamente allargatosi nel tempo sotto la spinta della più rapida espansione dell'offerta rinnovabile del meridione, registri la prima diminuzione dal 2011 (2,97 €/MWh, -1,4 €/MWh). Tale riduzione si concentra prevalentemente nell'ultimo trimestre dell'anno, quando lo spread tra le due zone si inverte (Nord-Sud: -0,46 €/MWh), in virtù del maggior apporto di energia rinnovabile (idrica in particolare) e di import dall'estero riscontrato al Nord. Tuttavia, la natura di questi fenomeni sembrerebbe transitoria e congiunturale e, quindi, non tale da far prospettare una significativa variazione della tendenza del differenziale per i prossimi anni<sup>24</sup>.

24 Il primo trimestre del 2015 evidenzia un livello di prezzo del Nord più alto di quello del Sud di circa 2,6 €/MWh.

Rispetto alle dinamiche dei prezzi isolani, il 2014 consolida l'allineamento della *Sardegna* ai più bassi livelli espressi dal continente: solo 5 €/MWh separano il prezzo medio dell'isola da quello del *Sud* (erano oltre 20 €/MWh nel 2009). Appaiono pertanto definitivamente risolte le sporadiche criticità del passato connesse ad alcune ore di scarsità d'offerta e ridotta capacità sui transiti con il continente. Fenomeni sostanzialmente immutati si rilevano viceversa in *Sicilia*, il cui prezzo (81 €/MWh, -12%) scalfisce appena il delta prezzo con la zona più competitiva che pertanto resta sopra i 30 €/MWh. Nel 2014 l'isola separa in import dal continente nell'83% delle ore con un differenziale medio rispetto al PUN di 36 €/MWh, ma prossimo a 60 €/MWh in presenza di un'offerta interna più scarsa (circa il 20% delle ore)<sup>25</sup> (Fig. 2.2.5, Tab. 2.2.3, Tab. 2.2.4, Tab. 2.2.5).

## Prezzi zonal medi annui sul MGP

Fig. 2.2.5



## Volumi zonal sul MGP - Anno 2014

Tab. 2.2.3

TWh	Acquisti		Vendite		Offerta		Domanda		Offerte rigettate	
<b>Nord</b>	159,9	(-0,1%)	156,5	(-0,0%)	235,0	(-2,0%)	113,2	(-4,2%)	121,7	(+0,1%)
<b>Centro Nord</b>	28,1	(-6,4%)	25,9	(-9,3%)	36,1	(+8,2%)	18,4	(-0,2%)	17,7	(+18,6%)
<b>Centro Sud</b>	42,5	(-6,1%)	40,6	(-8,3%)	64,7	(-16,6%)	28,9	(-4,4%)	35,7	(-24,4%)
<b>Sud</b>	26,9	(+2,6%)	26,0	(+1,1%)	76,6	(-7,2%)	47,8	(+0,5%)	28,8	(-17,6%)
<b>Sicilia</b>	18,7	(-4,9%)	18,0	(-6,6%)	33,4	(+1,2%)	16,9	(-7,0%)	16,5	(+11,1%)
<b>Sardegna</b>	11,7	(+6,4%)	11,4	(+4,8%)	15,9	(-0,0%)	9,8	(-3,2%)	6,1	(+5,6%)
<b>Esterio</b>	30,5	(-18,8%)	3,5	(-8,5%)	50,0	(+0,2%)	46,9	(+1,0%)	3,1	(-11,0%)
<b>Italia</b>	318,2	(-3,5%)	282,0	(-2,5%)	511,7	(-3,8%)	282,0	(-2,5%)	229,7	(-5,5%)

()Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

<sup>25</sup> Tale spread si è drasticamente ridotto (riducendosi a poco meno di 9 €/MWh nel primo trimestre 2015) con l'entrata in vigore della delibera 521/2014/R/Eel dell'AEEGSI, che stabilisce di fatto un regime amministrato per gli impianti rilevanti dell'isola sino alla messa in servizio del cavo Sorgente Rizziconi.

## Vendite zonali per fonte e tecnologia - Anno 2014

Tab. 2.2.4

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	6.132	-20,2%	712	-6,4%	2.133	-5,3%	3.738	-0,4%	1.354	-12,8%	836	-5,1%
Gas	4.079	-24,6%	608	-8,4%	394	-41,7%	1.789	-8,3%	1.253	-11,2%	499	+3,1%
Carbone	983	-20,4%	29	-22,4%	1.523	+13,3%	-	-	-	-	324	-14,0%
Altre	1.070	+2,5%	75	+24,8%	217	-7,0%	1.949	+8,1%	101	-28,8%	13	-34,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	6.440	+17,2%	1.387	+3,3%	1.119	-1,5%	1.716	+2,6%	571	+10,6%	284	+3,3%
Idraulica	4.538	+14,3%	385	+1,8%	465	+2,6%	274	-2,1%	63	+47,6%	41	-15,9%
Geotermica	-	-	635	+4,4%	-	-	0	-96,1%	-	-	-	-
Eolica	7	-29,4%	15	+11,9%	285	-5,0%	870	+5,2%	335	+11,3%	158	+0,9%
Solare e altre	1.896	+25,3%	352	+2,6%	369	-3,8%	572	+1,3%	173	+0,4%	85	+21,9%
<b>Pompaggio</b>	353	+14,6%	1	+52,2%	50	-23,7%	-	-	1	-63,7%	2	-36,1%
<b>Totale</b>	12.926	-4,2%	2.100	-0,2%	3.303	-4,4%	5.454	+0,5%	1.926	-7,0%	1.123	-3,2%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

## Variabili rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia

Tab. 2.2.5

	Transito ROSN-SICI	Offerta rifiutata				Totale		
		Alta (>1.476 MWh)		Bassa (>1.476 MWh)				
Ore in cui la Sicilia è meno competitiva	<i>Inibito</i>	% ore	0,4%	(1,4%)	0,8%	(1,9%)	1,2%	(3,4%)
		Delta Pun (€/MWh)	53,84	(+45,24)	73,57	(+80,12)	67,56	(+65,27)
	<i>Non inibito</i>	% ore	63,4%	(52,4%)	18,7%	(29,6%)	82,1%	(82,0%)
		Delta Pun (€/MWh)	29,59	(+26,18)	56,47	(+48,42)	35,70	(+34,20)
<b>Totale</b>	% ore	63,8%	(53,9%)	19,5%	(31,5%)	83,3%	(85,4%)	
	Delta Pun (€/MWh)	29,73	(+26,69)	57,20	(+50,37)	36,16	(+35,43)	
Ore in cui la Sicilia è più competitiva	<b>Totale</b>	% ore	16,3%	(13,9%)	0,4%	(0,7%)	16,7%	(14,6%)
		Delta Pun (€/MWh)	-8,07	(-9,24)	7,18	(+4,75)	-7,71	(-8,54)
<b>Totale</b>	<b>Totale</b>	% ore	80,1%	(67,7%)	19,9%	(32,3%)	100,0%	(100,0%)
		Delta Pun (€/MWh)	22,03	(+19,33)	56,22	(+49,33)	28,84	(+29,01)

()Tra parentesi i valore dell'anno precedente

La concentrazione dell'offerta rinnovabile al meridione, soprattutto in termini di quota sulla domanda locale, produce impatti anche su altri indicatori di prezzo. In prima battuta, determina una differenza di volatilità, che nel 2014 al Nord si conferma sui livelli del PUN (8%), mentre al Sud continua a crescere allineandosi a quella delle zone insulari, storicamente più elevata (attorno al 18%).

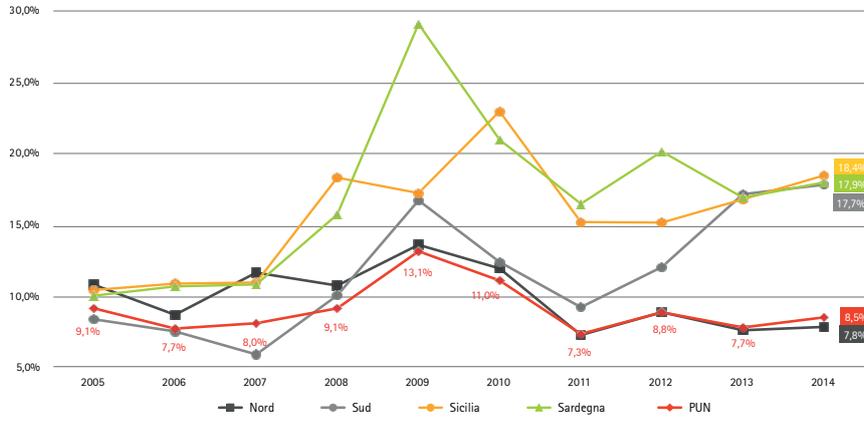
Si confermano dinamiche locali differenziate in termini di volatilità, profilo orario e prezzi minimi

In secondo luogo, favorisce un rapporto tra prezzi di picco e fuori picco, più basso sulle isole e al Sud (1,07/1,15) di quanto non risulti al Nord (1,25).

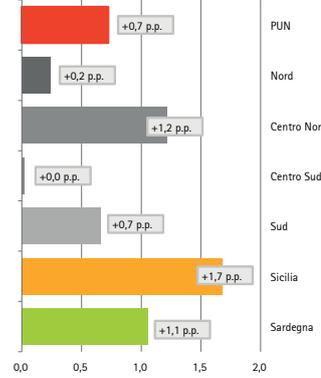
Infine il deciso impatto ribassista che la produzione fotovoltaica esercita sui prezzi nelle ore diurne ha favorito sia la riduzione del differenziale di questi ultimi dai prezzi notturni, con un aumento del numero di sessioni del MGP in cui i prezzi diurni risultano mediamente inferiori a quelli notturni, sia una crescita della frequenza di azzeramento delle quotazioni orarie, fenomeno che nel 2014 si è fortemente intensificato rispetto al passato, interessando tutte le zone tranne il Nord (Sud: +50 ore, Sicilia: +72 ore) (Fig. 2.2.6, Fig. 2.2.7, Tab. 2.2.6).

Volatilità dei prezzi

Fig. 2.2.6



Variazione '14/'13

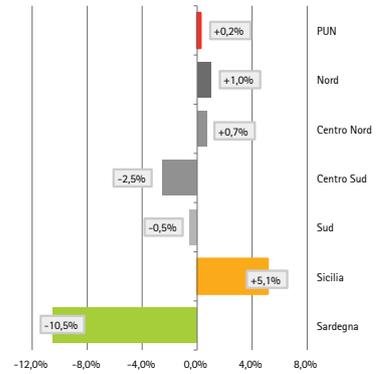


Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative

Fig. 2.2.7



Variazione '14/'13



## Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni sul MGP

Tab. 2.2.6

	PUN		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
N° ore con prezzo a zero	-	(2)	-	(4)	61	(20)	71	(48)	139	(89)	71	(48)	163	(91)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(1)	-	(2)	21	(9)	25	(15)	37	(24)	25	(15)	42	(28)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	106	(86)	82	(74)	114	(107)	132	(107)	160	(141)	162	(116)	106	(113)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	29,0%	(23,6%)	22,5%	(20,3%)	31,2%	(29,3%)	36,2%	(29,3%)	43,8%	(38,6%)	44,4%	(31,8%)	29,0%	(31,0%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni, €/MWh	-6,90	(-14,92)	-7,08	(-16,11)	-8,26	(-14,69)	-8,34	(-14,85)	-9,03	(-14,64)	-14,18	(-15,63)	-13,87	(-14,19)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Il 2014 non sembra presentare variazioni di rilievo in termini di concentrazione del mercato. Il miglioramento della competitività rilevato nel corso degli ultimi anni, favorito, tra l'altro, dalle trasformazioni del parco di generazione e dallo strutturale calo della domanda, sembra ormai assorbito dai principali indicatori, le cui modeste variazioni appaiono riconducibili ad un ulteriore consolidamento delle dinamiche in atto (CR3, CR5, ITM Ccgt) o a fenomeni prettamente locali (IORq).

*Concentrazione del mercato: lieve peggioramento degli indicatori ma cala il peso dei maggiori operatori*

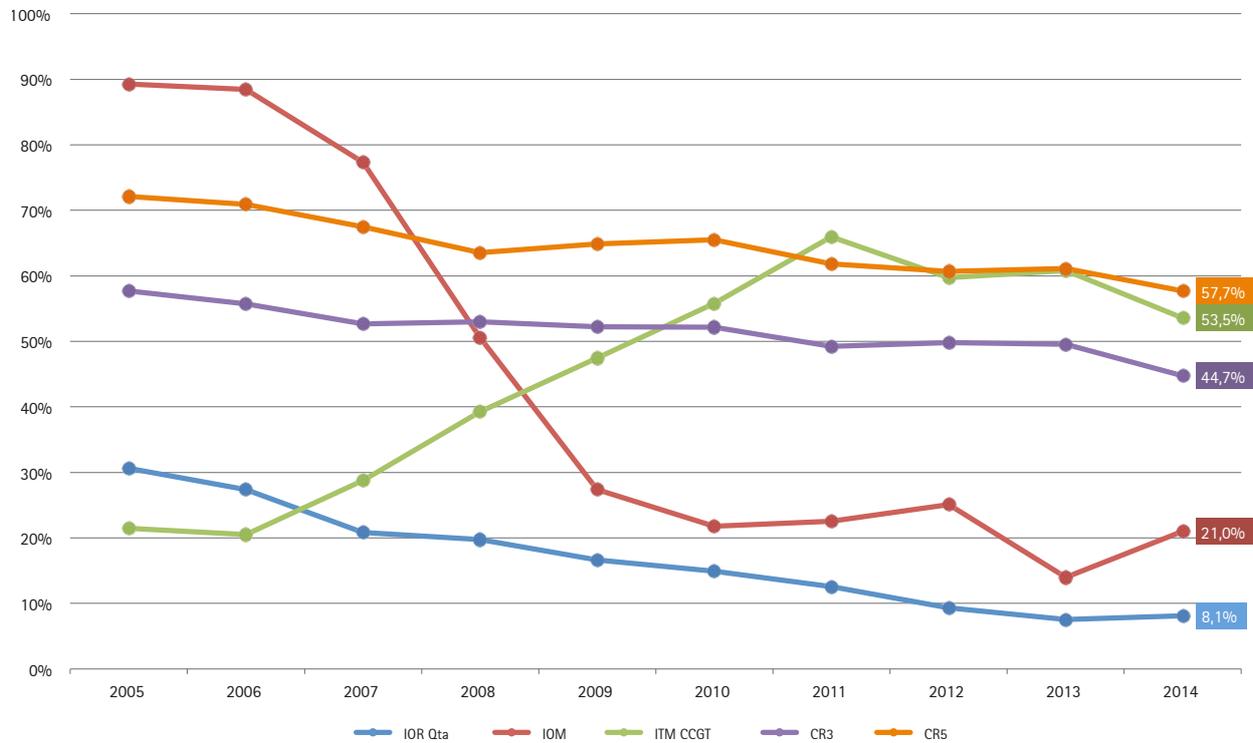
In particolare, il CR3 e il CR5, che nel precedente triennio apparivano solidamente stabilizzati rispettivamente attorno al 50% ed al 60%, scendono ai loro minimi storici (44,7% e 57,7%), sotto l'effetto della maggiore e diffusa offerta a costo variabile nullo. Riconducibile al medesimo fenomeno il calo dell'Indice di Tecnologia Marginale degli impianti a ciclo combinato (ITM Ccgt), i quali, a completamento di un percorso pluriennale, risultano spinti progressivamente al margine dall'espansione delle rinnovabili (fino al 2013) e ora fuori mercato.

D'altro canto, la quota di vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), in costante ridimensionamento dall'avvio del mercato (dal 30% del 2005 al minimo storico di 7,5%, del 2013), segna per la prima volta un lieve aumento, inferiore comunque al punto percentuale, attestandosi a 8,1%. A fronte del sostanziale annullamento dell'indicatore al Nord, la dinamica di modesta ripresa si attua in virtù di ridotte variazioni locali, concentrate al Sud (dal 4,1% al 5,9%) e al Centro Sud (dal 22,6% al 27,3%).

In questo contesto, spicca solo l'aumento dell'Indice di Operatore Marginale (IOM) di Enel, il principale price-maker, che torna sostanzialmente ai livelli pre-2013 (21%), guadagnando sette punti percentuali su base annua, anche per effetto della diminuzione della quota di E.On (- 3 p.p.) (Fig. 2.2.8; Tab. 2.2.7).

## Indicatori di competitività

Fig. 2.2.8



## Indici di concentrazione sul MGP - Anno 2014

Tab. 2.2.7

	Totale	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		
HHI Offerte		1.958	(1.918)	4.212	(4.035)	5.008	(5.192)	2.007	(2.254)	3.131	(3.052)	3.629	(3.643)	
HHI Vendite		1.456	(1.285)	2.838	(2.810)	4.094	(3.452)	2.095	(2.050)	2.628	(3.205)	4.311	(4.141)	
CR3	44,7%	(49,6%)	46,9%	(48,9%)	68,6%	(78,8%)	74,7%	(75,8%)	59,0%	(68,1%)	58,1%	(84,7%)	79,9%	(95,9%)
CR5	57,7%	(61,1%)	62,7%	(64,4%)	84,6%	(89,6%)	83,8%	(83,4%)	74,4%	(82,1%)	74,4%	(93,9%)	95,1%	(98,0%)
IOR Quantità	8,1%	(7,5%)	0,4%	(0,6%)	24,1%	(25,1%)	27,3%	(22,6%)	5,9%	(4,1%)	9,1%	(11,2%)	19,7%	(21,3%)
IOM 1° Oper	21,0%	(14,0%)	15,0%	(6,6%)	19,9%	(10,5%)	21,7%	(14,9%)	25,0%	(16,6%)	65,0%	(72,2%)	25,9%	(18,2%)
ITM Ccgt	53,5%	(60,8%)	55,1%	(61,9%)	51,8%	(58,5%)	51,0%	(60,0%)	49,0%	(58,9%)	79,3%	(82,6%)	45,2%	(56,0%)

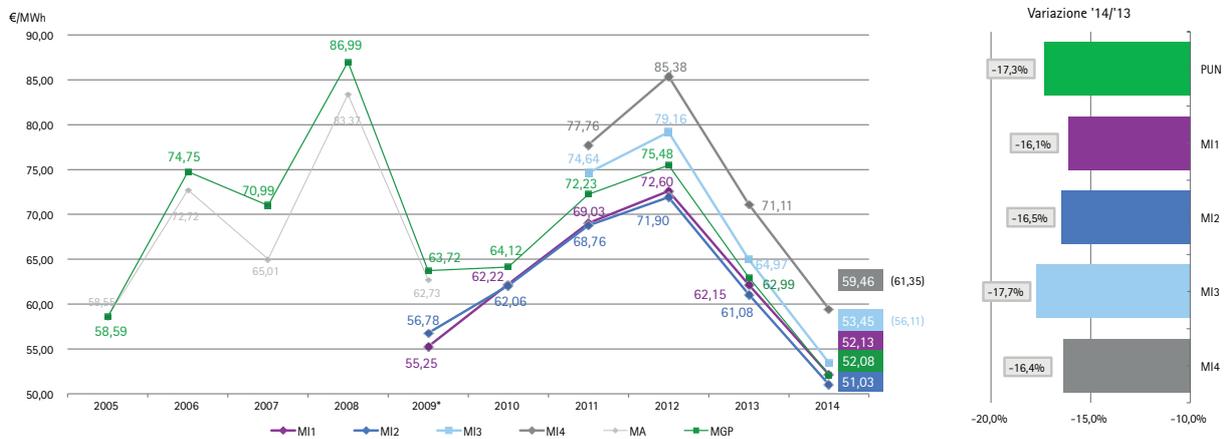
() tra parentesi i valori dell'anno precedente

## 2.2 Il mercato infragiornaliero (MI)

Si conferma, anche nel 2014, la stretta correlazione tra la dinamica dei prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero e quella del PUN su MGP, consolidatasi nel corso degli anni (Fig. 2.2.9). Prosegue, infatti, la parabola discendente dei prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero che, con flessioni del 16-18%, aggiornano per il secondo anno consecutivo i loro minimi storici. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 51,03 €/MWh di MI2<sup>26</sup> e 59,46 €/MWh di MI4<sup>26</sup>, mostrando, per la prima volta nel 2014, un sostanziale allineamento del MI1 al PUN (+0,1%) e livelli inferiori nelle tre sessioni successive, tra le quali è MI3 a mostrare la quotazione più distante dal prezzo espresso dal MGP (-4,7%)<sup>27</sup>.

*Dinamiche di prezzo in linea con il PUN, scende la volatilità su MI3 e MI4 in controtendenza con il MGP*

Fig. 2.2.9 **Prezzo di acquisto: evoluzione annuale**



\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
Tra parentesi il prezzo su MGP calcolato nelle stesse ore

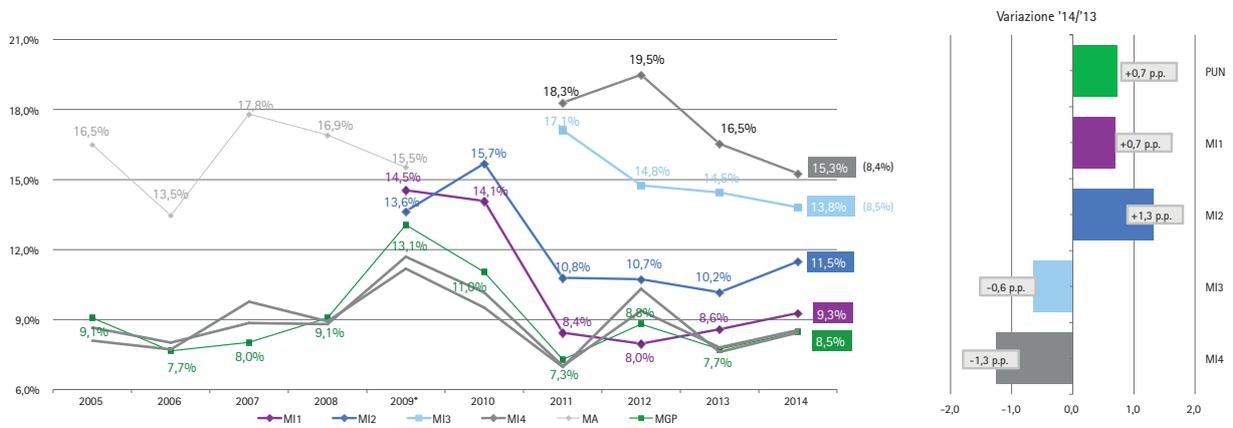
In termini di volatilità dei prezzi, l'opposto andamento registrato tra i primi due mercati e quelli successivi rafforza la tendenza di progressiva riduzione del divario tra i livelli dei quattro MI (range: 9,3% - 15,3%), confermatisi peraltro sempre superiori al corrispondente valore osservato sul MGP. Le dinamiche appaiono in linea con quelle del PUN sul MI1 e sul MI2, dove la volatilità subisce un lieve ritocco al rialzo (+0,7/+1,3 p.p.), esprimendo invece variazioni discordi al MGP sul MI3 e sul MI4, la cui volatilità si conferma nella fase discendente avviata lo scorso anno (-0,7/-1,2 p.p.). (Fig. 2.2.10).

