



RELAZIONE ANNUALE 2015





RELAZIONE ANNUALE 2015



EXECUTIVE SUMMARY

Il 2015 si caratterizza per un ulteriore decisivo passo verso l'integrazione dei mercati europei dell'energia, favorita, da un lato, dal forte calo dei prezzi delle materie prime e dal conseguente recupero di competitività dei paesi *oil/gas intensive*, dall'altro dal consolidamento del quadro normativo e organizzativo sovranazionale connesso alla progressiva attuazione di regolamenti e progetti comunitari.

Sui mercati, infatti, in uno scenario economico reso ancora incerto ed instabile da una ripresa che fatica a trovare basi solide, il calo senza eguali del greggio (52,1 \$/bbl, -47,6%), accompagnato dai pesanti ribassi del carbone (56,4 \$/MT, -26%) e del gas (TTF: 18,8 €/MWh, -5,3%), si incontra nel 2015 con il completamento delle dinamiche di lungo termine osservate sulla domanda di energia, al primo timido tentativo di invertire la caduta libera del quinquennio precedente, e con la diffusione della generazione rinnovabile, giunta a regime dopo aver toccato il punto più alto della sua parabola ascendente nel 2014. Lungi dal fornire indicazioni di una possibile ripresa produttiva, rimane in via di definizione e sotto osservazione soprattutto il rilancio dei consumi registrato sia nel settore elettrico (315,2 TWh, +1,5%) che in quello del gas (66.947 mmc, +9,1%), la cui evoluzione sembra legarsi più a fenomeni congiunturali transitori, alte

temperature e scarsa idraulicità *in primis*, che a *input* strutturali di lungo termine.

L'insieme di queste dinamiche si riflette sul mercato elettrico italiano, sia in termini di volumi che di prezzi. Tornano a crescere, infatti, gli scambi sulle piattaforme *spot* del GME, tanto sul MGP (287,1 TWh, +1,8%), che vede interrompere la serie negativa avviata nel 2009 e la liquidità salire a ridosso dei valori più alti dal 2005 (68%), quanto sul MI (24,9 TWh, +9,3%), dove l'aumento dell'energia negoziata rivela soprattutto il buon successo del nuovo mercato infragiornaliero introdotto a febbraio 2015.

Nel contempo, il basso costo dei combustibili, un livello di consumo in timida ripresa ma ancora lontano dai suoi standard più elevati, nonché la forte incidenza dell'offerta rinnovabile dipingono scenari nazionali, attuali e futuri, favorevoli ad un contenimento sia dei prezzi elettrici all'ingrosso sia del loro *spread* con il resto d'Europa. La conferma giunge sia dal mercato *spot*, dove sul MGP il Pun si conferma di poco superiore al minimo storico dei 52 €/MWh, sia dai mercati a termine, sempre più maturi in ragione della crescente liquidità raccolta soprattutto su piattaforme finanziarie

continentali e indirizzati verso prospettive di ulteriore ribasso.

Relativamente al 2015, l'analisi delle dinamiche di prezzi e volumi osservate sul MGP evidenzia una generale ridotta variabilità del Pun, alterata esclusivamente da picchi periodici e volatili verificatisi in presenza di particolari condizioni di contesto. Il fenomeno si mostra con particolare intensità a luglio, quando l'eccezionale ondata di caldo estivo ha spinto i consumi su livelli record e il Pun ad un valore mensile tra i più alti dell'ultimo triennio (70 €/MWh). Questi fattori, accompagnati dalla rimodulazione dell'offerta più competitiva degli impianti rinnovabili, appaiono decisivi anche per interpretare la ripresa registrata nel 2015 dalla produzione termoelettrica (+10,5%), in particolare da ciclo combinato (+20,6%), oltre che le variazioni osservate nella struttura dei prezzi in termini di lieve ampliamento della forbice Nord-Sud (+0,3 €/MWh), di forte riduzione della volatilità delle quotazioni del Sud e della Sicilia (-4/-5 p.p.), nonché dello loro frequenza di azzeramento (-120/-134 ore). Non emergono, invece, novità rilevanti su base zonale, se si eccettua la significativa diminuzione manifestata dal prezzo della Sicilia (-28,9%) a seguito dell'intervento normativo che ha regolato la gestione sul mercato degli impianti rilevanti dell'isola sino alla messa in opera del nuovo cavo di interconnessione con la penisola.

Il consolidamento di tali dinamiche sui fondamentali appare ancor più interessante se osservato alla luce dell'avvio del *market coupling*, il meccanismo in asta implicita che da febbraio 2015 ha sincronizzato il mercato italiano *day ahead* ai principali mercati elettrici europei, consentendo un'allocazione dell'energia transfrontaliera coerente con il differenziale di prezzo formatosi al confine. L'avvio del progetto, che si connota come tappa fondamentale nella direzione di una crescente integrazione europea, pur non potendo annullare lo strutturale *gap*

alimentato dal più costoso mix di generazione italiano, ha consentito di cogliere con tempestività le opportunità presentatesi sul mercato, contribuendo alla progressiva riduzione delle inefficienze di sistema e alla definizione di nuovi assetti nel mercato elettrico europeo, risultato, in taluni casi, pienamente omogeneo nella valorizzazione del prezzo dell'energia nell'ambito di un'unica zona sovranazionale estesa dalla zona Nord italiana alla Scandinavia. Nel settore elettrico si muovono nella medesima ottica anche i progetti attualmente promossi sui tavoli di lavoro nazionali e internazionali dal GME, riconosciuto con atto formale del Ministero dello Sviluppo Economico - ai sensi di quanto previsto dal Regolamento EC n. 2015/1222 (c.d. CACM) e previo parere favorevole espresso dall'AEEGSI - quale unico *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) per l'Italia in materia di gestione dei processi di *coupling* relativi al mercato integrato *day ahead* e al costituendo mercato *intraday*. Seguendo la direzione intrapresa, il GME sarà, quindi, impegnato nei prossimi anni a favorire l'ampliamento delle esperienze di *coupling* a nuove frontiere e nuovi mercati, nell'ambito sia dell'*Italian Borders Working Table* (IBWT), sia del *PXs Cross Borders Intra-Day* (XBID), il cui avvio, previsto al momento nella seconda parte del 2017, è stato preceduto nel corso del 2016 dal progetto pilota lanciato in parallelo da Italia e Slovenia per la gestione coordinata della relativa frontiera sugli attuali mercati infragiornalieri.

Un contributo attivo all'implementazione di un sistema di norme sovranazionali comuni è stato offerto anche nell'ambito del monitoraggio dei mercati, nel quale il GME si è confermato interlocutore di riferimento per le Istituzioni competenti. Tra la fine del 2015 e l'inizio del 2016, infatti, è stata avviata l'operatività di due piattaforme, finalizzate a supportare gli operatori di mercato e le Autorità di regolazione nell'adempimento degli obblighi e delle funzioni

definiti dal Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT): la Piattaforma di *Data Reporting* (PDR), operativa dal 7 ottobre 2015 per tutti i clienti del GME, attraverso la quale trasmettere ad ACER le operazioni effettuate in riferimento a contratti di fornitura e trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale (art. 8 del REMIT), e la *Piattaforma per le Informazioni Privilegiate* (PIP), in linea dal 4 gennaio 2016, destinata, invece, a garantire agli operatori di mercato la tempestiva pubblicazione delle informazioni privilegiate in loro possesso (art. 4 del REMIT). L'impulso verso una crescente integrazione europea ha guidato anche le attività in corso di attuazione nel settore del gas. In questo contesto, nel 2015, il GME ha supportato l'AEEGSI, insieme a SRG, nel processo di armonizzazione del meccanismo di bilanciamento del sistema al *framework* regolatorio disegnato a livello comunitario dal Regolamento (UE) n. 312/2014. Inoltre ha concluso in qualità di *nomination agent*, specifici accordi di cooperazione con borse europee terze interessate ad offrire sulle proprie piattaforme prodotti finanziari con consegna fisica del gas presso il PSV, concorrendo in tal senso all'aumento di liquidità registrato sull'*hub* italiano.

In chiave di mercato, anche nel settore del gas l'analisi mostra da un lato il ritorno del segno positivo per la domanda italiana, successivo a quattro anni di incessante calo e trainato dalla fiammata del comparto termoelettrico e da un aumento dei consumi civili, dall'altro una ulteriore flessione del prezzo scambiato al PSV (22,2 €/MWh, -4,7%), che vede tuttavia aumentare il suo *spread* dagli altri *hub* continentali dopo una fase di sostanziale allineamento (+2 €/MWh circa). In questo contesto, i mercati del GME, rappresentati prevalentemente dalla PB-GAS, pur esprimendo volumi in quota decisamente ridotta rispetto alle quantità consegnate da SRG (6,8%), confermano la positiva evoluzione della loro liquidità e la loro funzione di supporto alle


necessità di bilanciamento del TSO. Indicativi, in tal senso, i due fenomeni più rilevanti emersi in corso d'anno: l'ulteriore aumento degli scambi tra operatori diversi da SRG sul comparto G+1 (13 TWh, +22,3%), ormai saliti a circa il 30% del totale, sintomo di un consolidamento della natura *spot* della piattaforma, e la crescente attivazione del comparto G-1 (7,3 TWh, +4,3 TWh), a cui SRG ricorre a fini di bilanciamento in condizioni di particolare scarsità delle risorse di stoccaggio a disposizione nel comparto G+1. In relazione ai prezzi si osserva un rafforzamento del legame tra il PSV e la quotazione espressa sul più liquido comparto G+1, testimoniato dalla sostanziale coincidenza tra i due valori (22,1 €/MWh) e dal perfetto allineamento del loro andamento infra-annuale, privo nel 2015 della tipica stagionalità estate-inverno, ma caratterizzato da una progressiva discesa verso il minimo livello mensile toccato a dicembre. Lievemente superiore a questi riferimenti risulta invece il prezzo del comparto G-1 (23 €/MWh), sul quale cresce il ricorso a risorse diverse da Stogit, rimasto tuttavia di gran lunga il prodotto *locational* più utilizzato. Tra gli altri mercati del GME, infine, volumi non trascurabili sono stati negoziati sul MI-GAS (1 TWh), sul quale nel 55% dei casi le sessioni con scambi hanno avuto luogo in corrispondenza di un'attivazione del comparto G-1 sotto l'impulso prevalente di SRG, controparte nella quasi totalità degli abbinamenti registrati.

Quanto ai mercati ambientali, infine, la novità più rilevante del 2015 è rappresentata dall'assunzione da parte del GME del ruolo di controparte centrale delle contrattazioni concluse sull'ormai maturo Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE), eliminando il rischio esistente in capo agli operatori di effettuare negoziazioni con controparti inadempienti. Positiva la reazione del mercato, sul quale si è osservato un incremento delle transazioni (3,8 milioni di tep, +8,3%), che ha tuttavia solo

parzialmente contenuto la complessiva riduzione dei titoli di efficienza energetica scambiati nel settore (8,7 milioni di tep, -25%), alimentata dal calo delle quantità trattate bilateralmente. Nell'anno di azzeramento della quota d'obbligo di energia rinnovabile da immettere in rete per importatori e produttori di energia elettrica da fonti convenzionali, è risultato in fisiologica diminuzione anche il volume degli scambi nel

sistema dei certificati verdi (37 TWh, -14,6%), in procinto di passare ad uno schema *feed-in tariff* amministrato. La flessione si è uniformemente distribuita tra quantità di borsa (7 TWh, -15,2%) e contratti bilaterali (30 TWh, -14,4%). In lieve crescita, infine, gli scambi delle garanzie d'origine (46 TWh, +4,7%), avvenuti quasi interamente attraverso accordi bilaterali tra operatori.

Il Presidente
e Amministratore Delegato



Prof. Pietro Maria Putti

EXECUTIVE SUMMARY	III
1. LA SOCIETÀ.....	1
1.1 GOVERNANCE E MERCATI	2
1.1.1 Profilo Aziendale.....	2
1.2 LE NUOVE INIZIATIVE.....	11
1.2.1 Il nuovo ruolo del GME di controparte centrale sul Mercato dei TEE	11
1.2.2 Le attività in ambito REMIT	11
1.2.3 Gli accordi di cooperazione con ICE ed ECC.....	14
1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI	15
1.3.1 I progetti di integrazione del mercato elettrico italiano nel contesto europeo.....	15
1.3.2 Le attività del GME in ambito Europex.....	18
1.4 IL MONITORAGGIO	19
1.5 I RISULTATI.....	21
1.5.1 Volumi e operatori.....	21
1.5.2 Trend operatori dei mercati GME.....	24
1.5.3 Risultati economici	26
2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI	31
2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI	32
APPROFONDIMENTO:	
Un anno di market coupling.....	38
2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ	41
2.2.1 Il mercato del giorno prima (MGP).....	41
2.2.2 Il mercato infragiornaliero (MI).....	50
2.2.3 La Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE).....	58
2.2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE).....	61
2.3 I MERCATI DEL GAS	64
2.3.1 Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G+1	64
2.3.2 Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G-1	70
2.3.3 Altri mercati del gas.....	73
2.4 I MERCATI AMBIENTALI.....	75
2.4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale.....	75
2.4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali	81
2.4.3 Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE.....	87



INDICE RELAZIONE ANNUALE 2015



Indice delle tabelle

1.	LA SOCIETÀ	
1.	Governance e mercati	2
	Tab. 1.1.1 - Regole dei mercati	6
	Tab. 1.1.2 - Corrispettivi	8
	Tab. 1.1.3 - Corrispettivi Servizi ex REMIT	10
4.	Monitoraggio	19
	Tab. 1.4.1 - Provvedimenti in esito all'attività di monitoraggio	20
5.	Risultati	21
	Tab. 1.5.1 - Operatori sui mercati del GME	24
	Tab. 1.5.2 - Volumi scambiati sui mercati del GME	25
	Tab. 1.5.3 - Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2014-2015)	26
	Tab. 1.5.4 - Struttura dei costi a margine (anni 2014-2015)	26
	Tab. 1.5.5 - Principali indicatori del GME (anni 2014-2015)	27
	Tab. 1.5.6 - Consistenza del personale dipendente	28
2.	L'EVOLUZIONE DEI MERCATI	
1.	Mercati internazionali	32
	Tab. 2.1.1 - Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)	35
	Approfondimento	38
	Tab. 1 - Prezzi e differenziali per profilo orario agli equivalenti valori d	38
	Tab. 2 - Frequenza di allineamento e inversione differenziale per frontiera - anno 2015 post coupling	39
	Tab. 3 - Volumi e inefficienza allocativa della capacità - anno 2015	40
2.	Mercati elettricità	40
	Tab. 2.2.1 - Andamento dei volumi sul MGP	41
	Tab. 2.2.2 - Vendite per fonte e tecnologia	42
	Tab. 2.2.3 - Volumi zonal sul MGP - Anno 2015	46
	Tab. 2.2.4 - Vendite zonal per fonte e tecnologia - Anno 2015	46
	Tab. 2.2.5 - Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni\notturni sul MGP	48
	Tab. 2.2.6 - Indici di concentrazione sul MPG - Anno 2015	49
	Tab. 2.2.7 - Prezzo medio di acquisto e volumi medi orari	51
	Tab. 2.2.8 - Volumi zonal	54
	Tab. 2.2.9 - Acquisti e vendite per fonte	55
	Tab. 2.2.10 - Profilo delle transazioni registrate e programmi	59
	Tab. 2.2.11 - Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading	61
	Tab. 2.2.12 - MTE: volumi scambiati per anno di trading	62
	Tab. 2.2.13 - MTE: liquidità degli scambi per durata e distanza di delivery	63
3.	I Mercati gas	64
	Tab. 2.3.1 - Entità degli scambi extra-bilanciamento e incidenza sulle sedute totali	66
	Tab. 2.3.2 - Livello medio dei prezzi PB-Gas confrontati con PSV e TTF (€/MWh)	66
	Tab. 2.3.3 - Volatilità media dei prezzi PB-GAS confrontata con PSV e TTF	67
	Tab. 2.3.4 - Primi 10 operatori attivi sul comparto PB-GAS G+1, quote di mercato per lato e quote di accettazione	68
	Tab. 2.3.5 - Quote di mercato per gli operatori extra-bilanciamento nel comparto G+1	68
4.	I Mercati ambientali	75
	Tab. 2.4.1 - TEE - Titoli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Valori cumulati	85

Indice delle figure

1. LA SOCIETÀ	
1. Governance e mercati	2
Fig. 1.1.1 - Mercati e piattaforme	3
Fig. 1.1.2 - Organigramma del GME	5
5. Risultati.....	21
Fig. 1.5.1 - La liquidità sul MGP.....	22
2. L'EVOLUZIONE DEI MERCATI	
1. Mercati internazionali.....	32
Fig. 2.1.1 - Prezzi in euro delle principali commodities energetiche.....	32
Fig. 2.1.2 - Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio.....	33
Fig. 2.1.3 - Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi.....	33
Fig. 2.1.4 - Prezzi spot sui principali mercati del carbone	34
Fig. 2.1.5 - Prezzi spot sui principali mercati del gas	35
Fig. 2.1.6 - Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee.....	36
Fig. 2.1.7 - Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload	36
Fig. 2.1.8 - Volumi scambiati sulle principali borse spot.....	37
Fig. 2.1.9 - Volumi scambiati sulle principali borse a termine	37
2. I Mercati dell'elettricità	41
Fig. 2.2.1 - Offerta su MPG	42
Fig. 2.2.2 - Andamento del Pun e delle sue determinanti.....	43
Fig. 2.2.3 - Andamento mensile del Pun e del PSV	44
Fig. 2.2.4 - Pun medio annuale per gruppi di ore.....	45
Fig. 2.2.5 - Prezzi zionali medi annui sul MGP.....	46
Fig. 2.2.6 - Volatilità dei prezzi	47
Fig. 2.2.7 - Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative.....	47
Fig. 2.2.8 - Indicatori di competitività.....	49
Fig. 2.2.9 - Prezzo di acquisto: evoluzione annuale.....	51
Fig. 2.2.10 - Volatilità del prezzo d'acquisto: evoluzione annuale.....	52
Fig. 2.2.11 - Prezzi zionali nelle sessioni di MI	53
Fig. 2.2.12 - Volumi scambiati	54
Fig. 2.2.13 - Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria.....	56
Fig. 2.2.14 - Vendite e acquisti dei grossisti e variazione dei programmi in immissione a valle di MI.....	56
Fig. 2.2.15 - CR3	57
Fig. 2.2.16 - Transazioni registrate, posizione netta e turnover	58
Fig. 2.2.17 - Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma..	59
Fig. 2.2.18 - Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori	60
Fig. 2.2.19 - MTE: volumi scambiati per tipologia	62
Fig. 2.2.20 - MTE: prezzi di controllo e di abbinamento del prodotto annuale 2016.....	63
3. I Mercati del gas.....	64
Fig. 2.3.1 - Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS.....	65
Fig. 2.3.2 - Prezzo medio PB-GAS G+1 confrontato con quotazioni PSV e volumi PB-GAS e M-GAS.....	69

	Fig. 2.3.3 - Analisi comparata tra interventi di SRG sui comparti G-1 e G+1 ...	71
4.	I Mercati ambientali.....	75
	Fig. 2.4.1 - CV - Prezzi Medi	75
	Fig. 2.4.2 - CV - Prezzi per tipologia e per periodo di riferimento. Anno 2015..	76
	Fig. 2.4.3 - CV - Andamento dei prezzi di mercato rispetto al prezzo di ritiro..	77
	Fig. 2.4.4 - CV - Volatilità dei prezzi	78
	Fig. 2.4.5 - CV - Volumi scambiati.....	79
	Fig. 2.4.6 - CV - Volumi scambiati per periodo di riferimento.....	80
	Fig. 2.4.7 - CV - Mercato: Quote operatori	80
	Fig. 2.4.8 - TEE - Prezzi Medi.....	81
	Fig. 2.4.9 - TEE - Prezzi per tipologia. Anno 2015.....	82
	Fig. 2.4.10 - TEE - Volatilità dei prezzi.....	83
	Fig. 2.4.11 - TEE - Prezzi di mercato e rimborsi tariffari.....	84
	Fig. 2.4.12 - TEE - Volumi scambiati.....	85
	Fig. 2.4.13 - TEE - Struttura dei volumi scambiati.....	86
	Fig. 2.4.14 - TEE - Mercato: Quote operatori	86
	Fig. 2.4.15 - GO - Prezzi Medi	87
	Fig. 2.4.16 - GO - Prezzi per Tipologia e anno di produzione. Anno 2015.....	88
	Fig. 2.4.17 - GO - Volumi scambiati	89
	Fig. 2.4.18 - GO - Struttura dei volumi scambiati per anno di produzione	90
	Fig. 2.4.19 - GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2015.....	90



SEZIONE

1

LA SOCIETÀ

1.1 GOVERNANCE E MERCATI	2
1.1.1 Profilo Aziendale.....	2
1.2 LE NUOVE INIZIATIVE.....	11
1.2.1 Il nuovo ruolo del GME di controparte centrale sul Mercato dei TEE	11
1.2.2 Le attività in ambito REMIT.....	11
1.2.3 Gli accordi di cooperazione con ICE ed ECC.....	14
1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI	15
1.3.1 I progetti di integrazione del mercato elettrico italiano nel contesto europeo.....	15
1.3.2 Le attività del GME in ambito Europex.....	18
1.4 MONITORAGGIO.....	19
1.5 I RISULTATI.....	21
1.5.1 Volumi e operatori.....	21
1.5.2 Trend operatori dei mercati GME.....	24
1.5.3 Risultati economici	26



1.1 GOVERNANCE E MERCATI

1.1.1 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 Bersani¹.

Il GME è interamente partecipato dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.², 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 (AEEGSI).

La Società, su *input* normativo e regolatorio, ha progressivamente ampliato le proprie competenze 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:
 - a) del Mercato a Pronti dell'Energia (MPE), articolato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero (MI);
 - b) del Mercato a Termine dell'Energia (MTE);
 - c) della piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), volta a consentire agli operatori di liquidare, con consegna fisica mediante registrazione sulla PCE (*cf. infra*), i contratti conclusi su IDEX (il segmento dei derivati elettrici gestito da Borsa Italiana S.p.A.);
- 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:

- a) 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);
- b) 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);
- c) la piattaforma di bilanciamento del gas naturale (PB-GAS), per conto di Snam Rete Gas S.p.A. (SRG S.p.A.).

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 (GO), nonché le relative piattaforme di registrazione delle contrattazioni bilaterali.

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

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

² Ex Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., il GSE 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.

e gestire ai sensi del d.lgs. 249/2012. Al fine di rilevare i dati di capacità, il GME organizza e 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.

Con riferimento all'attuazione del Regolamento UE n. 1227/2011, inerente la trasparenza e l'integrità dei mercati dell'energia all'ingrosso (REMIT), e al connesso Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 (Implementing Acts), il GME ha realizzato nel 2015 e gestisce due piattaforme mediante le quali supportare gli operatori nell'adempimento degli obblighi di *data reporting* verso ACER (piattaforma PDR) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (piattaforma PIP)³.

Al GME, infine, ai sensi dell'art. 5 del Regolamento (UE) n. 2015/1222 del 24 luglio 2015 - disciplinante gli orientamenti comunitari in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni elettriche - con lettera del 15 settembre 2015 del MiSE, previo parere positivo espresso dall'AEEGSI con Deliberazione del 6 agosto 2015 n. 414/2015/i/eel, è stato assegnato il ruolo di unico *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) italiano di riferimento per la gestione dei processi e flussi di coupling relativi sia al mercato integrato *Day-Ahead* che al mercato integrato *Infra-Day*.

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

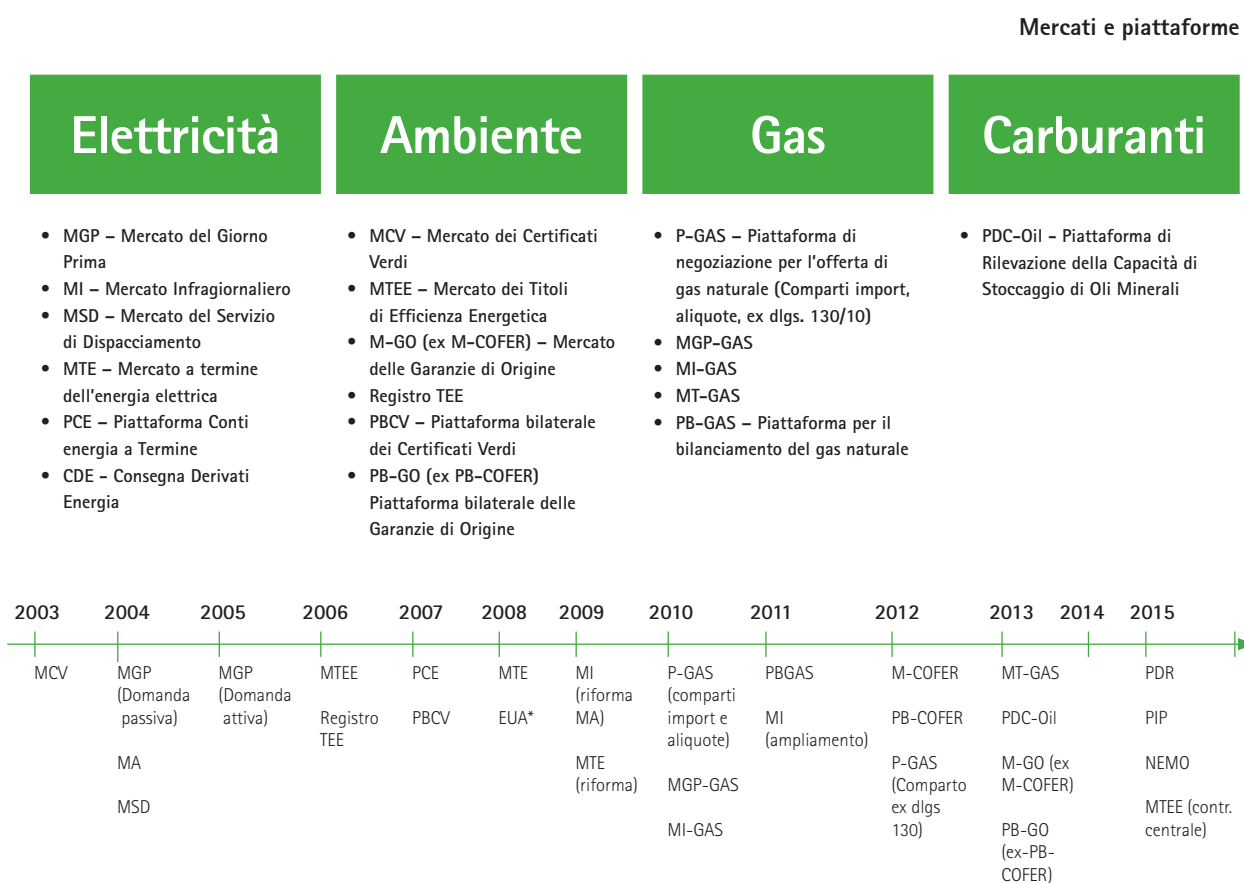


Fig. 1.1.1

* Mercato chiuso nel 2014

³ L'accesso alla PDR è garantito solo agli operatori iscritti ad uno o più mercati energetici gestiti dal GME. L'accesso alla PIP è invece consentito a tutti gli operatori in possesso di codice ACER.

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, 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, le regole della Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, così come le regole di funzionamento della Piattaforma dei 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 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 Deliberazione 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 REMIT. In proposito, per una più ampia descrizione delle attività operate in base al regolamento REMIT, si rinvia al paragrafo 1.2.2.

Il monitoraggio dei mercati

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione, composto da tre membri, nominati con deliberazione dell'Assemblea dell'Azionista, per la durata di massimo tre esercizi⁴. 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.

Organi societari e struttura organizzativa

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:

- ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, e presiede l'Assemblea;

⁴ Con Deliberazione del 22 ottobre 2015, l'Azionista Unico ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione della Società che rimarrà in carica sino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio relativo all'esercizio 2016.

- 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.