26 Il MI3 e il MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno (13-24 e 17-24, rispettivamente), caratterizzate da una maggior domanda e dal maggior contributo delle fonti termiche e quindi da prezzi potenzialmente più elevati.

27 Il calcolo è stato effettuato a parità di periodi rilevanti.

## Volatilità del prezzo d'acquisto: evoluzione annuale

Fig. 2.2.10



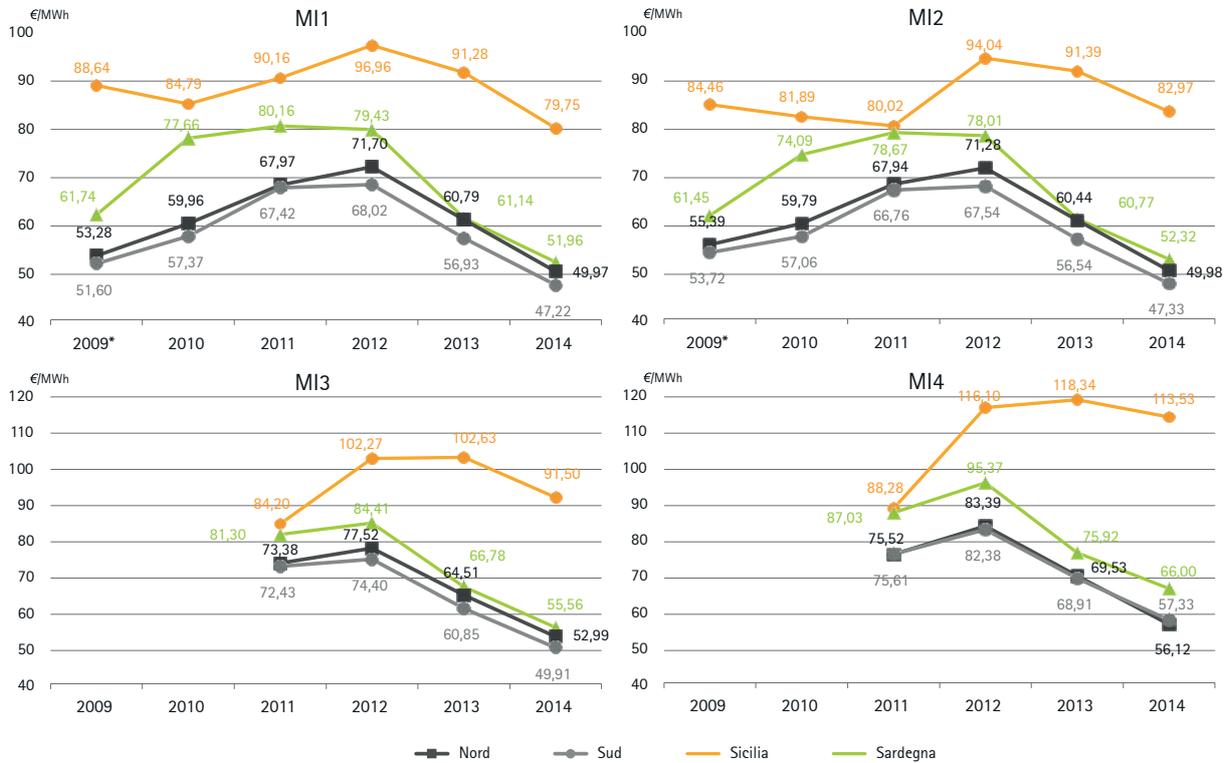
\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno  
Tra parentesi il prezzo su MGP calcolato nelle stesse ore

Risultati analoghi a quelli osservati su base nazionale si rilevano sui prezzi zonal, confermatasi strettamente correlati ai corrispondenti prezzi di MGP, in termini di livello, di dinamiche e di differenziali reciproci. I prezzi sui quattro MI risultano infatti allineati o lievemente inferiori al MGP in tutte le zone (-1%/-2%), con le uniche minime eccezioni della *Sicilia* sul MI2 e sul MI4 (+3%, +5%) e della *Sardegna* sul MI4 (+4%). In virtù di tale fenomeno, anche sul MI, i prezzi continentali e della *Sardegna* scendono quindi sui livelli più bassi di sempre (-13/-19% su tutti e quattro i mercati) toccando il minimo storico solo su MI1 in *Sicilia* per effetto di ribassi meno intensi (-9/-13% sui primi tre mercati, -4% sul MI4). Replicando la struttura del MGP, lo spread tra i prezzi delle zone continentali - storicamente allineati all'interno di ciascuna sessione - e quello della *Sardegna* si conferma minimo sui primi tre mercati (+2/+3 €/MWh circa), ma più largo, oltre che in crescita, sul MI4 (10 €/MWh, + 4 €/MWh sul 2013). Ancora totalmente scollato dal resto del Sistema, invece, il prezzo della *Sicilia* che conferma un divario di circa 30 €/MWh dalle zone peninsulari sul MI1 e sul MI2, valore che sale a 40 €/MWh sul MI3, per arrivare a sfiorare i 60 €/MWh sul MI4 (+10 €/MWh circa rispetto al 2013) (Fig. 2.2.11).

Anche nelle zone si mantiene forte la correlazione con i prezzi del MGP

Prezzi zionali nelle sessioni di MI

Fig. 2.2.11



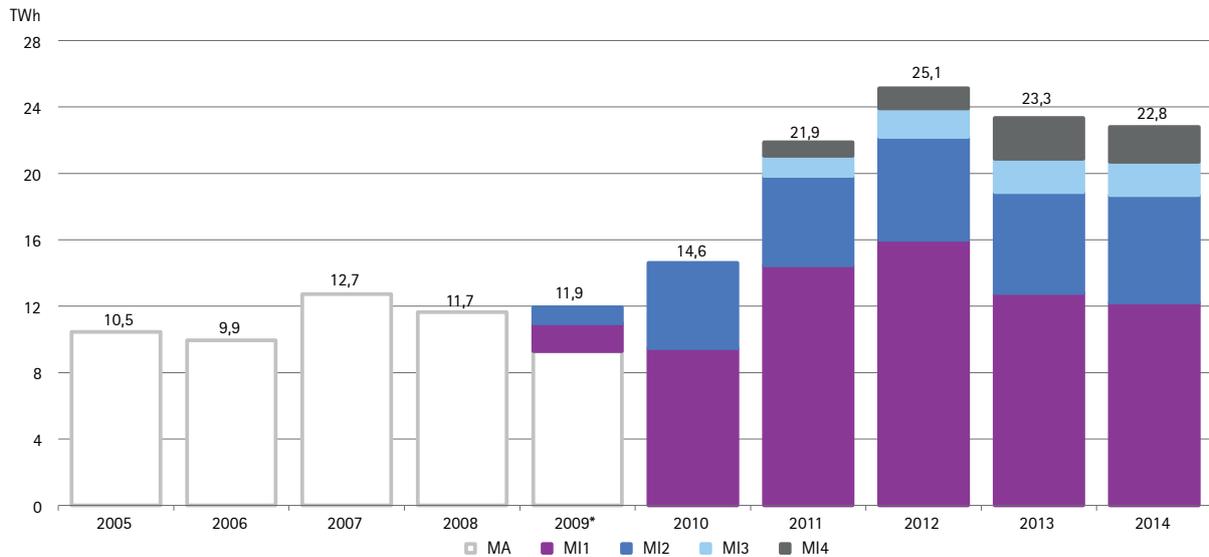
\* Il dato è relativo agli ultimi due mesi dell'anno

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle quattro sessioni di MI, dopo il picco del 2012, segnano la seconda flessione consecutiva, sebbene più modesta rispetto a quella registrata nel 2013, attestandosi a 22,8 TWh (-2,4%). La riduzione si è concentrata in particolare sull'ultima sessione del mercato (2,1 TWh, -15,5%), proprio quella che nel 2013, al massimo storico, aveva maggiormente contribuito a contenere il complessivo ridimensionamento degli scambi nell'anno. Più debole il ribasso registrato sul MI1 (12,2 TWh, -4,5%), in parte compensato dalla crescita del MI2 al valore più alto di sempre (6,5 TWh, +6,6%), mentre si confermano stabili gli scambi su MI3 (2,0 TWh, +0,1%). (Fig. 2.2.12).

Ancora in debole riduzione i volumi, concentrata su MI4 ...

## Volumi scambiati

Fig. 2.2.12



\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

Praticamente invariata la quota dei quattro mercati sul totale, con MI1 che continua ad essere il più liquido, pressoché stabile al 54% (-1 p.p.), con MI2 che sale al 28% (+2 p.p.) e con MI3 e MI4 appaiati al 9% (stabile il primo, -2 p.p. il secondo).

Il calo degli scambi sia sul lato vendite che sul lato acquisti si è concentrato, a livello locale, nelle zone centro-meridionali, mostrandosi più intensa al Sud (-15,4%) sul primo e al Centro Sud (-21,6%) sul secondo (Tab 2.2.1). Si confermano in flessione anche le vendite al Nord (-3,2%), dove invece tornano a crescere gli acquisti (+4,5%). In controtendenza invece le isole che, con scambi in decisa espansione, registrano i massimi storici su entrambi i lati in Sicilia e solo sugli acquisti in Sardegna. Al valore più alto di sempre anche le vendite estere.

... nelle zone centro meridionali...

## Volumi zionali

Tab. 2.2.8

TWh	2010		2011		2012		2013		2014	
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	8,4	7,5	13,2	12,4	15,4	14,4	10,9	10,7	10,5	(-3,2%) 11,2 (+4,5%)
Centro Nord	1,1	1,0	1,3	1,3	0,7	1,6	0,9	1,3	1,2 (+33,5%)	1,4 (+0,7%)
Centro Sud	1,6	1,5	1,8	2,1	2,6	2,6	3,1	3,0	3,0 (-4,5%)	2,3 (-21,6%)
Sud	1,5	2,8	3,0	3,9	3,9	3,7	5,3	4,6	4,5 (-15,4%)	4,3 (-6,6%)
Sicilia	1,4	1,0	1,8	1,0	1,5	1,3	1,6	1,4	1,9 (+15,1%)	1,8 (+26,2%)
Sardegna	0,6	0,7	0,5	0,6	0,3	0,5	0,4	0,9	0,5 (+35,7%)	1,0 (+3,3%)
<b>Italia</b>	<b>14,6</b>	<b>14,4</b>	<b>21,7</b>	<b>21,2</b>	<b>24,4</b>	<b>24,3</b>	<b>22,2</b>	<b>22,0</b>	<b>21,6 (-2,8%)</b>	<b>22,0 (-0,2%)</b>
Estero	0,0	0,2	0,2	0,6	0,7	0,9	1,2	1,3	1,2 (+6,4%)	0,8 (-37,6%)
<b>Totale</b>	<b>14,6</b>	<b>14,6</b>	<b>21,9</b>	<b>21,9</b>	<b>25,1</b>	<b>25,1</b>	<b>23,3</b>	<b>23,3</b>	<b>22,8 (-2,4%)</b>	<b>22,8 (-2,4%)</b>

()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

Pressoché invariata la distribuzione zonale dei volumi, con la quota del *Nord* che, attorno al 60% nei due anni di massima ascesa del mercato, e comunque storicamente superiore al 50% su entrambi i lati, si conferma anche quest'anno inferiore alla metà del totale, rispettivamente al 49% (+3 p.p.) in termini di energia acquistata e al 46% (-1 p.p.) di energia venduta. Tra le altre zone in riduzione la quota del *Sud* lato vendite, scesa al 20% (-3 p.p.) confermandosi comunque superiore a quella degli anni precedenti (mediamente al 12%), e del *Centro Sud* sul lato acquisti, che si riporta al 10% (-3 p.p.) in linea con il passato. Supera per la prima volta il 5% il peso delle vendite estere.

Spostando l'analisi dei volumi dalla prospettiva zonale a quella per fonte di produzione dell'energia si osserva come la riduzione delle vendite abbia riguardato esclusivamente il termoelettrico (-18,4%), che già scontava flessioni vicine al 20% nei due anni precedenti. Tale fonte appare nettamente ridimensionata, come nel 2013, anche sul lato acquisto (-14,6%), dove si assiste anche alla flessione dei pompaggi (-16,3%). Ancora in espansione e ai massimi di sempre su entrambi i lati, invece, le fonti rinnovabili trainate ancora dall'idroelettrico e dall'eolico (Tab. 2.2.9).

...e sul termoelettrico

Benché come negli anni precedenti, anche nel 2014, i volumi scambiati dai titolari di punti in immissione abbiano rappresentato la quota prevalente su entrambi i lati, non si arresta l'ampliamento dei volumi scambiati dai consumatori che, con 3,3 TWh venduti (+79,1%) e 8,4 TWh (+24,0%) acquistati, si portano sui valori più alti di sempre, pari rispettivamente al 18% ed al 32% del totale immesso e prelevato, entrambi in aumento di 7 punti percentuali. Quest'ultima dinamica evidenzia come, in un contesto di incertezza economica e di volatilità dei prezzi dell'energia, per tali operatori MI rappresenti sempre più un importante strumento di flessibilità, al pari dello sbilanciamento a programma sulla PCE (Fig. 2.2.15 e Fig. 2.2.17).

#### Acquisti e vendite per fonte

Tab. 2.2.9

TWh	2010		2011		2012		2013		2014	
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Termoelettrico	8.494	8.693	15.531	13.812	18.719	13.615	15.244	10.940	12.445 (-18,4%)	9.345 (-14,6%)
Gas	6.266	4.359	12.799	8.108	15.860	9.104	12.212	6.971	9.996 (-18,1%)	5.197 (-25,4%)
Carbone	1.046	1.461	1.269	2.088	1.249	1.719	1.515	1.417	1.145 (-24,4%)	1.604 (+13,2%)
Altro termico	1.182	2.873	1.463	3.616	1.609	2.792	1.517	2.552	1.303 (-14,1%)	2.544 (-0,3%)
Fonti rinnovabili	1.978	1.186	2.864	1.384	2.423	1.478	3.348	2.618	3.791 (+13,2%)	2.804 (+7,1%)
Geotermico	-	-	-	0	4	1	11	12	1 (-91,6%)	2 (-86,2%)
Idroelettrico naturale	1.978	1.186	2.862	1.351	2.406	1.393	2.728	2.036	2.936 (+7,6%)	2.075 (+1,9%)
Eolico	-	-	2	32	13	84	593	559	837 (+41,1%)	716 (+28,1%)
Solare e altro	-	-	-	0	-	-	15	10	17 (+13,8%)	12 (+11,5%)
Italia	4.006	3.896	2.855	2.845	2.549	2.305	1.743	1.638	2.007 (+15,1%)	1.371 (-16,3%)
Estero	114	610	416	3.198	731	6.860	1.854	6.800	3.321 (+79,1%)	8.430 (+24,0%)
Totale	14.592	14.384	21.667	21.239	24.423	24.258	22.189	21.995	21.564 (-2,8%)	21.950 (-0,2%)

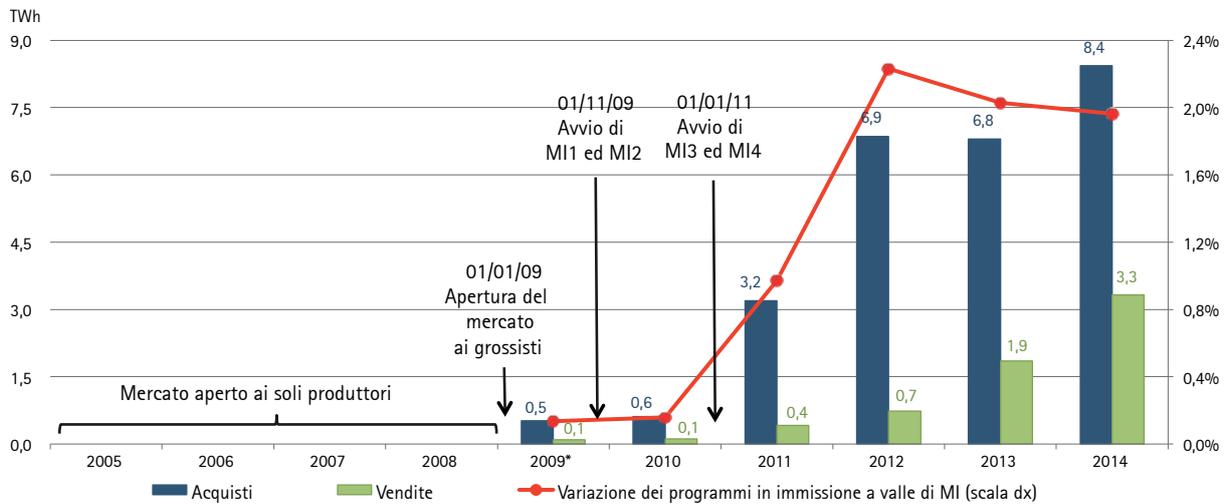
()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

L'accresciuta attività dei consumatori, avviatasi nel 2011 con la partenza dei mercati MI3 e MI4, si riflette anche nell'incremento della produzione a valle di MI che si conferma stabile intorno al 2% (Fig. 2.2.13).

Stabile attorno al 2%  
l'incremento della  
produzione a valle di MI

## Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle di MI

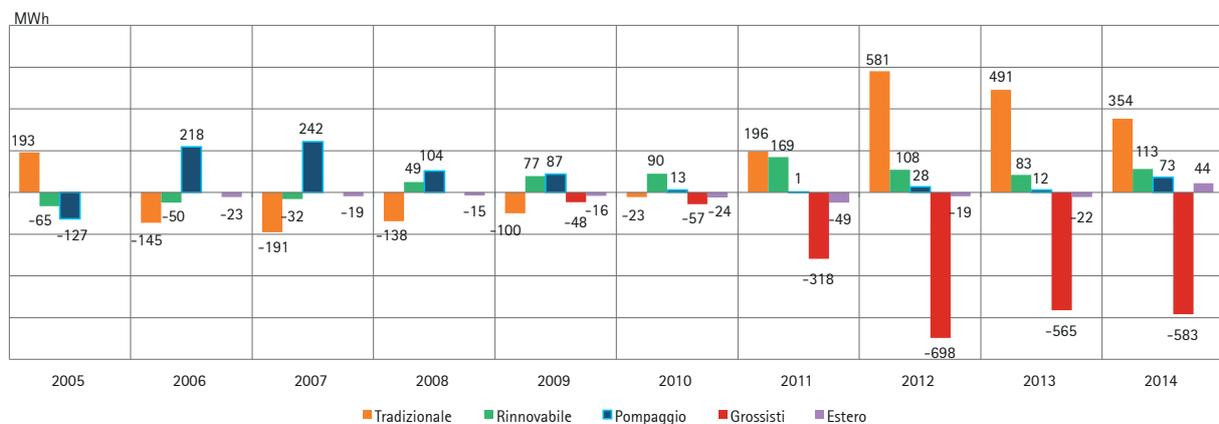
Fig. 2.2.13



In linea con gli anni precedenti i titolari dei conti in immissione proseguono, anche nel 2014, l'incremento delle vendite nette da impianti a fonte termoelettrica tradizionale, benché a ritmi meno sostenuti rispetto ai due anni precedenti (+354 MWh medi orari). Si confermano in aumento anche quelle da impianti a fonte rinnovabile (+113 MWh medi) ed a pompaggio (+73 MWh medi). Novità dell'anno invece il saldo, per la prima volta, positivo delle vendite estere (+44 MWh medi orari), connesso al suddetto massimo storico di energia immessa nel sistema; mentre in linea con il passato i grossisti continuano a mantenere positivo il saldo dei loro programmi in prelievo (583 MWh medi orari) (Fig. 2.2.14).

## Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

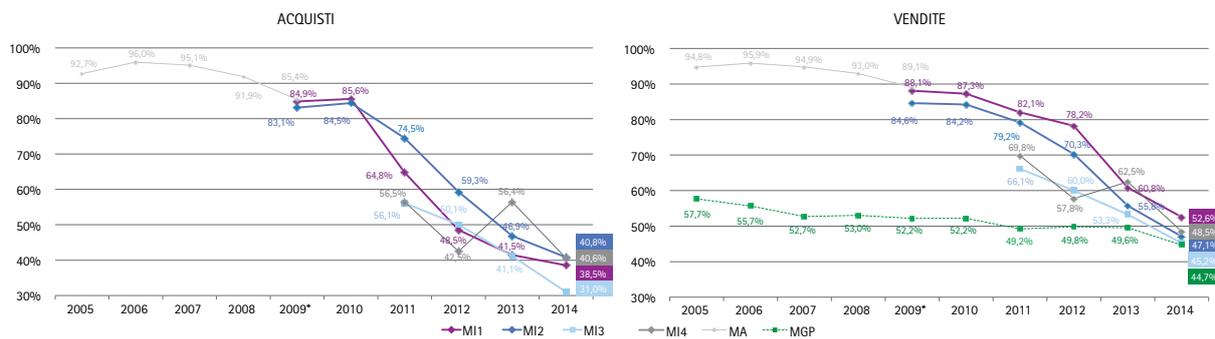
Fig. 2.2.14



Non si arresta, infine, nel 2014 il trend di ampliamento della concorrenzialità del mercato, esteso quest'anno anche al MI4, che ha portato ai livelli minimi la quota percentuale di vendite/acquisti detenuta dai primi tre operatori (CR3) su tutti e quattro i mercati. Proprio sul MI4 il più sensibile miglioramento, con tale indicatore che dopo il rimbalzo dello scorso anno è sceso al 41% (-16 punti percentuali) sul lato acquisti ed al 48% (-14 p.p.) su quello delle vendite. Flessioni di 3/10 p.p. nelle altre tre sessioni in riferimento all'energia acquistata e di 8-9 p.p. di quella venduta (Fig. 2.2.15).

*Ai livelli massimi la concorrenzialità in tutti i mercati*

CR3  
Fig. 2.2.15



\* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno

Il confronto con la concentrazione delle vendite su MGP, anch'essa in flessione (-5 p.p.) e ai minimi storici, mostra nell'ultimo anno un'accelerazione nel processo di convergenza, con il CR3 di MI3 praticamente allineato a quello di MGP.