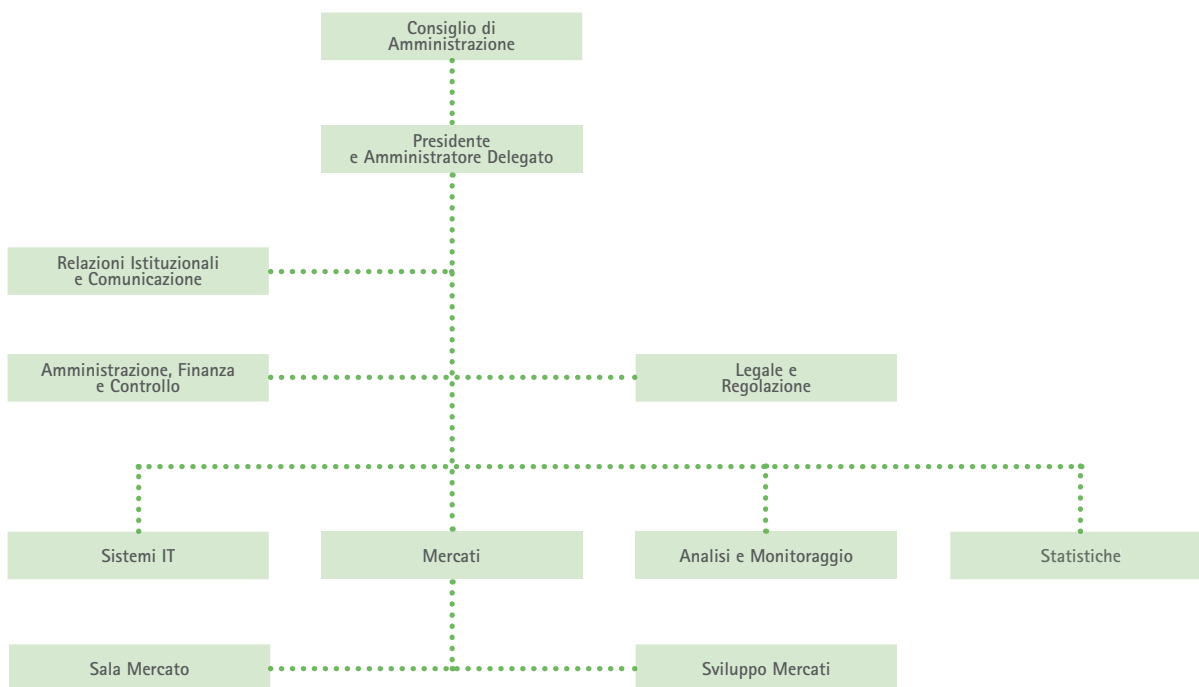
Completano il quadro degli organi societari del GME:

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

L'organico della società al 31 dicembre 2015 è composto da 102 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			MGAS	PBGAS	
	MTE	MPE	PCE		G-1	G+1
Partecipazione	Volontaria	Volontaria sul MGP e MI Obbligatoria sul MSD	Volontaria	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria
Requisiti di ammissione ai mercati e di partecipazione alle negoziazioni*	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
Prodotto scambiato	Annuali, Trimestrali, Mensili (con profilo baseload e peakload)	Orari MGP MI1: 1-24 MI2: 1-24 MI3: 9-24 MI4: 13-24 MI5: 17-24	Contratti OTC	MGP-GAS, MI-GAS: giornalieri, MT-GAS: BoM, Mensili, Trimestrali, Semestrali, Annuali (sia termico che calendario)	Giornalieri	Giornalieri
Modalità di contrattazione	Contrattazione continua	Asta	Contrattazione bilaterale	Contrattazione continua	Asta	Asta
Regola di prezzo	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
Garanzie	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
Controparte centrale	GME	GME sul MGP e MI Terna sul MSD	GME (solo per i CCT)	GME	Snam Rete Gas	Snam Rete Gas
Pagamenti		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	GME	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 MWh negoziato: 0,0108 €/MWh.

*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 2015 per ogni GO negoziata/registrata sul mercato e/o bilateralmente: € 0,004

Corrispettivo per ciascun TEE scambiato: € 0,1

Corrispettivi Servizi ex REMIT

Tab. 1.1.3

	Servizio offerto	Corrispettivo
RRM - No GME / other	PDR - Download report dati in formato ACER	500 €/anno
RRM - GME	PDR - Data Reporting (solo dati GME)	1.000 €/anno
RRM -GME	PDR - Data Reporting (dati GME + Upload dati esterni)	1.000 €/anno
GME	Pubblicazione Informazioni Privilegiate (PIP)	0 €/anno

1.2 LE NUOVE INIZIATIVE

1.2.1 Il nuovo ruolo del GME di controparte centrale sul Mercato dei TEE

Nel mese di ottobre 2015, il GME ha assunto il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni concluse sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE), in analogia con quanto già effettuato sugli altri mercati ambientali dallo stesso organizzati e gestiti (i.e. Certificati Verdi, Garanzie di Origine).

L'assunzione del ruolo di controparte centrale sul MTEE ha consentito l'eliminazione del rischio esistente in capo agli operatori di effettuare transazioni con controparti che, a seguito della conclusione delle negoziazioni, si fossero rese inadempienti nell'espletamento delle conseguenti obbligazioni amministrative e fiscali.

In particolare, il ruolo di controparte centrale ha favorito il venir meno:

- a) degli obblighi per gli operatori di presentare al GME la documentazione fiscale inerente il *VAT Information Exchange System (VIES)*, non potendosi verificare "operazioni intracomunitarie" poste in essere sul mercato da operatori con partita IVA italiana, atteso che unica controparte è il GME, soggetto anch'esso titolare di partita IVA italiana;
- b) delle precedenti norme introdotte dal GME il 23 dicembre 2014 per disciplinare le funzionalità operative associate alla gestione della c.d. "*lista delle controparti non accettabili*" in quanto, divenendo il GME unica controparte centrale delle transazioni, è venuta meno per gli effetti la previsione della facoltà per gli operatori di indicare le eventuali controparti con le quali lo stesso non intendeva risultare parte negoziale;
- c) delle modifiche introdotte nelle Regole del MTEE per le finalità di adeguamento alle disposizioni dettate dal Legislatore in materia di fatturazione elettronica - approvate con Deliberazione AEEGSI n. 134/2015/R/EFR del 26 marzo 2015 - in quanto, divenendo il GME l'unica controparte negoziale degli operatori, sono venute meno le precedenti previsioni disciplinanti gli aspetti della definitività "provvisoria" e della relativa conferma delle transazioni di mercato che vedono coinvolte, quale controparte, una Pubblica Amministrazione.

Al fine di dare attuazione a quanto delineato, il GME ha conseguentemente adeguato, previo esperimento di apposito processo consultivo, le disposizioni di cui alle Regole di funzionamento del MTEE (Deliberazione AEEGSI n. 437/2015/R/EFR del 10 settembre 2015) e il 30 settembre 2015 il GME ha pubblicato la nuova versione delle Regole del MTEE, nonché le nuove versioni delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF n. 1 rev. 04, DTF n. 2 rev. 04, DTF n. 4 rev. 05) al fine di disciplinare tutti gli aspetti di dettaglio, sia amministrativi che tecnici, necessari per lo svolgimento del ruolo di controparte, che ha visto la sua prima attuazione nella sessione di mercato del 6 ottobre 2015.

1.2.2 Le attività in ambito REMIT

Nell'ambito dell'attività volta a dare attuazione al REMIT, e al Regolamento di esecuzione n. 1348/2014 *Implementing Acts*, contenente le modalità implementative degli obblighi posti in capo ai soggetti operanti a vario titolo sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas dal REMIT, il GME nel corso del 2015 ha implementato due piattaforme, attraverso le quali supportare gli operatori di mercato nell'adempimento degli obblighi di data reporting verso ACER (art. 8 del REMIT) e di pubblicazione delle informazioni privilegiate (art. 4 del REMIT), ovvero, rispettivamente, la *Piattaforma Data Reporting (PDR)* e la *Piattaforma per la pubblicazione delle informazioni Privilegiate (PIP)*.

La Piattaforma di
Data Reporting (PDR)

Il REMIT pone in capo agli operatori dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale l'obbligo di trasmettere ad ACER tutte le operazioni effettuate in riferimento a contratti di fornitura e trasporto dell'energia elettrica e del gas naturale, sia attraverso la presentazione di ordini di compravendita e transazioni eseguite sui mercati organizzati, sia attraverso contrattazioni OTC (c.d. *data reporting*). Tale attività di *reporting* può essere effettuata esclusivamente da soggetti accreditati presso ACER in qualità di *Registered Reporting Mechanism* (RRM). In tale contesto, nel mese di aprile 2015 il GME ha avviato il processo di accreditamento presso ACER per ottenere la qualifica di RRM ed ha contestualmente posto in essere le azioni funzionali all'istituzione di una piattaforma dedicata al servizio di *Data Reporting* (PDR), al fine di consentire ai propri operatori di mercato di adempiere quanto più agevolmente possibile all'obbligo di *reporting* verso ACER. L'accREDITamento del GME tra i primi 15 RRM è avvenuto nell'agosto 2015 e pertanto l'operatività della PDR ha avuto inizio il 7 ottobre 2015, in linea con la data di entrata in vigore dell'obbligo di trasmissione da parte degli operatori ad ACER dei dati e delle informazioni relative agli ordini di compravendita presentati e alle operazioni concluse sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas (c.d. *contratti standard* sui mercati organizzati).

L'accesso alla piattaforma è rivolto a tutti i soggetti che abbiano preventivamente acquisito la qualifica di operatori di uno o più mercati del GME, i quali in base alla tipologia di servizio prescelto in sede di sottoscrizione del contratto possono avvalersi o meno del GME quale RRM presso ACER.

In caso di scelta del GME quale RRM, il GME predisponde e trasmette quotidianamente ad ACER, per conto dell'operatore PDR, gli ordini di compravendita presentati e le transazioni effettuate presso i mercati/piattaforme del GME oltre che, se richiesto dall'operatore stesso, gli ordini e le transazioni presentati o conclusi su altre piattaforme/mercati, opportunamente forniti già nel formato richiesto da ACER (c.d. servizio di *Data Reporting* e di *Upload*). Attraverso il servizio di *Upload*, gli operatori possono inoltre adempiere all'obbligo di reportistica, in vigore dal 7 aprile 2016⁵, anche per quanto riguarda i contratti non ammessi alla contrattazione sui mercati organizzati (c.d. *contratti non standard*), bilaterali OTC, e inerenti l'allocatione di capacità di trasporto di energia elettrica o gas naturale sui mercati secondari. In tal modo il GME offre ai propri operatori un servizio il più possibile completo ed efficiente, garantendo loro una minimizzazione degli oneri derivanti dagli obblighi di trasmissione dei dati imposti dal REMIT.

Nell'ottica di verificare l'esecuzione dell'attività di *reporting* svolta dal GME e di valutarne la qualità, la piattaforma consente inoltre ai soggetti richiedenti il servizio la consultazione sia dei *Report* inviati, sia delle notifiche di avvenuta ricezione degli stessi da parte di ACER.

Per gli operatori iscritti ai mercati/piattaforme del GME non intenzionati a servirsi del GME come RRM, il GME ha messo a disposizione, tramite la PDR, un servizio dedicato (c.d. servizio di *download*) attraverso il quale richiedere la predisposizione quotidiana dei *Report*, già nel formato richiesto da ACER, con tutti i dati e le informazioni relativi agli ordini e alle transazioni da essi presentati e/o conclusi sui mercati/piattaforme del GME da trasferire al proprio RRM per l'adempimento dell'obbligo di *reporting*.

Alla fine della prima fase di *reporting* (7 ottobre 2015 – 6 aprile 2016), sono stati abilitati alla PDR 218 operatori, dei quali 200 (circa il 92% del totale) hanno scelto il GME come proprio RRM attivando il servizio di *Data reporting* o *Data reporting con Upload*. Durante tale prima fase di *reporting*, il GME, attraverso la PDR, ha trasmesso ad ACER circa 85.000 *Report*, dei quali circa l'1% è stato caricato dall'esterno dagli operatori. Tale risultato è in linea con l'esigenza degli operatori, nel periodo in esame, di inviare ad ACER esclusivamente i contratti eseguiti sui mercati organizzati. La quota di *Report* caricati dall'esterno da parte degli operatori sulla PDR andrà prevedibilmente ad aumentare, dal 7 aprile 2016, con l'avvio della seconda fase di *reporting*, che prevede l'obbligo di trasmissione ad ACER anche dei contratti non eseguiti

⁵ Art. 12, comma 2 Implementing acts.

sui mercati organizzati. A supporto di tale previsione, malgrado la quota esigua di *Report* caricati fino a fine marzo 2016 dagli operatori, circa il 60% dei soggetti che hanno scelto il GME come proprio RRM hanno anche selezionato la possibilità di caricamento dati dall'esterno attraverso il servizio *Upload*.

Nell'ambito delle misure previste dal REMIT per la prevenzione di pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, concretizzatesi, tra le altre, nei divieti di manipolazione di mercato e di *insider trading* (art. 5 e art. 3, rispettivamente) e nell'obbligo di comunicazione delle *inside information* (art. 4) da parte degli operatori di mercato, nel corso del 2015 il GME ha realizzato una piattaforma informatica per la pubblicazione delle informazioni privilegiate (PIP), operativa dal 4 gennaio 2016, attiva 24 ore su 24 e 7 giorni su 7 e inserita nell'elenco delle piattaforme europee fornito da ACER sul *REMIT Portal*.

La Piattaforma per la pubblicazione delle Informazioni Privilegiate (PIP)

In osservanza a quanto previsto nel REMIT, ricade nell'ambito della definizione di informazione privilegiata "un'informazione che ha carattere preciso, che non è stata resa pubblica, che concerne, direttamente o indirettamente, uno o più prodotti energetici all'ingrosso e che, se resa pubblica, potrebbe verosimilmente influire in modo sensibile sui prezzi di tali prodotti" (art. 2).

In tale contesto normativo, attraverso la PIP, il GME, in primo luogo, ha inteso offrire ai soggetti interessati uno strumento che consentisse un efficace assolvimento degli obblighi di pubblicazione delle informazioni di propria pertinenza, in linea con le modalità operative e le specifiche tecniche indicate da ACER nel documento di consultazione denominato "*Common Schema for the Disclosure of Inside Information - Public Consultation Paper*" e negli schemi informatici relativi alla trasmissione delle *inside information*, pubblicati rispettivamente a maggio e settembre 2015.

In secondo luogo, tramite la PIP, il GME ha raccolto l'invito rivolto in modo non vincolante da ACER ai mercati organizzati a realizzare delle piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, creando così un luogo centralizzato, standardizzato e accessibile al più ampio numero di soggetti possibili ove concentrare la raccolta di tali informazioni e favorendo con ciò un aumento della trasparenza e della concorrenza tra operatori.

Infine, con l'istituzione della PIP, il GME ha inteso agevolare il monitoraggio dei fenomeni di *insider trading* e manipolazione di mercato, espressamente vietati dagli art. 3 e 5 del REMIT, da parte delle istituzioni competenti, anche in attuazione delle previsioni dell'art. 22 della legge 30 ottobre 2014 n.161⁶. Al fine di favorire la più ampia partecipazione possibile e garantire un'efficace centralizzazione delle informazioni, l'accesso alla PIP è stato consentito, previa sottoscrizione dell'apposito contratto, a tutti gli operatori di mercato correttamente registrati presso il Registro Europeo di ACER (art. 9), e quindi in possesso di un codice ACER, indipendentemente dal fatto che essi siano iscritti ai mercati/piattaforme del GME, offrendo ad essi la possibilità di pubblicare tramite la piattaforma le informazioni relative ad *asset* del settore elettrico o del gas di pertinenza, localizzati sul territorio italiano o all'estero.

Dal punto di vista del suo utilizzo, congelando i dati al primo trimestre del 2016, la PIP ha registrato l'adesione di 75 operatori, di cui circa il 9% attivo con messaggi relativi ad indisponibilità di capacità. Tali messaggi hanno riguardato esclusivamente il lato generazione del settore elettrico, interessando complessivamente 34 unità di produzione, riconducibili a 9 differenti tipologie di impianto, per un totale di circa 12 GW di capacità installata, alimentata prevalentemente a gas naturale (79%).

⁶ L'art. 22 della legge in questione assegna ad AEEGSI nuovi poteri di indagine ed esecuzione in attuazione di quanto previsto dal REMIT, prevedendo tra l'altro la possibilità da parte dell'Autorità stessa di avvalersi del GME per lo svolgimento di indagini relative a casi di sospetta violazione del divieto di *insider trading* e di manipolazione di mercato.

1.2.3 Gli accordi di cooperazione con ICE ed ECC

Nel rispetto delle previsioni di cui alla Deliberazione dell'AEEGSI n. 282/2015/R/GAS del 12 giugno 2015 e facendo seguito all'interesse manifestato dai gestori di mercato europei, ICE Clear Europe Limited e European Commodity Clearing AG e European Commodity Clearing Luxembourg S.à.r.l, a offrire, sulle proprie piattaforme di negoziazione, strumenti finanziari con consegna fisica del gas presso l'*hub* italiano PSV (Punto di Scambio Virtuale, gestito da SRG S.p.A.), il GME, avvalendosi del ruolo ricoperto nell'ambito del sistema gas italiano, ha sottoscritto, in qualità di *nomination agent*, specifici accordi di collaborazione con le predette borse europee.

Al riguardo, si rappresenta infatti che la Deliberazione AEEGSI 282/2015/R/GAS del 12 giugno 2015 ha disposto, *inter alia*, che:

- i soggetti, c.d. borse terze, per conto dei quali il GME può effettuare presso il PSV la registrazione delle transazioni concluse da tali borse terze sui propri sistemi sono i seguenti: a) il gestore di un mercato regolamentato in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su detto mercato siano regolate attraverso una *clearing house*; ovvero b) la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti; purché (entrambe le categorie) siano sottoposte ad autorità di vigilanza nazionale e sovranazionale che esercitano attività di supervisione nel Paese in cui tali borse terze hanno sede ovvero operano;
- il GME ha titolo a registrare nel sistema PSV, per conto di borse terze, transazioni per la consegna dei quantitativi di gas oggetto di contratti conclusi presso le medesime borse terze, operando come *nomination agent* e che, a tal fine, SRG modifica le Condizioni PSV⁷ prevedendo l'introduzione della figura del "titolare di conto autorizzato"; conto attribuibile alle borse terze, presso il quale le registrazioni possono essere effettuate unicamente dal GME;
- in analogia con quanto previsto per MGAS: i) le posizioni sui conti PSV corrispondenti alle transazioni concluse dalle borse terze sono registrate dal GME senza necessità di conferma da parte delle controparti delle medesime borse terze; ii) alle posizioni registrate dal GME ai sensi dei punti precedenti si applica il principio dell'accettazione parziale, qualora le stesse siano effettuate per quantità eccedenti rispetto al limite di vendita definito nelle Condizioni di accesso al PSV.

Con medesima Deliberazione, l'AEEGSI ha stabilito, inoltre, che le condizioni generali del contratto sottoscritto dal GME con la borsa terza devono assicurare parità di trattamento fra i potenziali soggetti interessati e che, per il servizio reso, il GME debba applicare un corrispettivo teso ad assicurare la copertura dei costi efficienti.

Entrambe le controparti hanno avviato l'operatività delle negoziazioni con consegna al PSV nel mese di settembre 2015.

Al fine di disciplinare i flussi informativi connessi all'attività di *nomination agent* svolta dal GME, in nome e per conto delle predette borse terze così come definite dalla Deliberazione AEEGSI 282/2015/R/GAS, il GME e SRG S.p.A. hanno, quindi, aggiornato la Convenzione di cui alla Deliberazione AEEGSI n. 525/2012/R/GAS del 6 dicembre 2012. La Convenzione, così come modificata, è stata approvata con Deliberazione AEEGSI n. 436/2015/R/GAS del 10 settembre 2015.

⁷ Modifiche approvate dall'AEEGSI con Deliberazione 10 settembre 2015 n. 436/2015/R/gas.

1.3 LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

1.3.1 I progetti di integrazione del mercato elettrico italiano nel contesto europeo

Il 2015 è stato un anno estremamente significativo sotto il profilo dell'integrazione dei mercati elettrici nazionali nel mercato europeo. Sotto il profilo normativo, infatti, si è registrata la definitiva approvazione del Regolamento EC n. 2015/1222, recante "*Guideline on capacity allocation and congestion management – CACM*", entrato in vigore il 14 agosto 2015, che pone regole nuove e comuni per lo svolgimento delle attività delle borse elettriche e per l'allocazione della capacità transfrontaliera mediante *market coupling*. Sotto il profilo operativo, inoltre, si è realizzata un'ulteriore estensione dell'area di mercato europeo già soggetta ad integrazione, mediante l'ingresso dell'Italia nell'ambito del progetto di gestione coordinata dei mercati *Day Ahead*, noto come MRC.

Sotto entrambi i profili, il GME svolge un ruolo rilevante nella promozione e gestione dei relativi processi, con l'estensione del *market coupling* del mercato del giorno prima a due nuove frontiere, Francia ed Austria, e con l'avvio di processi significativi che nei prossimi due anni potranno determinare l'ulteriore estensione del *market coupling* al mercato infragiornaliero.

Il Regolamento (UE) n. 2015/1222 del 24 luglio 2015 – entrato in vigore il 14 agosto 2015 – disciplina gli orientamenti comunitari in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni elettriche (CACM), e, segnatamente, all'articolo 4, comma 1, introduce l'obbligo per tutti gli Stati Membri di assicurare, entro quattro mesi dall'entrata in vigore, la nomina di uno o più *Nominated Electricity Market Operators* (NEMOs) incaricati dell'esecuzione del *market coupling* sugli orizzonti temporali *day-ahead* ed *intra-day*.

Il Regolamento CACM e la qualifica di Nominated Electricity Market Operator (NEMO)

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del CACM, con lettera del 15 settembre 2015 il MiSE – previo parere favorevole espresso dall'AEEGSI con Deliberazione del 6 agosto 2015 n. 414/2015/i/eel attestante il pieno rispetto, da parte del GME, dei requisiti elencati all'articolo 6 del CACM – ha notificato alla Commissione Europea la designazione del GME quale unico NEMO italiano di riferimento per la gestione dei processi di *coupling* relativi sia al mercato integrato *Day-Ahead* che con riferimento al costituendo mercato *Intra-Day*.

In ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 4, comma 10, del CACM, in data 21 dicembre 2015, l'ACER ha pubblicato sul proprio sito istituzionale un primo elenco dei NEMOs nominati, tra i quali figura anche il GME per l'Italia.

Nel corso del 2015 il progetto "*Italian Borders Working Table*" (IBWT) è finalmente passato alla fase operativa. Tale progetto era stato lanciato dal GME, congiuntamente a TERNA S.p.A. ed alle Borse Elettriche (PX) ed ai Gestori di Rete (TSO) appartenenti ai paesi che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia) nell'ambito del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE previsto dal Regolamento CE n. 714/2009, allo scopo di definire e condividere i processi e le procedure operative di

Italian Borders Working Table (IBWT)

pre e post *coupling*⁸, funzionali all'implementazione operativa, su tutte le frontiere elettriche italiane, del meccanismo di *coupling* regionale. Dal 24 febbraio 2015, infatti, in esito all'approvazione del *framework* contrattuale del progetto da parte del Regolatore nazionale (Deliberazione AEEGSI n. 45/2015/R/EEL del 12 febbraio 2015) ed ai necessari adeguamenti delle disposizioni di cui al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico, il GME ha avviato, congiuntamente a TERNA S.p.A., l'operatività del *coupling* sulle frontiere Italia-Francia ed Italia-Austria, facendo confluire nel nuovo e più ampio quadro regolamentare ed operativo del progetto IBWT anche l'operatività del primo meccanismo di *coupling* già sperimentato sulla frontiera Italia-Slovenia. Restano attualmente non incluse nel *coupling*, pur partecipando al progetto, le frontiere con la Svizzera e con la Grecia.

I positivi impatti del *coupling* IBWT sono risultati da subito evidenti con l'utilizzo efficiente delle interconnessioni ed un più frequente allineamento dei prezzi, in particolare modo tra il mercato francese e quello italiano. Per un approfondimento in merito, si rinvia all'Approfondimento "Un anno di market coupling".

La partenza operativa del progetto IBWT ha determinato per il GME la messa in produzione e l'avvio operativo dei nuovi sistemi IT progettati e realizzati dal GME nell'ambito del progetto europeo *Price*

Price Coupling of Regions (PCR)

Coupling of Regions (avviato e gestito dalle principali Borse Europee e finalizzato all'applicazione di un meccanismo di *Price Coupling* a livello UE), con particolare riferimento all'utilizzo dell'algoritmo di *matching* Euphemia e del sistema di comunicazione PMB, nonché all'attivazione delle procedure congiunte di gestione dei

mercati condivise con le altre borse in ambito PCR. Le modifiche, estremamente significative dal punto di vista del GME sotto il profilo gestionale ed operativo – si sono svolte in assoluta continuità per gli operatori del mercato italiano.

Nel corso dell'anno, peraltro, il progetto PCR ha visto l'adesione della borsa rumena (OPCOM) e della borsa polacca (TGE) in qualità di *Full Member*, nonché della borsa croata (CROPEX) in qualità di *Observer Member*.

Sulla base dei successi finora raggiunti, il PCR rafforza la propria naturale candidatura a soluzione unica per la gestione dello *European Price Coupling* per il mercato del giorno prima previsto dal CACM.

L'avvio operativo del progetto IBWT ha comportato anche l'integrazione del mercato italiano del giorno prima nel più ampio coordinamento dei mercati elettrici *Day-Ahead*, attraverso l'ingresso a pieno titolo

Multiregional Price Coupling-MRC

del GME nel progetto *Multi-Regional price Coupling* (MRC). Un progetto questo che si qualifica come sovra-progetto europeo di collaborazione e convergenza delle diverse Iniziative Regionali Europee (ERIs) ed è volto a definire un contesto comune di riferimento, non solo operativo, per tutte le macro regioni che hanno avviato, o sono

in procinto di avviare, le relative attività di *coupling* sul mercato del giorno prima⁹. Nello specifico, il progetto MRC promuove la convergenza delle fasi di pre e post *coupling* dei progetti regionali entrati nella fase di operatività ed è stato sostenuto dalle prime due iniziative che hanno avviato la fase operativa del *coupling* comunitario: il progetto sovra-regionale North West Europe (NWE), avviato il 4 febbraio 2014 (che già ricomprendeva i progetti regionali Central West Europe e Nordic-Baltic) ed il progetto regionale

8 I processi di *pre coupling* afferiscono principalmente alle attività preliminari di calcolo della capacità disponibile e di condivisione delle informazioni relative alle offerte presentate. I processi di *post coupling*, invece, riguardano essenzialmente la gestione del *settlement* commerciale dei flussi interfrontalieri sulla base degli esiti di mercato, nonché il calcolo e la distribuzione della rendita da congestione generata dal differenziale di prezzo tra i mercati elettrici dei paesi limitrofi.

9 Con riferimento al contesto italiano, la macro regione europea di riferimento è la *Central South Region* nell'ambito della quale il progetto di *coupling* IBWT, descritto al punto 1) del presente paragrafo, assume la qualifica di progetto regionale di riferimento.

South West Europe (SWE), avviato nel maggio 2014 mediante allocazione implicita della capacità di trasmissione disponibile sulla frontiera franco-spagnola.

Il progetto MRC è disciplinato da un accordo di cooperazione, denominato *MRC Day Ahead Operations Agreement* (MRC DAOA), cui il GME ha aderito, congiuntamente a TERNA S.p.A., il 4 febbraio 2015 in funzione dell'avvio operativo del progetto regionale IBWT.

Nel percorso di integrazione dei mercati elettrici dell'UE, il GME partecipa, unitamente ad altri PXs europei e con il supporto dell'associazione di settore EUROPEX, al progetto per il disegno e l'implementazione del processo di *coupling* infragiornaliero (*PXs Cross Borders Intra-Day - PXs XBID*) mediante il quale i Gestori di rete europei - in coordinamento con i relativi sistemi di gestione dei mercati - potranno allocare, in modo implicito, la capacità interfrontaliera disponibile nell'orizzonte infragiornaliero, coerentemente con il modello di mercato (*Target Model*) basato sulla contrattazione continua, delineato dalle disposizioni del Regolamento EC n. 2015/1222, recante "*Guideline on capacity allocation and congestion management - CACM*", entrato in vigore il 14 agosto 2015.