A partire dal 11 febbraio 2015 il MI si è arricchito di un nuovo mercato. Sulla base della nuova articolazione, il nascente mercato, che ha assunto la denominazione di MI3, è diventato il primo tra

*Nel 2015 aumentano le opzioni di flessibilità con l'avvio del nuovo mercato infragiornaliero*

quelli infragiornalieri in cui l'energia negoziata ha delivery nel giorno stesso di contrattazione, anticipando così il MI4 (ex MI3) e il MI5 (ex MI4). La sua istituzione aumenta le opzioni di flessibilità, le possibilità di scambiare energia, nonché di aggiustare la programmazione degli impianti fornite dal MI, andando a coprire una fascia oraria fino a prima non negoziabile nel giorno stesso (9-12) e rafforzando

l'operatività nelle ore 13-24. I dati finora disponibili registrano dall'avvio del nuovo mercato un aumento dei volumi circolati complessivamente sul MI (+11%), non riconducibile a fenomeni stagionali, ma figlio in parte della crescita del MI1, in parte proprio dell'apprezzamento mostrato dagli operatori verso il MI3, sul quale l'energia contrattata è risultata ben maggiore del calo della liquidità del MI4 (ex MI3), in parte verosimilmente assorbita dal nuovo mercato.

## 2.3 Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Nel 2014 si registra una stabilizzazione del processo di progressiva crescita osservato sulla Piattaforma Conti Energia dal suo avvio, segnalandone, in questa particolare fase del ciclo economico, la piena maturità. Le transazioni registrate, infatti, continuano ad aggiornare il loro massimo storico, a tassi di crescita che risultano tuttavia ridimensionati rispetto al passato; il turnover <sup>28</sup>vede arrestare la costante progressione al rialzo che l'aveva caratterizzato in questi anni, evidenziando l'assestamento sui massimi nell'utilizzo della piattaforma per motivi esclusivamente di trading; lo sbilanciamento a programma si conferma utile strumento di flessibilità, confermandosi sui valori più alti di sempre sia in immissione che in prelievo.

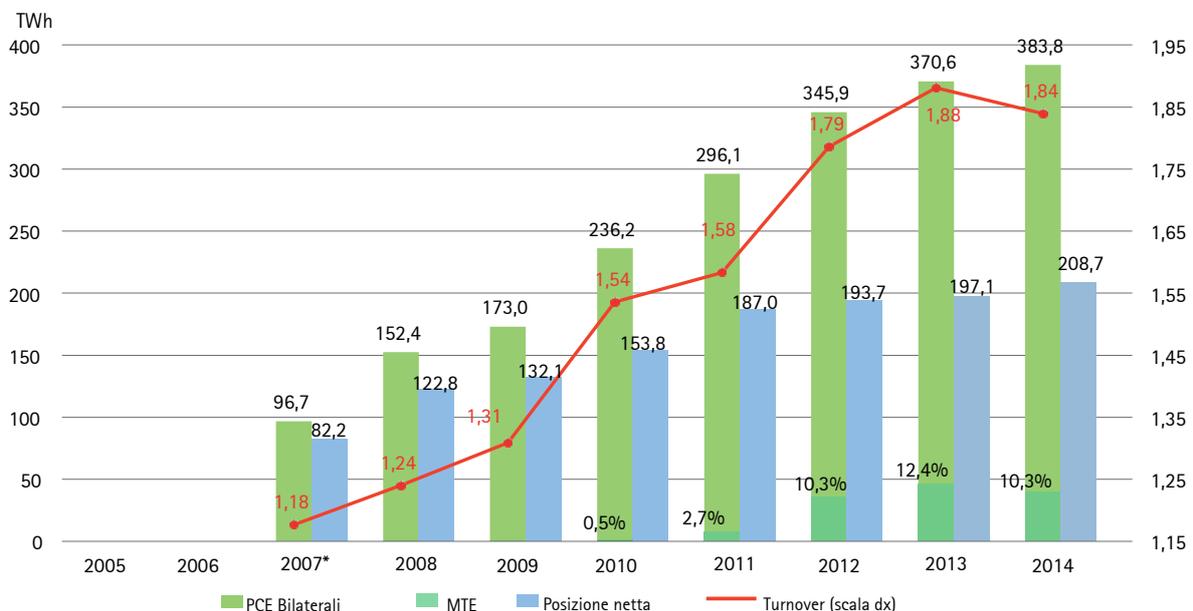
*Le dinamiche si stabilizzano*

Nella piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2014, sono state complessivamente pari a 383,8 TWh, con una crescita del 3,5% rispetto all'anno precedente. Il tasso di crescita, sebbene abbia evidenziato anche quest'anno un ulteriore rallentamento, conferma la costante ascesa delle transazioni registrate sulla piattaforma, che ogni anno dal 2007, hanno segnato un nuovo record storico (Fig. 2.2.16).

*Rallenta la crescita dei volumi che segnano, però, un nuovo massimo storico*

Transazioni registrate, posizione netta e turnover

Fig. 2.2.16



\* Dati a partire da maggio 2007

28 Per turnover si intende il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta

Nel 2014 le transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'Energia Elettrica a Termine (MTE), per la prima volta dal suo avvio, hanno segnato una riduzione su base annua (-13,9%) attestandosi a quota 39,5 TWh, pari al 10,3% del totale registrato (12,4% nel 2013). Nessuna transazione è stata invece registrata sulla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), così come nei tre anni precedenti. Il restante 89,7% delle transazioni registrate è stato originato da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), pari a 344,3 TWh in crescita del 6,0% sul 2013. Tra questi, i contratti *non standard*, attestatisi a 229,0 TWh, sono stati i più utilizzati dagli operatori (59,7% del totale), evidenziando un tasso di crescita del 7,2%; seguono i *baseload* con 93,7 TWh (-2,4%). Anche nel 2014 la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, conferma il trend crescente evidenziato negli anni precedenti e con 208,7 TWh aggiorna nuovamente il record storico (+5,9% sul 2013).

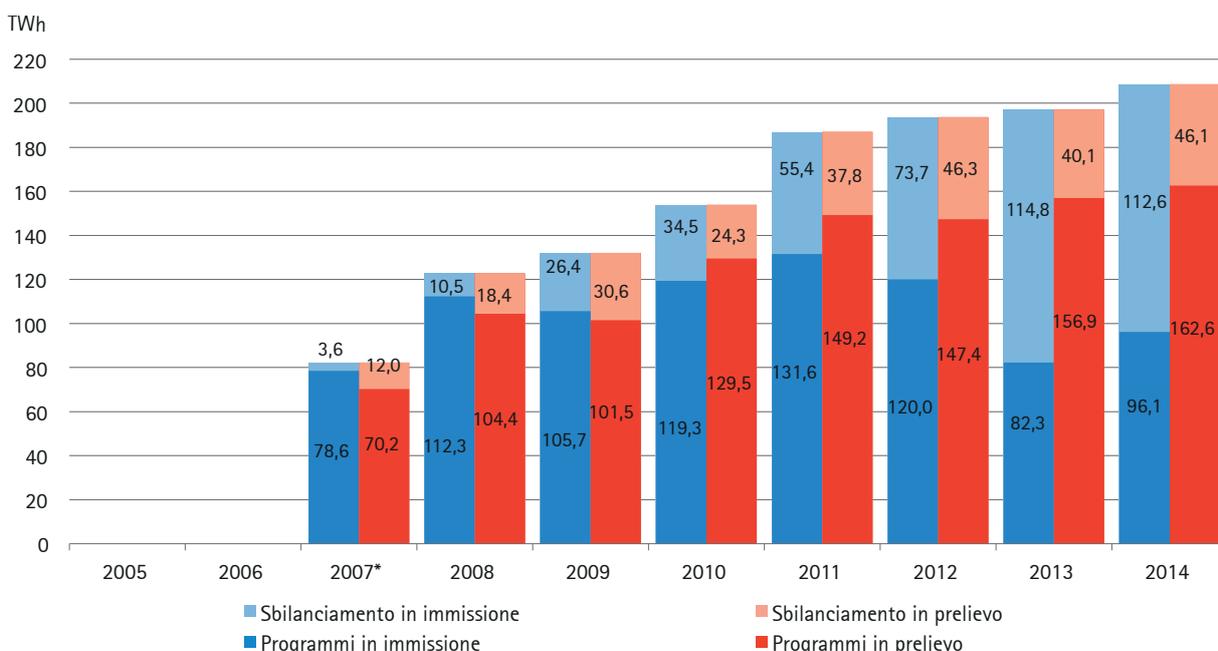
In tale contesto, il *turnover* per la prima volta dall'avvio della piattaforma arretra lievemente su base annua attestandosi a 1,84 (-0,04 sul 2013), segnalando una minore tendenza degli operatori all'utilizzo della piattaforma per motivi esclusivamente di trading (Fig. 2.2.17).

I programmi fisici registrati nei conti in immissione, al primo rialzo dopo due cali consecutivi, nel 2014 si sono attestati a 96,1 milioni di MWh (+16,9% sul 2013).

I programmi registrati nei conti in prelievo, invece, confermando il trend rialzista evidenziato nel 2013, aggiornano il massimo storico a quota 162,6 TWh (+3,6%).

Ancora in crescita gli sbilanciamenti a programma

Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma  
Fig. 2.2.17



\* Dati a partire da maggio 2007

In tale contesto si osserva, a fronte di una posizione netta ancora in aumento, una crescita dello sbilanciamento a programma complessivo, ancora utile strumento di flessibilità per gli operatori.

In particolare lo sbilanciamento lato immissione, in costante aumento dall'avvio della piattaforma, sebbene segni nel 2014 una riduzione del 2,0%, si attesta ancora su valori molto alti con 112,6 TWh. Tale sistema si conferma, dunque, ancora un efficiente risposta alla perdurante crisi di sovracapacità termoelettrica, consentendo una ottimizzazione della programmazione del parco nel breve termine a fronte di impegni bilaterali contratti nel medio-lungo termine (Fig. 2.2.13).

In crescita, invece, gli sbilanciamenti lato prelievo che, dopo il calo registrato nel 2013, tornano a salire portandosi a 46,1 TWh (+14,8%); si riduce pertanto il differenziale, in costante aumento dal 2010, del saldo tra programmi in immissione ed in prelievo compensato dalle vendite del mercato organizzato.

In tali condizioni si osserva un miglioramento dell'indicatore del grado di concentrazione degli sbilanciamenti a programma in immissione con il CR3 che si riduce di 3,5 p.p. a fronte di una quota del primo operatore pressoché stabile (+0,4 p.p.). Anche lato prelievo si conferma una riduzione dell'indicatore che perde ben 10,5 p.p. (Fig. 2.2.18).

Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori

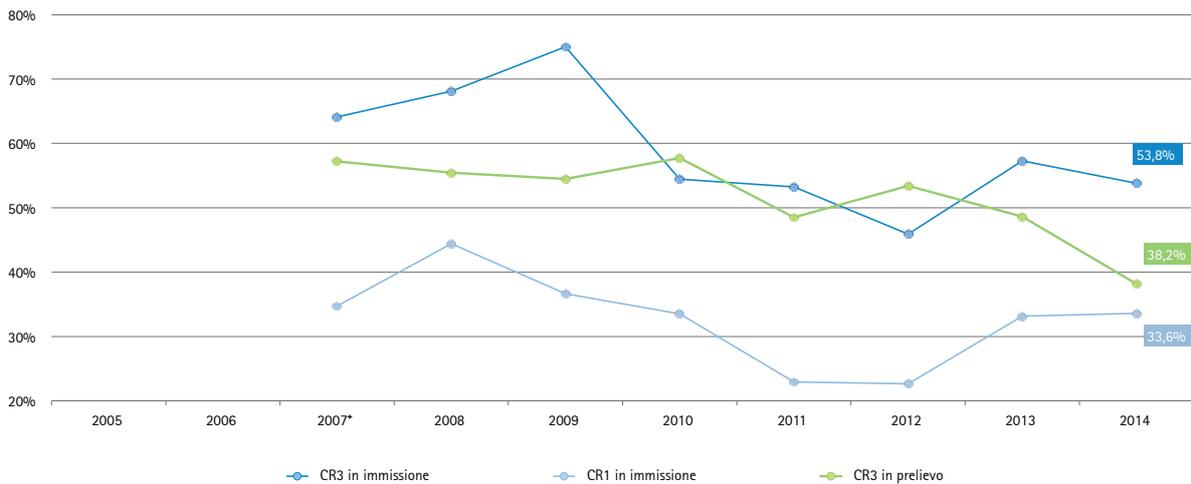


Fig. 2.2.18

\* Dati a partire da maggio 2007

## 2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE)

Nel 2014 si evidenzia una decisa espansione del mercato a termine italiano, con i volumi complessivamente negoziati che salgono a 683 TWh, segnando un incremento su base annua che supera i 112 TWh. In tali condizioni il *churn ratio*<sup>29</sup> si attesta a 1,9, valore più alto rispetto a quello dell'anno precedente (1,79 nel 2013) rafforzando la tendenza emersa già negli ultimi anni di progressivo avvicinamento ai livelli registrati nei mercati centro-europei. L'aumento ha interessato per i volumi negoziati *over the counter*<sup>30</sup> (520 TWh, +20 TWh circa), che continuano a costituire la quota preponderante dell'energia contrattata a termine (91% dei volumi complessivi), inglobando peraltro un livello sempre crescente delle registrazioni effettuate a fini di clearing (110 TWh, +76 TWh). Quanto all'energia scambiata direttamente sui mercati organizzati, dopo la contrazione rilevata lo scorso anno, si osserva una ripresa (53 TWh, +17 TWh circa) (Tab. 2.2.10).

Si conferma in progressiva espansione il mercato a termine

### Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading

Tab. 2.2.10

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Δ % 2014/2013
Mercato fisico (Terna)	320,3	330,5	334,6	328,2	318,5	309,0	-3,0%
Mercato spot (IPEX)*	225,0	214,1	202,2	203,8	230,2	208,6	-9,4%
Mercato a termine	265,9	401,7	543,1	563,8	536,6	573,1	19,8%
MTE Borsa	0,1	6,3	31,7	30,4	8,0	18,4	130,1%
MTE OTC clearing	-	-	1,8	24,6	33,1	13,9	-58,1%
Altri mercati organizzati	15,8	15,4	11,7	13,8	28,4	34,6	21,9%
Altri mercati organizzati OTC	-	-	-	-	1,1	96,2	8717,1%
OTC (**)	250,0	380,0	498,0	495,0	466,0	410,0	-12,0%

Fonte: elaborazione su dati GME, Borsa Italiana e broker europei

\* include i volumi scambiati su MGP al netto dei bilaterali e sugli MI

\*\* stima basata su dati dei principali broker europei esclusi i contratti registrati ai fini di clearing

In tale contesto il dato del Mercato a Termine dell'Energia gestito dal GME, che complessivamente vede gli scambi scendere a 32,3 TWh (-21,5%), evidenzia dinamiche contrastanti tra mercato organizzato e OTC clearing. Da un lato, i volumi scambiati sul primo segnano un deciso incremento (18,4 TWh, +130,1%), che riporta il dato verso i suoi massimi storici del 2011-12; un dato, questo, che appare rafforzato dalla crescita osservata sui contratti (da 2.171 MW del 2013 a 2.944 MW) e sul numero degli abbinamenti realizzati sul MTE (saliti a 500 unità contro le 342 dell'anno precedente). Dall'altro, l'energia proveniente da contratti bilaterali risulta più che dimezzata (13,9 TWh, -58,1%), invertendo il trend in atto negli ultimi anni che vedeva i volumi provenienti da bilaterali registrati a fini di clearing in costante crescita a fronte di una riduzione dei volumi di borsa. (Fig. 2.2.19, Tab. 2.2.11).

Liquidità del MTE: decisa ripresa dei volumi di borsa che superano le registrazioni OTC

Con riferimento alla distribuzione degli scambi per prodotto, nel 2014 si rileva una ripresa dell'apprezzamento da parte degli operatori per i prodotti *baseload*, il cui numero degli abbinamenti effettuati sul mercato è salito a 488 unità (+352 sul 2013), a fronte di un deciso arretramento degli scambi sui prodotti *peakload* (12; -194). Tale dinamica appare evidente anche se si considera il numero dei contratti conclusi, con i prodotti *baseload* (2.829 MW, +2.150 MW) che

I prodotti baseload si affermano come i più apprezzati dagli operatori

29 Per churn ratio si intende il rapporto tra l'energia scambiata e il sottostante fisico

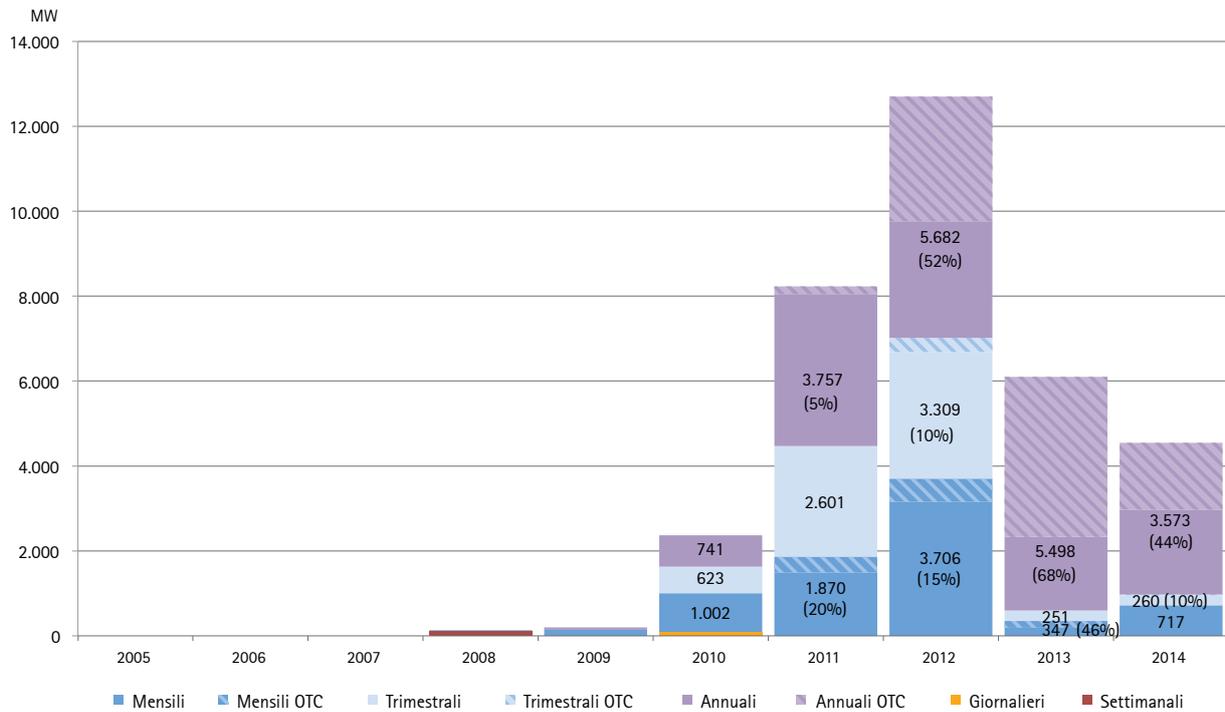
30 Il dato è complessivo dei volumi contratti over the counter e successivamente registrati su clearing house al fine di annullare il rischio controparte

tornano ad attestarsi su valori sensibilmente superiori ai *peakload* (115 MW, -1.377 MW).

Per quanto riguarda la tipologia di prodotti scambiati per durata di *delivery*, sia sul mercato che bilateralmente, si conferma la maggiore liquidità dei prodotti annuali, sebbene si riduca rispetto ad un anno fa la loro quota sul totale (79% vs 90%) a vantaggio dei prodotti con *delivery* più breve, con particolare riferimento ai mensili con consegna al M+1 (13% vs 3%) (Fig. 2.2.19, Tab. 2.2.11, Tab. 2.2.12).

Volumi a termine scambiati per anno di trading

Fig. 2.2.19



() Tra parentesi la quota OTC

Volumi a termine scambiati per anno di trading

Tab. 2.2.11

	2010	2011	2012	2013	2014	Δ % 2014/2013
<b>Contratti (MW)</b>						
Totale	2.366	8.228	12.697	6.096	4.550	-25%
Baseload	1.146	6.018	11.633	4.604	4.410	-4%
Peakload	1.220	2.210	1.064	1.492	140	-91%
<b>Volumi (TWh)</b>						
Totale	6,3	33,4	55,0	41,1	32,3	-21%
Baseload	5,0	29,8	52,3	36,7	32,2	-12%
Peakload	1,3	3,7	2,7	4,4	0,1	-99%
<b>Numero Abbinamenti</b>						
Totale	360	665	953	342	500	46%
Baseload	177	478	884	136	488	259%
Peakload	183	187	69	206	12	-94%
<b>Quota volumi OTC</b>						
Totale	0%	5%	45%	81%	43%	-38 p.p.
Baseload	0%	6%	45%	90%	43%	-47 p.p.
Peakload	0%	1%	46%	0%	29%	+29 p.p.