Il progetto PXs Cross Borders Intra-Day - PXs XBID

Dopo che nel 2014 si sono concluse le negoziazioni del *PX Cooperation Agreement* (PCA) - contratto quadro che regola i diritti e gli obblighi di ciascuna borsa rispetto all'utilizzo del software di gestione comune (SOB-CMM), nonché quelle relative alla condivisione dei relativi costi di approvvigionamento dello stesso ed alla *governance* di progetto - ed avendo ottenuto dall'AEEGSI il riconoscimento della copertura dei costi di sviluppo della piattaforma informatica funzionale all'esecuzione del XBID (cfr. *supra*), il GME in data 5 giugno 2015 ha stipulato con le altre Borse partecipanti al progetto e con il fornitore, selezionato a mezzo di gara pubblica, dei servizi di sviluppo, *hosting* e *maintainace*, il *Master Services Agreement XBID Solution* (MSA) per lo sviluppo del software di mercato, nonché i contratti ad esso collegati "*Deliverable Specific Agreement for the Development of the XBID Solution*" e "*Deliverable Specific Agreement for the License of the XBID Solution*".

Il go live del progetto è attualmente atteso per la seconda metà del 2017.

In parallelo al progetto XBID, al fine di rendere più efficiente il meccanismo di allocazione *intraday* della capacità di interconnessione disponibile con l'estero, il GME, nel 2015, è stato impegnato nella realizzazione di un progetto finalizzato ad introdurre un primo accoppiamento dei mercati infragiornalieri, da svolgersi inizialmente sulla frontiera tra Italia e Slovenia.

Tale progetto è stato avviato a giugno 2016.

Il meccanismo individuato prevede che il *market coupling* si svolga attraverso il funzionamento coordinato di alcune sessioni in asta del Mercato Infragiornaliero (MI) italiano cui accoppiare il mercato sloveno. Come prima ipotesi, tale processo di *coupling* ha interessato le sessioni del MI2 e del MI5 del mercato italiano.

Progetto Market Coupling Intraday con la Slovenia

Tale meccanismo di *Intraday Market Coupling* ha avuto lo scopo di attivare un iniziale *pilot project* che potrebbe essere esteso anche ad altre frontiere italiane, ampliando i benefici del più ampio progetto europeo XBID (cfr. *supra*). Detto *pilot project* ha, peraltro, beneficiato dell'esperienza maturata dal GME nell'ambito del *market coupling* bilaterale, al tempo positivamente realizzato con la Slovenia per l'orizzonte temporale *Day Ahead*.

L'*Intraday Market Coupling* potrebbe successivamente essere integrato, completando il processo di allocazione della capacità, attraverso il *Cross Border Intraday Continuous Trading* (XBID) che costituisce, come sopra anticipato, il *Target Model* europeo di riferimento per l'allocazione della capacità sull'orizzonte di mercato infragiornaliero in negoziazione continua con un go-live attualmente stimato per luglio 2017. Nel 2015, le controparti di tale *pilot project* (GME, TERNA, BSP, ELES) hanno posto in essere le attività preliminari per la definizione della fase di disegno del progetto, costituendo i gruppi di lavoro funzionali

allo sviluppo delle diverse attività (*Steering Committee* per il coordinamento generale, *Implementation Project Team* per gli aspetti di natura tecnica, *task-force* legale/regolatorio e *Procedures Working Group*). Con lettera del 29 settembre 2015, le Autorità di Regolazione Nazionali (l'AEEGSI per l'Italia e la AGEN-RS per la Slovenia) hanno espresso piena condivisione delle finalità del progetto, auspicandone al contempo un rapido avvio operativo, anche al fine di verificare la potenziale estensione di tale meccanismo alle ulteriori frontiere incluse nella macro-regione europea *Central South Region*.

Le parti, inoltre, hanno concluso, nel novembre 2015, le attività di stesura della bozza del contratto multilaterale denominato "*INTRADAY IT-SI market coupling implicit auctions - DESIGN AND IMPLEMENTATION PHASE AGREEMENT*" - ed inviato alle NRAs per la relativa approvazione - che riporta nell'allegato *High Level Business Process* (HLBP) anche una prima mappatura delle attività gestionali e procedurali da porre in essere con l'avvio operativo del progetto.

1.3.2 Le attività del GME in ambito Europex

Il GME ha confermato anche per il 2015 l'impegno in ambito internazionale quale parte attiva del processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'UE.

L'attività svolta nei singoli progetti di integrazione di cui ai precedenti paragrafi è stata corredata, anche, dalla partecipazione del GME ai gruppi di lavoro costituiti in ambito Europex, l'associazione di categoria che nel contesto comunitario coordina e veicola verso gli *stakeholders* di riferimento (ACER, COMMISSIONE EUROPEA, ENTSO-e, etc.) le posizioni e le *best practices* individuate dalle borse energetiche europee sia con riferimento alle tematiche relative alla definizione e recepimento dei modelli di mercato che con riferimento al coordinamento delle funzioni relative al monitoraggio dei mercati all'ingrosso e all'applicazione del REMIT. Nel novero dell'attività svolte all'interno dell'associazione, si segnala, in particolare, anche con riferimento al 2015, la conferma da parte del *Board* dell'associazione dell'assegnazione della presidenza di Europex al Presidente ed Amministratore Delegato del GME.

Entrando nelle precipue attività di coordinamento, si segnala nello specifico la partecipazione costante al *Working Group Power Markets* (WGPM), la cui *mission* si è focalizzata principalmente, soprattutto nel primo semestre 2015, sull'analisi delle nuove norme contenute nel Regolamento CACM e, nel semestre successivo, all'esito all'effettiva entrata in vigore di tale Regolamento, sulla pianificazione e condivisione tra i diversi associati delle attività comuni e funzionali al recepimento del medesimo Regolamento. All'interno di tale WGPM sono stati inoltre discussi e condivisi i contributi di risposta dell'associazione ai relativi documenti di consultazione promossi dall'Unione Europea in materia di riorganizzazione ed efficientamento dei mercati elettrici all'ingrosso comunitari, nonché di tutta la documentazione redatta in funzione dei vari *fora* organizzati a livello comunitario (Florence Forum, Madrid Forum, etc.). Un secondo filone dell'attività associativa ha riguardato i lavori del *Working Group on Financial Instrument and Transparency* (WGFIT), la cui attività si è principalmente concentrata nella valutazione degli elementi di recepimento e di corretta applicazione della normativa REMIT. In tale contesto, il GME, anche mediante la partecipazione alle varie *Round-Table* svoltesi con i rappresentanti di ACER, ha potuto analizzare e monitorare le principali direttrici di sviluppo dei processi di coordinamento per il trasferimento verso l'Agenzia degli ordini e dei contratti di negoziazione posti in essere dagli operatori di mercato, al fine di adempiere correttamente agli obblighi previsti dalla normativa REMIT. A completamento delle azioni svolte in ambito associativo, anche nel 2015 il GME ha confermato la propria rappresentanza anche negli ulteriori gruppi di lavoro presenti all'interno di EUROPEX: ovvero il *Working Group Environmental markets*, focalizzato sull'analisi della normativa e delle *policy* europee per la gestione dei mercati e delle piattaforme ambientali ed il gruppo *Working Group Gas Markets*, la cui attività è rivolta agli sviluppi inerenti il mercato integrato comunitario del gas naturale.

1.4 IL MONITORAGGIO


Il GME svolge attività di monitoraggio delle operazioni compiute sui propri mercati per garantirne l'efficienza e la trasparenza e promuoverne la liquidità. Tale funzione, essenziale per creare fiducia nei mercati, è finalizzata ad individuare la messa in atto da parte degli operatori di pratiche contrarie alle disposizioni previste dai Regolamenti e dalle Discipline dei mercati o alla normativa nazionale e comunitaria vigente in materia. Nel 2015 l'ulteriore consolidamento degli strumenti e delle procedure predisposti all'uso dal GME ha garantito, da un lato, il raggiungimento di un adeguato livello di standardizzazione delle attività, dall'altro, ha consentito di gestirne la crescente complessità derivante dall'evoluzione degli scenari osservata sui mercati gestiti dal GME, nonché dall'aumento dei volumi scambiati sugli stessi. Gli esiti di tale attività sono sinteticamente riportati nella successiva Tabella 1.4.1. Merita rilevare che nel corso del 2015, soprattutto sui mercati ambientali, si è osservata una decisa riduzione rispetto agli anni precedenti dei comportamenti attenzionati dal GME, verificatasi in concomitanza con l'entrata in vigore di novità normative e regolamentari, quali, in particolare, il meccanismo della inversione contabile (c.d. *reverse charge*), introdotto dalla legge n. 190 del 23 dicembre 2014, e, limitatamente al Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE), l'indicazione della lista di "controparti non accettabili", facoltà con la quale è stata conferita all'operatore la possibilità di segnalare l'elenco delle controparti con cui non si intende effettuare negoziazioni¹⁰.

L'attività di monitoraggio dei mercati è svolta dal GME in coordinamento con le principali Istituzioni nazionali e comunitarie competenti in materia, dalle quali il GME è stato riconosciuto interlocutore di riferimento sia per la definizione e l'implementazione del quadro comune di regole e valori da adottare a livello europeo, sia per il supporto operativo da fornire nei casi di mancato adempimento da parte degli operatori ai principi e agli obblighi imposti dalle normative vigenti.

In dettaglio, in ambito sovranazionale, nel 2015 la partecipazione del GME al processo di progressiva integrazione e armonizzazione delle pratiche di monitoraggio si è concretizzata, oltre che nell'istituzione delle due piattaforme REMIT¹¹, nella rinnovata presenza ai tavoli di lavoro organizzati da ACER e da Europex al fine di individuare e condividere le *best practices* in materia di monitoraggio dei mercati all'ingrosso, e nelle attività svolte nei diversi gruppi di esperti costituiti da ACER per l'implementazione del REMIT, con particolare riferimento ai temi di manipolazione di mercato, *insider trading* e *data reporting*. In ambito nazionale, la collaborazione del GME con l'AEEGSI in tema di monitoraggio, storicamente sancita dalla Deliberazione ARG/elt 115/08 (TIMM), ai sensi della quale il GME realizza per l'Autorità nazionale - su base periodica o per effetto di richieste *ad hoc* - attività di elaborazione dati, *reporting*, analisi e simulazioni *what-if*, si è ulteriormente rafforzata nel corso dell'ultimo biennio, con l'entrata in vigore, in particolare, di due provvedimenti. Da un lato, la legge n. 161 del 30 ottobre 2014, in virtù della quale l'Autorità nazionale può avvalersi del GME nell'esecuzione delle indagini relative alla mancata osservazione da parte degli operatori di mercato dei divieti di cui all'art. 3 e 5 del REMIT (rispettivamente, divieto di *insider trading* e di manipolazione di mercato) e degli obblighi di cui all'art. 4 del medesimo Regolamento (obbligo di *disclosure* delle informazioni privilegiate), dall'altro, la Deliberazione 86/2015/E/com, con cui il GME è chiamato a segnalare all'AEEGSI tutti gli operatori attivi sui propri mercati che, in violazione dell'art. 9 del REMIT, non risultano iscritti al registro REMIT, l'anagrafe italiana degli operatori di mercato gestita dall'Autorità nazionale.

¹⁰ Per ulteriori dettagli v. Approfondimento 3: "Mercati per l'Ambiente: Le novità normative sui Mercati Ambientali" in GME, 2015, Relazione Annuale 2014, pag. 87.

¹¹ Per ulteriori dettagli, v. cap. 1.2 in questo Volume.


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
TOTALE	-	-	13	21

1.5 I RISULTATI

1.5.1 Volumi e operatori

Nel 2015 ripartono i consumi elettrici e quelli di gas naturale, interrompendo una lunga fase recessiva. Al contrario, nei mercati ambientali emergono segnali di flessione dei volumi negoziati. Prosegue, infine, il *trend* di crescita degli operatori iscritti su tutti i mercati gestiti dal GME.

Il 2015 segna la fine della lunga fase calante della domanda elettrica, che nel 2014 ha toccato il punto più basso, come testimoniato dalla ripresa della richiesta di energia elettrica di Terna (315 TWh; +1,5%) e dagli scambi sui mercati *spot* gestiti dal GME (312 TWh; +2,4%). Ancor più sostenuta la ripartenza delle contrattazioni sul mercato a pronti organizzato (MPE), salite a 220 TWh (+5,2%). Nel dettaglio, il Mercato del giorno prima (MGP), il più importante tra i mercati a pronti, si attesta a 195 TWh (+4,7%), mentre il Mercato Infragiornaliero (MI) mette a segno una crescita del 9,3%, portandosi a 25 TWh, livello appena inferiore al massimo storico del 2012. Gli operatori di MI, importante strumento di flessibilità, sembrano aver apprezzato le modifiche¹² avviate nel febbraio 2015, che hanno introdotto una nuova sessione (MI5 nominalmente, ma MI3 nei fatti). Andamento opposto per i volumi derivanti da contrattazione bilaterale e nominati su MGP che, dopo il rimbalzo del 2014, ripiegano a 93 TWh (-3,7%), penalizzati dalla sensibile riduzione delle registrazioni derivanti da negoziazioni concluse sul Mercato Elettrico a Termine (MTE). Tali dinamiche hanno dato slancio alla liquidità del mercato, che guadagna 1,9 punti percentuali sull'anno precedente, portandosi a 67,8%. In crescita i volumi scambiati dagli operatori non istituzionali, che raggiungono 123 TWh, livello inferiore solo ai 130 TWh del 2013, contribuendo al 43% della liquidità stessa. Il contributo degli operatori istituzionali resta invece invariato (72 TWh), scontando però un aumento dei volumi negoziati dall'Acquirente Unico ed una nuova flessione, sul lato vendite, del Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Ripartono i consumi elettrici e la liquidità del mercato sostenuta dagli operatori non istituzionali

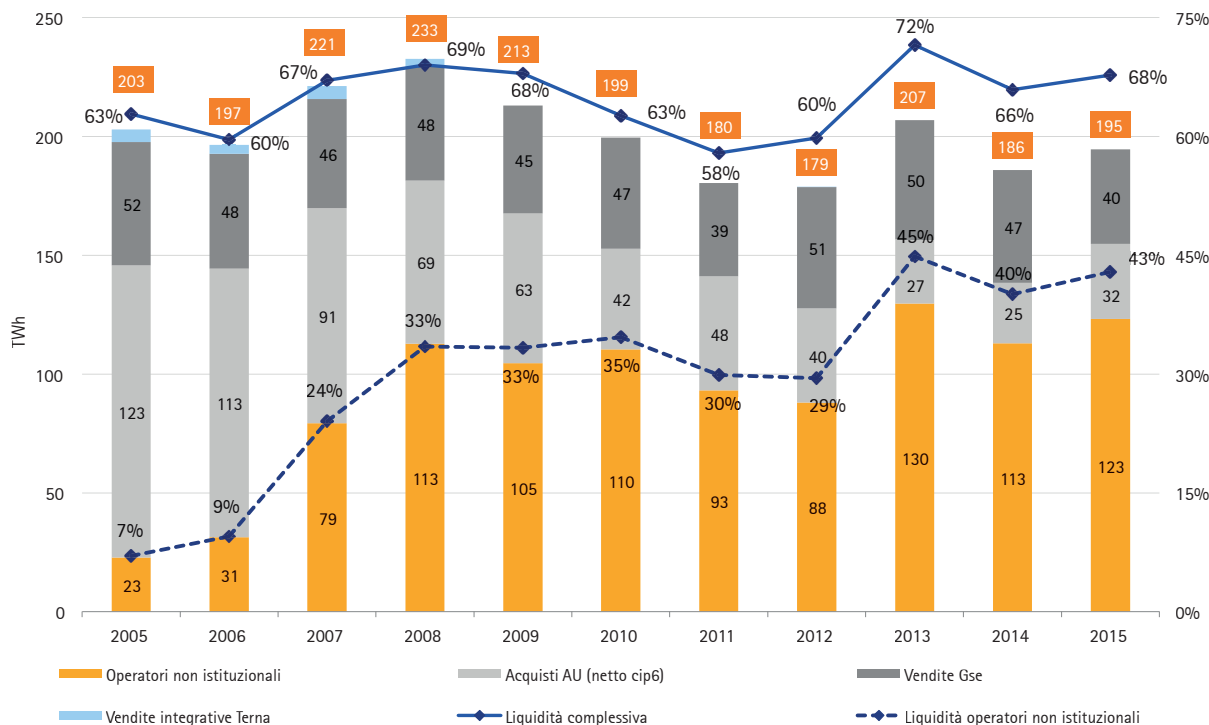
Riscontri analoghi provengono anche dall'attività degli operatori, che risulta ancora in aumento nei mercati elettrici a pronti organizzati (+14 operatori attivi su MGP e +15 su MI) ma per la prima volta in calo sulla PCE (-9). Ancora in crescita, invece, il numero degli operatori iscritti, che anche nel 2015 aggiornano i *record* assoluti sia su IPEX (264 operatori iscritti; +10 sul 2014) che sulla PCE (321 operatori iscritti; +4) (Fig. 1.5.1, Fig. 1.5.2).

Nuovi record di operatori iscritti ai mercati

¹² Vedi cap. 2, par. 2.2.2 in questo Volume, pag. 50.

La liquidità sul MGP

Fig. 1.5.1



Riguardo le contrattazioni a termine, nel 2015 si assiste alla totale scomparsa della registrazione di transazioni O.T.C. su MTE a fini di *clearing*, ed alla drastica riduzione delle negoziazioni. Sulla PCE, invece, i contratti registrati segnano il nuovo massimo storico a 354 TWh (+2,5%), consolidando l'interesse degli operatori per tale contrattazione come strumento di copertura del rischio e confermando, attraverso il valore record del *churn ratio* (2,07), l'intensa attività di *trading* svolta dagli operatori attraverso la piattaforma (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

Contrattazioni a termine: crolla MTE, ancora un record per PCE

Nel 2015 la PB-Gas si conferma ancora un mercato liquido e vivace, raccogliendo, nei due comparti, la sostanziale totalità degli scambi effettuati presso il GME. All'incremento degli operatori iscritti (+10) si associa un ulteriore aumento dei volumi scambiati, che aggiornano il nuovo massimo storico a 48 TWh (+5,9%), espressione di una quota del 6,8% sul totale consegnato nel sistema da SRG. La crescita è stata sostenuta dai volumi scambiati nel comparto G-1 (oltre 7 TWh), più che raddoppiati rispetto all'anno precedente, e dalla componente "extrabilanciamento" del comparto G+1 - ovvero dagli scambi conclusi direttamente tra operatori sulla PB-Gas in eccesso rispetto ai volumi richiesti o offerti dal Responsabile del bilanciamento - che, con i suoi quasi 13 TWh (+22,3% e massimo storico), ha rappresentato oltre il 31% dei volumi scambiati, confermando 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".

Si consolidano i due comparti della PB-Gas

Per quanto riguarda gli altri mercati del gas, si registra un considerevole aumento del numero di iscritti (+17), con i volumi scambiati che hanno appena superato 1 TWh, tutti nel Mercato Infragiornaliero (solo 0,10 TWh nel 2014). Nessuno scambio 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).

Nel 2015 si interrompe la lunga fase espansiva che ha caratterizzato la storia dei TEE. A fronte di un nuovo aumento degli operatori iscritti sia nel mercato organizzato (1055; +217) che nel Registro TEE (1469;+273), i titoli scambiati (8,7 milioni di tep) segnano invece una brusca contrazione (-25,8%), che ha investito le sole contrattazioni bilaterali, scese a 5 milioni di Tep, in calo di oltre il 40% dal massimo storico del 2014. Per contro, nel mercato organizzato (MTEE) i titoli scambiati salgono a 3,8 milioni di tep (+8,3%), pari al 43% del totale negoziato, la quota più alta di sempre.

Sui mercati ambientali crescono gli operatori iscritti ma calano gli scambi di CV e di TEE. In aumento i GO

Nel sistema dei Certificati Verdi si rileva, per il secondo anno consecutivo, una flessione dei volumi negoziati (37 TWh, -14,6%) connessa alla riduzione della quota d'obbligo di energia rinnovabile da immettere in rete per produttori e importatori da fonti convenzionali. Sul mercato organizzato (MCV), nonostante l'incremento degli operatori iscritti (+7), seppur modesto, i volumi negoziati ripiegano dal massimo storico del 2014 a 7 TWh (-15,2%) confermando, tuttavia, la quota sul totale negoziato al 19%, la più alta mai registrata. Le contrattazioni OTC registrate sulla PBCV (30 TWh) evidenziano, infatti, un calo dello stesso ordine di grandezza (-14,4%), che fa seguito a quello dell'anno precedente (-6,4%).

Per quanto riguarda le Garanzie d'Origine (GO), infine, la Piattaforma Bilaterale (PBGO) concentra la quasi totalità dei volumi negoziati, che, con una crescita del 4,7% sull'anno precedente salgono a 46 TWh. Ai minimi storici, invece, il Mercato delle Garanzie d'Origine (MGO), subentrato nel 2013 al MCOFER, dove sono scambiate garanzie per 0,10 TWh (-77,6%). Nonostante l'aumento degli iscritti, in termini di partecipazione attiva, entrambe le piattaforme di negoziazione segnano un nuovo arretramento (-7 operatori con abbinamenti su MGO, -8 sulla PBGO) (Tab. 1.5.1, Tab. 1.5.2).

1.5.2 Trend operatori dei mercati GME

Operatori sui mercati del GME

Tab. 1.5.1

N. Operatori*	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Var. 15/14
Mercati Elettrici								
IPEX								
- iscritti	172	207	192	200	223	254	264	+10
- con offerte								
<i>MGP</i>	115	131	137	149	159	194	208	+14
<i>MI</i>	53	69	91	114	122	149	164	+15
<i>MTE</i>	16	15	20	25	22	19	13	-6
PCE								
- iscritti	167	205	208	259	287	317	321	+4
- con programmi	88	95	103	120	125	126	117	-9
Mercati del Gas								
MGAS								
- iscritti		20	33	42	66	71	88	+17
- con offerte								
<i>MGP</i>		3	17	15	10	-	-	-
<i>MI</i>		-	7	5	4	5	15	+10
<i>MTGAS</i>					-	-	-	-
PB-GAS								
- iscritti			60	65	74	86	96	+10
- con offerte								
<i>Comparto G+1</i>			59	74	73	77	75	-2
<i>Comparto G-1</i>					8	45	51	+6
P-GAS								
- iscritti		53	61	72	77	78	80	+2
- con offerte								
<i>Import</i>		21	17	18	19	14	2	-12
<i>Ex d.lgs. 130/10</i>				13	4	-	-	-0
<i>Royalties</i>		25	25	26	12	4	5	+1
Mercati Ambientali								
MCV								
- iscritti	497	620	675	745	852	901	908	+7
- con abbinamenti	157	173	207	235	303	322	290	-32
PBCV								
- iscritti	n.d.	969	1.082	1.177	1.381	1.466	1.509	+43
- con abbinamenti	593	603	646	622	871	851	763	-88
MTEE								
- iscritti	268	334	379	447	588	838	1.055	+217
- con abbinamenti	172	209	235	264	328	458	609	+151
Registro TEE								
- iscritti	n.d.	421	513	635	866	1.196	1.469	+273
- con abbinamenti	163	189	206	238	298	378	402	+24
MGO								
- iscritti				180	262	291	299	+8
- con abbinamenti				28	62	21	14	-7
PBGO								
- iscritti				219	324	359	374	+15
- con abbinamenti				59	159	148	140	-8

* 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	2015	Var. 15/14
Mercati Elettrici								
MGP	313,43	318,56	311,49	298,67	289,15	281,98	287,13	+1,8%
Borsa	213,03	199,45	180,35	178,66	206,90	185,85	194,59	+4,7%
Bilaterale	100,39	119,11	131,15	120,00	82,25	96,13	92,54	-3,7%
MI/MA	11,93	14,61	21,87	25,13	23,34	22,79	24,92	+9,3%
MI1	1,68	9,47	14,47	15,99	12,80	12,23	12,91	+5,6%
MI2	0,95	5,15	5,38	6,21	6,07	6,47	6,15	-4,9%
MI3			1,22	1,72	2,00	2,01	2,39	-
MI4			0,80	1,21	2,47	2,09	1,22	-
MI5							2,24	
MA	9,30							
MTE	0,12	6,29	33,44	54,96	41,10	32,27	5,09	-84,2%
Borsa	0,12	6,29	31,67	30,36	8,00	18,40	5,09	-72,4%
OTC clearing	-	-	1,77	24,60	33,10	13,87	0,00	-100,0%
PCE*	176,35	236,48	290,82	307,61	325,50	345,72	345,47	+2,5%
Mercati del Gas								
MGAS		0,00	0,16	0,17	0,02	0,10	1,01	+887,3%
MGP		0,00	0,15	0,14	0,01	-	-	-
MI		-	0,01	0,04	0,00	0,10	1,01	+887,3%
MTGAS					-	-	-	-
PB-GAS			1,71	34,93	40,88	41,52	48,19	+16,1%
Comparto G+1			1,71	34,93	40,83	38,58	40,86	+5,9%
Comparto G-1					0,05	2,94	7,33	+149,2%
P-GAS		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-
Import		0,00	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs. 130/10				-	-	-	-	-
Royalties		2,14	2,91	2,87	0,62	-	-	-
Mercati Ambientali								
CV	23,40	25,37	31,09	32,33	44,81	43,05	36,78	-14,6%
Borsa	1,84	2,58	4,13	3,81	7,57	8,20	6,95	-15,2%
Bilaterale	21,56	22,79	26,97	28,52	37,25	34,85	29,84	-14,4%
TEE (milioni di tep)	2,34	3,09	4,10	7,62	8,24	11,76	8,73	-25,8%
Borsa	0,97	0,98	1,28	2,53	2,82	3,49	3,78	+8,3%
Bilaterale	1,36	2,11	2,82	5,08	5,42	8,27	4,95	-40,2%
GO				2,22	42,63	44,48	46,18	+3,8%
Borsa				0,47	1,34	0,47	0,11	-77,6%
Bilaterale				1,75	41,29	44,01	46,08	+4,7%

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

1.5.3 Risultati economici

Il 2015 è stato caratterizzato da un decremento delle partite passanti¹³ di circa 0,8 miliardi di euro (-4,4% rispetto all'anno precedente), per effetto prevalentemente della riduzione dei ricavi per vendita energia sul Mercato Elettrico (-0,6 miliardi di euro), in conseguenza della riduzione dei volumi in consegna sul Mercato Elettrico a Termine, solo parzialmente compensata dai maggiori volumi intermediati sul Mercato Elettrico a Pronti. A tale dinamica si affianca la diminuzione del valore delle partite accessorie agli scambi di energia *Over The Counter* (OTC) (-0,2 miliardi di euro), derivante dal minor differenziale, registrato nel corso dell'esercizio, tra prezzi zonal e PUN.

Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2014-2015)

Tab. 1.5.3

Dati in milioni di €	Ricavi e Costi passanti	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2014	17.547,153	35,292	17,433	12,183	8,614	72,803	20,251
2015	16.780,948	34,851	18,744	11,548	7,408	77,608	22,342

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 e ai margini di garanzia versati ai fini della gestione del coupling sulle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

I ricavi a margine¹⁴ dell'esercizio 2015 mostrano un decremento di 0,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-1,2%). Tale diminuzione è riconducibile:

- per -0,4 milioni di euro, al decremento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato Elettrico a pronti e a termine per effetto della riduzione dei volumi negoziati su tali mercati, solo parzialmente compensata dall'aumento della quota corrispondente al corrispettivo fisso annuo versato dagli operatori;
- per +0,1 milioni di euro, all'aumento dei ricavi per i servizi resi sul Mercato del Gas naturale e sulla piattaforma PB-GAS, in conseguenza dei maggiori volumi negoziati nel corso dell'esercizio 2015 rispetto al precedente esercizio;
- per -1,0 milioni di euro, alla diminuzione dei ricavi per i servizi resi sui Mercati e sulle Piattaforme bilaterali di scambio dei titoli ambientali, derivante prevalentemente dalla riduzione dei volumi di CV e TEE negoziati rispetto al precedente esercizio;
- per +0,9 milioni di euro, all'incremento degli altri ricavi a margine a seguito prevalentemente i) dei maggiori ricavi derivanti dalla partecipazione al progetto PCR e connessi principalmente all'adesione al progetto delle borse elettriche polacca (TGE) e rumena (OPCOM) e della conseguente redistribuzione dei costi storici sostenuti dalle borse partecipanti al progetto (+0,5 milioni di euro) nonché ii) dell'aumento dei ricavi verso European Electricity Exchange (EEX) relativi alla convenzione per la licenza d'uso del PUN (+0,3 milioni di euro).