## Liquidità degli scambi su MTE per durata e distanza di delivery

Tab. 2.2.12

Anno 2014	Mensili				Trimestrali					Annuale	
Anticipo	M + 3	M + 2	M + 1	Totale	Q + 4	Q + 3	Q + 2	Q + 1	Totale	Y + 1	Totale
Contratti (MW)	0,0%	2,6%	13,1%	15,8%	0,0%	0,7%	0,5%	4,5%	5,7%	78,5%	100,0%
Volumi (TWh)	0,0%	0,3%	1,2%	1,5%	0,0%	0,2%	0,1%	1,3%	1,6%	96,9%	100,0%
Numero abbinamenti	0,2%	3,8%	16,8%	20,8%	0,0%	1,2%	1,0%	5,2%	7,4%	71,8%	100,0%
Quota contratti OTC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	4,7%	3,7%	44,3%	43,0%

Anno 2013	Mensili				Trimestrali					Annuale	
Anticipo	M + 3	M + 2	M + 1	Totale	Q + 4	Q + 3	Q + 2	Q + 1	Totale	Y + 1	Totale
Contratti (MW)	0,2%	2,1%	3,4%	5,7%	0,1%	0,7%	2,0%	1,3%	4,1%	90,2%	100,0%
Volumi (TWh)	0,0%	0,2%	0,3%	0,6%	0,0%	0,2%	0,5%	0,3%	1,0%	98,4%	100,0%
Numero abbinamenti	0,0%	1,8%	9,4%	11,1%	0,3%	2,6%	7,3%	4,7%	14,9%	74,0%	100,0%
Quota contratti OTC	100,0%	76,9%	27,5%	49,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	81,6%	80,5%

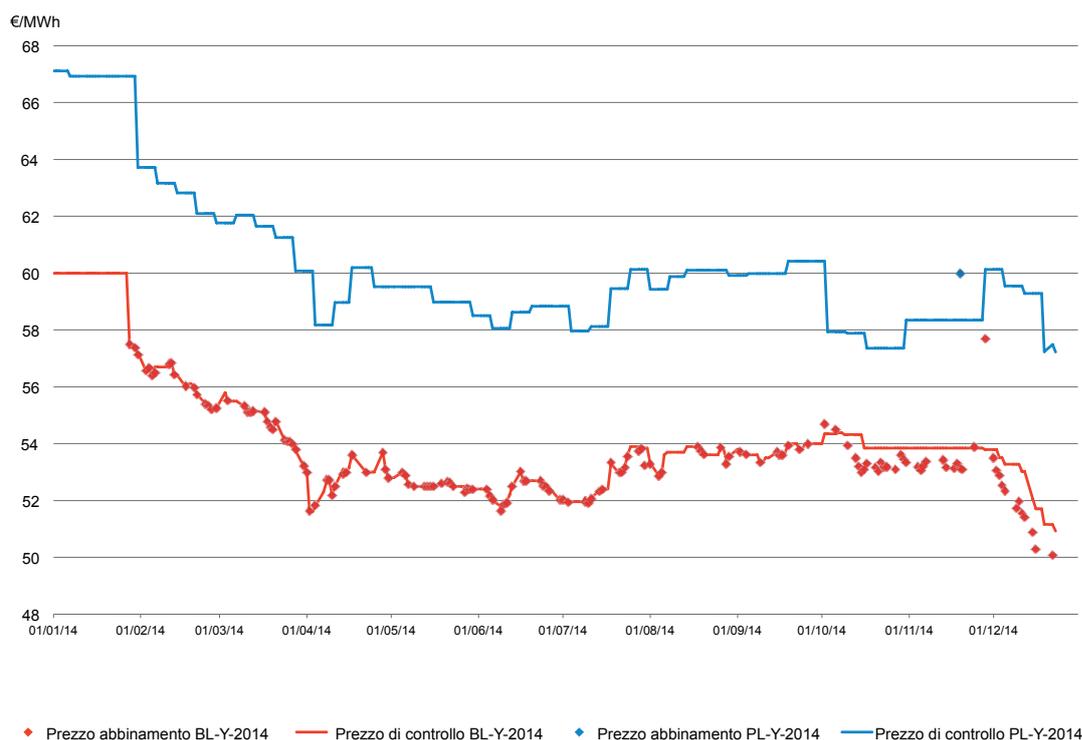
Sebbene anche nel 2014 l'analisi dei prezzi del MTE sconti diverse difficoltà connesse principalmente alla bassa frequenza degli abbinamenti, le quotazioni espresse dal mercato a termine del GME relativamente al prodotto annuale *baseload* con delivery 2015, che copre circa il 72% degli abbinamenti, confermano il sostanziale allineamento ai livelli espressi dalle principali piattaforme di brokeraggio e dagli altri mercati organizzati, evidenziato da uno scostamento medio assoluto posizionato attorno a 0,1 €/MWh.

Prezzi a termine allineati sui mercati organizzati con aspettative ulteriormente ribassiste

L'andamento rilevato in corso d'anno sul MTE rivela una forte diminuzione del prezzo dei prodotti *baseload* e *peakload* annuali sia nella prima parte del 2014, in corrispondenza di un deciso calo registrato anche dal prezzo *spot*, sia a ridosso della consegna, quando verosimilmente ha iniziato a pesare nelle aspettative degli operatori la drastica riduzione delle quotazioni del petrolio, il cui impatto sembra riflettersi anche sulle attese ulteriormente ribassiste espresse dai mercati nella prima parte del 2015 (Fig. 2.2.20).

 Prezzi di controllo e di abbinamento dei prodotti *baseload* e *peakload* annuali 2014

Fig. 2.2.20



## 3 MERCATI GAS

Le dinamiche osservate nel mercato gas italiano nel 2014 confermano le principali tendenze emerse nel 2013. Da un lato la perdurante crisi economica e la persistente crescita delle fonti rinnovabili hanno indotto una ulteriore flessione dei consumi termoelettrici che, congiuntamente alla contrazione pronunciata dei volumi gas volti al consumo civile, ha rappresentato il driver principale nella nuova flessione della domanda gas nazionale. Dall'altro si conferma la forte crescita della componente extrabilanciamento dei volumi scambiati sul mercato di bilanciamento *ex post* (i.e. comparto G+1), la cui liquidità risulterebbe altrimenti in lieve calo. In ultimo, si rileva una crescente rilevanza del TTF nella formazione del prezzo marginale PB-GAS, sempre maggiormente correlato alle dinamiche PSV e pertanto alle strategie di prezzo adottate dagli operatori nei diversi comparti.

In questo scenario si segnala, a partire dall'estate, il ricorso sporadico ma crescente da parte del Responsabile del bilanciamento al mercato di bilanciamento *ex-ante* (i.e. comparto G-1), che, malgrado una decisa minore rilevanza in termini di volumi scambiati, ha ovviamente modificato i volumi scambiati sul comparto G+1, ma soprattutto ha indotto segnali rilevanti in termini di prezzo. Tale legame è risultato particolarmente evidente nel primo trimestre 2015, quando si è registrata anche una fiammata di operatività sul comparto infragiornaliero del MGAS.

### 3.1 La piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G+1

Al suo terzo anno di operatività, il comparto G+1 della PB-GAS ha fatto registrare volumi sostanzialmente stabili rispetto al 2013 (39 TWh rispetto a 41 TWh nel 2013, -5%). Il dato incorpora una quota calante dell'offerta di SRG (i.e. SCS) (28 TWh rispetto a 35 TWh nel 2013, -20%), che viene compensata da una quota crescente di volumi extra-bilanciamento (10 TWh rispetto a 6 TWh nel 2013, +67%), ormai rappresentanti il 27% del totale. Questo dato, estremamente positivo per la resilienza dei prezzi e quindi per la liquidità del mercato, evidenzia una maggiore asimmetria rispetto al 2013, con una quota media di volumi prossima al 31% quando SRG opera in acquisto (il 25% nel 2013), a fronte del 23% quando SRG opera in vendita (26% nel 2013). L'incremento dei volumi extra-bilanciamento è corrisposto anche ad una loro maggior frequenza (92% delle sessioni, contro l'81% nel 2013) senza alcuna asimmetria tra le sessioni in cui SRG ha operato in acquisto e quelle in cui ha operato in vendita (Tab. 2.3.1).

*Volumi stabili, con una crescente quota extra-bilanciamento*

L'analisi del SCS evidenzia uno sbilanciamento stabile rispetto ai volumi di sistema (4% a fronte del 5% del 2013), che ha richiesto compensazioni in ugual misura su entrambi i lati (SRG in vendita nel 48% delle sessioni, +3 p.p., e per il 54% del valore SCS complessivo, +6 p.p.), ma in modo abbastanza volatile, come evidenziano le 113 inversioni di segno tra una sessione e la successiva (pari al 31% delle sessioni totali, +4 p.p.). Tra queste spiccano 8 sessioni (2% di quelle totali) caratterizzate da variazioni del SCS in valore assoluto maggiori di 100 GWh rispetto al giorno precedente. Inoltre il raffronto tra SCS e le sue previsioni pubbliche<sup>31</sup> evidenzia una frequenza non trascurabile di inversione del segno tra previsione e sbilanciamento, che tende a ridursi con l'approssimarsi al giorno gas (18% con riferimento alle previsioni delle 17:00, 12% con riferimento a quelle delle ore 20:00). E' interessante notare come le suddette

<sup>31</sup> Ai sensi dell'art.6 della delibera AEEGSI n.137/02, l'impresa maggiore di trasporto pubblica ed aggiorna ad opportuni intervalli sul proprio sito internet (e.g. ore 15:00, 17:00, e 20:00), la stima del SCS atteso per il termine del giorno gas.

inversioni di segno abbiano avuto come sottostante variazioni di volumi significativi (i.e. maggiori di 100 GWh) in quasi un terzo dei casi tra previsione delle 17:00 e SCS, mentre in un solo caso per le previsioni delle 20:00.

### Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS

Fig. 2.3.1



Il prezzo medio annuo, pari a 23,61 €/MWh, appare in calo tendenziale (-15%), confermandosi sostanzialmente allineato ai prezzi riportati al PSV (23,28 €/MWh, -17%, Fig.2.3.1), seppur in presenza di un maggiore sconto rispetto al TTF (20,92 €/MWh, con un differenziale circa il triplo rispetto al medesimo valore 2013), per effetto della maggior contrazione media di quest'ultimo (-23%) (Tab.2.3.2). Analogamente a quanto osservato lo scorso anno, il prezzo formato nel comparto non risente degli effetti potenzialmente determinati dal

cambio di lato da parte del Responsabile del bilanciamento, con un prezzo di equilibrio nelle sedute nelle quali Snam si pone in acquisto circa 0,82 €/MWh (rispetto a 0,76 €/MWh nel 2013) superiore a quello delle sedute volte alla compensazione di un sistema lungo (Tab. 2.3.2).

L'analisi su base mensile rivela, oltre al naturale trend in flessione legato alla stagionalità della commodity da gennaio fino ai mesi di giugno e luglio<sup>32</sup>, come il differenziale tra il prezzo G+1 e il PSV abbia raggiunto il proprio massimo nel mese di agosto (circa 2,00 €/MWh a fronte di un differenziale medio altrimenti pari a circa 0,20 €/MWh), in concomitanza con un'intensa attività di bilanciamento *ex-ante* nel comparto G-1 (Fig.2.3.2) che ha evidenziato segnali ribassisti per eccesso della commodity nel sistema. Per contro nei mesi successivi, caratterizzati da una minore attivazione del G-1, il differenziale con il prezzo PSV si è stabilizzato nell'intorno del consueto valore medio. Rispetto alle quotazioni TTF, il differenziale con il prezzo marginale G+1 è andato progressivamente ad aumentare verso il termine del 2014 per via del minore apprezzamento del prezzo del gas nei mesi invernali presso l'hub olandese rispetto a quanto registrato in ambito nazionale. Complessivamente i dati confermano una correlazione forte e crescente tra prezzo del comparto G+1 e prezzo PSV (97% rispetto all'89% nel 2013) e tra G+1 e TTF (87% rispetto al 49% nel 2013). Una relazione simile tra i tre prezzi in questione si apprezza anche in termini di volatilità, che nel comparto G+1 appare stabilmente bassa (1,80%, +0,30 p.p.), e sostanzialmente in linea con il PSV (2,08%, +0,29 p.p.), mentre sul TTF la variabilità delle quotazioni risulta maggiore (2,73%, +0,77 p.p.).

32 In particolare nei mesi in oggetto il prezzo cala da 27,55 €/MWh di gennaio a 19,19 €/MWh di luglio, trend comune anche a PSV e TTF.

## Frequenza delle sedute con scambi eccedenti il bilanciamento

Tab. 2.3.1

Anno	Snam Acquista		Snam Vende		Totale	
	Scambi tra operatori	% sedute	Scambi tra operatori	% sedute	Scambi tra operatori	% sedute
2012	1.046.293	47,1%	762.452	52,9%	1.808.745	51,6%
2013	2.448.583	46,8%	3.498.887	53,2%	5.947.470	80,8%
2014	5.913.022	49,0%	4.469.909	51,0%	10.382.930	92,3%

## Livello medio dei prezzi PB-GAS confrontati con PSV e TTF (€/MWh)

Tab. 2.3.2

Anno	Snam Acquista			Snam Vende			Totale			
	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	TTF	
2012	29,29	29,18	25,34	28,14	28,48	24,74	28,52	28,61	28,76	24,98
2013	28,28	28,23	27,55	27,52	27,67	26,40	27,86	27,93	27,97	27,03
2014	24,03	23,79	21,10	23,21	22,69	20,71	23,61	23,65	23,28	20,92

\* media del prezzo PB-GAS G+1 calcolata per i giorni in cui sono disponibili le quotazioni al PSV

## Volatilità media dei prezzi PB-GAS confrontata con PSV e TTF

Tab. 2.3.2

Anno	Snam Acquista			Snam Vende			Totale			
	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	TTF	TTF
2012	1,33%	3,79%	3,10%	2,29%	1,55%	2,60%	2,19%	2,46%	2,58%	2,52%
2013	1,41%	1,82%	2,21%	2,25%	2,61%	2,91%	1,39%	1,49%	1,25%	1,96%
2014	1,80%	2,61%	3,07%	2,81%	2,90%	3,50%	1,52%	1,79%	2,08%	2,73%

\* volatilità calcolata in tutti i giorni in cui le quotazioni sono disponibili

I dati confermano dunque il ruolo crescente del TTF quale driver principale del prezzo italiano, a meno di uno spread più o meno volatile, mentre minore appare il ruolo del SCS, che risulta rilevante soprattutto nello spiegare comportamenti di prezzo puntuali ed isolati legati a congiunture specifiche del bilanciamento nazionale. In particolare l'analisi della relazione tra prezzo giornaliero G+1 e SCS - in termini di segno, volume e volatilità - mette in evidenza come le due variabili siano tra loro scarsamente correlate, analogamente a quanto rilevato nel 2013<sup>33</sup>. Restringendo l'attenzione alle sessioni caratterizzate da variazioni sensibili del prezzo marginale<sup>34</sup>, si osserva una maggiore frequenza di inversioni di segno di SCS rispetto alla sessione precedente (44% di casi a fronte di un valore medio pari a 31%), oltre ad una correlazione maggiore con il valore di SCS offerto per lato, riconducibile all'effetto "fisiologico" sull'incontro tra domanda e offerta determinato dalle specifiche condizioni di offerta di prezzo da parte del Responsabile del bilanciamento<sup>35</sup>. L'analisi delle previsioni di SCS pubblicate da SRG antecedentemente alla sessione di mercato (ore 15:00 e 17:00 del giorno gas G) sembra indicare che gli operatori non si avvalgano di tali informazioni preventive al fine di modulare la propria strategia di offerta sul comparto<sup>36</sup>.

33 La correlazione tra il prezzo marginale del comparto e il valore di SCS offerto da SRG, indipendentemente dal lato di offerta, è pari al 15%, con un incremento di 8 p.p. rispetto al 2013. Includendo nell'analisi il lato di offerta del Responsabile del bilanciamento, tale correlazione aumenta, seppur non restituendo indicazioni rilevanti in merito alla formazione del prezzo (34%, - 4 p.p.).

34 Variazioni assolute di prezzo maggiori del 3% rispetto al prezzo del giorno precedente, corrispondenti a circa il 7% delle sessioni totali.

35 Ai sensi dell'art.5 della delibera AEEGSI ARG/gas 45/11, l'offerta in acquisto del Responsabile del bilanciamento viene presentata con prezzo pari a zero, e valorizzata al corrispettivo di reintegro nei siti di stoccaggio incrementata di circa 13 €/MWh nel caso di offerta lato vendita. Nei giorni in esame la correlazione tra prezzo di equilibrio e valore di SCS offerto è pari al 40%. Analizzando la correlazione con i volumi complessivamente scambiati in sessione si ottiene circa il 35%, un valore inferiore ma compatibile con la l'incidenza media dei volumi extra-bilanciamento rispetto al valore di SCS, a conferma della maggiore rilevanza nella formazione del prezzo di equilibrio della strategia adottata da SRG.

36 La correlazione tra lo scostamento tra il valore di SCS pubblicato alle 17:00 e quanto effettivamente offerto dal RdB in sessione, e il prezzo marginale è pari al 17%. Si riscontra un'assenza sostanziale di correlazione (11%) anche tra il valore di SCS pubblicato alle 17:00 e lo scostamento tra prezzo marginale e quotazione PSV riferita al medesimo giorno gas.

Infine l'analisi dello scarto tra prezzo del comparto G+1 e PSV evidenzia come i casi di un differenziale elevato<sup>37</sup> (14% del totale) siano riconducibili all'avvenuta attivazione del comparto G-1 con riferimento al medesimo giorno gas (condizione verificata nel 54% dei casi)<sup>38</sup>, come ulteriormente descritto nel paragrafo 2.3.2 (Fig. 2.3.2).

*Concentrazione del comparto e operatori principali*

La crescita dei volumi scambiati sul comparto G+1 corrisponde ad una crescita della concentrazione del mercato rispetto al 2013 (HHI<sup>39</sup> pari a 3011, + 15%), sia su base annua che nel corso dell'anno. Tale dato non risulta di immediata intellegibilità se si considera sia l'aumento degli operatori attivi nel comparto (77 rispetto a 73 nel 2013, +5%), sia l'incremento della quota extra-bilanciamento e la speculare riduzione della quota di SRG. Quest'ultimo tuttavia si conferma come operatore prevalente<sup>40</sup> nel 73% delle sessioni (-6 p.p rispetto al 2013), con una quota media di mercato su entrambi i lati pari al 73% (Tab. 2.3.4). Da un'analisi più approfondita emerge come le quote di mercato dei restanti operatori risultino omogenee tra loro e per lato (tutte al di sotto del 6%) senza variazioni sostanziali nei casi di SRG lato vendita o acquisto, fatta eccezione per gli operatori EDISON e DUFENERGY. In particolare EDISON si conferma per il secondo anno consecutivo come principale controparte di SRG, sia nei casi di sistema lungo che di sistema corto, ma con una quota di mercato totale superiore di 13 p.p. rispetto al 2013. Analizzando le quote di mercato con riferimento ai volumi extra-bilanciamento (Tab. 2.3.5), si rileva un minore impatto di ENI sul comparto rispetto all'anno precedente (-18 p.p.) e un contestuale incremento rispetto al 2013 della quota di mercato di EDISON (quasi di un fattore due) e di ENOI.

**Primi 10 operatori attivi sul comparto PB-GAS G+1, quote di mercato per lato e quote di accettazione**

Tab. 2.3.4

Operatori	Sistema lungo		Sistema corto		Totale			Quota accettazione		
	Acq.	Vend.	Acq.	Vend.	Acq.	Vend.	Tot.	Acq.	Vend.	Tot.
SNAM RETE GAS	-	77,4%	68,5%	-	33,4%	39,7%	73,1%	100,0%	100,0%	100,0%
EDISON S.P.A.	19,0%	1,3%	6,7%	17,4%	13,0%	9,1%	22,1%	20,5%	12,9%	16,5%
DUFENERGY TRADING SA	7,9%	1,5%	0,5%	9,6%	4,3%	5,5%	9,8%	6,5%	7,4%	7,0%
ENOI S.P.A.	4,0%	3,6%	3,2%	4,9%	3,6%	4,2%	7,8%	4,0%	2,2%	2,8%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	5,5%	0,9%	1,3%	7,2%	3,4%	4,0%	7,4%	4,1%	3,1%	3,5%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	2,2%	1,6%	1,0%	8,0%	1,7%	4,7%	6,3%	3,2%	8,9%	6,1%
ESTRA LOGISTICA SRL	6,4%	0,7%	1,4%	3,9%	4,0%	2,3%	6,2%	18,0%	21,0%	19,0%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	5,2%	2,1%	1,1%	2,9%	3,2%	2,5%	5,7%	23,8%	15,3%	19,1%
GUNVOR international b.v., AMSTERDAM, GENEVA BRANCH	5,4%	0,4%	0,7%	3,5%	3,1%	1,9%	5,0%	2,8%	2,2%	2,6%
BP ENERGY EUROPE LIMITED	6,1%	0,4%	1,0%	1,8%	3,6%	1,1%	4,7%	9,8%	3,6%	7,0%
Altri	38,4%	10,1%	14,7%	40,8%	26,8%	25,1%	51,9%	-	-	-
<b>Volumi (MWh)</b>	<b>18.795.154</b>		<b>19.789.136</b>		<b>38.584.290</b>					
<b>%</b>	<b>48,7%</b>		<b>51,3%</b>		<b>100%</b>					

37 Valore maggiore del 6% a fronte di uno scarto medio pari al 3%.

38 Ciò può indicare sia che la causa risieda nella scarsità relativa segnalata dall'attivazione del comparto G-1, sia che essa risieda nell'effetto attrattivo del prezzo pubblicato sul comparto G-1.

39 Indice di Herfindal – Hirschman determinato in funzione delle quote degli operatori attivi sul lato del mercato opposto a quello sul quale agisce Snam, sul totale dei volumi scambiati.