Struttura dei costi a margine (anni 2014 - 2015)

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
2014	6,563	1,898	9,062	5,250	0,336	23,109
2015	5,617	1,115	9,092	7,196	0,283	23,303

13 Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza negli elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

14 Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

I costi a margine comprensivi di ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti sono risultati pari, complessivamente, a 23,3 milioni di euro, in aumento di circa 0,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è sostanzialmente attribuibile:

- al decremento, per oltre 0,9 milioni di euro, dei costi per materie prime e per servizi connesso prevalentemente: (i) ai minori costi per la gestione dei lavori di ristrutturazione della nuova sede legale (-0,3 milioni di euro), (ii) ai minori costi per servizi di trasmissione dati (-0,3 milioni di euro) connessi sia alla riunificazione delle diverse sedi aziendali e alla conseguente cessazione di alcuni servizi, sia alla stipula, a condizioni economiche più vantaggiose, di nuovi contratti nonché (iii) ai minori costi per servizi connessi alle diverse sedi aziendali (-0,3 milioni di euro) in conseguenza prevalentemente della riunificazione delle stesse avvenuta nel corso dell'esercizio;
- al decremento, per circa 0,8 milioni di euro, dei costi per godimento beni di terzi dovuto alla citata riunificazione delle diverse sedi aziendali ed alla connessa riduzione dei canoni di locazione;
- all'aumento, per oltre 1,9 milioni di euro, della voce ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti a seguito: (i) dei maggiori ammortamenti derivanti, prevalentemente, dall'entrata in esercizio delle migliorie apportate alla nuova sede legale (+1,0 milione di euro), (ii) del maggior accantonamento al fondo svalutazione crediti effettuato in relazione ad alcune posizioni creditorie dalle quali – sulla base delle informazioni disponibili – potrebbero emergere delle perdite (+0,5 milioni di euro), (iii) del maggior accantonamento effettuato in relazione agli effetti derivati dai contenuti della Deliberazione AEEGSI 648/2015/R/eel, connesso sia all'incremento del risultato operativo imputabile alla PCE sia alla rivalutazione del fondo non ancora retrocesso (+0,7 milioni di euro) nonché (iv) dell'accantonamento, effettuato nel corso dell'esercizio 2014, a copertura di potenziali oneri a carico della Società connessi ad un contenzioso di natura giuslavoristica (-0,3 milioni di euro).

Principali indicatori del GME (anni 2014 - 2015)

Tab. 1.5.5

	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2014	49,4	34,5	16,7	42,5
2015	53,8	33,1	14,9	33,2

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 18,7 milioni di euro, in aumento di 1,3 milioni di euro (+7,5%) rispetto all'esercizio precedente.

Il risultato operativo è stato pari a 11,5 milioni di euro, in diminuzione di 0,6 milioni di euro (-5,2%).

Il risultato dell'esercizio al netto delle imposte è risultato pari a 7,4 milioni di euro, in diminuzione di 1,2 milioni di euro (-14,0%) 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 2015, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente, con l'evidenza del personale distaccato.

Consistenza del personale dipendente

Tab. 1.5.6

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2015	al 31.12.2015	media 2014	al 31.12.2014
Dirigenti	8,0	8	8,4	8
Quadri	30,7	30	30,2	31
Impiegati	64,0	64	62,8	64
Totale	102,7	102	101,4	103
<i>di cui distaccati</i>	<i>2,0</i>	<i>2</i>	<i>2,0</i>	<i>2</i>
Totale al netto dei distaccati	100,7	100	99,4	101



SEZIONE

2

L'EVOLUZIONE DEI MERCATI

2.1	I MERCATI INTERNAZIONALI	32
	APPROFONDIMENTO:	
	Un anno di market coupling	38
2.2	I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ	41
2.2.1	Il mercato del giorno prima (MGP).....	41
2.2.2	Il mercato infragiornaliero (MI).....	50
2.2.3	La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)	58
2.2.4	Il Mercato elettrico a Termine (MTE)	61
2.3	I MERCATI DEL GAS	64
2.3.1	Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G+1	64
2.3.2	Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) - comparto G-1	70
2.3.3	Altri mercati del gas.....	73
2.4	I MERCATI AMBIENTALI.....	75
2.4.1	I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale.....	75
2.4.2	I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali	81
2.4.3	Le Garanzie di Origine (GO): Mercato, Piattaforma Bilaterale e Aste del GSE.....	87



2.1 I MERCATI INTERNAZIONALI

Nel corso dell'ultimo decennio mai come nel 2015 i mercati energetici hanno fornito indicazioni così nette e convergenti circa l'andamento delle principali *commodities*. Insieme in un contesto economico che stenta a ripartire, a fronte delle ipotesi di ripresa avanzate dalle principali istituzioni europee di settore, le quotazioni dei combustibili hanno tutte confermato, talora intensificato, le dinamiche ribassiste registrate nel biennio precedente, attestandosi sui valori più bassi dal 2005.

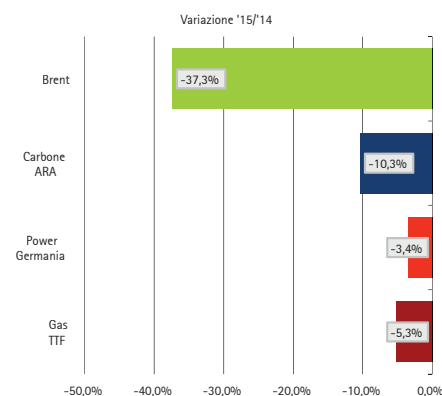
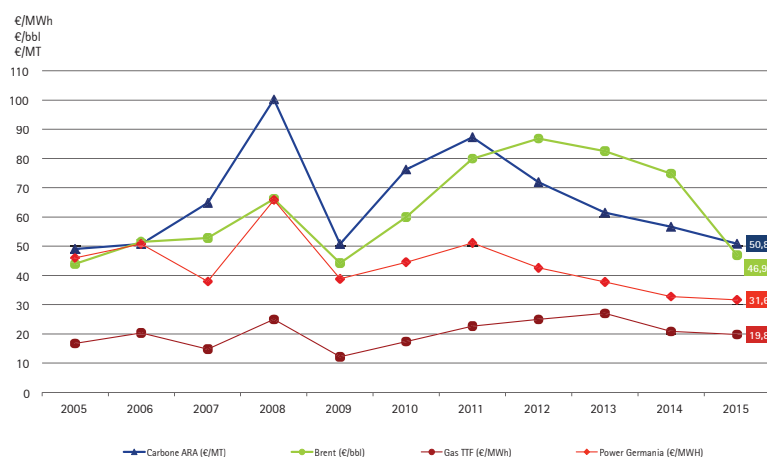
Mercati energetici ai minimi decennali

Il dato indubbiamente più rilevante emerso nel 2015 arriva dai mercati del petrolio, sui quali, in ragione della più forte variazione tendenziale degli ultimi dieci anni, i prezzi tornano su livelli minimi mai più registrati dal 2005, assecondando i segnali di calo mostrati tra il 2013 e il 2014 e annullando la decisa progressione rialzista osservata nel triennio 2010-2012. Andamento analogo interessa i principali *hub* gas del naturale, sui quali il consolidamento del forte *trend* calante avviato nel 2014 riporta le quotazioni annue indietro di quattro anni e quelle mensili registrate nei primi mesi del 2016 sui livelli del 2009. Continua ininterrotta, infine, la caduta libera del carbone, che, per effetto della quarta significativa diminuzione consecutiva, vede il suo prezzo scendere al minimo dal 2005.

Sui mercati elettrici, dove le quotazioni si mantengono sui valori più bassi del decennio e gli *spread* tra Paesi si confermano espressione dei costi dei diversi parchi nazionali, la drastica riduzione del prezzo dei combustibili fossili, pur non annullando il *gap* strutturale della generazione elettrica alimentata a gas, ne ha accresciuto la competitività. In virtù di tale dinamica e dell'estensione del *market coupling* alle frontiere settentrionali italiane, nel 2015 si è registrata la formazione di nuovi assetti "stagionali" nel mercato elettrico europeo, caratterizzati da differenziali di prezzo minimi o nulli e da flussi di energia transnazionali gestiti coerentemente alla valorizzazione dell'energia¹ (Fig. 2.1.1).

Prezzi in euro delle principali commodities energetiche

Fig. 2.1.1



¹ Tali fenomeni si sono registrati prevalentemente nella stagione primaverile e autunnale quando le oscillazioni stagionali della domanda contribuiscono alla convergenza delle quotazioni nazionali.

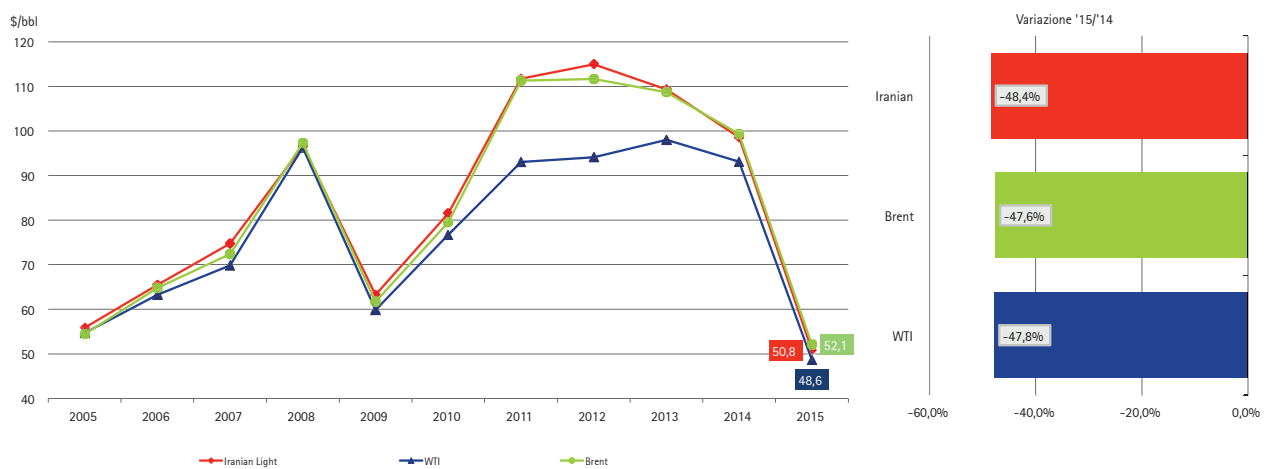
Anticipato dalla ripida flessione registrata nel secondo semestre del 2014, l'eccezionale calo tendenziale osservato nel 2015 porta la quotazione del petrolio a 52,1 \$/bbl (-47,6%), dimezzandone il livello ed annullando in un solo anno la significativa crescita sperimentata tra il 2009 e il 2011. Su base mensile i valori più bassi si sono concentrati nella seconda parte dell'anno, toccando a dicembre, con 38 \$/bbl, il minimo dal 2004. La dinamica tendenziale e intra-annuale accomuna tutti i riferimenti internazionali del greggio, la cui forbice torna a chiudersi dopo cinque anni, nonché i suoi prodotti di raffinazione, i cui prezzi crollano a 490,5 \$/MT per il gasolio (-41,7%) e a 256,1 \$/MT per l'olio combustibile (-54%) (Fig. 2.1.2, Fig. 2.1.3).

Tracollo di greggio e derivati, carbone in caduta libera

Diminuzione meno intensa, ma inserita all'interno di una dinamica ribassista pluriennale, quella del carbone, che, al quarto calo tendenziale consecutivo su tutti i riferimenti internazionali, cede nel 2015 un ulteriore 20-25%, attestandosi sui 56-57 \$/MT in Europa e in Sudafrica, i valori annui più bassi per la commodity rispettivamente dal 2005 e dal 2007 (Fig. 2.1.4).

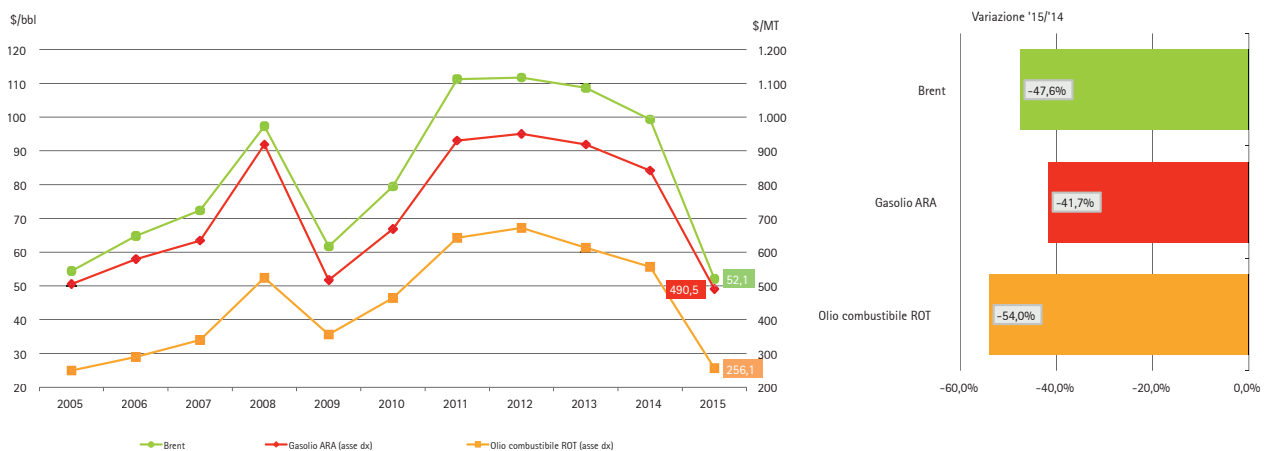
Prezzi spot sui principali mercati internazionali del greggio

Fig. 2.1.2



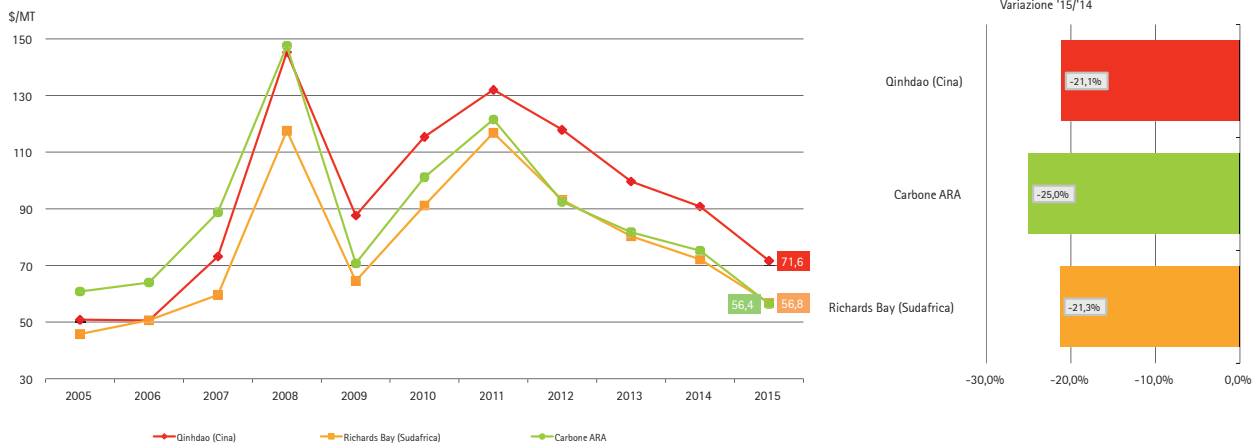
Prezzi spot del Brent e dei principali prodotti petroliferi

Fig. 2.1.3



Prezzi spot sui principali mercati del carbone

Fig. 2.1.4



Prosegue l'onda lunga ribassista avviatasi con il break del 2014 anche sui prezzi rilevati ai principali *hub* europei del gas, posizionatisi nel 2015 sui 19-22 €/MWh, in conseguenza di riduzioni tendenziali risultate superiori alle attese dei mercati (5-7%). L'ulteriore arretramento appare il frutto di un calo progressivo e

Scende ancora il prezzo del gas, si arrestano anche le negoziazioni

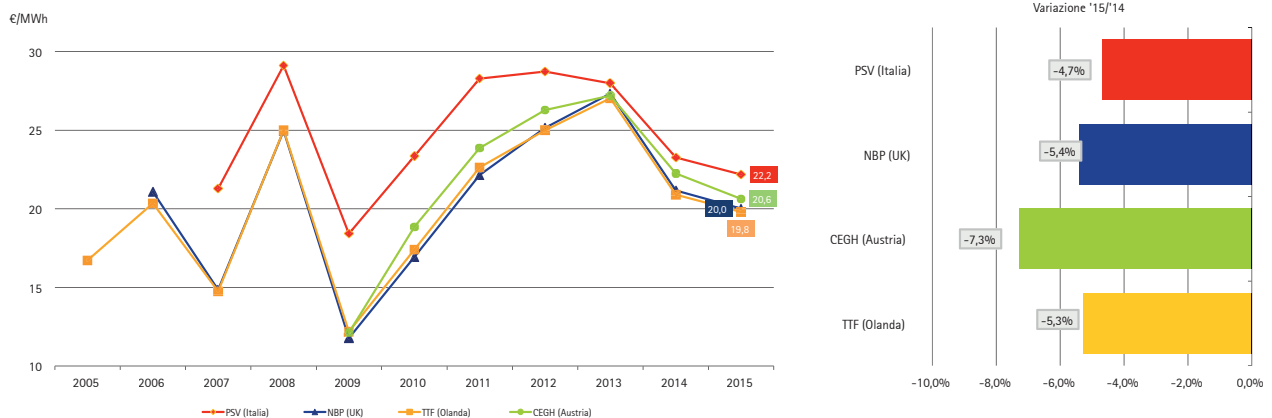
costante registratosi a partire da marzo, che ha portato le quotazioni sui 16-19 €/MWh a dicembre. Relativamente ai singoli riferimenti nazionali, il 2015 conferma la riapertura di una forbice di 2-3 €/MWh tra il PSV italiano e gli altri *hub* continentali, evidenziatasi già nel 2014 dopo il sostanziale allineamento raggiunto tra i prezzi l'anno precedente. Seppur in presenza di andamenti infra-annuali assolutamente analoghi,

lo *spread* si è mantenuto costante in tutti i mesi del 2015, risultando lievemente più marcato a febbraio e a luglio. In chiave prospettica i mercati sembrano attendersi per il 2016 un rafforzamento del *trend* ribassista, scommettendo su quotazioni annuali a termine in linea con i valori dell'ultimo scorcio d'anno. Tale previsione trova conferma nel primo trimestre del 2016, caratterizzato da prezzi sui 12-13 €/MWh in Europa centro-settentrionale e sui 14-15 €/MWh in Italia (Fig. 2.1.5).

Quanto ai volumi scambiati, l'arretramento complessivo emerso su base europea (-7%) riflette quasi esclusivamente l'andamento negativo delle negoziazioni al NBP britannico (-9%), l'unico caratterizzato da un elevato livello di maturità e da solo in grado di coprire l'82% dei volumi continentali contrattati. Negli altri Paesi modesti segnali di crescita si rilevano in Belgio, salito al suo massimo storico di scambi (+6%), e in Austria, al secondo rialzo consecutivo (+9%) dopo la flessione subita nel 2013. In Italia, infine, le registrazioni al PSV, pur mantenendosi a ridosso del loro massimo storico, interrompono la loro serie pluriennale crescente mostrando il primo lieve calo dal 2008 (-6%) (Tab 2.1.1).

Prezzi spot sui principali mercati del gas

Fig. 2.1.5



Volumi scambiati sui mercati del gas (GWh)

Tab. 2.1.1

HUB		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Var. 14/13
UK	NBP	-	-	-	-	12.353.458	10.646.731	10.875.335	9.925.278	-9%
Belgio	ZTP	505.579	721.205	724.010	769.797	742.462	771.502	747.167	790.703	6%
Olanda	TTF	636.885	803.530	1.122.114	1.597.906	1.979.126	n.d.	n.d.	n.d.	-
Austria	CEGH	166.020	253.340	378.660	435.010	525.100	393.030	439.892	478.330	9%
Italia	PSV	173.741	260.588	479.146	641.135	719.206	730.891	889.518	837.940	-6%
Totale	-	1.482.224	2.038.663	2.703.930	3.443.849	16.319.351	12.542.154	12.951.912	12.032.251	-7%

I prezzi elettrici *spot* si confermano sui livelli minimi del decennio, secondo una pluriennale dinamica ribassista innestata dalla diffusione della generazione rinnovabile e dalla debolezza della domanda e accelerata nell'ultimo biennio dalla drastica contrazione dei costi di produzione.

La quotazione italiana si mantiene la più elevata (52,3 €/MWh), in ragione di un parco di produzione strutturalmente meno economico, mentre in Europa continentale andamenti locali e stagionali hanno indotto una forte parcellizzazione dei prezzi, ben sintetizzato dal differenziale inusualmente elevato osservato tra Francia e Germania (38,5 €/MWh e 31,6 €/MWh, rispettivamente), salito al massimo livello dal 2005 (7 €/MWh circa) e concentrato nel primo trimestre dell'anno (13 €/MWh circa) e ad ottobre (9 €/MWh) (Fig. 2.1.6).

Proprio in tale contesto si inserisce il fenomeno forse più interessante emerso nel 2015, rappresentato dalla formazione di nuovi assetti nel mercato elettrico europeo legati alla riduzione del costo dei combustibili, ai movimenti stagionali della domanda, nonché alla progressiva estensione del *market coupling* a livello continentale. Esempio in tal senso quanto verificatosi lungo la frontiera italo-francese, gestita in *coupling* dal 24 febbraio 2015. A fronte, infatti, di un ampio *gap* strutturale prodotto dalla estrema diversità del *mix* di generazione, che ha mantenuto il differenziale di prezzo medio annuo tra Italia e Francia sui 14 €/MWh², l'insieme dei tre fattori, sopra citati, ha favorito nel 16% delle ore dell'anno la realizzazione di un prezzo unico per Italia e Francia, con picchi più frequenti nei mesi di marzo, aprile e ottobre³.

Mercati elettrici in calo e nuovi equilibri transnazionali

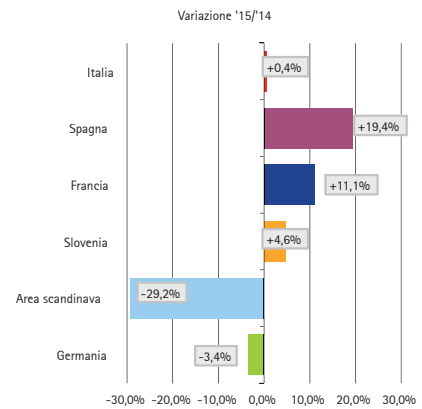
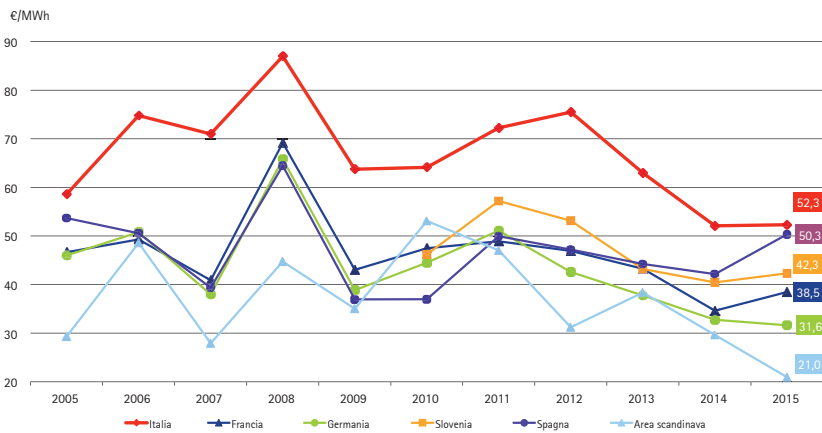
2 Il riferimento per il mercato zonale italiano è rappresentato dalla quotazione della zona Nord.

3 V. Approfondimento "Un anno di *market coupling*" in questo Volume.

Il possibile consolidamento degli scenari ribassisti e dei nuovi equilibri sovranazionali sembra peraltro trovare conferma nelle aspettative future dei mercati che, dopo aver ben previsto la valorizzazione dell'energia in Italia, Francia e Germania per il 2015, scommettono su un'ulteriore diminuzione delle quotazioni per il 2016 e sulla formazione di *spread* non trascurabili tra Germania e Francia e ai minimi storici tra Francia e Italia (Fig. 2.1.7).

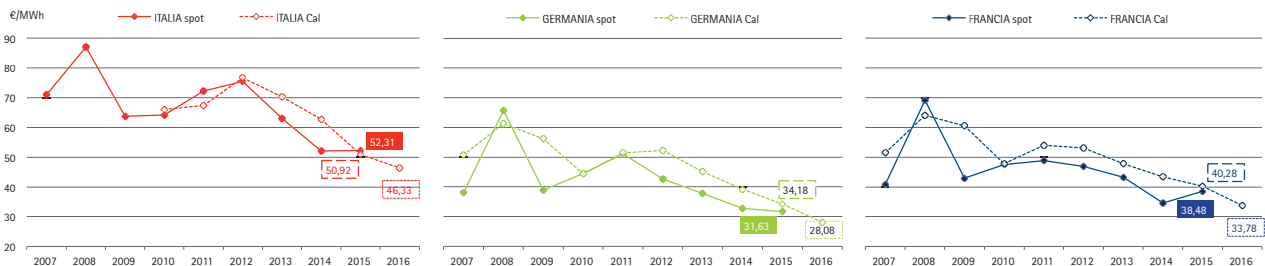
Prezzi spot sulle principali borse elettriche europee

Fig. 2.1.6



Prezzo spot e corrispondente quotazione del prodotto Calendar baseload⁴

Fig. 2.1.7



Volumi spot dell'energia ancora in moderata espansione, crescita esplosiva delle contrattazioni a termine italiane e francesi

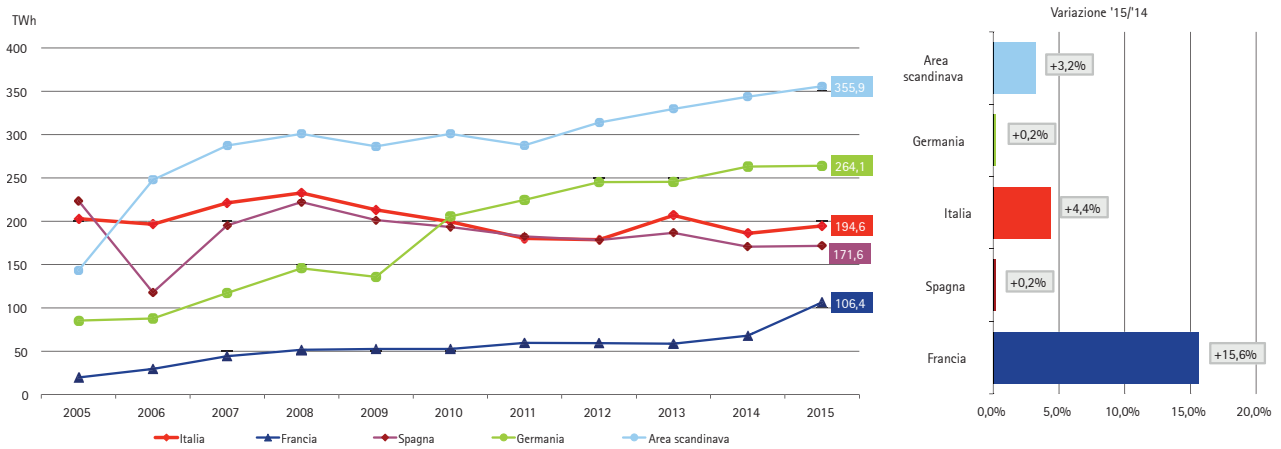
In questo scenario economico gli scambi di energia registrati sui più maturi mercati *spot* continentali mostrano per il secondo anno consecutivo variazioni legate quasi esclusivamente a fenomeni locali congiunturali. Il dato della Germania appare ormai consolidato attorno ai 264 TWh, così come quello della Spagna sui 172 TWh, mentre i volumi italiani salgono sui 195 TWh per effetto prevalentemente della maggior richiesta di energia concentrata a luglio in corrispondenza di eventi climatici eccezionali (+4,4%). Sfuggono a questa dinamica le negoziazioni in area scandinava che, confermatesi le più elevate su base continentale, al quarto incremento consecutivo si attestano a ridosso dei 356 TWh (+3,2%) e quelle francesi che raddoppiano rispetto al livello storicamente manifestato, portandosi a 106,4 TWh (+15,6%) anche per effetto del contributo del *coupling* sulla rilevante frontiera italiana (Fig. 2.1.8).

⁴ Nel grafico si rappresenta il prezzo di *settlement* del prodotto *Calendar* nel suo ultimo giorno di contrattazione.

Decisamente più rilevanti le indicazioni provenienti dalle borse a termine, dove il 2015, oltre ad evidenziare una ulteriore forte crescita degli scambi sulla Germania (1.747 TWh circa, +30,7%), segna un decisivo passo verso la maturità per l'energia italiana e francese, caratterizzata da un boom di contrattazioni, in parte anticipato dal più moderato aumento registrato nel 2014 e guidato dall'ingresso di nuovi soggetti operanti su questo segmento di mercato (406,3 TWh, +149% e 298,9 TWh, rispettivamente) (Fig. 2.1.9).

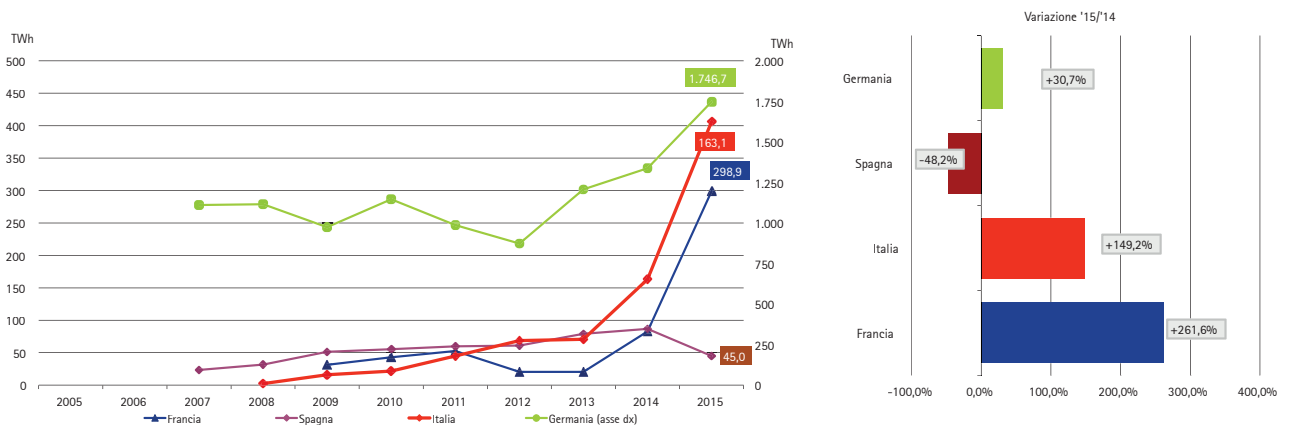
Volumi scambiati sulle principali borse spot

Fig. 2.1.8



Volumi scambiati sulle principali borse a termine

Fig. 2.1.9



APPROFONDIMENTO

Un anno di market coupling

Dal 24 febbraio 2015, il mercato *spot* italiano gestito dal GME, già accoppiato con quello sloveno dal 2011, risulta sincronizzato con altri due mercati limitrofi, quello francese e quello austriaco nell'ambito del cosiddetto *Italian Border Working Table* (IBWT) e, attraverso questo, al più ampio mercato europeo nell'ambito del cosiddetto *Multi Regional Coupling* (MRC). Da oltre un anno, dunque, lungo la frontiera settentrionale del nostro Sistema i flussi di energia provenienti da (e diretti verso) Francia, Austria e Slovenia vengono implicitamente⁵ determinati attraverso il meccanismo del *market coupling*, metodo di connessione dei mercati (zonal) che, individuando il valore dell'energia sulle zone contigue, definisce contestualmente e in modo ottimale il valore e quindi l'allocazione della capacità di trasporto tra queste.

Questo passaggio segna un'importante tappa nel processo di armonizzazione del mercato elettrico europeo promosso dal cosiddetto terzo pacchetto e dal più recente Regolamento CACM sull'allocazione della capacità e risoluzione delle congestioni transfrontaliere.

L'estensione del *market coupling* a larga parte delle frontiere italiane non ha certo mutato la natura delle relazioni transfrontaliere italiane, segnate da un differenziale di costo ancora negativo per l'Italia per effetto delle differenti tecnologie produttive adottate. Il *gap* strutturale appare ben sintetizzato dagli *spread* di prezzo che separano l'Italia dai paesi limitrofi che, in virtù di quotazioni comprese tra i circa 53 €/MWh del riferimento italiano (prezzo della zona Nord) e i 32 €/MWh dell'Austria, si attestano nel 2015 tra gli 11 €/MWh e i 21 €/MWh circa, risultando in generale aumento rispetto agli equivalenti valori del 2014, privi di differenze significative all'interno della giornata e caratterizzati da livelli massimi mensili raggiunti nel pieno dell'estate, quando in diverse sessioni di luglio l'intero Sistema Italia è risultato soggetto a una decisa impennata delle sue quotazioni giornaliere⁶ (Tab. 1).

Prezzi e differenziali per profilo orario agli equivalenti valori d

Tab. 1

Anno	Profilo	Nord	FR	AT/DE	SI	Delta (Nord, FR)	Delta (Nord, AT/DE)	Delta (Nord, SI)
2011	Baseload	70,18	48,89	51,12	57,2	21,29	19,06	12,98
	Peak	77	55,8	57,11	64,67	21,2	19,89	12,33
	Off-Peak	63,36	41,99	45,13	49,73	21,37	18,23	13,63
2012	Baseload	74,05	46,94	42,6	53,15	27,11	31,45	20,9
	Peak	79,62	53,48	48,51	61,81	26,14	31,11	17,81
	Off-Peak	68,48	40,39	36,68	44,49	28,09	31,8	23,99
2013	Baseload	61,58	43,24	37,78	43,18	18,34	23,8	18,4
	Peak	65,23	49,15	43,13	49,79	16,08	22,1	15,44
	Off-Peak	57,94	37,32	32,42	36,56	20,62	25,52	21,38
2014	Baseload	50,35	34,63	32,76	40,43	15,72	17,59	9,92
	Peak	54,15	38,98	36,8	46,2	15,17	17,35	7,95
	Off-Peak	46,55	30,27	28,73	34,66	16,28	17,82	11,89
2015	Baseload	52,71	38,48	31,63	42,3	14,23	21,08	10,41
	Peak	56,97	42,1	35,06	47,68	14,87	21,91	9,29
	Off-Peak	48,44	34,85	28,2	36,91	13,59	20,24	11,53

⁵ Su entrambe le direttrici viene resa comunque disponibile una quota di capacità determinata attraverso il meccanismo dell'asta esplicita.

⁶ Nel mese di luglio 2015 il prezzo medio della zona Nord si è attestato a circa 70 €/MWh.

Non riscontrabili ad un livello di aggregazione annuale, gli effetti del *coupling* vanno ricercati soprattutto nella struttura oraria e negli andamenti stagionali delle quotazioni.

Si rileva in tal modo che, nel 2015, anche a fronte di elevati differenziali annui, l'estensione del *coupling* alla frontiera settentrionale italiana ha favorito l'allineamento dei prezzi nel 37% delle ore tra Italia e Slovenia, anch'essa caratterizzata da un *mix* di generazione influenzato principalmente dal costo dei combustibili fossili, nel 16% tra Italia e Francia e, infine, nel 2% tra Italia e Austria, sempre unita alla Germania e al suo parco di produzione alimentato prevalentemente da fonti rinnovabili. L'impatto appare ancor più evidente se analizzato alla luce di quanto osservato in Svizzera, non appartenente all'*Italian Borders Market Coupling* (IBMC), il cui prezzo, pur privo di sensibili differenze da quello francese, mostra ancora un livello di convergenza al riferimento italiano praticamente nullo.

Calano al contempo, con l'unica eccezione della Svizzera, le ore di inversione del differenziale, in parte inglobate sulle frontiere gestite in *coupling* dai crescenti casi di convergenza (Tab. 2).

Frequenza di allineamento e inversione differenziale per frontiera – anno 2015 post coupling

Zona	Frequenza allineamento alla zona Nord	Frequenza di differenziale di prezzo negativo con la zona Nord
Francia	15,8%	0,4%
Austria	2,3%	0,3%
Slovenia	36,9%	0,4%
Svizzera	0,1%	14,7%

Tab. 2

Soffermandoci sulla frontiera francese, quella dotata di più ampia capacità di interconnessione, si nota inoltre che i fenomeni di convergenza di prezzo non si sono distribuiti uniformemente nel corso dell'anno, ma hanno presentato picchi periodici concentrati nei mesi primaverili e all'inizio dell'autunno, quando le quotazioni italiana e transalpina mostrano storicamente scarti ridotti per effetto dei reciproci movimenti stagionali delle domande nazionali⁷. In particolare, tra marzo e aprile, Italia e Francia sono risultate appartenere alla medesima zona di mercato sovranazionale rispettivamente nel 30% e nel 33% delle ore, mentre ad ottobre la quota è cresciuta al 53%, superando anche la frequenza di convergenza verificatasi tra Francia e Germania. In tali periodi dell'anno, e ancor di più in un contesto come quello attuale di riduzione del costo dei combustibili fossili, il *market coupling* favorisce quindi la possibilità concreta di sperimentare nuovi equilibri per il mercato elettrico europeo, scaturita nella formazione di configurazioni zonali che, in taluni casi, arrivano ad includere dalla zona Nord italiana al Belgio (3% delle ore nel 2015) o alla Danimarca (0,3%).

In tale scenario, il nostro Sistema si è confermato importatore netto per circa 40 TWh (in aumento dell'8% sui corrispondenti volumi nel 2014), con una quota di importazioni nette provenienti dalle tre frontiere interessate dal *market coupling* pari al 52% TWh (+4% rispetto allo stesso periodo del 2014), gestiti per il 44% attraverso asta implicita. I volumi importati si sono concentrati prevalentemente sulla frontiera francese (16 TWh, 97% delle ore), in virtù della maggiore ampiezza dell'ATC tra le due zone, seconda solo a quella tra Svizzera e zona Nord. Quanto alla frequenza di scambi in *import*, invece, è sulla frontiera austriaca che si osserva la prevalenza di transazioni di import netto, per un totale di 1,8 TWh, distribuiti sul 99% delle ore. Si attestano, invece, a 639 GWh le esportazioni (in calo del 33% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno), concentrate, in area IBMC sulle frontiere slovena (90 GWh, 595 ore) e francese (102,5 GWh, 204 ore), mentre, in corrispondenza del crescente allineamento tra i prezzi, sale il numero di ore di indifferenza del flusso (168 ore con l'Austria, 1.177 ore con la Francia, 2.746 ore con la Slovenia), nelle quali i volumi sono risultati prevalentemente in *import*.

⁷ Il dato risulta altresì confermato dalle evidenze dei primi mesi del 2016. A marzo e ad aprile, infatti, il differenziale tra Italia e Francia si attesta mediamente a 7 €/MWh, contro i 13 €/MWh realizzati a gennaio e febbraio.

In tale contesto i principali effetti prodotti dall'istituzione del MC sono riscontrabili nella notevole riduzione dell'utilizzo inefficiente della capacità di trasporto tra Italia e Francia e Italia e Austria, sia in termini di utilizzo antieconomico della capacità, sia in termini di utilizzo parziale della stessa. Mentre, infatti, nel 2014 la capacità sui due confini veniva allocata in maniera antieconomica nel 5/3% delle ore, con l'avvio del *market coupling* tale frequenza scende sullo 0,3% e 0,2%, delle quali la maggior quota parte è attribuibile a transazioni in *import* con differenziale orario dei prezzi negativo. Anche in questo in caso l'impatto del *coupling* appare più evidente nel confronto di questi dati con quelli della Svizzera che già solo nel primo quadrimestre del 2016 – nel corso del quale il prezzo della zona Nord è stato soggetto a un *trend* fortemente ribassista – conta ben il 20% di ore con scambi in contro-flusso, confermando l'inadeguatezza del meccanismo delle aste esplicitate nel gestire contingenze scarsamente prevedibili e tali da ribaltare in modo decisivo le consolidate aspettative dei mercati sull'andamento dei prezzi.

Tab. 3 Volumi e inefficienza allocativa della capacità – anno 2015 (**)

Zona	Import (GWh)	Export (GWh)	Import Netto (GWh)	Import Netto su Totale	Import Coupling su Import Totale	Inefficienza (*)	Inefficienza antieconomica	Inefficienza parziale utilizzo
Francia	16.332.619,69	102.517,88	16.230.101,81	41%	81%	7,6%	0,3%	7,2%
Austria	1.791.256,86	4.206,83	1.787.050,03	4%	78%	71,0%	0,2%	70,8%
Slovenia	3.149.553,57	90.411,49	3.059.142,08	8%	98%	0,2%	0,2%	0,0%
Svizzera	19.401.408,52	495.920,06	18.905.488,46	47%	-	100%	14,7%	85,3%
Totale	40.674.838,64	693.056,26	39.981.782,38	100%	-	-	-	-

(*) Per inefficienza si intende la frequenza oraria con la quale la capacità lungo le frontiere risulta sottoutilizzata e/o allocata in modo incoerente rispetto al differenziale di prezzo.

(**) A partire dalla data di consegna 25 febbraio 2015, data di riferimento per l'avvio esteso del *market coupling*.

2.2 I MERCATI DELL'ELETTRICITÀ

2.2.1 Il mercato del giorno prima (MGP)

Nel 2015, in un quadro economico di timida ripresa (PIL: +0,8%), anche gli scambi di energia elettrica sul MGP tornano a crescere su base annua (287,1 TWh; +1,8%), ponendo fine alla serie di ribassi iniziata nel 2009. L'inversione di tendenza si riscontra anche nell'evoluzione della richiesta elettrica rilevata da Terna (315,2 TWh; +1,5%). Sulla domanda elettrica hanno probabilmente influito anche le alte temperature registrate nel periodo estivo - quando la richiesta di Terna alle ore 16 del 21 luglio ha segnato un nuovo picco storico a 59.353 MW - ed il fattore calendario (tre giorni lavorativi in più rispetto al 2014). La stabilità della quota di volumi commerciali (MGP) rispetto a quanto registrato sul mercato fisico (Terna), attestatasi negli ultimi quattro anni al 91%, evidenzia il consolidamento dell'effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili sull'aumento degli autoconsumi non passanti per il mercato *day-ahead* (Tab. 2.2.1).

In lieve ripresa la domanda elettrica

Dal lato offerta, a fronte della nuova flessione delle offerte presentate su MGP⁸, si assiste alla decisa ripresa delle vendite (+1,8%), trainata dagli impianti termoelettrici che risalgono del 10,5% dal minimo storico del 2014, riportando la quota di mercato ai livelli del 2013 (61%). Con le vendite della produzione a carbone ancora in calo (-4,5% nel 2014; -6,6% nel 2015), la crescita della produzione termoelettrica è stata sostenuta dagli impianti a ciclo combinato (+20,6%), che si giovano, oltre che della ripresa della domanda, anche della frenata della produzione rinnovabile, che arresta la fase espansiva dei precedenti sette anni.

Recupero del termoelettrico e calo dell'offerta rinnovabile

Nello specifico, l'inversione di tendenza della produzione di energia verde è connessa per buona parte alla scarsa idraulicità del 2015, con la produzione da impianti idrici in calo del 14,5% sull'anno precedente, ed alla minore disponibilità di energia dalle altre fonti rinnovabili (eolico -8,5%; solare ed altri -10,5%). Cresce, invece, la fonte geotermica (+5,1%) (Fig. 2.2.1, Tab. 2.2.2).

Andamento dei volumi sul MGP

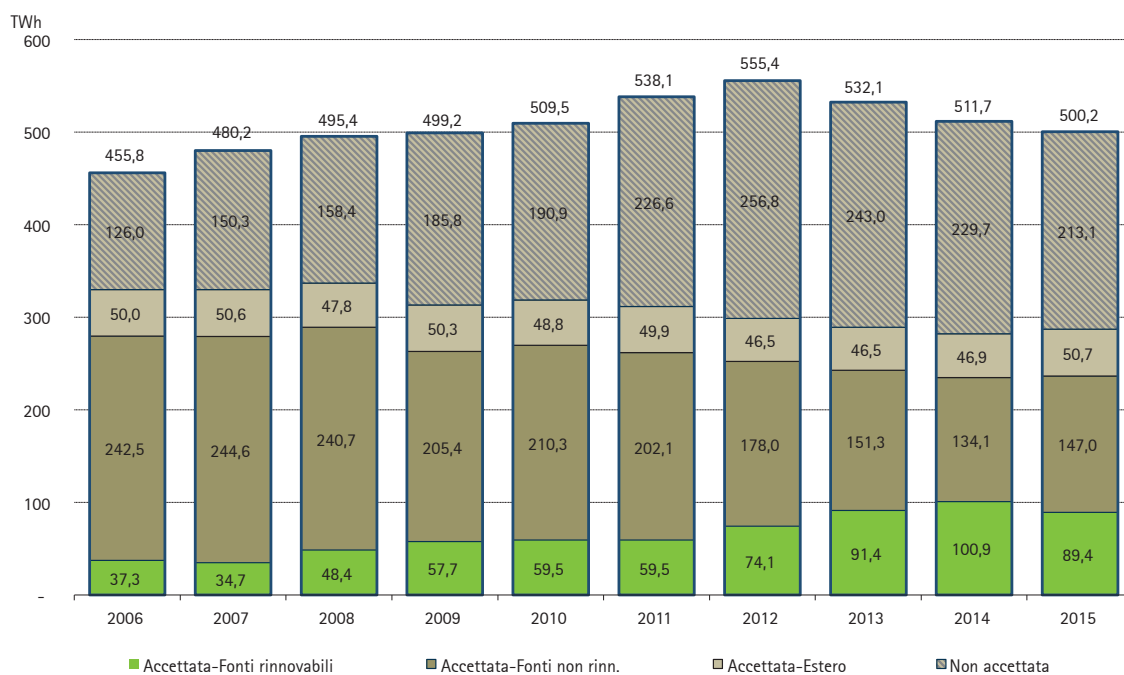
TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variazione '15/'14
Richiesta Terna	330,5	334,6	328,2	318,5	310,5	315,2	1,5%
Domanda	345,1	338,2	330,5	329,8	318,2	305,3	-4,1%
con indicazione di prezzo	28,3	28,2	34,8	46,5	44,8	36,8	-17,9%
rifiutata	26,4	26,6	31,8	40,6	36,0	18,1	-49,9%
Acquisti	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	1,8%
% su richiesta Terna	96,4%	93,1%	91,0%	90,8%	90,8%	91,1%	0,3%
Offerta	509,5	538,1	555,4	532,1	511,7	500,2	-2,2%
Vendite	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	1,8%
a prezzo zero	218,4	210,0	201,8	214,7	212,7	190,5	-10,4%

Tab. 2.2.1

8 Va considerato che a partire da febbraio 2015 per le zone estere in *coupling* è disponibile il dato relativo alle sole offerte accettate.

Offerta su MGP

Fig. 2.2.1



Vendite per fonte e tecnologia

Tab. 2.2.2

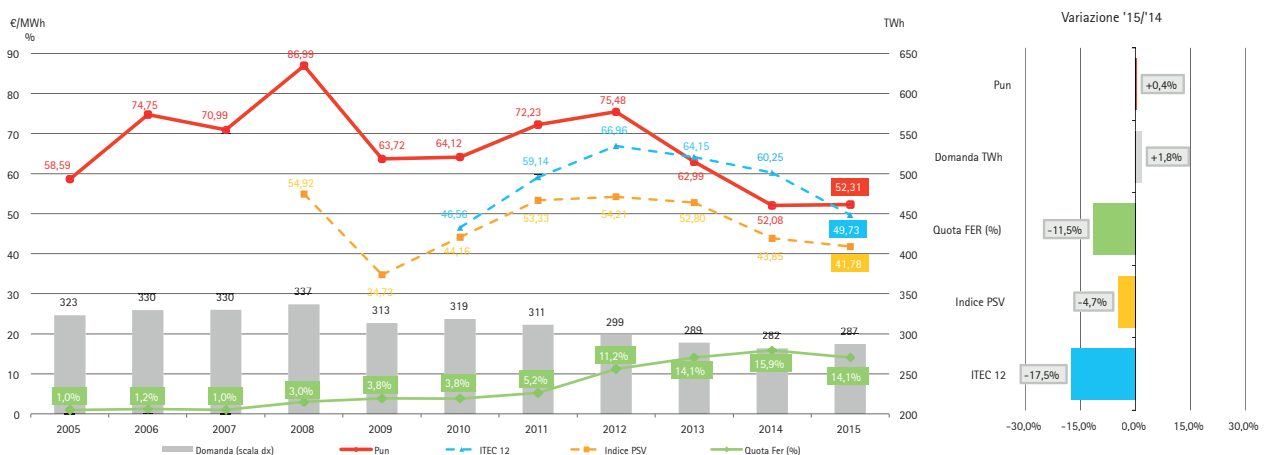
TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Variazione '15/'14
Fonti tradizionali	204,6	197,9	175,1	147,9	130,6	144,3	10,5%
Ciclo combinato	149,6	138,5	113,8	92,5	75,1	90,5	20,6%
Carbone	24,4	29,3	32,3	26,2	25,0	23,4	-6,6%
Altro	30,6	30,1	29,0	29,3	30,5	30,4	-0,3%
Fonti rinnovabili	59,5	59,5	74,1	91,4	100,9	89,4	-11,4%
Idraulica	42,2	37,9	35,2	45,3	50,5	43,2	-14,5%
Idrico fluente	24,6	23,4	22,3	27,0	31,3	28,7	-8,2%
Idrico modulazione	17,6	14,5	12,9	18,3	19,2	14,5	-24,8%
Geotermica	5,1	5,4	5,3	5,3	5,6	5,8	5,1%
Eolico	5,6	7,2	10,3	14,1	14,6	13,4	-8,5%
Solare e altre	6,6	9,1	23,3	26,7	30,2	27,0	-10,5%
Pompaggio	5,8	4,1	3,0	3,3	3,6	2,8	-22,1%
TOTALE	269,8	261,6	252,1	242,7	235,0	236,5	0,6%
Estero	48,8	49,9	46,5	46,5	46,9	50,7	7,9%
TOTALE VENDITE	318,6	311,5	298,7	289,2	282,0	287,1	1,8%

Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), dopo i pesanti cali registrati nel biennio precedente (-16,6 % nel 2013; -17,3% nel 2014), segna una lieve ripresa rispetto al minimo storico del 2014 e si attesta a 52,31 €/MWh (+0,4%), mostrando livelli medi mensili oscillati tra 47 e 56 €/MWh, con la sola eccezione del mese di luglio in cui il prezzo è risultato pari a 67,77 €/MWh. La sostanziale tenuta del PUN⁹ si inserisce in un contesto in cui, accanto alla suddetta ripresa dei consumi di energia elettrica, si conferma e si rafforza il generalizzato calo del costo dei combustibili, con il prezzo del Brent ai minimi degli ultimi sei anni (46,88 €/bbl) e le quotazioni medie del prezzo *spot* del gas (PSV) a 22,14 €/MWh (-4,7%). L'andamento del Pun continua a riflettere una tendenza di fondo tracciata dal costo delle materie prime, sulla quale si innestano fattori stagionali ed esogeni rappresentati dall'eccezionale picco di domanda a luglio e dalla ridotta disponibilità di offerta idrica concentrata nella parte finale dell'anno. In tal senso merita rilevare come l'indice di correlazione tra le due variabili si confermi su valori elevati nel primo semestre del 2015 (circa 75%¹⁰), per scendere poi su livelli inferiori nella seconda metà dell'anno (circa 46%), in conseguenza delle succitate dinamiche congiunturali (Fig. 2.2.2, Fig. 2.2.3).

In calo le quotazioni dei combustibili, sostanziale tenuta del PUN

Andamento del Pun e delle sue determinanti¹¹

Fig. 2.2.2



9 Al netto del mese di luglio il Pun medio annuo risulta prossimo a 51 €/MWh, in calo del 3% circa rispetto all'omologo dato del 2014.

10 Le correlazioni sono state calcolate considerando le serie storiche delle medie mobili giornaliere ad 1 mese del PUN e del PSV.

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

Andamento mensile del Pun e del PSV

Fig. 2.2.3

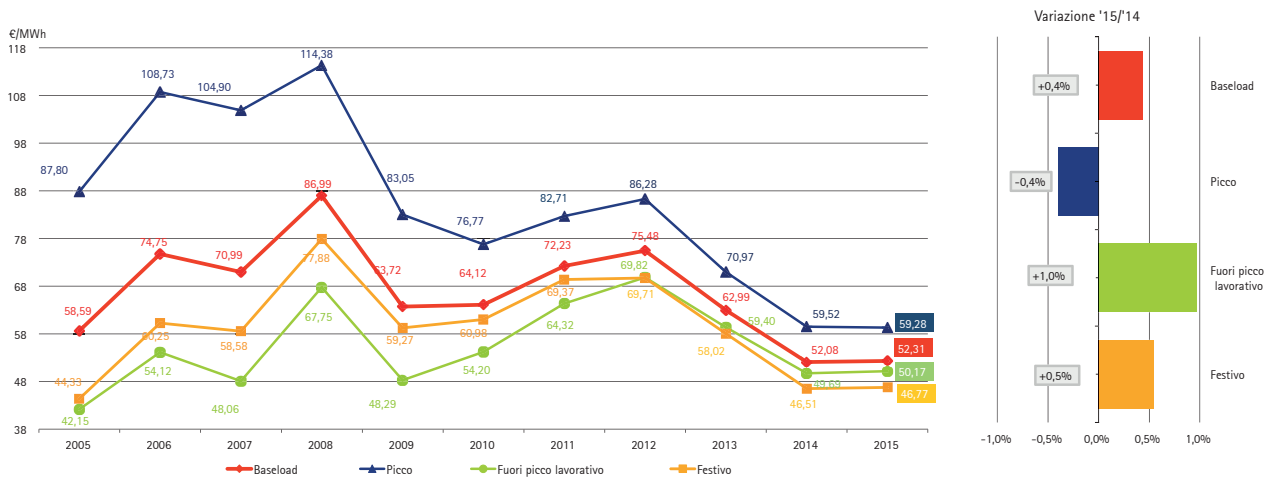


L'analisi per gruppi di ore rivela come la sostanziale stabilità del PUN sconti un lieve calo del prezzo nelle ore di picco, che rinnova il minimo storico a 59,28 €/MWh, ed una leggera ripresa nelle ore a basso carico (50,17 €/MWh nel fuori picco dei lavorativi; 46,77 €/MWh nei festivi). Pertanto il rapporto tra il prezzo nelle ore picco e nelle ore fuori picco dei lavorativi scende ulteriormente (1,18) dai bassi livelli sui quali si era attestato negli ultimi tre anni (1,2 circa). Il consolidarsi dell'appiattimento del profilo orario dei prezzi è, anche, testimoniato dal fatto che la punta annuale del PUN nel 2015, registrata alle ore 10 di giovedì 23 luglio e pari a 144,57 €/MWh, è la più bassa mai registrata dal 2004, e che il prezzo minimo orario del 2015 (5,62 €/MWh) è invece il più alto degli ultimi tre anni (Fig. 2.2.4).