40 Quota di mercato superiore al 50%.

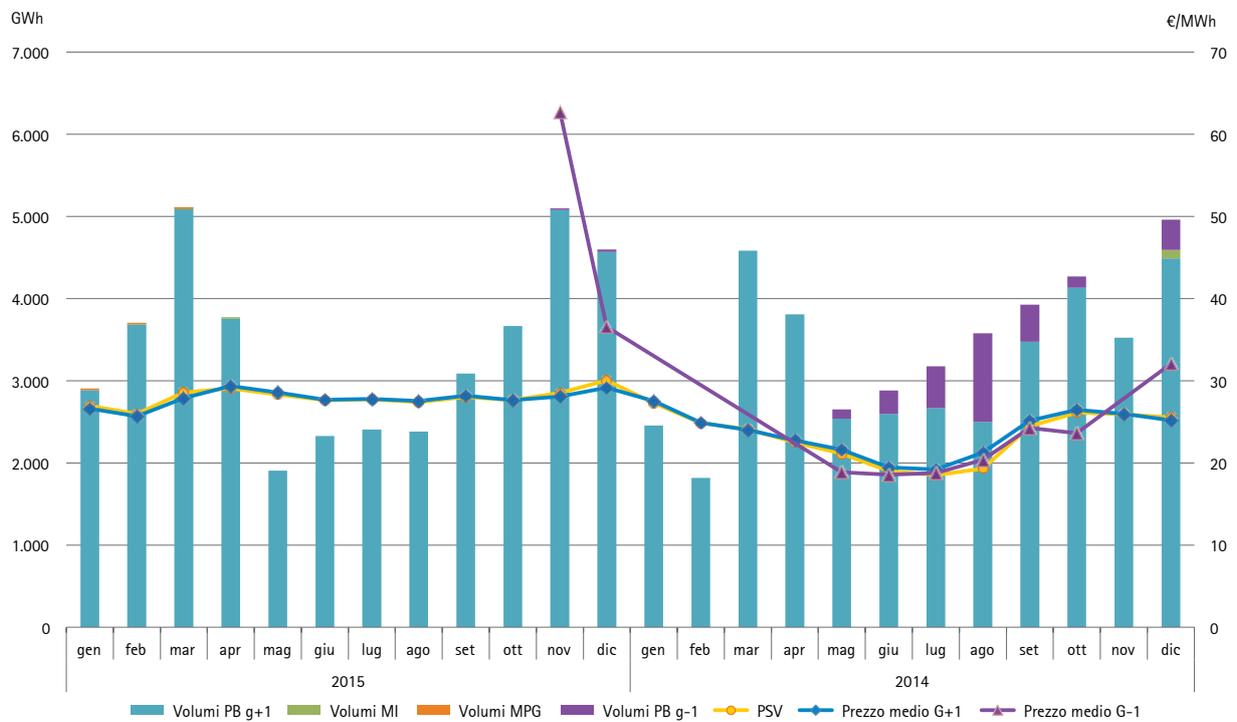
## Quote di mercato per gli operatori extra-bilanciamento nel comparto G+1

Tab. 2.3.5

Acquisti	Vendita	Acquisto	Totale
EDISON S.P.A.	21,1%	5,8%	14,5%
ENOI S.P.A.	10,1%	15,8%	12,5%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	3,5%	9,3%	6,0%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	3,3%	6,9%	4,9%
ENI S.P.A.	8,2%	0,1%	4,7%
ELECTRADE S.p.A	2,8%	6,7%	4,5%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	4,1%	4,0%	4,1%
DUFENERGY TRADING SA	1,7%	6,7%	3,9%
ESTRA LOGISTICA SRL	4,3%	3,2%	3,8%
MOL ENERGY TRADE INTERNATIONAL AG	4,4%	1,6%	3,2%
Altri	36,4%	39,8%	37,9%

## Prezzo medio PB-GAS G+1 confrontato con quotazioni PSV e volumi PB-GAS e M-GAS

Fig. 2.3.2



## 3.2 Piattaforma di bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G-1

Nel corso del 2014 il comparto di bilanciamento ex-ante G-1 è stato attivato in 45 sessioni su 365 potenziali (circa il 12%), per complessivi 3 TWh (pari a circa l'8% dei volumi scambiati su G+1). In base al Codice di Rete, SRG opera solo in vendita nel periodo di iniezione (da aprile a ottobre) e solo in acquisto nel periodo di erogazione (da novembre a marzo), attivando il comparto con una propria offerta quando lo sbilanciamento previsionale di sistema (c.d. SPS)<sup>41</sup> risulti rispettivamente negativo (sistema lungo, SRG in vendita) o positivo (sistema corto, SRG in acquisto). Nello specifico SRG nel periodo di iniezione ha operato per 43 sessioni, concentrate soprattutto nei mesi di luglio (10 sessioni) e agosto (16 sessioni), per volumi complessivamente pari a 2,6 TWh, mentre nel periodo di erogazione ha operato per sole 2 sessioni nel mese di dicembre per un volume cumulato pari a 0,4 TWh.

*Operatività concentrata nei mesi estivi del 2014 e primo trimestre 2015*

Estendendo l'analisi dell'attività del comparto al primo trimestre 2015, cioè alla fase di erogazione ed in concomitanza di temperature più rigide, emerge un'attivazione del comparto più frequente (27 sessioni su 90 giorni, 30% delle sessioni potenzialmente attivabili) e più importante in termini di volumi, con acquisti da parte di SRG per circa 3,4 TWh (un quantitativo di gas in tre mesi superiore a quanto complessivamente scambiato nel comparto in tutto il 2014). Tale operatività risulta coerente anche con quanto registrato nel comparto G+1, dove i volumi complessivamente accettati di Snam risultano in aumento lato acquisto (4,3 TWh rispetto a 2,2 TWh, +95%) e in flessione lato vendita (3,9 TWh rispetto a 5,1 TWh, -24%) rispetto allo stesso periodo del 2013.

Nel 2014 si osserva come l'attivazione del comparto G-1 sia risultata coerente in termini di segno con il comparto G+1 nel 53% dei casi (24 sessioni su 45 attivate) e come tale valore risulti sostanzialmente immutato anche includendo i valori del primo trimestre 2015 (49% delle sessioni). Concentrandosi sui casi di intervento discorde del responsabile del bilanciamento tra i due comparti includendo sia fase di iniezione che di erogazione, il 33% di questi è riconducibile ad una attività di "aggiustamento" *ex-post* nel comparto G+1 rispetto a quanto movimentato *ex-ante* in G-1, con volumi in acquisto/vendita minori rispetto a quelli scambiati in G-1. Nel 18% delle sessioni totali attivate, le previsioni dello sbilanciamento di sistema<sup>42</sup>, hanno richiesto una completa compensazione in G+1 di quanto fatto in G-1 (Fig. 2.3.3).

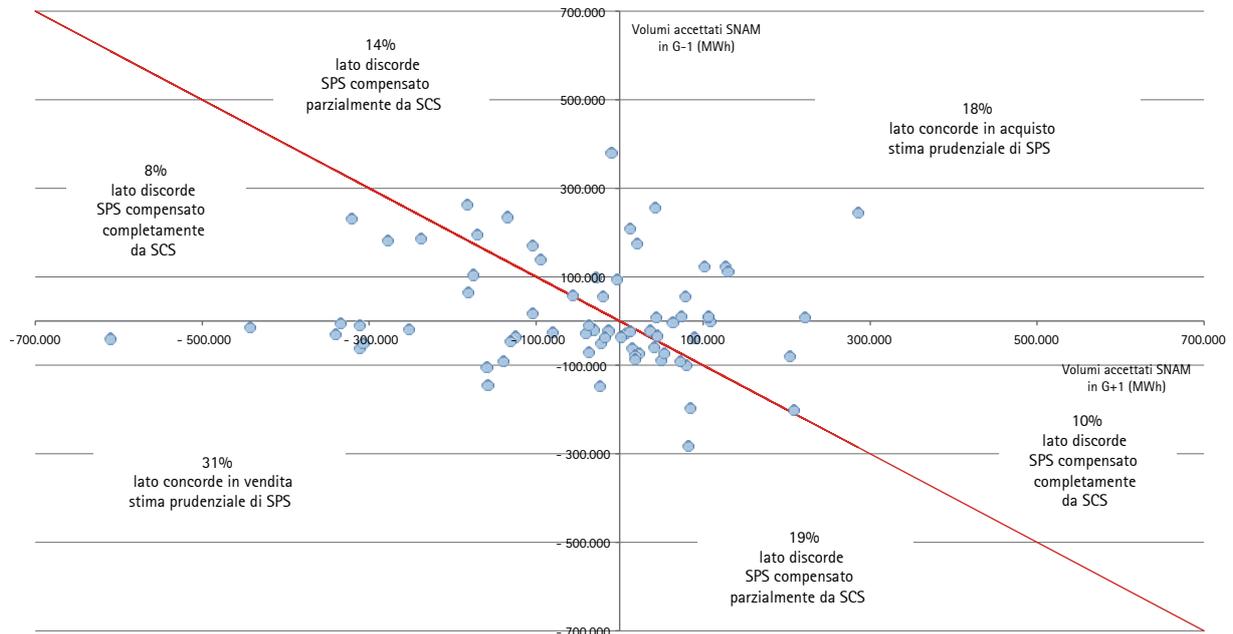
*Compensazione in G+1 di quanto movimentato in G-1 nel 18% delle sessioni attivate*

<sup>41</sup> Ai sensi della delibera ARG/gas 45/11, tale valore viene sostanzialmente determinato dal differenziale tra i programmi di prelievo e immissione comunicati dagli utenti nel giorno gas G-1 rispetto alla capacità di erogazione/immissione dei sistemi di stoccaggio a meno di un termine di errore previsionale.

<sup>42</sup> In tali situazioni le previsioni di sbilanciamento hanno portato il RDB a scambiare volumi minori e opposti di segno a quanto poi scambiato dal medesimo responsabile nel comparto G+1 con riferimento allo stesso giorno gas G.

Analisi comparata tra interventi di SRG sui comparti G-1 e G+1

Fig. 2.3.3



Una delle specificità del comparto G-1 rispetto al comparto G+1 risiede nell'allargamento della partecipazione anche a risorse diverse dal solo stoccaggio. In proposito l'analisi dei dati evidenzia che se la maggior parte delle offerte (circa il 58% dei volumi totali) ha interessato risorse Stogit, coerentemente con l'accesso a tale risorsa per la totalità degli operatori attivi nel comparto (pari a 45), ben il 29% ha interessato le risorse *Import*, accessibili dal 30% degli operatori attivi. Coerentemente con quanto registrato lato offerta, le zone maggiormente rilevanti in termini di volumi accettati e frequenza sono risultate, lato acquisto, la zona *Stogit* (1,3 TWh) con una quota pari a circa il 53% dei volumi complessivamente accettati con offerte marginali in 21 sessioni, e la zona *Import*, con il 46% (1,2 TWh) circa dei volumi complessivamente accettati e con una marginalità pari a quella della zona *Stogit*. In merito va rilevato come l'attivazione della zona *Import* sia avvenuta in concomitanza della presentazione di SPS in vendita particolarmente elevati da parte del Responsabile del bilanciamento (con un valore medio di offerta in tali sessioni pari a 97 GWh rispetto ai 23 GWh nelle sessioni con marginalità nella zona *Stogit*, il cui limite di transito medio si è attestato su 64 GWh) coerentemente col fatto che le risorse *Import* sono tipicamente connotate da prezzi meno favorevoli rispetto alle risorse *Stogit*.

Predominante ricorso a risorse Stogit

L'analisi del periodo di erogazione – estesa fino a fine marzo 2015 – da un lato conferma il ruolo rilevante della zona *Stogit* (42% dei volumi complessivamente accettati), dall'altro la sopravvenuta variazione nel disegno di mercato nel mese di Novembre<sup>43</sup> ha mostrato una maggiore ricorso a risorse G+1 e G+N, che hanno totalizzato il 39% delle vendite, con offerte marginali nel 53% delle sessioni. In tale periodo

43 Con la delibera AEEGSI 485/2014/R/gas sono state introdotte le zone G+1 e G+N (in sostituzione alle zone Linepack e Reintegro Stogit), collegate tra loro, al fine di tenere conto dei diversi giorni di consegna al PSV del gas contrattato (G+1, G+N) e riferite al ricorso di gas Linepack e Reintegro Stogit.

si osserva la quasi totale assenza di vendite con risorse Import (7% del totale), riflettendo la maggiore scarsità della risorsa che ha caratterizzato in particolare il mese di febbraio 2015 (-7% rispetto a gennaio 2015) e dunque la sua minore competitività.

Data la sporadicità delle attivazioni del comparto, l'analisi del prezzo marginale va condotta sulle singole sessioni in riferimento al corrispondente prezzo del comparto G+1, più che con riferimento ad un valore

*Prezzo del comparto G-1 e prezzo di sbilanciamento*

medio annuo in sé poco significativo. In tal senso emerge come per tutto il periodo di iniezione il prezzo marginale del comparto per il bilanciamento *ex-ante* sia risultato a sconto di circa 2,0 €/MWh rispetto a quanto riconosciuto nel comparto G+1 con riferimento al giorno gas precedente. La fase di erogazione si è invece caratterizzata per quattro sessioni (una a dicembre 2014, 3 a febbraio e marzo 2015) nelle quali la

domanda di SRG non è stata completamente soddisfatta o comunque ha comportato l'attivazione delle zone marginalmente meno convenienti, determinando la definizione di un prezzo marginale compreso tra 35 €/MWh e 37 €/MWh e pertanto un incremento del differenziale medio tra i prezzi marginali dei due comparti (pari a circa 3,4 €/MWh, altrimenti pari a 2,0 €/MWh come nella fase di iniezione). Merita rilevare come, in tutti i casi in cui nel 2014 il prezzo del comparto G-1 sia risultato sensibilmente diverso da quello formatosi nel comparto G+1<sup>44</sup> (15 sessioni su 45), il prezzo PSV ha presentato quotazioni maggiormente allineate al prezzo riconosciuto in G-1, con un differenziale di circa 1,8 €/MWh, rispetto ad un differenziale con il prezzo G+1 nei medesimi giorni pari a 2,55 €/MWh.

L'attivazione del comparto G-1 nel 2014 ha inciso sul prezzo di sbilanciamento<sup>45</sup> nel 58% delle sessioni attivate (26 casi su 45), per un impatto in tali giorni pari a -2,00 €/MWh a fronte di un valore medio del prezzo di sbilanciamento nel 2014 pari a 20,51 €/MWh. L'incidenza sul prezzo di sbilanciamento del comparto G-1 risulta maggiore (19 sessioni su 27) analizzando il primo trimestre 2015, con un impatto pari a +4,02 €/MWh.

Analizzando la strategia di offerta sul comparto, emerge come i prezzi offerti nella zona Stogit siano risultati sostanzialmente allineati al prezzo del comparto G+1 con riferimento al medesimo giorno gas

*Allineamento dei prezzi offerti in zona Stogit al PSV*

(e dunque al PSV), con un differenziale medio tra i prezzi marginali dei due comparti nel caso di marginalità *Stogit* pari a circa 0,47 €/MWh. Per contro i prezzi offerti nella zona Import appaiono maggiormente allineati al TTF (differenziale medio circa 0,40 €/MWh). Ciò fa sì che il differenziale di prezzo tra G-1 e PSV aumenti quasi di un fattore dieci nelle sessioni in cui il prezzo marginale G-1 si forma con risorse *Import*. Questo

dato trova conferma includendo il primo trimestre 2015 e comporta una volatilità del prezzo marginale del comparto (nel 2014 pari al 3,2% e confermata nel 2015) sostanzialmente esogena, cioè legata più alla variabilità dei volumi richiesti da SRG che alla variabilità dei prezzi offerti.

La sporadicità delle sessioni e la dimensione tendenzialmente limitata dei volumi trattati favoriscono un livello di concentrazione più elevato di quello registrato sul comparto G+1 (nel 2014 il valore dell'indice

*Concentrazione maggiore del comparto rispetto a G+1*

HHI è stato pari a 4.626, +54% rispetto a G+1). Nella fase di iniezione (SRG in vendita), tra i 31 operatori attivi nell'anno (escluso il RdB), la principale controparte di SRG è stato ENI, con una quota di mercato pari al 36%. Nella fase di erogazione (SRG in acquisto), analogamente a quanto osservato nel comparto G+1, EDISON è risultato la

44 Scostamento assoluto tra prezzo G-1 e G+1 maggiore del 15% del prezzo in G+1.

45 In caso di attivazione del comparto G-1, il prezzo di sbilanciamento definito all'art.7ter della delibera AEEGSI ARG/gas 45/11 può corrispondere al prezzo marginale G-1 o G+1 al verificarsi o meno di determinate condizioni sui volumi movimentati sul comparto *ex-ante* rispetto alla capacità di stoccaggio. In assenza di attivazione del comparto G-1, il prezzo di sbilanciamento corrisponde a quello marginale del comparto G+1.

principale controparte di SRG con una quota di mercato sui volumi accettati pari al 29%. Analizzando la strategia di offerta degli operatori nel comparto, si osserva come, nella fase di iniezione, la maggior parte di questi tenda ad offrire in modalità "mono-zonale" (23 operatori su 31 attivi escluso SRG), mentre solo il 29% tende ad offrire su due zone (prevalentemente *Stogit* e *Import*) nella medesima sessione. Durante la fase di erogazione, in seguito all'introduzione delle zone *G+1* e *G+N*, la quota di operatori con offerte multi-zonali per sessione raggiunge il 67% (20 operatori su 30), dei quali 8 con offerte ripartite su 4 zone differenti (*Stogit*, *Import*, *G+1* e *G+N*).

### 3.3 Altri mercati del gas

Con riferimento agli altri mercati o piattaforme gas gestite da GME, segnatamente al M-Gas ed alla P-Gas, anche nel 2014 si conferma la loro sostanziale illiquidità, con l'assenza di scambi e la sporadicità di ordini presentati. Fa eccezione il solo mercato infragiornaliero gas (MI-GAS), che ha registrato due fiammate di operatività a dicembre 2014 (3 sessioni) e nel primo trimestre 2015 (18 sessioni), in occasione della presentazione di ordini sia lato vendita che acquisto da parte di SRG. Per effetto di tali ordini il MI ha toccato livelli di abbinamenti e di liquidità che rappresentano i massimi storici per il mercato. In particolare, nelle due occasioni si sono registrati rispettivamente 43 e 473 abbinamenti, per complessivi 102 GWh e 785 GWh (pari rispettivamente al 33% e al 25% dei volumi scambiati negli stessi giorni nel comparto di bilanciamento *G+1* e a circa l'1% rispetto al fisico<sup>46</sup>).

*Scambi nel solo mercato infragiornaliero, con driver di prezzo *G-1* e PSV*

Anche in questo caso la sporadicità degli scambi suggerisce una loro analisi non in termini di prezzo medio, ma di scarto rispetto ai riferimenti relativi. Se nelle sessioni di dicembre il prezzo medio di abbinamento sul MI è risultato sostanzialmente allineato con i valori corrispondenti al PSV e al comparto *G+1* riferiti al giorno gas precedente (scarto medio rispettivamente pari a -0,04 €/MWh e 0,20 €/MWh), l'analisi puntuale dei prezzi nelle sessioni 2015 evidenzia come gli stessi si siano concentrati prevalentemente nelle sessioni di attivazione contestuale del comparto di bilanciamento *G-1* (89% dei casi), evidenziando un differenziale medio pari a -1,54 €/MWh rispetto al prezzo marginale *G-1*, di 2,63 €/MWh rispetto al comparto *G+1* e di 1,58 €/MWh sul PSV.

<sup>46</sup> I dati per le sessioni di marzo sono tratti dal consuntivo provvisorio di SRG.

## 4 MERCATI AMBIENTALI

### 4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale

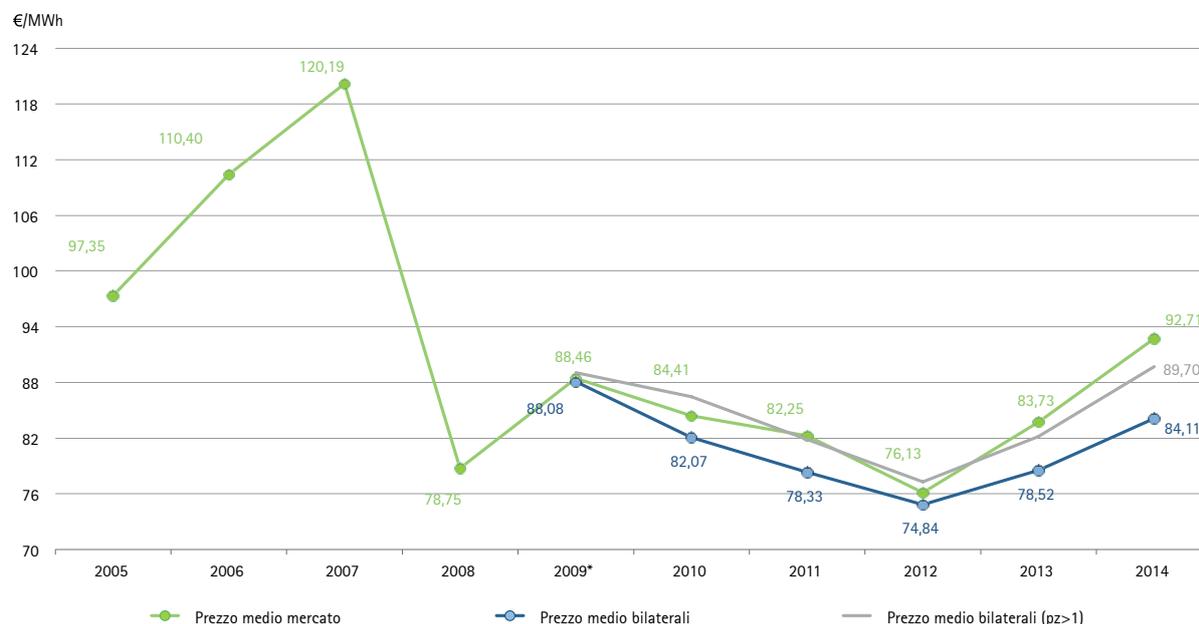
Nel 2014, nel Mercato dei Certificati Verdi (MCV) il prezzo medio ponderato dei certificati scambiati, a prescindere dalla tipologia e dal periodo di riferimento, si è attestato a 92,71 €/MWh (+10,7% sul 2013), ai massimi dal 2008, rafforzando le dinamiche rialziste mostrate già l'anno precedente che hanno posto fine al trend decrescente culminato con il minimo storico del 2012 (76,13 €/MWh).

*Prezzi medi ancora in crescita a fronte di una volatilità stabile*

Nella Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV) il prezzo medio, seguendo uno sviluppo analogo al mercato, ha segnato un rialzo del 7,1% rispetto all'anno precedente, portandosi a 84,11 €/MWh. Tale incremento supera il 9% se si escludono le transazioni registrate con prezzo prossimo o pari a zero, che ammontano nel 2014 a circa il 6% dei volumi totali scambiati bilateralmente, al netto delle quali il prezzo medio della piattaforma si porta a 89,70 €/MWh, allargando lo spread negativo con il prezzo di mercato a 3 €/MWh, mai così alto negli ultimi sei anni (Fig. 2.4.1).