Si consolida l'appiattimento del profilo orario dei prezzi

Pun medio annuale per gruppi di ore

Fig. 2.2.4



Per quanto riguarda i prezzi di vendita, nelle zone peninsulari, a fronte di una domanda ovunque in crescita eccetto che al *Nord*, si registrano rialzi di circa 2 €/MWh dai minimi storici del 2014. In tale quadro si conferma il *ranking* delle quotazioni peninsulari che vede il *Nord* come zona dal prezzo più alto ed il *Sud* quella dal prezzo più basso ed unica zona esportatrice netta sul continente, a conferma del rilevante impatto della diffusione delle rinnovabili sulla struttura dell'offerta nazionale e sui flussi di energia all'interno del Sistema. Il differenziale di prezzo *Nord-Sud* si conferma sui livelli medi degli ultimi quattro anni, sebbene nel 2015 la bassa produzione idroelettrica, in particolare nell'ultimo trimestre del 2015, abbia indotto un lieve ampliamento della forbice rispetto all'anno precedente (3,29 €/MWh; era 2,97 €/MWh nel 2014).

Prezzi zionali in ripresa sulla penisola...

Per quanto concerne le dinamiche dei prezzi isolani, nel 2015 si consolida definitivamente la convergenza del prezzo della *Sardegna* alle più basse quotazioni del continente, dando seguito ad un processo avviato nel 2013 e rafforzato dall'introduzione della gestione della configurazione zonale cosiddetta "magliata"¹² a partire da febbraio. Il prezzo dell'isola, infatti, sceso ai minimi storici (51,06 €/MWh; -2,2% sul 2014), abbatte a meno di 2 €/MWh il differenziale con il prezzo del *Sud* (erano oltre 10 €/MWh nel 2012), a conferma della completa risoluzione delle sporadiche ore di criticità, connesse a scarsità di offerta e a ridotta capacità di transito con il continente, nelle quali in passato si realizzava quasi integralmente il differenziale di prezzo. Ben più consistente la flessione del prezzo di vendita in *Sicilia* che scende ai minimi dal 2005 (57,53 €/MWh; -28,9%). Tale evoluzione, riconducibile all'intervento regolatorio¹³ 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, ha sensibilmente ridotto il differenziale di prezzo con

...ma in sensibile flessione sulle isole

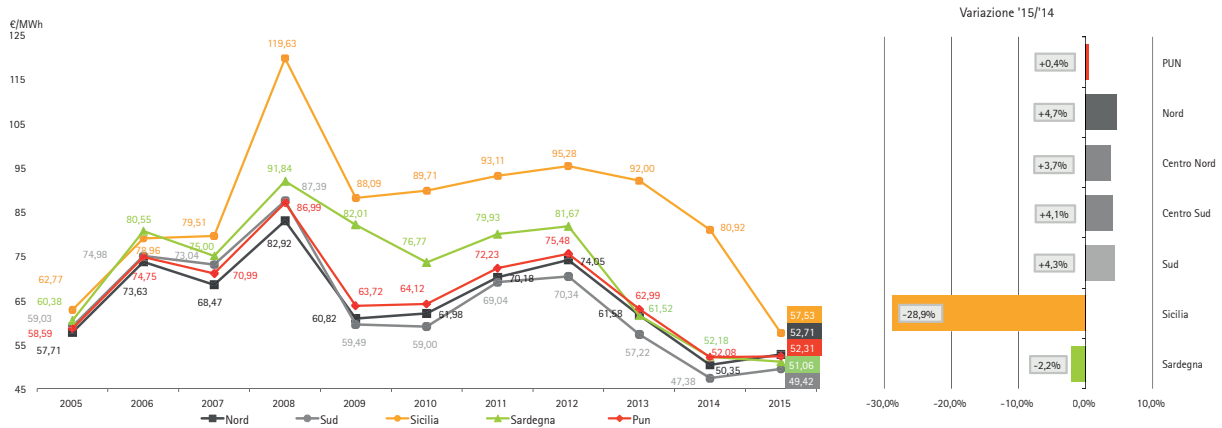
12 A partire dal 10 febbraio 2015 è stata introdotta la gestione della configurazione zonale cosiddetta "magliata", con riferimento ai transiti CNOR-CORS, CORS-SARD, SARD-CSUD, CSUD-CNOR.

13 Ad inizio anno è entrata in vigore la Deliberazione 521/2014/R/Eel dell'AEEGSI.

il continente che, dagli oltre 30 €/MWh del biennio precedente, è sceso poco sopra gli 8 €/MWh, mai così basso dal 2007. A tal proposito si evidenzia come, nel 2015, l'isola abbia saturato i limiti di transito in import dal continente, risultando meno competitiva, nel 74% delle ore (83% nel 2014 e 85% nel 2013), con un differenziale medio rispetto al PUN in tali ore di 5,22 €/MWh, in calo di oltre 30 €/MWh rispetto all'anno precedente (Fig. 2.2.5, Tab. 2.2.3, Tab. 2.2.4).

Prezzi zionali medi annui sul MGP

Fig. 2.2.5



Volumi zionali sul MGP - Anno 2015

Tab. 2.2.3

TWh	Acquisti	Vendite	Offerta	Domanda	Offerte rigettate
Nord	155,8 (-0,4%)	109,6 (-3,2%)	229,9 (-2,2%)	160,0 (+0,1%)	120,2 (-1,2%)
Centro Nord	28,1 (+8,7%)	17,9 (-2,7%)	30,1 (-16,7%)	30,4 (+8,2%)	12,2 (-31,3%)
Centro Sud	45,0 (+10,7%)	28,9 (-0,1%)	57,7 (-10,7%)	46,5 (+9,4%)	28,9 (-19,3%)
Sud	29,2 (+12,6%)	54,4 (+14,0%)	77,9 (+1,7%)	30,5 (+13,2%)	23,5 (-18,6%)
Sicilia	15,7 (-13,1%)	15,8 (-6,5%)	34,1 (+2,2%)	18,0 (-3,7%)	18,3 (+11,1%)
Sardegna	8,9 (-22,3%)	9,8 (-0,3%)	17,9 (+12,5%)	9,7 (-17,2%)	8,1 (+33,0%)
Estero	4,4 (+25,7%)	50,7 (+7,9%)	52,6 (+5,1%)	10,3 (-66,3%)	1,9 (-38,3%)
Italia	287,1 (+1,8%)	287,1 (+1,8%)	500,2 (-2,2%)	305,3 (-4,1%)	213,1 (-7,2%)

()Tra parentesi la variazione rispetto all'anno precedente

Vendite zionali per fonte e tecnologia - Anno 2015

Tab. 2.2.4

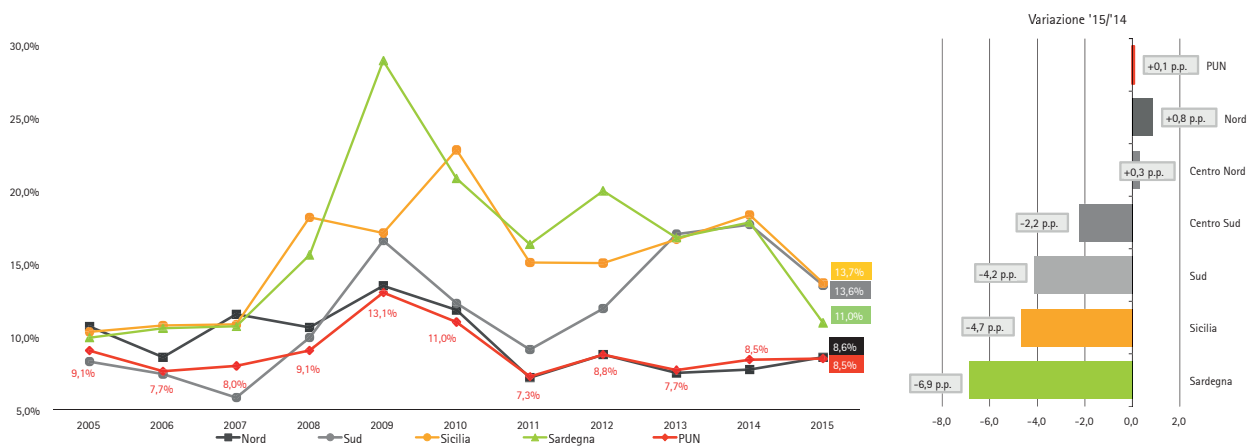
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.899	+12,5%	715	+0,4%	2.218	+4,0%	4.661	+24,7%	1.144	-15,5%	832	-0,5%
Gas	4.829	+18,4%	616	+1,3%	655	+66,4%	2.713	+51,7%	1.054	-15,9%	510	+2,4%
Carbone	1.019	+3,7%	2	-92,6%	1.369	-10,1%	-	-	-	-	280	-13,6%
Altre	1.051	-1,8%	97	+29,6%	195	-10,3%	1.948	-0,1%	90	-10,8%	42	+208,8%
Fonti rinnovabili	5.357	-16,8%	1.327	-4,3%	1.024	-8,5%	1.555	-9,4%	658	+15,2%	287	+0,9%
Idraulica	3.649	-19,6%	327	-15,1%	433	-6,9%	335	+22,1%	145	+131,9%	40	-2,1%
Geotermica	-	-	667	+5,1%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-
Eolica	10	+46,2%	14	-2,7%	252	-11,6%	735	-15,6%	360	+7,3%	157	-0,6%
Solare e altre	1.699	-10,4%	318	-9,6%	340	-8,0%	486	-15,1%	153	-11,7%	90	+5,2%
Pompaggio	261	-26,2%	1	+3,4%	55	+10,0%	-	-	0	-98,4%	1	-75,1%
Totale	12.517	-3,2%	2.043	-2,7%	3.298	-0,1%	6.216	+14,0%	1.801	-6,5%	1.119	-0,3%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

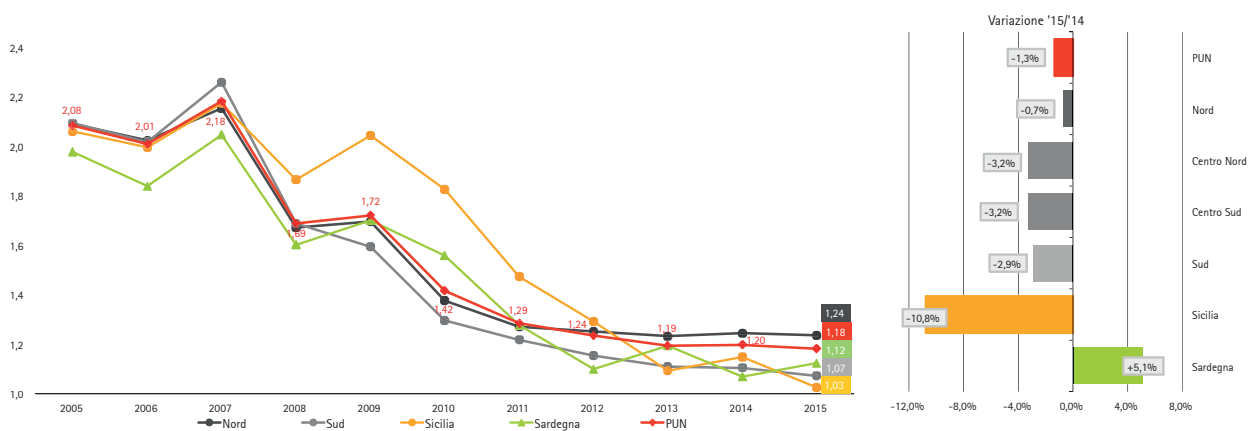
Nel 2015 la volatilità del PUN (8,5%) resta invariata rispetto all'anno precedente ed in linea con i valori medi dell'ultimo quinquennio. L'analisi della volatilità dei prezzi di vendita zonali rivela però un lieve aumento nelle zone settentrionali (*Nord* e *Centro Nord*) e una decisa flessione nelle altre zone, la più significativa in Sardegna, con la volatilità che cede quasi 7 punti percentuali e si porta all'11,0%. Pertanto tra le zone geografiche la volatilità risulta ancora piuttosto differenziata, ma con un *range* di variazione più ristretto che in passato. Su tale dinamica hanno probabilmente influito gli interventi strutturali, nel caso della *Sardegna*, e quelli regolatori, nel caso della *Sicilia*, ma anche il calo della più competitiva offerta rinnovabile, che ha considerevolmente abbassato la frequenza di azzeramento delle quotazioni orarie¹⁴. Tale effetto è particolarmente evidente al *Sud*, dove prezzi di vendita uguali a zero si registrano solo in 19 ore contro le 139 del 2014. Merita rilevare inoltre che il numero di sessioni di MGP in cui si osservano prezzi diurni inferiori a quelli notturni si riduce in tutte le zone ad eccezione della sola Sicilia (Fig. 2.2.6, Fig. 2.2.7, Tab. 2.2.5).

In calo la volatilità dei prezzi isolani e del Sud

Volatilità dei prezzi
Fig. 2.2.6



Rapporto prezzo di picco/fuori picco nelle giornate lavorative
Fig. 2.2.7



14 La riduzione della più competitiva offerta FER incorpora in parte il calo della disponibilità di energia rinnovabile, in parte una flessione dei volumi offerti a prezzo zero.

Prezzi a zero e inversioni prezzi diurni/notturni sul MGP

Tab. 2.2.5

	PUN		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
N° ore con prezzo a zero	-	(0)	-	(0)	15	(61)	15	(71)	19	(139)	15	(71)	29	(163)
N° sessioni con almeno un prezzo orario a zero	-	(0)	-	(0)	5	(21)	5	(25)	6	(37)	5	(25)	7	(42)
N° sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	72	(106)	51	(82)	101	(114)	114	(132)	144	(160)	119	(162)	156	(106)
% sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni	19,7%	(29,0%)	14,0%	(22,5%)	27,7%	(31,2%)	31,2%	(36,2%)	39,5%	(43,8%)	32,6%	(44,4%)	42,7%	(29,0%)
Differenza media nelle sessioni con prezzi diurni<prezzi notturni. €/MWh	-5,95	(-6,90)	-6,75	(-7,08)	-6,96	(-8,26)	-6,82	(-8,34)	-6,43	(-9,03)	-6,71	(-14,18)	-5,06	(-13,87)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Nel 2015, gli indicatori di competitività e concorrenza esprimono un generale miglioramento. Nel dettaglio, la quota delle vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), confermando la tendenza evidenziata

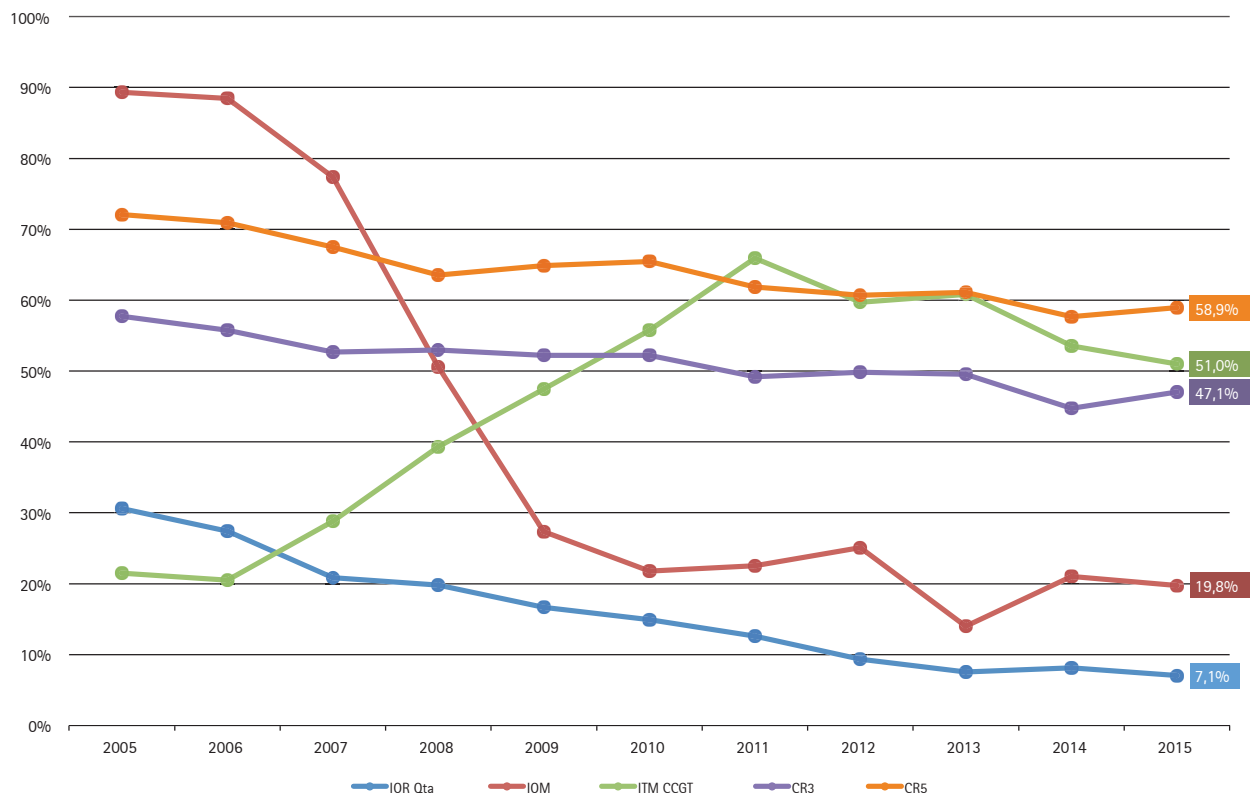
dall'avvio del mercato, aggiorna il suo minimo storico a quota 7,1%. L'indicatore si conferma su livelli molto bassi al *Nord* ed in aumento al *Sud* (7,7%), mentre si riduce nelle restanti zone ed in particolare nelle isole, dove scende ai livelli più bassi di sempre (*Sardegna* 6,0% e *Sicilia* 5,5%). Lievi miglioramenti si osservano anche nella concorrenza al margine, come segnalato dall'Indice di Operatore Marginale (IOM) di Enel, il principale *price-maker*, che dopo il rimbalzo del 2014, si riporta sotto la soglia

del 20%. Ancora in calo l'Indice di Tecnologia Marginale degli impianti a ciclo combinato (ITM Ccgt) che, nonostante l'aumento delle vendite, scende a 51,0%, confermando il *trend* pluriennale connesso all'espansione dell'offerta rinnovabile. In generale miglioramento anche l'indice di Hirshmann-Herfindahl delle vendite (HHI), che si conferma sotto la prima soglia di concorrenzialità al *Nord* e si riporta a ridosso di essa al *Sud*. I segnali positivi dall'indice HHI non trovano riscontro però negli indicatori di concentrazione CR3 (47,1%) e CR5 (58,9%), che segnano una lieve ripresa dai minimi storici del 2014 (Fig. 2.2.8; Tab. 2.2.6).

Concentrazione del mercato: calo delle vendite garantite e maggiore concorrenza al margine

Indicatori di competitività

Fig. 2.2.8



Indici di concentrazione sul MGP - Anno 2015

Tab. 2.2.6

	Totale	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
HHI Offerte		1.882 (1.958)	3.459 (4.212)	4.177 (5.008)	1.714 (2.007)	2.548 (3.131)	3.273 (3.629)
HHI Vendite		1.294 (1.456)	2.693 (2.838)	3.359 (4.094)	1.851 (2.095)	2.046 (2.628)	4.515 (4.311)
CR3	47,1% (44,7%)	50,3% (46,9%)	76,5% (68,6%)	76,8% (74,7%)	64,2% (59,0%)	58,6% (58,1%)	83,4% (79,9%)
CR5	58,9% (57,7%)	66,0% (62,7%)	86,5% (84,6%)	82,5% (83,8%)	77,0% (74,4%)	79,0% (74,4%)	91,8% (95,1%)
IOR Quantità	7,1% (8,1%)	0,5% (0,4%)	22,2% (24,1%)	22,4% (27,3%)	7,7% (5,9%)	5,5% (9,1%)	6,0% (19,7%)
IOM 1° Oper	19,8% (21,0%)	13,5% (15,0%)	19,8% (19,9%)	20,9% (21,7%)	22,3% (25,0%)	63,0% (65,0%)	23,5% (25,9%)
ITM Ccgt	51,0% (53,5%)	50,8% (55,1%)	48,7% (51,8%)	49,4% (51,0%)	50,8% (49,0%)	69,7% (79,3%)	46,1% (45,2%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

2.2.2 Il mercato infragiornaliero (MI)

Nel mese di febbraio 2015 sono state avviate le modifiche al mercato infragiornaliero previste dalla Deliberazione AEEGSI 45/2015/R/EEL, che hanno consentito agli operatori di ampliare le opzioni di flessibilità con l'introduzione di una nuova fascia oraria (9-24) dove prima non era possibile scambiare volumi.

Avvio del nuovo mercato infragiornaliero

Nel dettaglio:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 sono stati estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio *range* 13-24;
- i periodi rilevanti dell'MI4 sono stati conseguentemente estesi all'intervallo 13-24, ampliando il vecchio *range* 17-24;
- è stato introdotto il MI5, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24.

Nel 2015 si conferma, come negli anni passati, la stretta correlazione tra la dinamica dei prezzi di acquisto del Mercato Infragiornaliero e quelli di MGP (PUN). I due mercati a pronti mostrano infatti

Dinamiche di prezzo ancora in linea con il PUN

una sostanziale tenuta delle quotazioni dopo la parabola discendente che aveva caratterizzato i due anni precedenti. Se ciò appare evidente per le prime due sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI1 51,54 €/MWh -1,1%; MI2 51,15 €/MWh +0,2%), per le successive, ai fini di un più corretto confronto 2014/2015, occorre far riferimento alle fasce orarie a prescindere dalla sessione a cui esse si riferiscono. Così, se si considera la

fascia oraria 13-24, si rileva che nel 2015 il prezzo (53,70 €/MWh a gennaio; 52,94 €/MWh nei successivi 11 mesi) è sostanzialmente in linea con l'anno precedente (53,45 €/MWh). Analogamente, nella fascia 17-24 si rileva una lievissima flessione del prezzo (58,27 €/MWh a gennaio; 58,24 €/MWh da febbraio a dicembre) rispetto al 2014 (59,46 €/MWh). Infine, nell'inedita fascia oraria 9-24, il prezzo (54,63 €/MWh) si attesta poco sopra quello della fascia 13-24. Le sessioni MI1 ed MI2 evidenziano anche livelli inferiori rispetto al PUN (-1,5% MI1 e -2,2% MI2) (Fig. 2.2.9, Tab. 2.2.7).

La volatilità dei prezzi di MI si conferma decisamente superiore rispetto a quella dei prezzi di MGP. Nel 2015 il divario si inasprisce a causa del generale aumento delle volatilità su tutte le sessioni di MI a

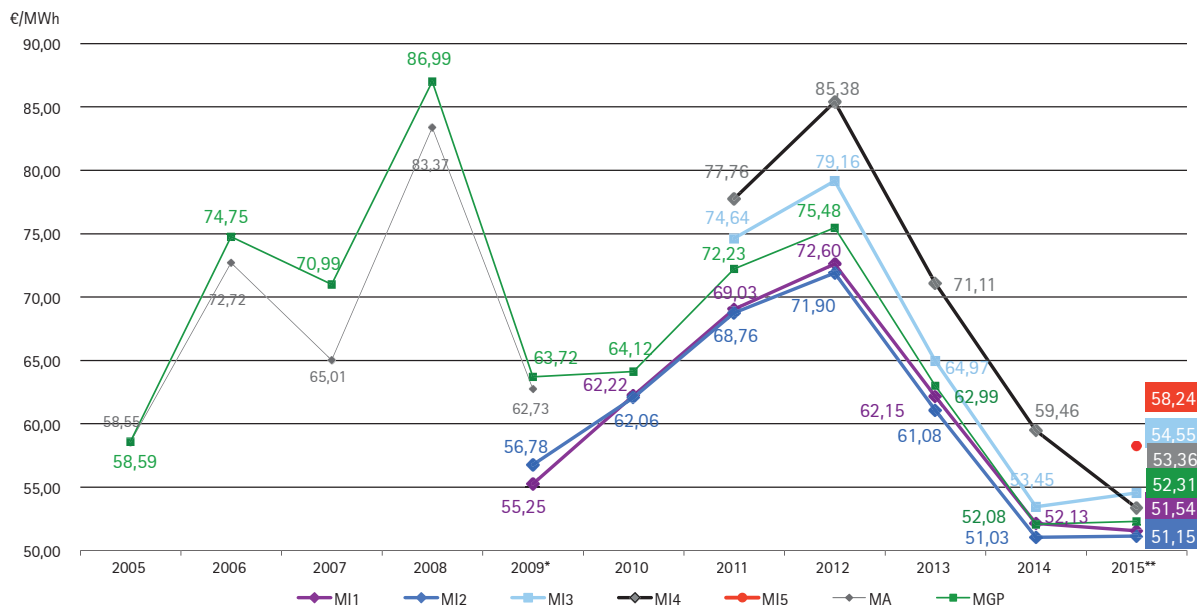
In aumento la volatilità dei prezzi

fronte di livelli pressoché invariati sull'altro mercato a pronti (8,5%). Nel dettaglio, la volatilità dei prezzi di MI aumenta con il succedersi temporale delle sessioni, passando dal 10,0% di MI1 al 19,2% di MI5%. Ma se su MI1 ed MI2 l'incremento appare coerente con il *trend* degli ultimi anni, nelle sessioni successive la crescita della volatilità segna

una decisa inversione di tendenza (Fig. 2.2.10).

Prezzo di acquisto: evoluzione annuale

Fig. 2.2.9



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

** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

Prezzo medio di acquisto e volumi medi orari

Tab. 2.2.7

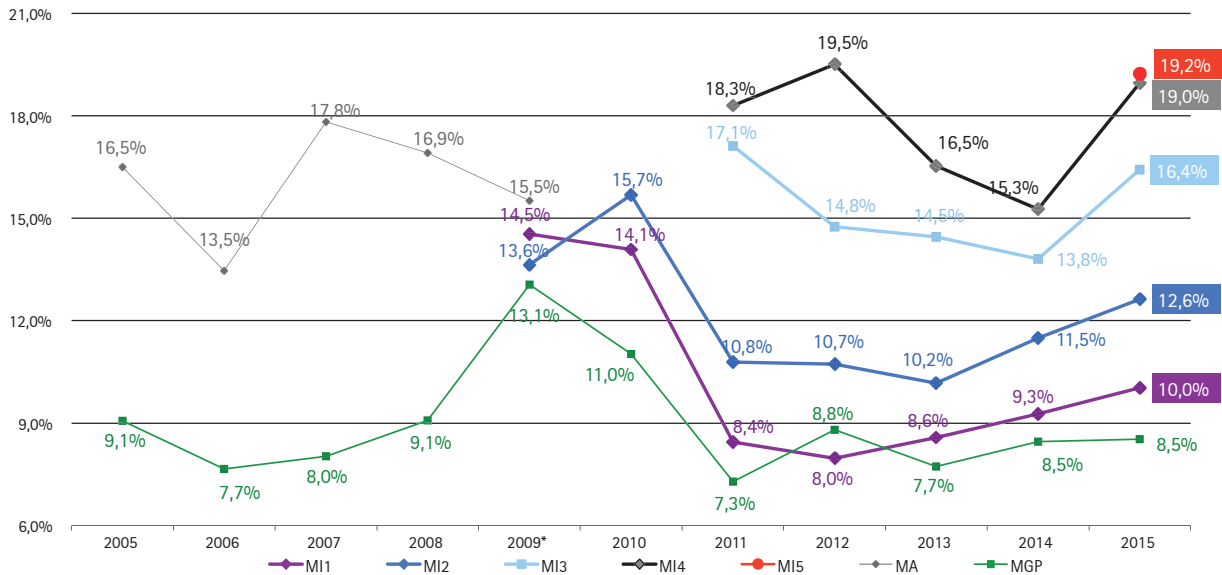
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2015	2014	Variazione	2015	2014	Variazione
MGP (1-24 h)	52,31	52,08	+0,4%	32.778	32.189	+1,8%
MI1 (1-24 h)	51,54	52,13	-1,1%	1.474	1.396	+5,6%
	(-1,5%)					
MI2 (1-24 h)	51,15	51,03	+0,2%	703	739	-4,9%
	(-2,2%)					
MI3	54,55		-	421		-
MI3 (13-24 h)	53,70	53,45		448	458	
MI3 (9-24 h)	54,63			418		
MI4	53,36		-	290		-
MI4 (17-24 h)	58,27	59,46		724	715	
MI4 (13-24 h)	52,94			253		
MI5 (17-24 h)	58,24		-	865		-

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

Fasce orarie	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2015 gen	2014 feb-dic	2014 gen	2015 gen	2014 feb-dic	2014 gen
9-24 h		54,63	-		418	-
13-24 h	53,70	52,94	53,45	448	253	458
17-24 h	58,27	58,24	59,46	724	865	715

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

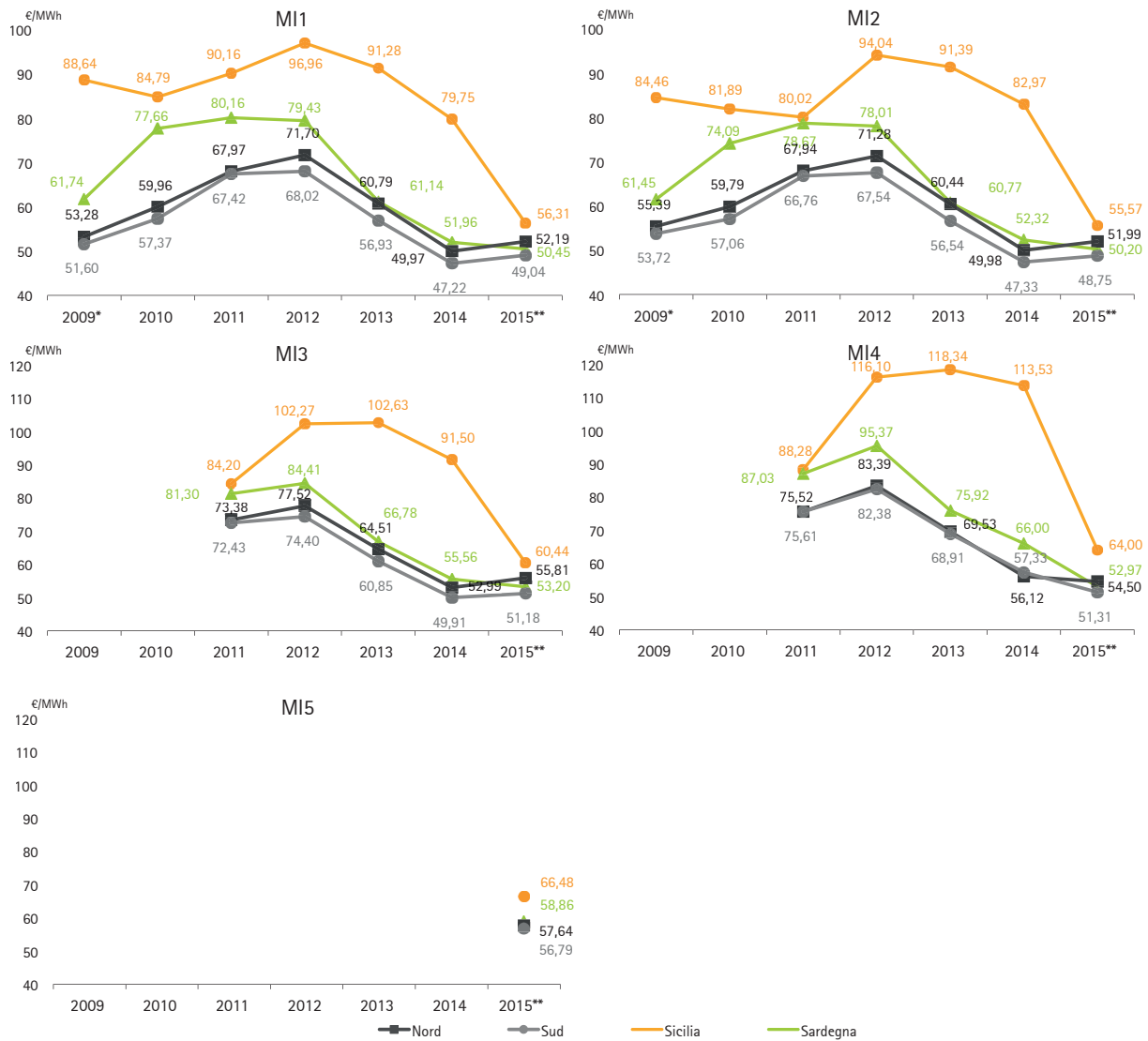
** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

Convergenza dei prezzi zionali in tutte le sessioni

A livello zonale, nel 2015 i prezzi di MI mostrano una decisa convergenza in tutte le sessioni. Merito soprattutto della *Sicilia*, storicamente scollata dalle altre zone, che riduce drasticamente lo *spread* che scende dagli oltre 30 €/MWh del 2014 a meno di 10 €/MWh nelle prime tre sessioni, restando lievemente più alto solo su MI4 (oltre 10 €/MWh), dove, però, solo l'anno precedente, aveva sfiorato i 60 €/MWh. La *Sardegna*, invece, si allinea alle zone peninsulari anche su MI4, unica sessione dove, negli anni precedenti, permaneva un significativo differenziale di prezzo (+10 €/MWh nel 2013; +6 €/MWh nel 2014). I prezzi delle due zone insulari, con flessioni su MI1 ed MI2 attorno al 3/4% in *Sardegna* e al 30% in *Sicilia*, si attestano pertanto ai minimi storici in tutte le sessioni, confermando e rafforzando gli andamenti evidenziati nel 2014. Nelle zone continentali, invece, si osservano prezzi ovunque in rialzo dai minimi storici del 2014 ad eccezione del solo MI4, peculiarità, quest'ultima, non riscontrabile nel confronto su fasce orarie omogenee (Fig. 2.2.11).

Prezzi zionali nelle sessioni di MI

Fig. 2.2.11



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

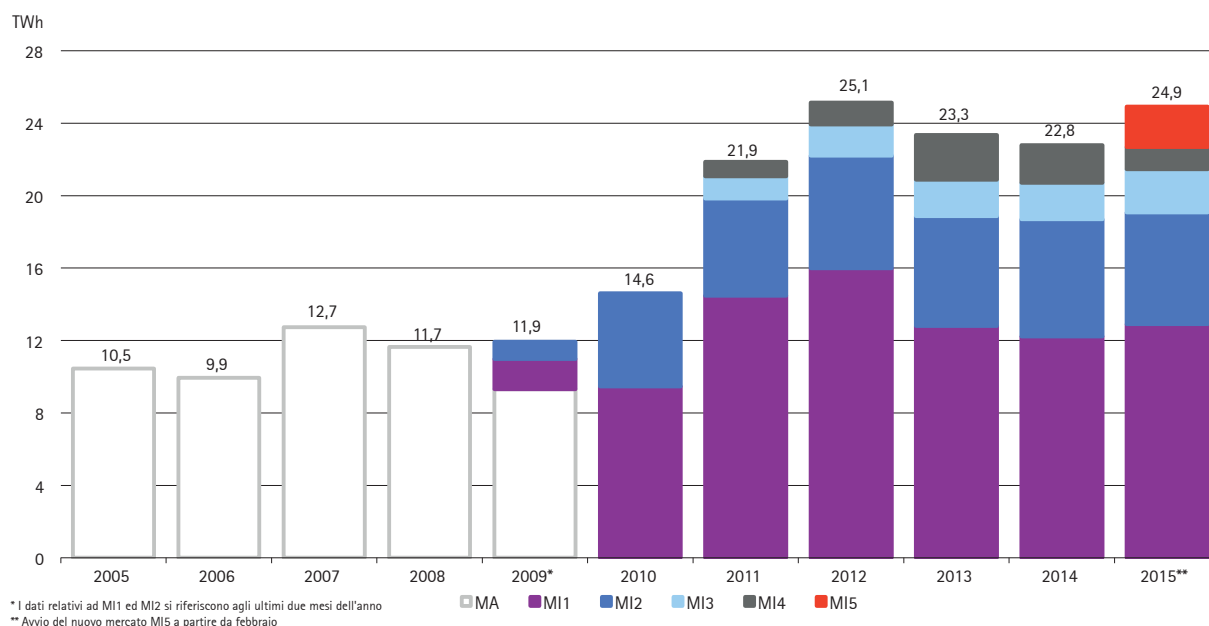
** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle cinque sessioni di MI, dopo le flessioni registrate nel biennio precedente, tornano a crescere attestandosi a 24,9 TWh (+9,3%), livello inferiore solo al massimo storico registrato nel 2012. L'incremento appare riconducibile anche all'introduzione di una quinta sessione (in cui le offerte si riferiscono all'inedita fascia oraria 9-24) a testimonianza dell'apprezzamento da parte degli operatori della maggiore possibilità di scambiare energia nonché di aggiustare la programmazione degli impianti. MI1 rinforza il primato di sessione largamente più liquida, con i volumi che tornano a crescere (12,9 TWh; +5,6%), mentre su MI2 ripiegano dal massimo storico del 2014 (6,2 TWh; -4,9%). Nelle restanti sessioni un'analisi per fasce orarie rivela la buona *performance* della nuova fascia 9-24 (418 MWh medi orari) che probabilmente sottrae in parte volumi alla fascia 13-24, che segna pertanto un calo rispetto all'anno precedente (dai 458 MWh medi orari del 2014 ai 253 MW del feb-dic 2015). La fascia più prossima al tempo reale di consegna (17-24) esibisce, invece, una crescita superiore al 20% (dai 715 MWh medi orari del 2014 agli 865 MW del feb-dic 2015) (Tab. 2.2.7; Fig. 2.2.12).

Tornano a crescere i volumi scambiati...

Volumi scambiati

Fig. 2.2.12



Il quadro nazionale mostra acquisti complessivi su MI (23,9 TWh) leggermente superiori alle vendite (23,8 TWh), circostanza che a livello zonale si riscontra invece solo al *Centro Nord*. Nelle altre zone nazionali, infatti, le vendite superano, seppur di poco, gli acquisti, così come accade nelle zone estere. Le vendite su MI registrano aumenti in doppia cifra in tutte le zone ad eccezione del *Centro Nord*, della *Sicilia* e delle zone estere, mentre gli acquisti sono anch'essi sensibilmente cresciuti ovunque tranne che nelle due zone insulari.

Pressoché invariata la distribuzione zonale dei volumi, con il *Nord* che concentra quasi la metà degli scambi: 48% degli acquisti (in crescita di 2 punti percentuali), 47% delle vendite (in calo di 2 p.p.). Riguardo le altre zone, sul lato acquisti, aumentano le quote delle regioni centrali e meridionali (+1/+3 p.p.), mentre si riducono sulle isole (entrambe -2 p.p.); sul lato vendite, invece, si riduce di poco la quota della *Sicilia* (-2 p.p.) e si conferma sul livello di un anno nelle altre zone (Tab. 2.2.8).

Volumi zonali

Tab. 2.2.8

TWh	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	Vendite	Acquisti	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	11,2	12,0 (+13,6%)	11,7 (+4,1%)
Centro Nord	1,1	1,0	1,3	1,3	0,7	1,6	0,9	1,3	1,2	1,4	1,1 (-7,8%)	2,2 (+59,3%)
Centro Sud	1,6	1,5	1,8	2,1	2,6	2,6	3,1	3,0	3,0	2,3	3,4 (+14,6%)	3,1 (+32,9%)
Sud	1,5	2,8	3,0	3,9	3,9	3,7	5,3	4,6	4,5	4,3	5,0 (+11,9%)	5,0 (+15,9%)
Sicilia	1,4	1,0	1,8	1,0	1,5	1,3	1,6	1,4	1,9	1,8	1,6 (-16,1%)	1,4 (-20,3%)
Sardegna	0,6	0,7	0,5	0,6	0,3	0,5	0,4	0,9	0,5	1,0	0,8 (+41,1%)	0,6 (-37,9%)
Italia	14,6	14,4	21,7	21,2	24,4	24,3	22,2	22,0	21,6	22,0	23,8 (+10,3%)	23,9 (+9,0%)
Estero	0,0	0,2	0,2	0,6	0,7	0,9	1,2	1,3	1,2	0,8	1,1 (-8,8%)	1,0 (+16,2%)
Totale	14,6	14,6	21,9	21,9	25,1	25,1	23,3	23,3	22,8	22,8	24,9 (+9,3%)	24,9 (+9,3%)

()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

L'analisi degli scambi per tipologia d'impianto di produzione rivela il consistente aumento degli impianti rinnovabili, principalmente da fonte idraulica ed eolica, che si portano ai massimi storici su entrambi i lati (vendite 4,1 TWh, +8,6%; acquisti 4,9 TWh; +74,5%). Per quanto riguarda gli impianti termoelettrici, si registra un modesto aumento delle vendite (12,6 TWh; +1,6%) che sconta però da un lato una forte crescita degli impianti a carbone (1,9 TWh; +61,6%) e dall'altro una flessione di quelli a gas (9,8 TWh; -1,8%) e delle altre fonti (1,0 TWh; -25,1%). Ancora in calo, invece, gli acquisti degli impianti termoelettrici (7,8 TWh; -17,0%) ai minimi dal 2010.

...ed in particolare dagli impianti a fonte rinnovabile

Come nel passato, i volumi scambiati su MI dai titolari di punti in immissione (tipicamente impianti di produzione) hanno rappresentato la quota prevalente su entrambi i lati, pari rispettivamente all'84% del totale immesso (vendite) ed al 63% del prelevato (acquisti). I volumi movimentati su MI dai titolari di punti di prelievo (tipicamente grossisti e *traders*) invece, si confermano in crescita ed al massimo storico sul lato vendite, con 3,4 TWh (+1,7%), pari ad una quota del 16% del totale immesso. Sul lato acquisto, invece, i volumi, storicamente più alti, flettono del 3,8% dal livello record del 2014 a 8,1 TWh, pari a al 37% del totale prelevato (Tab. 2.2.9).

Acquisti e vendite per fonte

Tab. 2.2.9

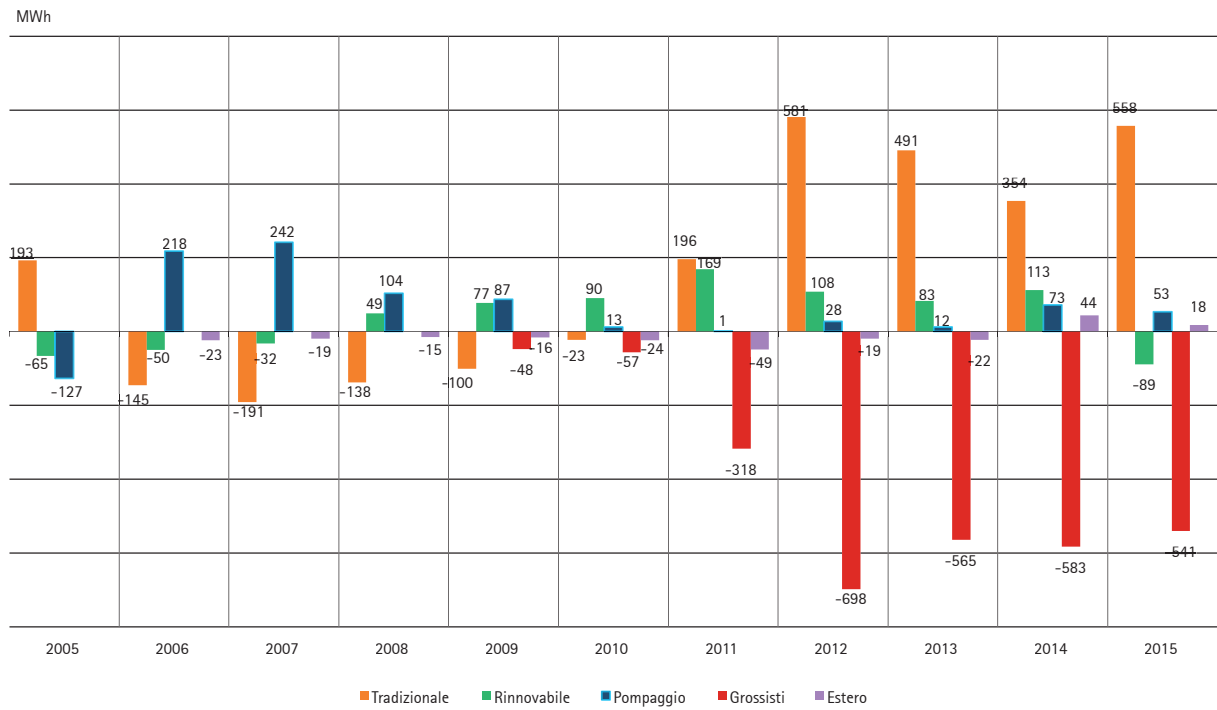
TWh	2010		2011		2012		2013		2014		2015			
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti		
Termoelettrico	8,5	8,7	15,5	13,8	18,7	13,6	15,2	10,9	12,4	9,3	12,6	(+1,6%)	7,8	(-17,0%)
Gas	6,3	4,4	12,8	8,1	15,9	9,1	12,2	7,0	10,0	5,2	9,8	(-1,8%)	5,0	(-3,7%)
Carbone	1,0	1,5	1,3	2,1	1,2	1,7	1,5	1,4	1,1	1,6	1,9	(+61,6%)	0,6	(-60,6%)
Altro termico	1,2	2,9	1,5	3,6	1,6	2,8	1,5	2,6	1,3	2,5	1,0	(-25,1%)	2,1	(-16,5%)
Fonti rinnovabili	2,0	1,2	2,9	1,4	2,4	1,5	3,3	2,6	3,8	2,8	4,1	(+8,6%)	4,9	(+74,5%)
Geotermico	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(+2654,3%)	0,0	(+2395,1%)
Idroelettrico naturale	2,0	1,2	2,9	1,4	2,4	1,4	2,7	2,0	2,9	2,1	3,2	(+7,5%)	3,5	(+70,5%)
Eolico	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,8	0,7	0,9	(+6,1%)	1,2	(+68,5%)
Solare e altro	-	-	-	0,0	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(+163,6%)	0,1	(+829,0%)
Italia	4,0	3,9	2,9	2,8	2,5	2,3	1,7	1,6	2,0	1,4	1,5	(-24,5%)	1,0	(-23,6%)
Estero	0,1	0,6	0,4	3,2	0,7	6,9	1,9	6,8	3,3	8,4	3,4	(+1,7%)	8,1	(-3,8%)
Totale	14,6	14,4	21,7	21,2	24,4	24,3	22,2	22,0	21,6	22,0	21,7	(+0,4%)	21,8	(-0,6%)

()Tra parentesi le variazioni rispetto all'anno precedente

L'esame del saldo vendite/acquisti su MI evidenzia, nel 2015, valori positivi per gli impianti a fonte termoelettrica tradizionale (+558 MWh medi orari ed in aumento rispetto al biennio precedente), per i pompaggi (+53 MWh medi orari) e per le zone estero (+18 MWh medi orari). Come atteso, i grossisti registrano valori negativi del saldo vendite/acquisti, attestandosi a -541 MWh, in linea con i livelli degli anni precedenti, mentre per la prima volta dopo sette anni, il saldo degli impianti a fonte rinnovabile segna un valore negativo (-89 MWh medi orari), fenomeno che potrebbe collegarsi alla forte crescita delle vendite della produzione eolica più difficilmente prevedibile (Fig. 2.2.13).

Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria

Fig. 2.2.13

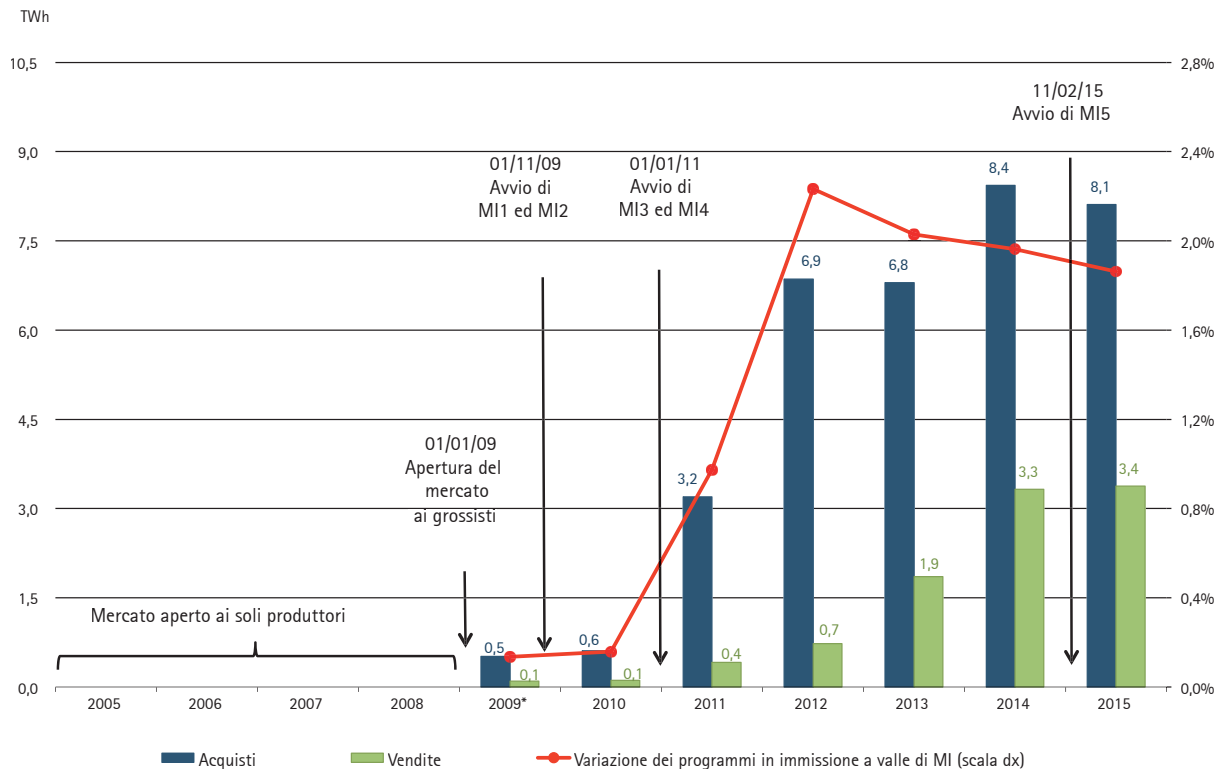


In lieve riduzione l'incremento della produzione a valle di MI

L'attività degli operatori nelle cinque sessioni di MI ha determinato un aumento dei programmi in immissione in esito ad MGP dell'1,9%, percentuale coerente con il trend lievemente calante osservato negli ultimi anni dopo il picco del 2012 (Fig. 2.2.14).

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

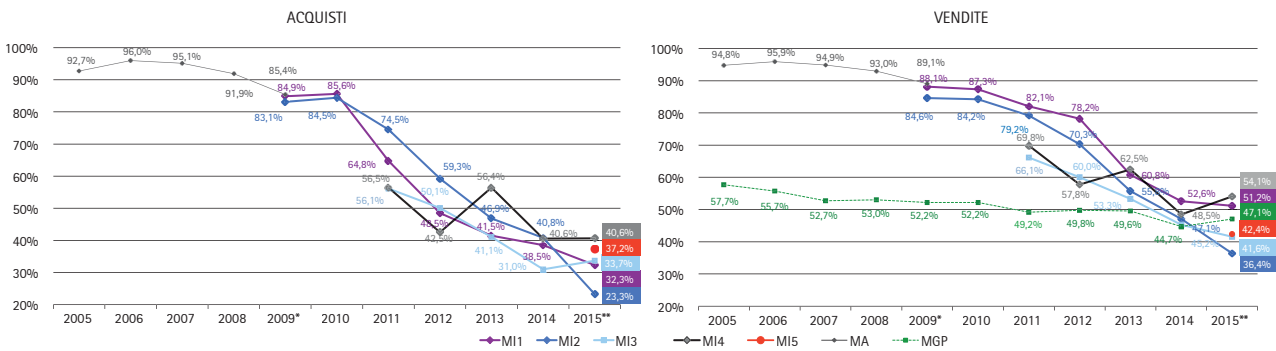
Fig. 2.2.14



Nel 2015 si rileva, infine, un generale miglioramento della concorrenzialità su MI, come rilevato dalla quota percentuale di vendite/acquisti detenuta dai primi tre operatori (CR3) che scende, salvo poche eccezioni, ai minimi storici su tutti i mercati. La quota oscilla tra 23,3% e 40,6% sul lato acquisti e tra 36,4% e 54,1% sul lato vendite, dove la quota più bassa e quella più alta, su entrambi i lati, è registrata rispettivamente da MI2 e MI4. Il CR3 lato vendite di MGP, pari a 47,1%, si colloca su un livello intermedio rispetto al CR3 delle sessioni di MI (Fig. 2.2.15).

Generale miglioramento della concorrenzialità

CR3
Fig. 2.2.15



* I dati relativi ad MI1 ed MI2 si riferiscono agli ultimi due mesi dell'anno
** Avvio del nuovo mercato MI5 a partire da febbraio

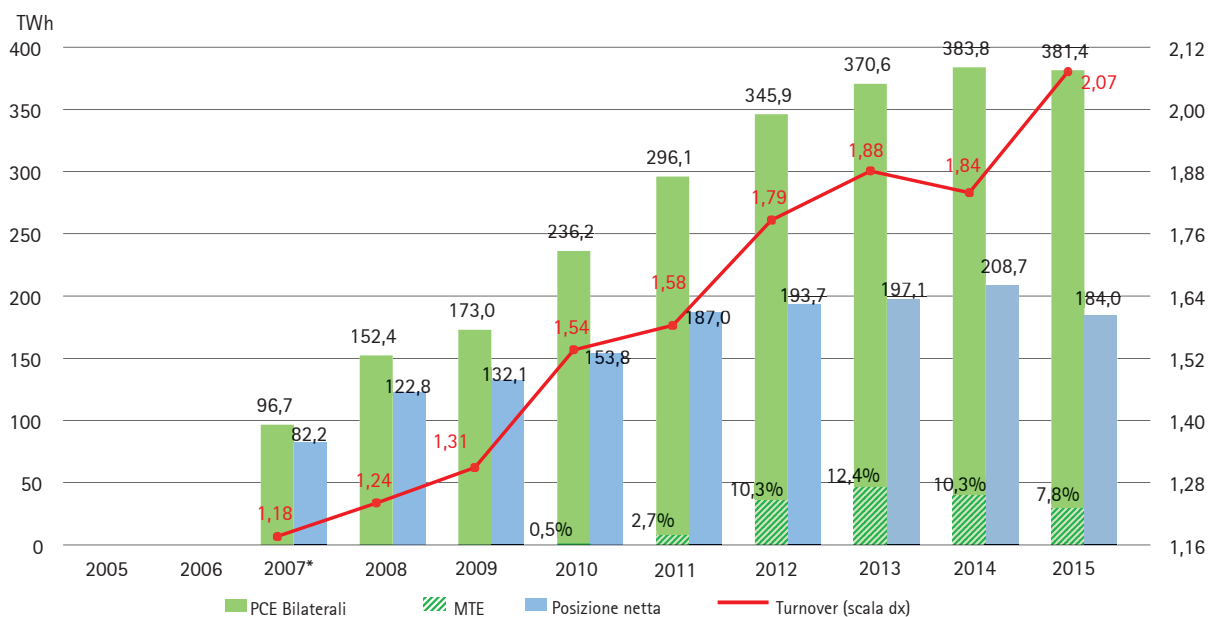
2.2.3 La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Volumi in calo per la prima volta dall'avvio della piattaforma

Nella Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2015, per la prima volta dal suo avvio, segnano una lieve flessione sull'anno precedente, attestandosi a 381,4 TWh (-0,6%). La flessione fa seguito al progressivo rallentamento del tasso di crescita osservato negli anni precedenti, passato dal 36,5% del 2010 al 3,5% del 2014, e rivela una stabilizzazione del processo espansivo che aveva caratterizzato la piattaforma dal suo avvio nel 2007 (Fig. 2.2.16).