CV – Prezzi Medi

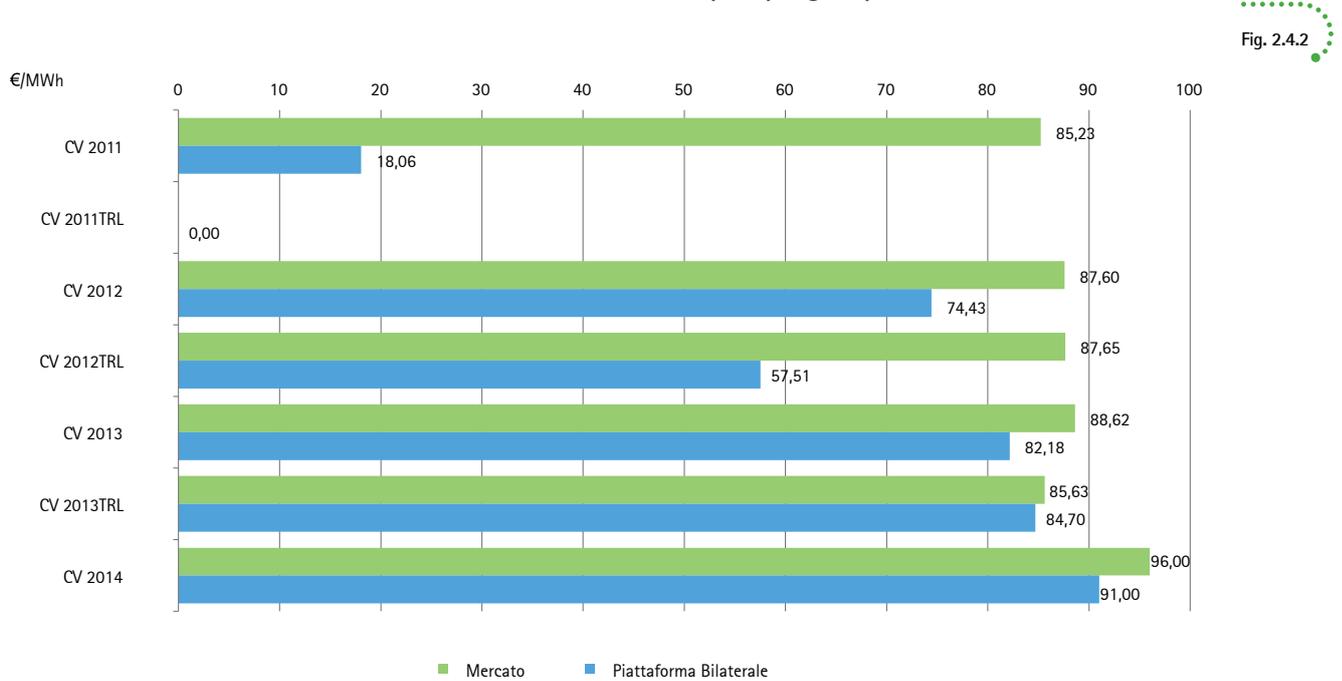
Fig.2.4.1



L'esame per tipologia e periodo di riferimento dei certificati scambiati nel mercato organizzato (MCV) evidenzia prezzi più bassi per i CV relativi all'anno 2011 (85,23 €/MWh), il cui periodo di trading è terminato a marzo 2014, ed i CV\_TRL 2013 (85,63 €/MWh); quotazioni a 88-89 €/MWh, invece, per le tipologie relative al 2012 e 2013 e più alte, infine, per quelle riferite al 2014, a quota 96 €/MWh, che si collocano anche tra i titoli più apprezzati dal 2008.

Anche su PBCV si riscontrano prezzi più alti per i certificati relativi al 2014, pari a 91 €/MWh, e nettamente più bassi per gli altri titoli, tra i quali i CV\_TRL 2011 tutti registrati sulla piattaforma con un prezzo pari a 0 €/MWh (Fig. 2.4.2). Anche il forte differenziale tra il prezzo di mercato e quello bilaterale dei certificati CV 2011 (67 €/MWh) è da attribuire alla vigorosa concentrazione delle transazioni a prezzo a zero; infatti, sui 143 mila MWh di volumi registrati bilateralmente per tale tipologia circa l'80% presenta prezzo nullo.

CV - Prezzi per tipologia e per anno di riferimento. Anno 2014

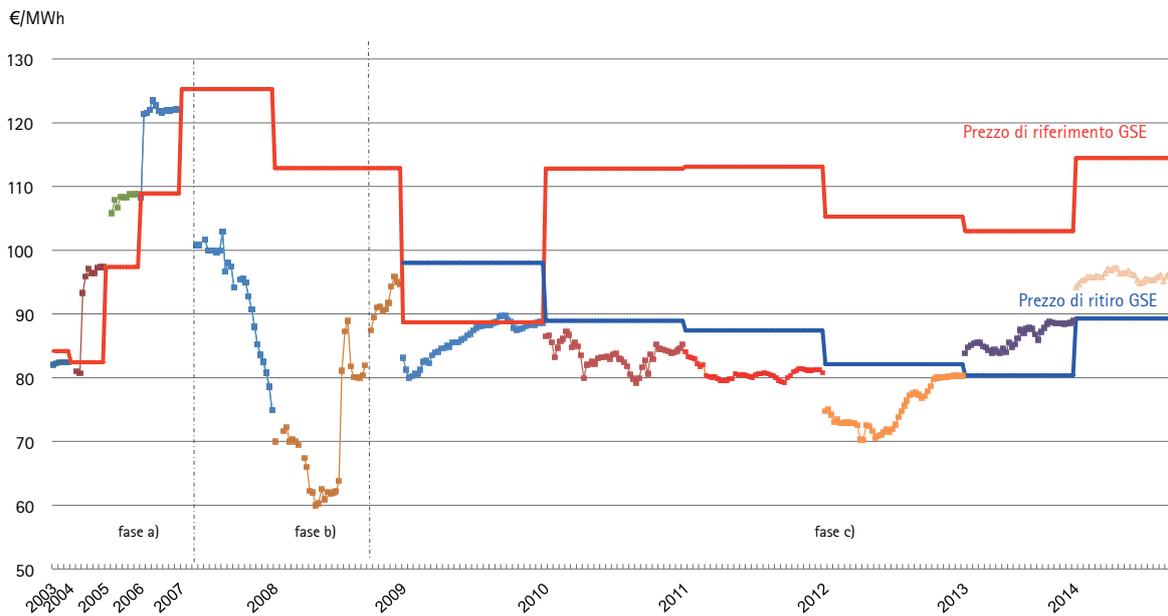


I prezzi dei certificati verdi registrati nelle sessioni di mercato, ad esclusione di quelli con anno di riferimento 2014, si sono collocati al di sotto del prezzo di ritiro<sup>47</sup> (89,29 €/MWh) il quale tuttavia, riflettendo indirettamente i ribassi registrati dai prezzi della borsa elettrica, ha registrato un incremento dell'11,1% rispetto a quello del 2013 (Fig.2.4.3). La più alta collocazione dei prezzi dei CV\_2014 rispetto a quello di ritiro sembrerebbe confermare che l'introduzione di un programma di ritiri trimestrali dei CV, che ha consentito di anticipare la vendita degli stessi al GSE, abbia avuto potenzialmente effetti rialzisti sui prezzi.

47 A partire dal 2009, con l'introduzione del decreto del 18 dicembre 2008, il GSE, agendo come acquirente di ultima istanza, è stato in grado di assorbire completamente l'offerta eccedente, garantendo un perfetto bilanciamento di mercato. Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 ha poi previsto che il prezzo di ritiro dei CV in eccesso per le produzioni degli anni 2011-2015 sia pari al 78% del prezzo di riferimento dei CV del GSE. Quest'ultimo è pari alla differenza tra 180 € ed il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica relativo all'anno precedente a quello del ritiro, come calcolato dall'AEEGSI. Nel 2014 il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2014 è stato pari a 114,46 €/MWh, da cui il prezzo di ritiro dei CV è risultato pari a 89,28 €/MWh.

CV - Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro

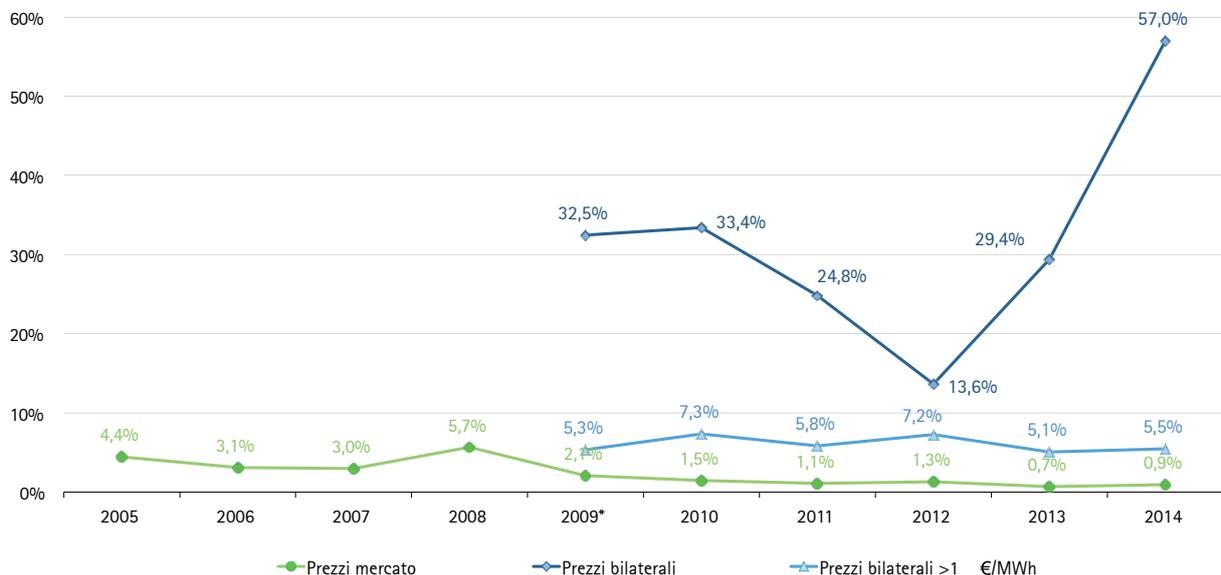
Fig.2.4.3



A fronte di prezzi in aumento, la volatilità del mercato si mantiene su valori piuttosto contenuti si porta a 0,9%, in linea con il 2013. Al contrario, la volatilità dei prezzi registrati su PBCV, confermandosi su livelli più elevati rispetto al mercato organizzato, mostra nel 2014 una vigorosa impennata (+27,6 punti percentuali) attribuibile, oltre che all'innalzamento del livello dei prezzi, anche alla sempre più influente quota delle transazioni registrate a prezzo zero. Infatti, al netto delle transazioni registrate con prezzo minore di 1 €/MWh, la volatilità dei prezzi registrati su PBCV, che assume un andamento più regolare, si presenta in lieve crescita rispetto all'anno precedente (+0,4 punti percentuali), rimanendo ancora superiore rispetto a quella del mercato organizzato (Fig. 2.4.4).

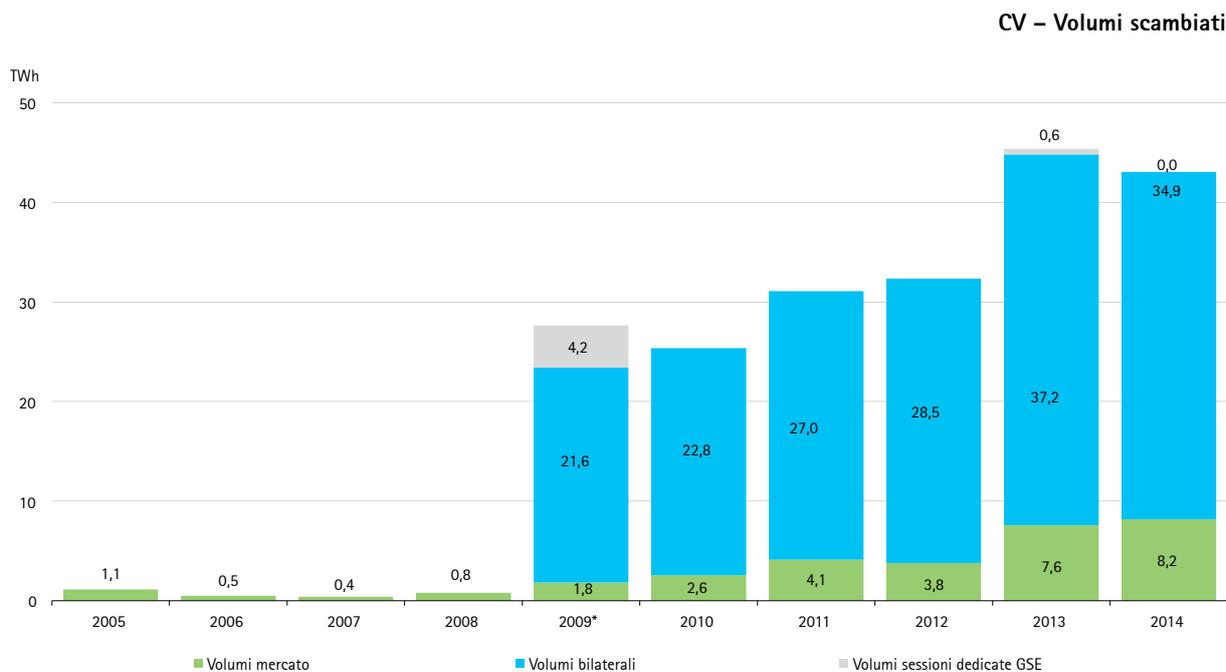
CV - Volatilità dei prezzi

Fig.2.4.4



Nel 2014, a fronte di una complessiva diminuzione delle negoziazioni osservata nel Sistema dei Certificati Verdi (43,1 TWh, -3,9%), compatibile con la riduzione della quota d'obbligo di energia rinnovabile da immettere in rete per produttori e importatori da fonti convenzionali, i volumi scambiati sul MCV segnano un ulteriore significativo aumento sull'anno precedente registrando il nuovo massimo storico, di 8,2 TWh (+8,3%). La flessione totale risulta assorbita esclusivamente dalle contrattazioni bilaterali che sulla PBCV, pur mantenendosi su livelli molto alti, mostrano la prima battuta d'arresto dal 2009, scendendo a 34,9 TWh (-6,4% dal record assoluto del 2013) (Fig. 2.4.5). Pertanto la PBCV continua ad incontrare i favori dei produttori e degli importatori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo, che hanno la necessità di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili, ma la liquidità del mercato organizzato (MCV), rafforzando la crescita registrata nel 2013, aggiorna nel 2014 il record storico a quota 19,0%, in aumento di 2,1 punti percentuali rispetto all'anno precedente. Nel 2014 è stata, inoltre, organizzata una sessione di mercato dedicata al GSE riservata ai soggetti che devono adempiere l'obbligo, ai sensi dell'art.20, comma 5 del DM 6 luglio 2012, durante la quale sono stati assegnati 37 mila CV con anno di riferimento 2013, ad un prezzo pari a quello di ritiro (89,28 €/MWh).

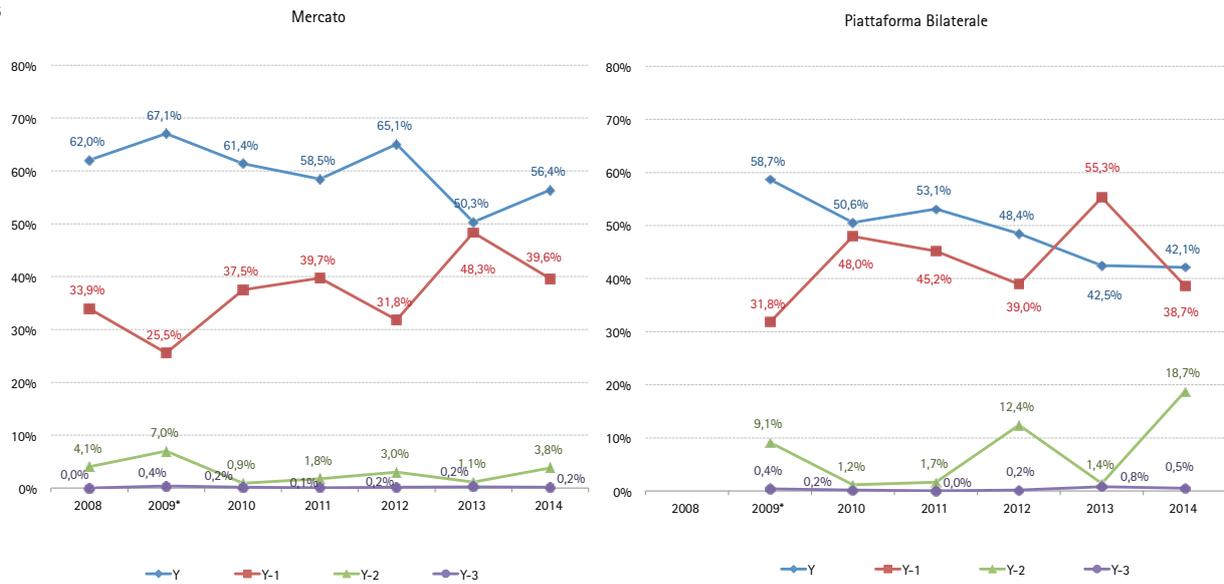
*Aumento della liquidità del mercato organizzato, crescono gli scambi sul MCV a dispetto di un calo complessivo dei certificati scambiati*



Da un'analisi dei volumi per periodo di riferimento emerge che in ciascun anno di contrattazione i certificati maggiormente scambiati, sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, sono quelli aventi periodo di riferimento uguale all'anno di trading, cioè i nuovi emessi; fa eccezione l'anno di contrattazione 2013 in cui la quota dei titoli con anno di riferimento 2012 ha rappresentato il 48% degli scambi su MCV (pressoché in linea con la quota dei CV\_2013) ed il 55% su PBCV. Anche nel 2014, a distanza di due anni dall'emissione, la tipologia CV\_2012 ha totalizzato una quota non trascurabile degli scambi (4% sul mercato, 19% bilateralmente). Tale dinamica appare connessa all'evoluzione della quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete; l'art.25, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, infatti, ha previsto che la quota d'obbligo, per i produttori e importatori da fonti convenzionali, di immettere in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili fosse pari al 7,55% per il 2012 (la più alta dall'inizio del meccanismo) e che si riducesse linearmente a partire dal 2013, fino ad azzerarsi per l'anno 2015 (Fig. 2.4.6).

CV – Struttura dei volumi scambiati per periodo di riferimento

Fig.2.4.6



Y rappresenta l'anno di riferimento dei CV il cui anno di emissione coincide con il primo anno di trading

\* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

La struttura del mercato organizzato (MCV), caratterizzata lato offerta da una pluralità di produttori da fonti rinnovabili, rispetto al lato domanda, rappresentata soprattutto dai maggiori produttori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo, trova anche quest'anno riscontro nella minore concentrazione sul fronte delle vendite rispetto a quello degli acquisti. Tale dinamica nel 2014 sembra subire un'intensificazione: la quota percentuale dei primi tre operatori (CR3) mostra, infatti, lato acquisto un lieve miglioramento rispetto all'anno precedente, portandosi al 37% (-2 punti percentuali); lato vendite, invece, un aumento di 4 p.p. spinge la quota al 25%, segnando una inversione del trend ribassista degli ultimi tre anni. Tuttavia, se consideriamo la quota dei primi dieci operatori (CR10), le dinamiche, pur restando contrapposte, si invertono decretando un netto peggioramento del grado di concentrazione degli acquisti, dove l'indicatore si riporta sui livelli del 2011 (80%), ed una stabilità di quello delle vendite (44%) (Fig. 2.4.7).

*Si accentua il divario tra concorrenzialità lato offerta e lato domanda*

CV – Mercato: Quote operatori

Fig.2.4.7



## 4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): Mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nel 2014, il sistema di incentivazione basato sui Titoli di Efficienza Energetica è stato interessato da tre importanti interventi da parte del regolatore che ne hanno modificato in parte l'assetto. L'AEEGSI con la Deliberazione 13/2014/R/efr ha definito nuove regole per la determinazione del contributo tariffario unitario, in base alle quali per ogni anno d'obbligo viene determinato un contributo tariffario preventivo 12 mesi prima della verifica del raggiungimento degli obiettivi. Il contributo preventivo ha la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo ed è calcolato applicando al contributo tariffario definitivo per l'anno precedente la metà delle variazioni percentuali dei prezzi, riscontrate dai clienti finali domestici per energia elettrica, gas naturale e gasolio da riscaldamento nell'anno d'obbligo precedente. Il contributo definitivo viene, invece, posto pari alla somma tra il corrispondente contributo tariffario preventivo e parte della differenza tra quest'ultimo e la media degli scambi in borsa (tralasciando gli scambi avvenuti tramite accordi bilaterali in quanto potenzialmente distorti da scambi infragruppo o accordi commerciali tra le parti) avvenuti negli ultimi dodici mesi.

Il secondo importante intervento è rappresentato dalla pubblicazione il 13 Marzo 2014 della Deliberazione 107/2014/R/EFR dell'AEEGSI, che definisce le modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché le modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli. In base a tale documento il Gse riconoscerà ai detentori che opteranno per il ritiro dei TEE un prezzo pari al valore minore tra la media dei contributi tariffari dei tre anni d'obbligo precedenti a quelli in cui si manifestano i risparmi e il rapporto tra i costi di investimento, e il numero di TEE stimati. Inoltre, la stessa delibera ha sancito la fungibilità dei TEE V ai fini della compliance, rendendoli di fatto equivalenti alle altre tipologie.

Infine, a dicembre del 2014 l'AEEGSI ha approvato con la delibera 616/2014/R/EFR l'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei TEE proposto dal GME. Tale aggiornamento prevede delle modifiche finalizzate a:

- promuovere la partecipazione degli operatori alle sessioni di mercato (tra cui la possibilità, per gli operatori, di indicare altri operatori di cui non intendono essere controparte di mercato);
- l'adozione di un sistema di garanzie a totale copertura del controvalore degli acquisti, atto a permettere la più rapida conclusione delle transazioni;
- l'estensione temporale dell'utilizzo della piattaforma bilaterale del Registro, conseguente al fatto che, disponendo del predetto sistema di garanzie, è possibile ridurre le tempistiche di blocco dei conti sul Registro, necessarie per il completamento delle transazioni concluse in esito allo svolgimento delle sessioni di mercato, e consentire, attraverso la riapertura del Registro, la registrazione delle transazioni bilaterali;
- l'adeguamento delle disposizioni previste in tema di misure disciplinari e di requisiti per l'ammissione al mercato.

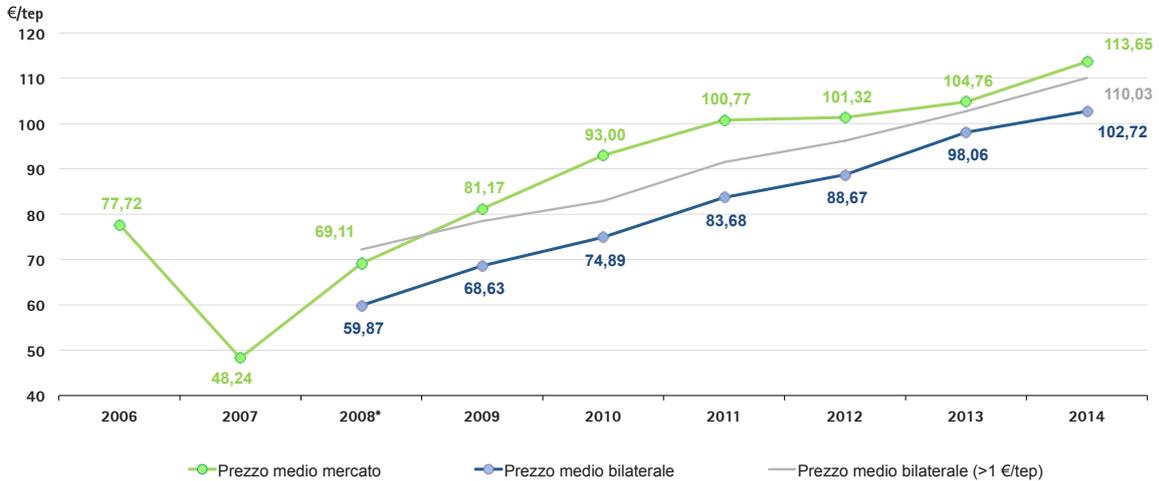
In tale contesto normativo, nel 2014, il prezzo medio ponderato registrato sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, indipendentemente dalla tipologia, sembra rafforzare la crescita avviata nel 2008 e con un incremento dell'8,5%, il più robusto degli ultimi 4 anni, aggiorna per la sesta volta consecutiva il massimo storico portandosi a 113,65 €/tep. La crescita dei prezzi si è concentrata nel primo trimestre dell'anno, quando, sotto la potenziale influenza delle delibere 13/2014/R/efr e 107/2014/R/efr, le quotazioni hanno sfiorato i 150 €/tep, portandosi ai massimi storici.

Analoghi sviluppi si registrano per i prezzi medi delle contrattazioni bilaterali che in crescita del 4,7% si attestano a 102,72 €/tep, confermandosi su livelli decisamente più bassi di quelli del mercato organizzato.

Tuttavia calcolando gli stessi prezzi al netto delle transazioni registrate a prezzo zero (6,6% del totale dei volumi scambiati bilateralmente nel 2014), tale crescita sale al 7,1%, riducendo nettamente il differenziale di prezzo tra la piattaforma bilaterale ed il mercato su valori tra i più bassi dal 2008 (4 €/tep). (Fig. 2.4.8).

TEE – Prezzi Medi

Fig. 2.4.8

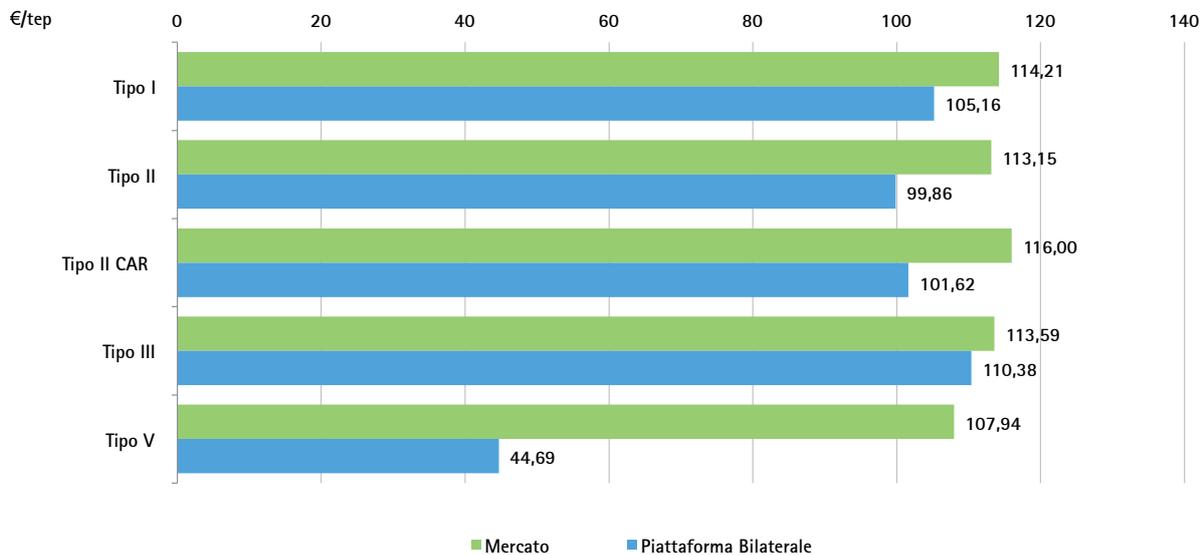


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

L'analisi per tipologia di TEE rivela nel mercato organizzato ancora un sostanziale allineamento dei prezzi delle prime tre tipologie a quota 113-114 €/tep, prezzi medi più alti per i titoli Tipo II CAR (116,00 €/tep) e nettamente più bassi per quelli Tipo V (107,94 €/tep), ambedue al secondo anno di contrattazione. Le transazioni bilaterali registrano, invece, prezzi medi ponderati più distanziati tra le tre storiche tipologie compresi tra i 99,86 €/tep dei titoli di Tipo II ed i 110,38 €/tep dei Tipo III. Inoltre, i prezzi bilaterali dei titoli di Tipo V sono sensibilmente inferiori anche a quelli registrati sul mercato organizzato (-63 €/tep) a causa della maggiore concentrazione di transazioni registrate a prezzo zero (46% del totale scambiato bilateralmente per tale tipologia) (Fig. 2.4.9).

TEE - Prezzi per tipologia. Anno 2014

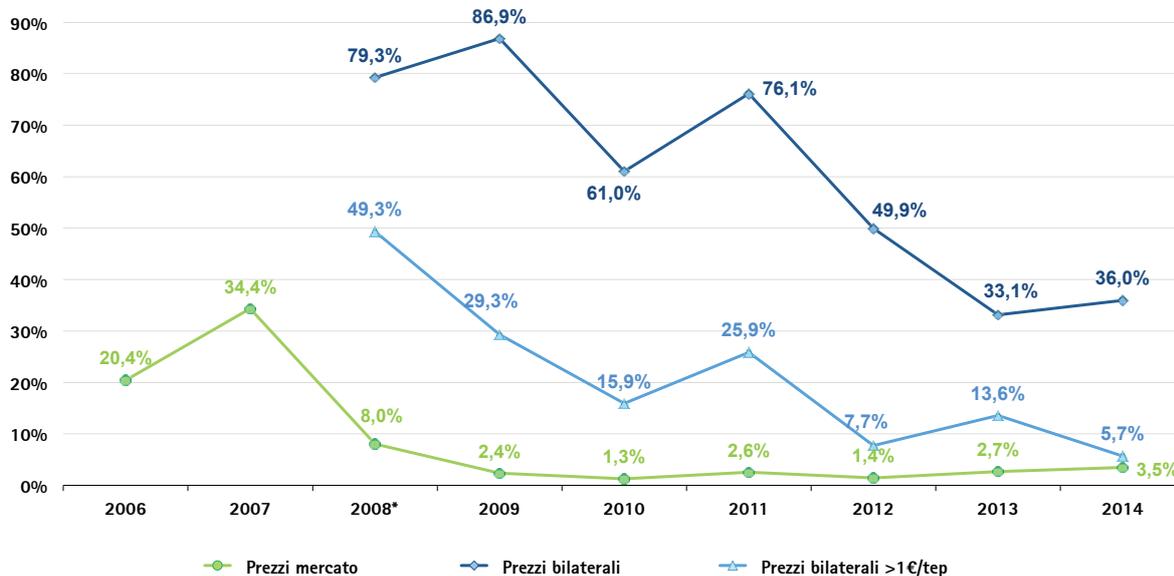
Fig. 2.4.9



La volatilità dei prezzi sul mercato organizzato, al secondo rialzo consecutivo, segna il massimo degli ultimi sei anni (3,5%); la crescita della variabilità riflette gli andamenti contrastanti registrati dalle quotazioni durante il 2014; infatti, nella prima parte dell'anno i prezzi hanno raggiunto livelli molto alti, con i suddetti picchi prossimi a 150 €/tep, mentre nella parte finale hanno toccato valori decisamente inferiori, con prezzi sotto i 100 €/tep. Molto più elevata rispetto al mercato la volatilità dei prezzi bilaterali, influenzata, almeno nel livello, dalle registrazioni a prezzo zero, al netto delle quali lo stesso indicatore si posiziona su valori nettamente più bassi (5,7%) e, confermando un andamento altalenante, segna un robusto calo rispetto all'anno precedente (-7,9 punti percentuali), riducendo al minimo il differenziale con il mercato (2,2 p. p.) (Fig. 2.4.10).

TEE - Volatilità dei prezzi

Fig. 2.4.10



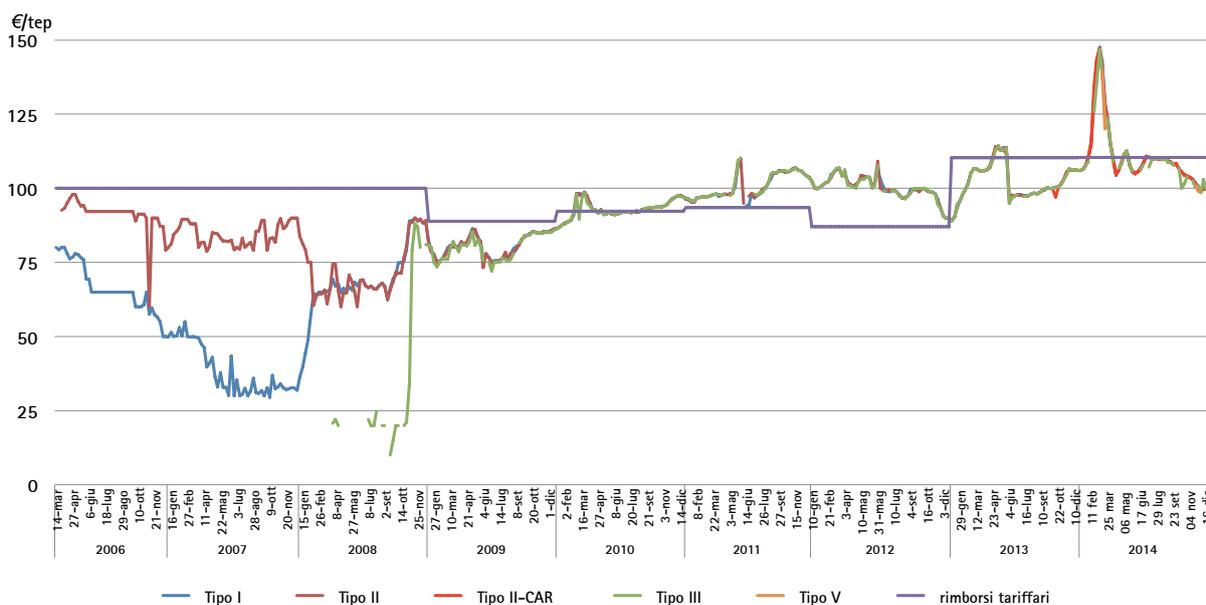
\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEGSI

Negli anni precedenti il livello dei prezzi è stato guidato in maniera evidente dal rimborso tariffario riconosciuto, per ogni TEE annullato, ai distributori che hanno assolto all'obbligo, a titolo di parziale copertura dei costi. Con la delibera 13/2014/R/efr, si introducono, tuttavia, nuove regole di calcolo con riferimento ai prezzi medi di mercato che si registrano nei dodici mesi precedenti al mese di maggio di ciascun anno. Tali regole consentono di riconoscere ai soggetti obbligati parte degli eventuali maggiori costi medi necessari per raggiungere i propri obiettivi, nei casi in cui i prezzi medi di mercato risultino più alti del contributo preventivo, o parte degli eventuali maggiori ricavi nei casi in cui i prezzi medi di mercato risultino più bassi del contributo preventivo.

Il contributo tariffario definitivo per l'anno 2013 è stato fisato a 110,27 €/tep, in netto incremento sul valore preventivo (oltre 10 €/tep) direttamente influenzato dalla ripresa dei prezzi di mercato nei mesi di febbraio e marzo del 2014. Il contributo tariffario unitario preventivo, invece, per l'anno d'obbligo 2014 è pari a 110,39 €/tep. Il livello medio dei prezzi nel periodo da gennaio a maggio del 2014 è risultato più alto di oltre 10 €/tep del valore di rimborso, mentre da giugno a dicembre è risultato più basso di oltre 4 €/tep (Fig. 2.4.11).

TEE – Prezzi di mercato e rimborsi tariffari

Fig. 2.4.11



Il sistema di incentivazione tramite il meccanismo dei TEE è caratterizzato, ormai da molti anni, da un eccesso di domanda dei soggetti obbligati rispetto all'offerta; tale scarsità è descritta dalla differenza tra il numero dei titoli emessi, rappresentativo dei volumi espressi in Tonnellate Equivalenti Petrolio risparmiate dagli operatori, ed i titoli necessari per adempiere agli obblighi. Negli ultimi due anni, all'aumentare degli obblighi effettivi a carico dei distributori, il gap tra i titoli necessari per l'adempimento e quelli emessi sembra assottigliarsi, infatti, la quota di questi ultimi passa dal 71% del 2011 al 94% del 2014 (Tab 2.4.1). Giova ricordare, tuttavia, che per il raggiungimento degli obiettivi 2014 in scadenza a maggio 2015, per i soggetti obbligati è sufficiente coprire il 50% dei 6,75 milioni di TEE relativi all'obbligo 2014 per essere comunque adempienti. Ne consegue che il quantitativo cumulato minimo di TEE necessario per coprire le necessità minime dei distributori obbligati, è pari a 31 milioni circa di TEE, valore ottenuto decurtando

dal totale cumulato dei titoli necessari per l'adempimento di tutti gli anni fino al 2014 (34,37) la metà dell'obbligo relativo al 2014 (6,75).

Alla luce di ciò, si ritiene che l'attuale situazione di mercato sia tale per cui il numero di TEE in circolazione possa coprire le necessità dei soggetti obbligati.

TEE - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati

Tab. 2.4.1

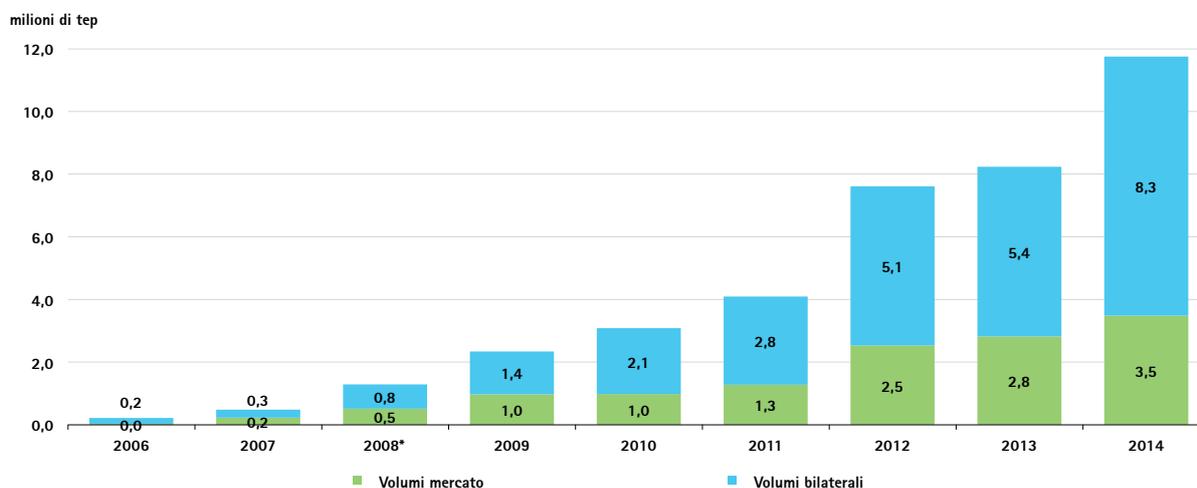
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica	Obblighi effettivi Distributori Gas	Totale cumulato per l'adempimento	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo
	( Mtep/a)	( Mtep/a)	( Mtep/a)	( Mtep)
2005	0,10	0,06	0,16	-
2006	0,19	0,12	0,47	-
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,20	1,00	3,31	2,60
2009	1,80	1,40	6,51	5,23
2010	2,40	1,90	10,81	8,02
2011	3,10	2,20	16,11	11,44
2012	3,50	2,50	22,11	17,23
2013	3,03	2,48	27,62	23,99
2014	3,71	3,04	34,37	32,27

Nel 2014, i Titoli di Efficienza Energetica scambiati, sia sul mercato organizzato che nelle contrattazioni bilaterali, confermano il trend crescente che ha caratterizzato il meccanismo sin dal suo avvio, coerentemente con il progressivo aumento degli obblighi a carico dei distributori, e sfiorano complessivamente i 12 milioni di tep. I volumi dei TEE scambiati sul mercato, in crescita del 23,7% sull'anno precedente, si portano a 3,5 milioni di tep mentre quelli scambiati nelle contrattazioni bilaterali, con un aumento del 52,6%, si attestano a 8,3 milioni di tep. Si accentua quindi la predominanza degli scambi bilaterali, la cui percentuale sul totale degli scambi nel 2014 raggiunge il massimo dal 2007 a quota 70,4% (+4,5 punti percentuali sul 2013) (Fig. 2.4.12).

*Continua il trend  
positivo dei volumi  
ancora su livelli record*

TEE - Volumi scambiati

Fig. 2.4.12

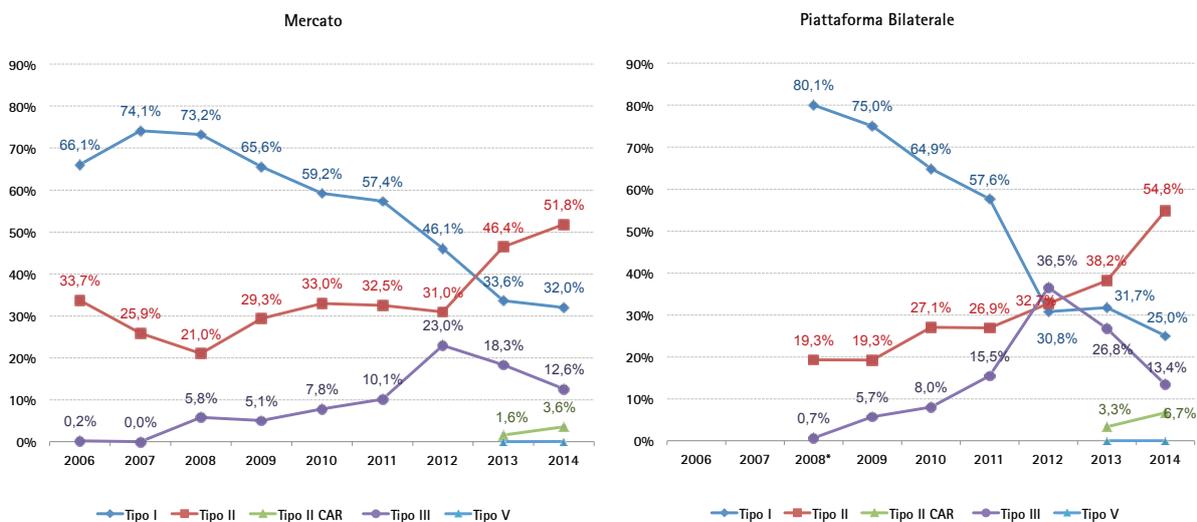


\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEGSI

Per quanto riguarda le diverse tipologie, a partire dal 2013, sono entrati in contrattazione i nuovi titoli *Tipo II CAR* e *Tipo V*, caratterizzati tuttavia da una scarsa liquidità, mentre quelli di *Tipo II* si configurano come i maggiormente scambiati sia sul mercato organizzato (46,4% nel 2013, 51,8% nel 2014) sia nelle contrattazioni bilaterali (saliti a 54,8%, +16,6 p.p.); tali sviluppi appaiono connessi all'entrata in vigore del decreto interministeriale del 28 dicembre 2012 che, oltre a cambiare il quadro normativo di riferimento, ha fissato nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2013-2016 (Fig. 2.4.13).

TEE – Struttura dei volumi scambiati

Fig. 2.4.13



\* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Il mercato dei TEE è caratterizzato, lato domanda, da un numero ristretto di operatori, per lo più distributori di energia elettrica e di gas con più di 50.000 utenti connessi, con la necessità di acquistare un numero maggiore di titoli sul mercato, al fine di compensare il minor apporto di titoli propri; lato offerta, invece, il mercato è costituito da un numero considerevole di operatori (principalmente ESCO ma anche distributori non obbligati) i quali hanno realizzato progetti di risparmio energetico e, relativamente ad essi, beneficiano dell'emissione di TEE, che possono vendere sul mercato.

*Concorrenzialità stabile lato offerta, in miglioramento ed ai massimi storici lato domanda*

In tale contesto, il grado di concentrazione lato domanda, storicamente più alto di quello lato offerta, appare in netto miglioramento rispetto agli anni precedenti; la quota dei primi tre operatori (CR3), infatti, nel 2014 segna il minimo storico a 41,1% (-16,1 punti percentuali). Tale sviluppo viene smorzato se si considera la quota di primi dieci operatori (-6,5 p.p.) che tuttavia si colloca tra i valori più bassi di sempre (72,7%). Sul lato offerta, invece, la concorrenzialità si presenta pressoché stabile nel confronto con il 2013 (CR3 pari a 15,3%, CR10 a 35,7%) confermando, comunque, un netto miglioramento rispetto agli anni precedenti (Fig. 2.4.14).

## TEE - Mercato: Quote operatori

Fig. 2.4.14



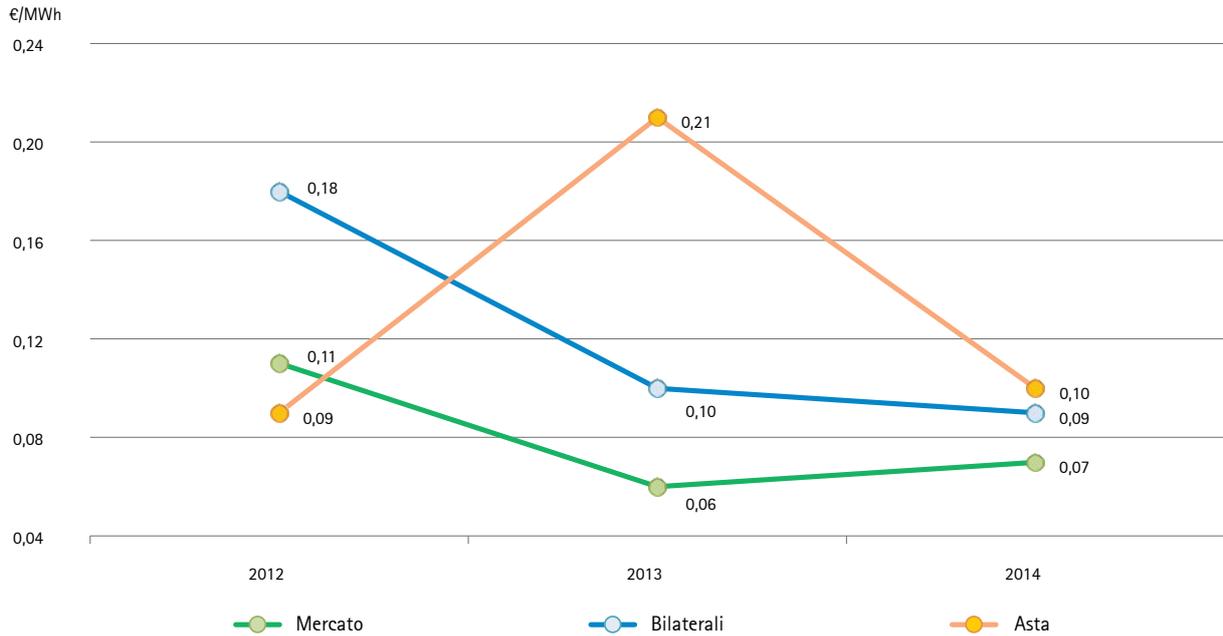
## 4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE

Il 2014 ha rappresentato il primo anno di piena operatività del sistema delle Garanzie di Origine (GO), in attuazione dell'art. 31, comma 1 del DM 6 luglio 2012. Il prezzo medio ponderato registrato su M-GO, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,07 €/MWh, in aumento di 0,01 €/MWh sul 2013. Dinamica contrapposta sulla Piattaforma Bilaterale delle GO (PB-GO), in cui i prezzi sono scesi a 0,09 €/MWh (-0,01 €/MWh), confermandosi su livelli più elevati del mercato ma dimezzandone lo spread (0,02 €/MWh). In evidente calo, invece, i prezzi delle GO assegnate attraverso le Aste del GSE portatosi a 0,10 €/MWh (-0,11 €/MWh) chiaramente legato alla riduzione del prezzo offerto dal GSE (Fig. 2.4.15).

*Prezzi in ripresa sul mercato organizzato, in calo sulla piattaforma bilaterale*

GO - Prezzi Medi

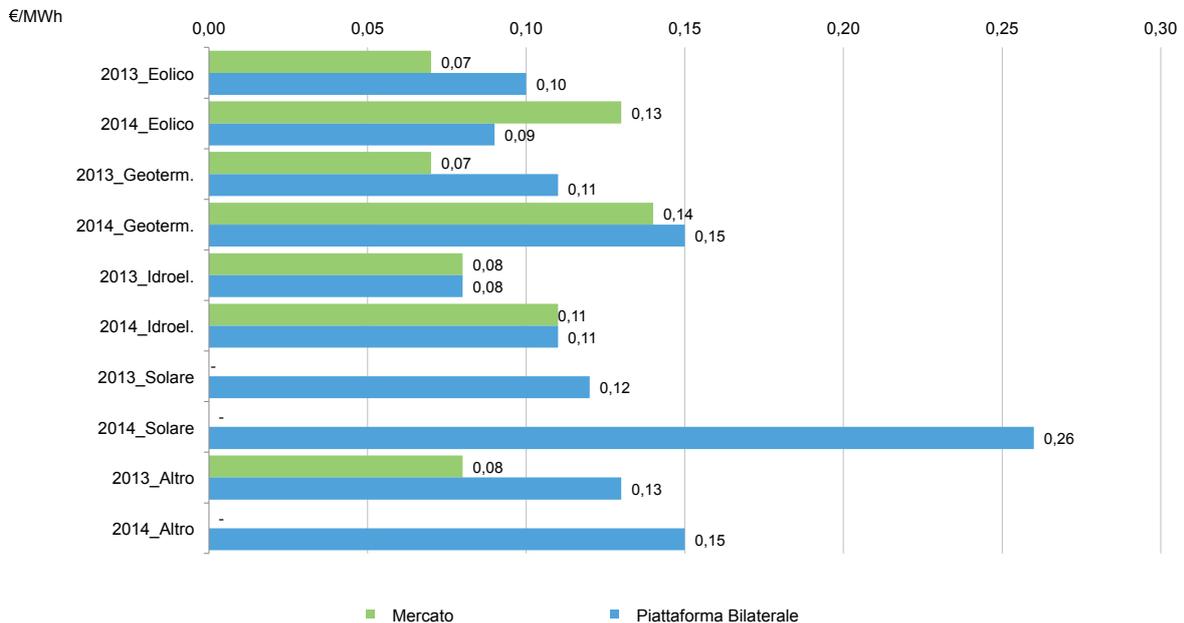
Fig. 2.4.15



L'analisi per tipologia mostra prezzi nel mercato più bassi per i titoli con anno di produzione 2013, attestatisi tra 0,07-0,08 €/MWh. I titoli con anno di produzione 2014 si collocano, invece, tra 0,11 €/MWh per la garanzia *Idroelettrico* e 0,14 €/MWh per quella *Geotermoelettrico*. Anche PB-GO mostra prezzi inferiori per i titoli riferiti alla produzione del 2013, compresi tra 0,08 e 0,13 €/MWh, e più elevati per quella del 2014, con un massimo di 0,26 €/MWh per il titolo 2014\_Solare (Fig. 2.4.16).

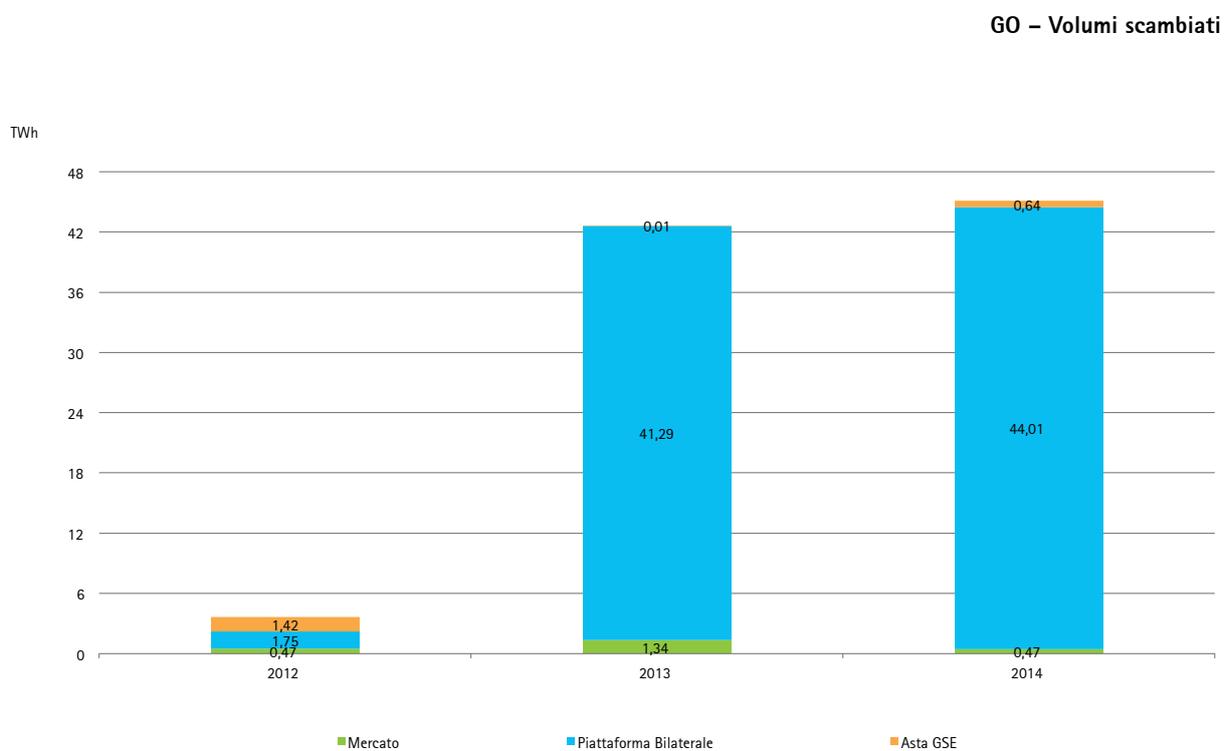
GO - Prezzi per Tipologia e anno di produzione. Anno 2014

Fig. 2.4.16



Nel 2014 sono stati scambiati complessivamente sul mercato 0,47 TWh, in calo del 65% rispetto ai già modesti volumi del 2013. In controtendenza gli scambi sulla PB-GO che confermandosi in espansione salgono a 44 TWh (+6,6%); tali scambi sono considerati al netto degli infragruppo che nel 2014 ammontano a 0,49 TWh. Si rafforza, quindi, la tendenza osservata già al passaggio dai COFER alle GO di un sistema di incentivazione quasi esclusivamente improntato sulla contrattazione bilaterale, lasciando al mercato organizzato una parte nettamente residuale, con una liquidità quindi poco significativa. A sostenere tale condizione anche la crescita dei volumi assegnati tramite asta, pari a 640.000 MWh, che nel 2014 registrano una ripida impennata, favorita probabilmente sia dalla riduzione, dai più elevati livelli del 2013, del prezzo a base d'asta che dall'incremento delle quantità offerte dal GSE, passate da 4 TWh del 2013 ai 30 TWh del 2014 (Fig. 2.4.17).

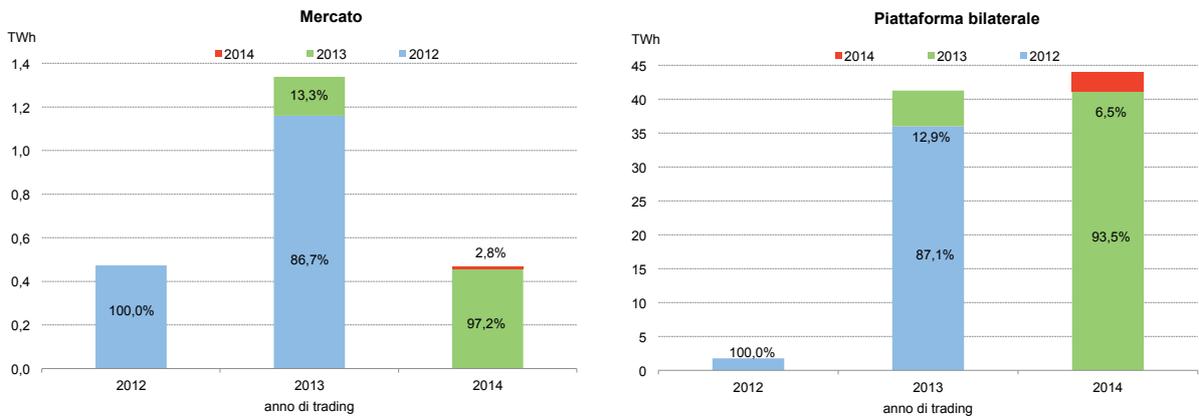
*Volumi in calo sul mercato, predominanza della contrattazione bilaterale*



Nel 2014 sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale gli scambi si sono concentrati sulle garanzie relative all'anno di produzione 2013 (rispettivamente 97% e 94%), contrattabili solo entro il 31 marzo, data entro la quale i soggetti interessati debbono inviare i titoli al GSE per l'annullamento. Tale tipologia rappresenta, inoltre, quella più scambiata nei tre anni di attività, totalizzando nella più liquida PB-GO 46,5 TWh (contro i 37,7 TWh delle garanzie con anno 2012).

GO - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione

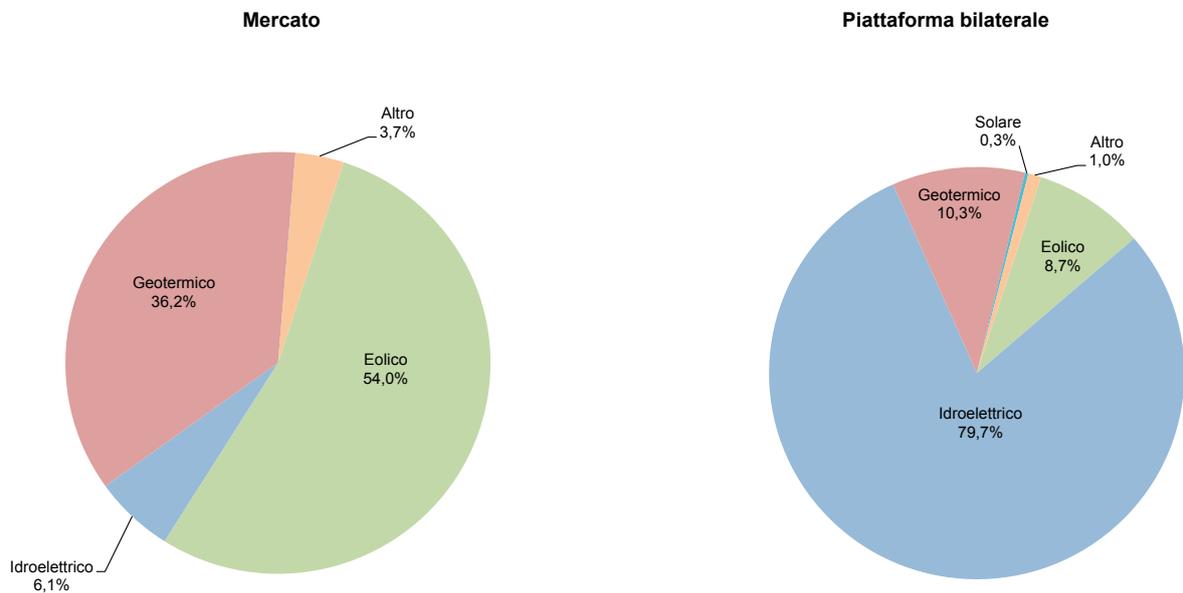
Fig. 2.4.18



Se consideriamo solo la tipologia di impianto a cui la garanzia si riferisce, indipendentemente dall'anno di produzione, il titolo più scambiato nel mercato organizzato è stato quello *Eolico*, con 0,25 TWh (54,0% del totale), seguito da *Geotermico* che ha pesato per il 36,2%. Nella Piattaforma Bilaterale, invece, gli scambi si sono concentrati sulla tipologia *Idroelettrico* con 35,1 TWh, pari al 79,7% del totale (Fig. 2.4.19).

GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2014

Fig. 2.4.19



## APPROFONDIMENTO 3

### Mercati per l'Ambiente: le novità normative sui Mercati Ambientali

Nell'ambito delle politiche per lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili, nel corso del 2014, il GME ha adottato taluni interventi di adeguamento ed, ove necessario, di revisione di alcune disposizioni di funzionamento dei mercati e/o delle piattaforme ambientali attualmente gestiti, al fine di conformare tali disposizioni al mutato contesto normativo di riferimento.

Secondo gli ambiti di competenza si riporta, nel seguito, una panoramica dei principali interventi normativi intercorsi nell'esercizio 2014 in materia, con i conseguenti processi di adeguamento operati dal GME.

Con riferimento al Mercato dei Certificati Verdi (MCV), per tutto il 2014, il GME ha proseguito nella gestione ordinaria delle relative funzionalità del mercato, come precedentemente modificate nel corso del 2013<sup>1</sup> in esito alle disposizioni introdotte dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 recante *"Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche"* (nel seguito: D.M. FER elettriche), nonché nella parallela attività di gestione della Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV).

Certificati Verdi

In tale contesto si inquadrano le attività preliminari svolte dal GME, in coordinamento con il GSE, in vista dei prossimi adempimenti da compiere in ordine alla chiusura del Mercato dei Certificati Verdi (CV), conseguente all'applicazione delle disposizioni di cui al citato D.M. FER elettriche il quale, tra l'altro, ha previsto con riferimento agli impianti che beneficiano della ricezione dei CV – per il periodo successivo al 2015 – la conversione del diritto all'ottenimento del CV in incentivo economico diretto, riconosciuto ai produttori titolari degli impianti soggetti a regolamentazione, prefigurando, pertanto, la transizione da un modello di mercato basato sul principio *"cap and trade"* ad uno schema *"feed in tariff"*, regolato sulla base di incentivi fissi calcolati ex ante dalle Istituzioni competenti.

Nello specifico, secondo quanto previsto dall'Art. 19 del D.M. FER elettriche, il GSE, a partire dalla produzione da impianti a fonte rinnovabile di gennaio 2016, sospenderà l'emissione dei CV a favore dei soggetti aventi diritto, corrispondendo ai medesimi, in sostituzione della certificazione, un relativo controvalore economico.

Passando al sistema dei TEE, nel corso del 2014 si è progressivamente andato a completare il passaggio di competenze dall'AEEGSI al GSE in riferimento alle attività di gestione del meccanismo di certificazione dei progetti di risparmio energetico, in applicazione delle disposizioni introdotte dal Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 (D.M. 28 dicembre 2012), che ha, tra l'altro, rimodulato, per il quadriennio 2013-2016, gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, che dovranno essere cumulativamente conseguiti dalle imprese di distribuzione obbligate. In tale ambito, in considerazione del livello di sviluppo ormai raggiunto dal mercato dei TEE – che ha visto, durante il 2014, un incremento del numero degli operatori attivi e l'aumento del livello delle negoziazioni registrate – a valle dello specifico processo consultivo (cfr. DCO GME n. 6/2014), il GME ha pubblicato alcune proposte di modifica alle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (Regole MTEE).

Titoli di Efficienza Energetica

<sup>1</sup> Si ricorda che nel giugno 2013 il GME ha disposto nell'ambito del MCV l'introduzione delle sessioni dedicate per il ritiro dei CV da parte del GSE, in applicazione di quanto disposto dall'Art. 20, commi 2 e 3 del D.M. FER elettriche. Per maggiori informazioni cfr. news GME del 6 giugno 2013 "Modifiche urgenti al T. I. Disciplina Mercato Elettrico – Mercato Certificati Verdi" / <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=134>

Dette proposte di modifica hanno in particolare interessato:

- i. la facoltà per gli operatori di indicare le "controparti non accettabili", con le quali non intendono essere parte negoziale nell'ambito delle attività proprie del mercato;
- ii. l'introduzione di un sistema di garanzia a totale copertura del controvalore degli acquisti, al pari di quanto previsto con riferimento al mercato dei certificati verdi ed a quello delle garanzie di origine, allineando in tal senso tutti i mercati ambientali rispetto al medesimo sistema di garanzia.

Contestualmente il GME ha avanzato nell'ambito della consultazione ulteriori proposte di aggiornamento delle Regole MTEE, che nello specifico hanno interessato:

- la revisione dei requisiti di ammissione prevedendo che l'operatore, precedentemente escluso dal mercato a seguito di misura disciplinare adottata dal GME, possa presentare nuova richiesta di ammissione unicamente trascorso un periodo di almeno sessanta mesi dall'avvenuta esclusione;
- l'adeguamento delle misure disciplinari disposte dal GME in ipotesi di violazione delle Regole MTEE, prevedendo:
  - i. l'eliminazione del "richiamo in forma pubblica" tra le misure disciplinari che il GME può adottare nei confronti dell'operatore;
  - ii. l'estensione delle tempistiche a disposizione del GME per l'adozione dell'eventuale misura disciplinare nei confronti dell'operatore.

A valle della conclusione dell'iter di consultazione, il testo delle Regole MTEE risultante in esito alle modifiche proposte dal GME è stato approvato dall'AEEGSI con Deliberazione 616/2014/R/efr dell'11 dicembre 2014 recante appunto *"Approvazione dell'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)"*.

A completamento si segnala che con medesimo provvedimento, il Regolatore ha inoltre disposto, in coerenza con quanto indicato per le Regole MTEE, che il GME estendesse la modifica relativa ai casi di sospensione dell'operatività del mercato anche alla regolazione del Registro TEE, inserendo a tal fine un'omologa disposizione all'interno del *"Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE"*. In applicazione delle indicazioni ricevute dal Regolatore, il GME ha pertanto adeguato sia le Regole MTEE, sia il Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE, pubblicando sul proprio sito internet, in data 23 dicembre 2014, le nuove versioni aggiornate dei testi regolamentari, unitamente, per quanto concerne le Regole MTEE, alle versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF).

Nell'ambito dei TEE altra novità di rilievo che ha visto la sua prima applicazione nel corso del 2014 è stato l'avvio della nuova categoria, prevista dall'Art. 8 del D.M. 28 dicembre 2012, di interventi di risparmio energetico su larga scala denominata *"grandi progetti"*, ovvero interventi di risparmio energetico per i quali si prevedano risparmi superiori ai 35.000 tep congiuntamente ad una vita tecnica del progetto superiore ai venti anni. Sulla base delle disposizioni normative di riferimento, la procedura di gestione dei grandi progetti segue un *iter* dedicato direttamente presso il Ministero dello Sviluppo Economico, al termine della quale possono essere concessi dei premi di incentivazione aggiuntivi in funzione dei livelli di risparmio conseguiti o anche in ragione della localizzazione del relativo progetto (fino al 30% su interventi operati nei settori industriali, ovvero con un premio aggiuntivo del 50% qualora detti progetti vengano realizzati nell'ambito delle aree metropolitane).

Nel 2014 il MISE ha infatti riscontrato positivamente un primo "grande progetto" determinando la prima emissione dei connessi TEE di tipo "IN", categoria di certificati bianchi già prevista nell'ambito della regolazione ma mai precedentemente attivata. In merito, si segnala che in esito a tale nuova procedura di emissione non si sono determinate modifiche ai regolamenti e/o alle disposizioni tecnico attuative del

GME, in quanto i relativi sistemi di negoziazione dal medesimo gestiti risultavano già predisposti per l'emissione e lo scambio di tale tipologia di titoli "IN" - come anche dei titoli di tipo "E", quest'ultimi ancora mai emessi - sia sulla piattaforma bilaterale che nell'ambito della piattaforma di mercato (book di negoziazione dedicato).

A completamento della panoramica dei provvedimenti normativi che hanno determinato per il GME l'esigenza di adeguare la documentazione regolamentare dei mercati e/o piattaforme ambientali dal medesimo gestiti, si segnala che in esito all'introduzione, a partire dal 1° gennaio 2015, del meccanismo di *reverse charge* sulle compravendite di certificati relativi all'energia elettrica e al gas - introdotto nell'ordinamento italiano della Legge 23 dicembre 2014, n. 190 (c.d. Legge di Stabilità 2015) - ed alla luce dei chiarimenti espressi in materia dall'Agenzia delle entrate, la quale ha ulteriormente chiarito che si devono considerare ricompresi tra i "*certificati relativi al gas e all'energia elettrica*" di cui all'art. 17, comma 6, lett. d-ter) del D.p.r. n. 633/1972, così come modificato dall'art. 1, comma 629, lett. a) num. 3) della legge n. 190 del 23 dicembre 2014, anche le diverse certificazioni ambientali, ovvero i Certificati Verdi, le Garanzie di Origine, nonché i Titoli di Efficienza Energetica, il GME ha provveduto ad adeguare le Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) dei mercati e piattaforme ambientali nell'ambito dei quali ricopre il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni, intervenendo in dettaglio sulle disposizioni disciplinanti il trattamento fiscale presente sul Mercato dei certificati verdi (MCV) e sulla Piattaforma delle garanzie di origine (P-GO), e pubblicando, in data 26 gennaio 2015, rispettivamente le nuove versioni delle DTF n.4 rev8 MCV e DTF n.4 rev2 P-GO.

Reverse Charge