Transazioni registrate, posizione netta e turnover

Fig. 2.2.16



* Dati a partire da maggio 2007

La flessione è riconducibile alla pesante contrazione delle transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'Energia Elettrica a Termine (MTE), attestatisi a 29,7 TWh (-24,9%)¹⁵, con la quota sul totale delle registrazioni scesa al 7,8% (era 10,3% nel 2013 e 12,4% nel 2014). Nessuna transazione è stata invece registrata sulla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), così come nei quattro anni precedenti. Prosegue, viceversa, la crescita delle transazioni originate da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), salite a 351,7 TWh (+2,2%). Tra questi, i contratti *non standard*, attestatisi a 233,5 TWh, sono stati, anche nel 2015, i più utilizzati dagli operatori (61,2% del totale), evidenziando un tasso di crescita del 2,0%; mentre tra gli *standard*, anch'essi in aumento del 2,5%, i più liquidi sono ancora quelli con profilo *baseload* (102,9 TWh; +9,8%) (Tab. 2.2.10).

¹⁵ Il valore si riferisce ai volumi andati in consegna nell'anno 2015.

Profilo delle transazioni registrate e programmi

Tab. 2.2.10

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Base load	102.863.015	9,8%	27,0%	Richiesti	106.490.027	-9,4%	100,0%	143.601.047	-11,7%	100,0%
Off Peak	8.253.517	-12,5%	2,2%	di cui con indicazione di prezzo	36.734.937	-15,6%	34,5%	134	-	0,0%
Peak	7.060.663	-42,0%	1,9%	Registrati	92.537.111	-3,7%	86,9%	143.599.596	-11,7%	100,0%
Week-end	470	-82,2%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	22.830.376	2,9%	21,4%	134	-	0,0%
Totale Standard	118.177.665	2,5%	31,0%	Rifiutati	13.952.916	-35,0%	13,1%	1.451	241,1%	0,0%
Totale Non standard	233.510.060	2,0%	61,2%	di cui con indicazione di prezzo	13.904.562	-34,9%	13,1%	-	-	0,0%
PCE bilaterali	351.687.725	2,2%	92,2%	Sbilanciamento a programma	91.502.305	-18,7%		40.439.820	-12,3%	
MTE	29.681.391	-24,9%	7,8%	Saldo programmi	-	-		51.062.485	10,8%	
CDE	-	-	0,0%							
Totale	381.369.116	-0,6%	100,0%							
Posizione netta	184.039.416	-11,8%								

Nel 2015 anche la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate, segna la prima flessione annuale dall'avvio della piattaforma, e, con un tasso decisamente più marcato (-11,8%) rispetto alle transazioni registrate (-0,6%), si porta sul valore più basso degli ultimi quattro anni, pari a 184,0 TWh.

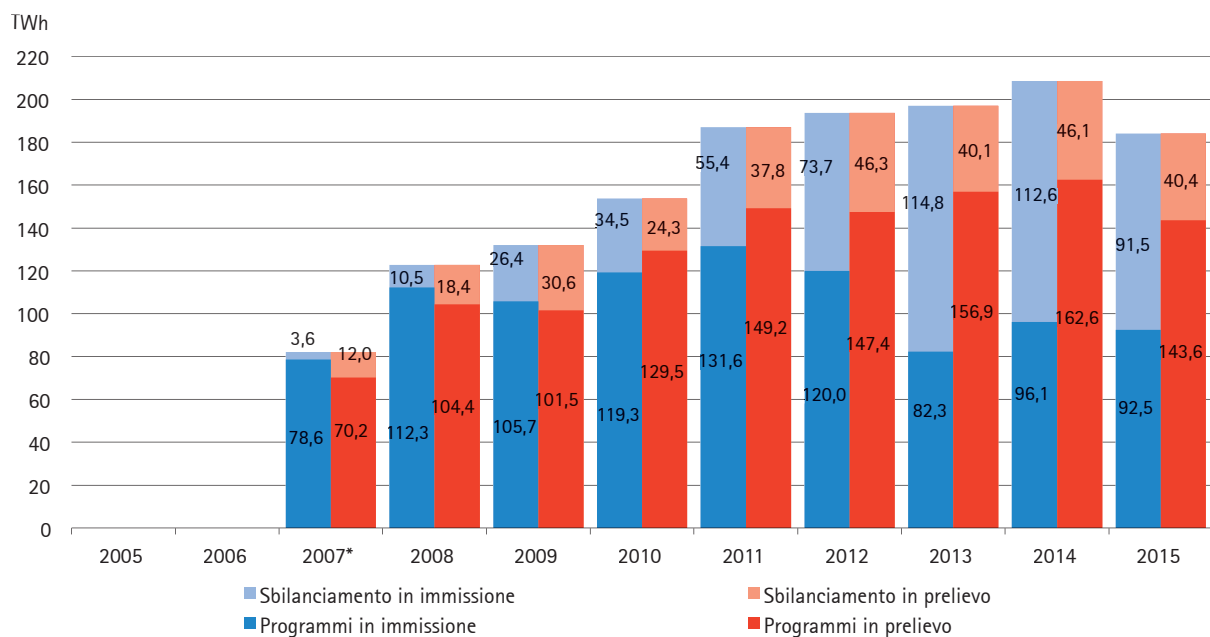
Pertanto, il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, raggiunge un *record* storico a quota 2,07 (+0,23 sul 2014), segnalando una maggiore propensione degli operatori all'utilizzo della piattaforma per motivi esclusivamente di *trading* (Fig. 2.2.16).

Nel 2015 tornano a ridursi anche i programmi fisici registrati nei conti in immissione che, dopo il rimbalzo del 2014, scendono a 92,5 TWh (-3,7% sul 2014). In flessione dal massimo storico del 2014 anche i programmi registrati nei conti in prelievo, che si attestano a quota 143,6 TWh (-11,7%), valore più basso dal 2011.

Si riducono gli sbilanciamenti a programma

Programmi fisici registrati e sbilanciamenti a programma

Fig. 2.2.17



* Dati a partire da maggio 2007

In tale quadro si osserva una riduzione anche dello sbilanciamento a programma complessivo, che resta comunque uno strumento di flessibilità molto utilizzato dagli operatori. In particolare, sul lato immissione, lo sbilanciamento segna una pesante contrazione (-18,7%), raggiungendo il valore più basso degli ultimi tre anni pari a 91,5 TWh. Si conferma, dunque, la tendenza, già emersa nel 2014, di una minore necessità da parte degli operatori di riprogrammare nel breve termine impegni bilaterali contratti nel medio-lungo termine (Fig. 2.2.17).

In calo anche gli sbilanciamenti sul lato prelievo, che si portano a 40,4 TWh (-12,3%), ed il differenziale del saldo tra programmi in immissione ed in prelievo, compensato dalle vendite del mercato organizzato. Infine, segnali positivi giungono dagli indicatori del grado di concentrazione degli sbilanciamenti a programma sul lato immissione, dove il CR3 flette di 7,1 p.p., portandosi a 46,7%, con la quota del primo operatore che scende al 30,6% (-3,0 p.p.). Anche sul lato prelievo si rileva una riduzione dell'indicatore CR3, che cede 2,1 p.p. e si attesta ai minimi storici con il 36,1% (Fig. 2.2.18).

Sbilanciamenti a programma: quote degli operatori

Fig. 2.2.18



2.2.4 Il Mercato elettrico a Termine (MTE)

Nel 2015 si evidenzia un'ulteriore espansione del mercato a termine italiano, con i volumi complessivamente negoziati sui mercati organizzati che salgono a 406 TWh, più che raddoppiati rispetto al 2014. A conferma di un progressivo avvicinamento del mercato elettrico italiano ai mercati centro-europei, caratterizzati da strategie di approvvigionamento degli operatori maggiormente orientate al lungo periodo. Particolarmente significativa la crescita dei volumi negoziati *over the counter*¹⁶ e registrati sui mercati organizzati a fini di *clearing* che salgono dai 96,2 TWh del 2014 ai 313 TWh del 2015, raccogliendo oltre la metà di tutta l'energia contrattata a termine (Tab. 2.2.11).

Il contesto: prosegue l'espansione del mercato a termine italiano

Volumi a termine scambiati su base annua per anno di trading

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ % 2015/2014
Mercato fisico (Terna)	320,3	330,5	334,6	328,2	318,5	309,0	315,2	2,0%
Mercato spot (IPEX)*	225,0	214,1	202,2	203,8	230,2	208,6	219,5	5,2%
Mercato a termine**	15,9	21,7	45,1	68,8	70,6	163,1	406,3	149,2%
MTE Borsa	0,1	6,3	31,7	30,4	8,0	18,4	5,1	-72,4%
MTE OTC <i>clearing</i>	-	-	1,8	24,6	33,1	13,9	0,0	-100,0%
Altri mercati organizzati	15,8	15,4	11,7	13,8	28,4	34,6	87,4	152,5%
Altri mercati organizzati OTC <i>clearing</i>	-	-	-	-	1,1	96,2	313,9	226,3%

Tab. 2.2.11

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

(**) volumi contrattati sui principali mercati organizzati europei, comprese le registrazioni effettuate a fini di *clearing*

In tale contesto, nel Mercato elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, prosegue il *trend* in atto negli ultimi anni che vede una progressiva e drastica riduzione dei volumi complessivamente scambiati, che, nel 2015, scendono a 5,1 TWh (32,3 TWh nel 2014). Nel dettaglio, si assiste alla totale scomparsa delle registrazioni bilaterali a fini di *clearing* (53 nel 2014), mentre gli abbinamenti su MTE crollano a 252 (500 nel 2014) assieme ai relativi contratti (1.004 contro i 4.550 del 2014) (Tab. 2.2.12, Fig. 2.2.19).

Liquidità del MTE: volumi di borsa in calo e scomparsa delle registrazioni OTC

Con riferimento al profilo dei prodotti, il calo ha interessato principalmente i *baseload*, storicamente i più utilizzati dagli operatori, per i quali i 239 abbinamenti realizzati risultano più che dimezzati rispetto all'anno precedente. I prodotti *peakload* si confermano invece sui livelli piuttosto modesti del 2014 (13 abbinamenti; +1). Analogamente, se si considera il numero dei contratti conclusi, i prodotti *baseload* scendono a 899 MW (4.410 nel 2014), i *peakload* a 105 MW (140 MW nel 2014).

Gli esigui scambi si concentrano ancora sui prodotti baseload

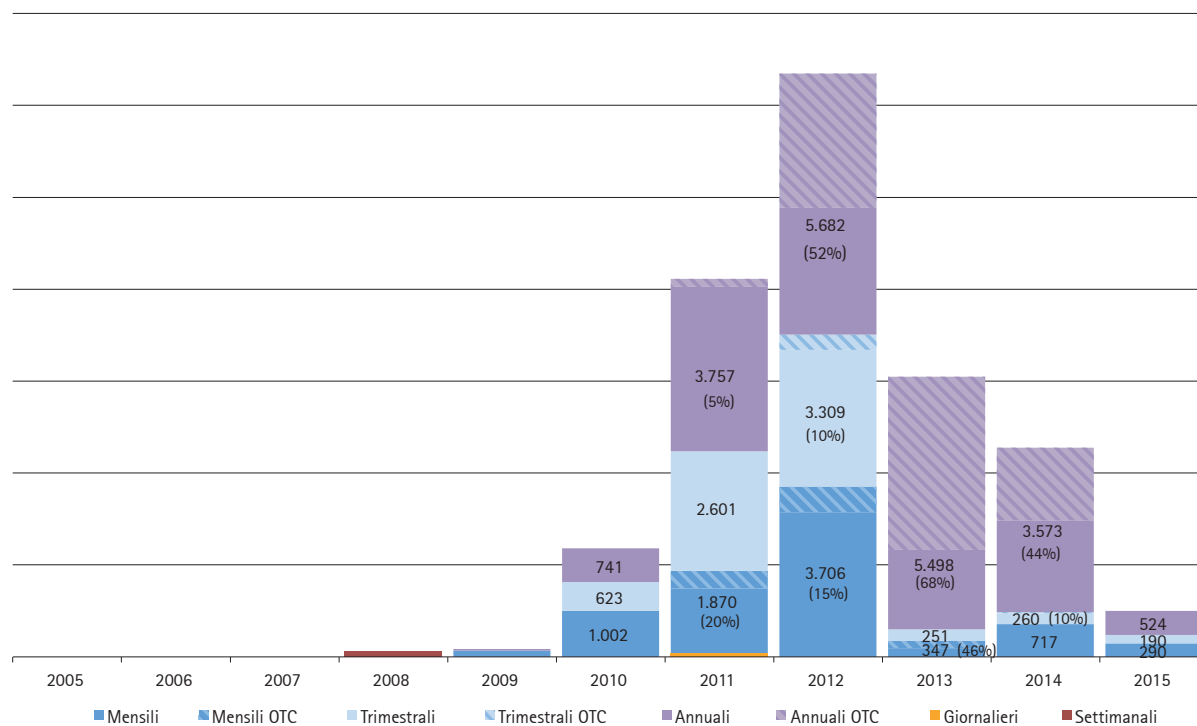
Per quanto riguarda la tipologia di prodotti per durata di *delivery*, si conferma la maggiore liquidità dei prodotti annuali, sebbene la loro quota sul totale si riduca rispetto ad un anno fa (52% vs 79%) a vantaggio dei prodotti con *delivery* più breve, con particolare riferimento ai mensili con consegna al M+1 (22% vs 13%) ed ai trimestrali al Q+2 (12% vs 1%) (Fig. 2.2.19, Tab. 2.2.12, Tab. 2.2.13).

¹⁶ Il dato è comprensivo dei volumi contratti *over the counter* e successivamente registrati su *clearing house* al fine di annullare il rischio controparte.

MTE: volumi scambiati per tipologia

Fig. 2.2.19

MW



MTE: volumi scambiati per anno di trading

Tab. 2.2.12

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ % 2014/2013
Contratti (MW)							
Totale	2.366	8.228	12.697	6.096	4.550	1.004	-78%
<i>Baseload</i>	1.146	6.018	11.633	4.604	4.410	899	-80%
<i>Peakload</i>	1.220	2.210	1.064	1.492	140	105	-25%
Volumi (TWh)							
Totale	6,3	33,4	55,0	41,1	32,3	5,1	-84%
<i>Baseload</i>	5,0	29,8	52,3	36,7	32,2	5,0	-84%
<i>Peakload</i>	1,3	3,7	2,7	4,4	0,1	0,1	22%
Numero Abbinamenti							
Totale	360	665	953	342	500	252	-50%
<i>Baseload</i>	177	478	884	136	488	239	-51%
<i>Peakload</i>	183	187	69	206	12	13	8%
Quota volumi OTC							
Totale	0%	5%	45%	81%	43%	0%	-43 p.p.
<i>Baseload</i>	0%	6%	45%	90%	43%	0%	-43 p.p.
<i>Peakload</i>	0%	1%	46%	0%	29%	0%	-29 p.p.

MTE: liquidità degli scambi per durata e distanza di delivery

Tab. 2.2.13

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%	

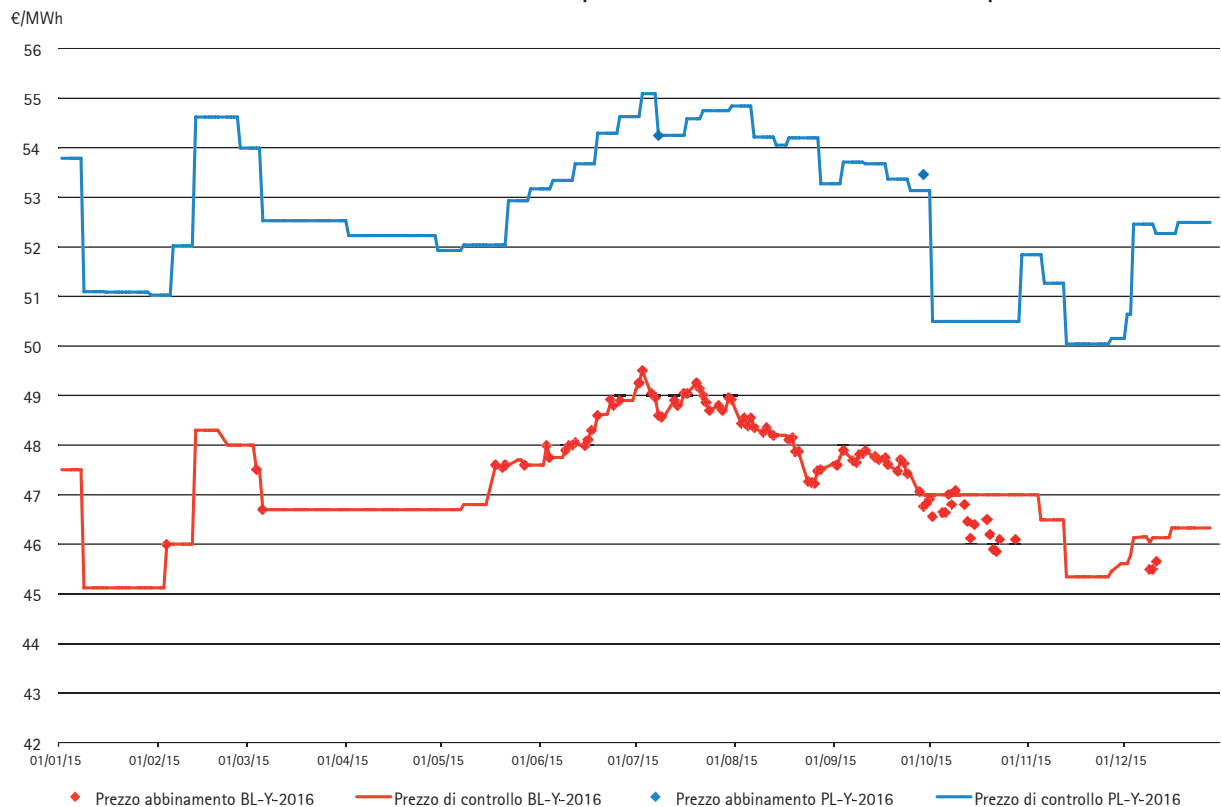
Anno 2015		Mensili				Trimestrali					Annuale	
Anticipo	M + 3	M + 2	M + 1	Totale	Q + 4	Q + 3	Q + 2	Q + 1	Totale	Y + 1	Totale	
Contratti (MW)	1,5%	5,5%	21,9%	28,9%	0,5%	3,0%	11,5%	4,0%	18,9%	52,2%	100,0%	
Volumi (TWh)	0,2%	0,7%	2,7%	3,7%	0,2%	1,3%	3,8%	1,6%	6,9%	89,4%	100,0%	
Numero abbinamenti	1,2%	4,4%	16,7%	22,2%	0,4%	2,4%	3,6%	3,2%	9,5%	68,3%	100,0%	
Quota contratti OTC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

L'andamento in corso d'anno delle quotazioni dei prodotti annuali scambiati su MTE rivela un progressivo ribasso nel secondo semestre, coerente con quanto osservato sul mercato *spot* e con le quotazioni espresse dalle principali piattaforme di brokeraggio e dagli altri mercati organizzati. Il prodotto annuale con *delivery* 2016 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo pari a 46,33 €/MWh per il *baseload* e 52,49 €/MWh per il *peakload* ed una posizione aperta complessiva di 4,2 TWh (Fig. 2.2.20).

Prezzi a termine allineati sui mercati organizzati con aspettative ulteriormente ribassiste

MTE: prezzi di controllo e di abbinamento del prodotto annuale 2016

Fig. 2.2.20



2.3 I MERCATI DEL GAS

Dopo quattro anni di perdurante flessione della domanda nazionale di gas naturale, imputabile principalmente ai minori consumi termoelettrici, il 2015 si caratterizza per un'inversione di tendenza con l'allineamento ai valori registrati nel 2013. In particolare, la crescita della domanda è stata sostenuta dai consumi termoelettrici e da quelli domestici, mentre il comparto industriale continua a registrare una variazione negativa. Il corso seguito dalla valorizzazione della *commodity* nel corso dell'anno evidenzia tuttavia un andamento in progressiva e costante flessione, risentendo della dinamica fortemente ribassista del petrolio, come registrato sia presso l'*hub* nazionale (con un prezzo medio degli scambi al PSV in flessione di circa il 5%), che presso i principali *hub* europei, dove la variazione media si è attestata intorno al -6%.

In tale ambito, si conferma una crescita dei volumi scambiati sulla piattaforma del bilanciamento PB-GAS, sostenuta principalmente dalle maggiori movimentazioni extra-bilanciamento registrate nel comparto G+1, congiuntamente al maggior ricorso da parte del Responsabile del bilanciamento al comparto G-1, con la conseguente indicazione di una condizione di scarsità della risorsa stoccaggio maggiormente frequente rispetto all'anno passato. La crescita dei comparti PB-GAS è stata inoltre accompagnata da un maggior utilizzo da parte degli operatori delle sessioni per la consegna infra-giornaliera del MI-GAS, come preannunciato dalle prime registrazioni di scambi osservate a fine 2014.

2.3.1 Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G+1

Nell'anno solare 2015 il comparto G+1 della PB-GAS registra un aumento di circa il 6% dei volumi complessivamente scambiati (pari a 41 TWh), riportandosi in questo modo su un valore in linea con quello registrato nel 2013, rispetto alla lieve flessione del 2014 con 39 TWh. Tale incremento viene registrato a fronte di una necessità di volumi ai fini del bilanciamento da parte del TSO (i.e. SCS¹⁷) sostanzialmente costante rispetto al 2014 (circa 28 TWh), evidenziando pertanto la movimentazione extra-bilanciamento da parte dei restanti operatori come *driver* principale dell'incremento dei volumi scambiati sulla piattaforma. Tale quota nel 2015 rappresenta circa un terzo della movimentazione complessiva (13 TWh, corrispondenti al 31% di quota di mercato rispetto al 27% del 2014), una variazione ancora più significativa se confrontata con quanto registrato nel 2013, dove la movimentazione esogena rispetto all'operatività del TSO rappresentava appena il 15%. Analogamente a quanto già osservato per il 2014, la presenza di scambi eccedenti il bilanciamento è stata registrata in oltre il 90% delle sedute (94% nel 2015 rispetto al 92% del 2014), elemento a sostegno di una crescente liquidità del mercato.

L'analisi dell'operatività nel comparto da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) evidenzia, a parità di volumi complessivamente movimentati per bilanciare il sistema rispetto all'anno scorso, una maggiore asimmetria tra i volumi approvvigionati al fine di bilanciare un sistema corto (16 TWh rispetto ai 13 TWh del 2014, corrispondenti al 57% dell'SCS complessivamente presentato) e quelli offerti per riequilibrare un sistema lungo (12 TWh rispetto ai 15 TWh del 2014), con un differenziale tra le due movimentazioni riconducibile sia ad una maggiore frequenza della presenza di Snam Rete Gas (SRG) lato

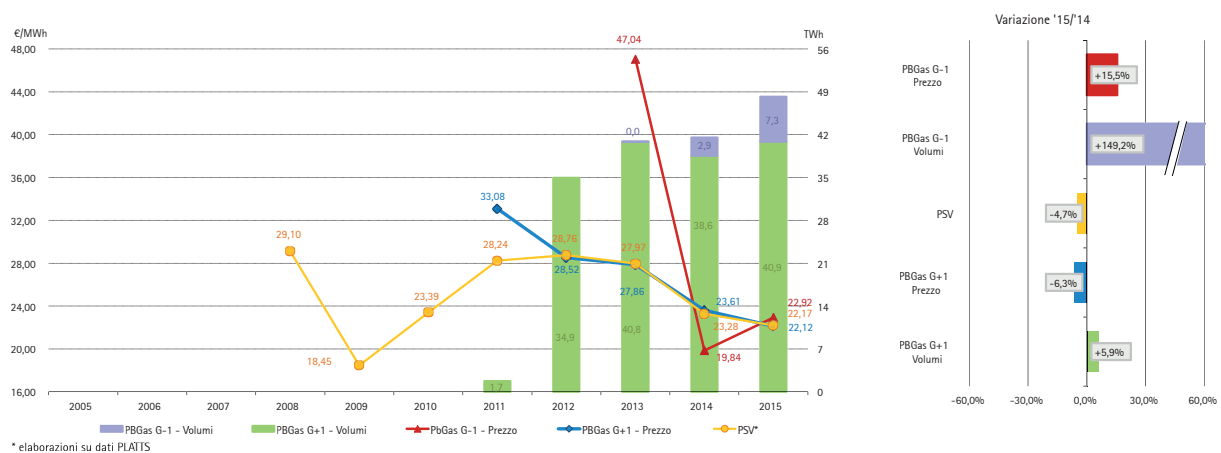
Volumi in lieve aumento, con una maggiore quota extra-bilanciamento

¹⁷ Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS).

acquisto nel comparto (56% delle sessioni totali, +4 p.p.), ma anche in termini di offerta media presentata dal TSO per lato (circa 80 GWh in acquisto rispetto ai 74 GWh lato vendita). Proprio lato acquisto, è stato presentato il massimo valore assoluto di SCS, pari a 402 GWh, nel mese di aprile, benché, su base mensile, il maggior numero di offerte su tale lato si sia registrato nei mesi di gennaio, luglio e ottobre. Si conferma una sostenuta volatilità del valore di SCS richiesto da SRG per bilanciare il sistema, con 120 inversioni di lato tra una sessione e la successiva (corrispondenti al 33% delle sessioni totali, +2 p.p.), tra le quali tuttavia il numero di inversioni rilevanti¹⁸ risulta costante rispetto al 2014 (8 sessioni, pari al 2% di quelle totali). In particolare, si è evidenziata una maggiore variabilità dell'operatività del TSO nel comparto, sia in termini di numero di inversioni di lato che per incidenza delle inversioni rilevanti, nei mesi di febbraio e marzo, a ridosso dunque del passaggio tra periodo di erogazione e quello di iniezione (c.d. periodo "di spalla"). In tale fase, si sono osservate inversioni di lato nel 48% delle sessioni, il 17% delle quali ha interessato un differenziale di volumi offerti maggiore di 100 GWh (pari all'8% delle sessioni complessive). Si conferma infine, rispetto al 2014, quanto osservato in merito alla difficoltà previsionale dello sbilanciamento di sistema, quantificata attraverso l'analisi delle discrepanze di segno tra il valore di SCS anticipato dalle pubblicazioni di tale stima nel corso del giorno gas¹⁹ e l'effettivo valore offerto dal TSO nel comparto. In particolare, nel 23% dei giorni gas l'anticipazione delle ore 15:00 di SCS è risultata di segno opposto rispetto a quanto effettivamente offerto nel comparto da SRG, valore migliorato solo in misura marginale con l'approssimarsi della conclusione del giorno gas (con riferimento alle anticipazioni delle ore 17:00 l'inversione di lato caratterizza il 21% delle sessioni, +3 p.p. rispetto al 2014).

Andamento del prezzo medio e dei volumi PB-GAS

Fig. 2.3.1



18 Vengono indicate come "rilevanti" le inversioni di lato tra una sessione e la successiva caratterizzate da un differenziale di SCS superiore ai 100 GWh.

19 Ai sensi dell'art.6 della deliberazione 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.

Viene meno la tipica stagionalità nel prezzo

Il prezzo medio annuo del comparto, pari a 22,12 €/MWh e in calo del 6% rispetto al 2014, presenta una dinamica sostanzialmente allineata con la flessione registrata da tutti i principali *hub* europei. Risulta particolarmente evidente l'allineamento con la quotazione della *commodity* presso l'*hub* italiano, con il valore medio annuo del PSV pari a 22,17 €/MWh (-5% rispetto al 2014), e la conseguente determinazione del minimo differenziale tra i due prezzi medi dalla nascita del comparto (0,02 €/MWh a fronte dei 0,37 €/MWh dello scorso anno). L'omogeneità dello sconto registrato sui principali *hub* europei comporta una sostanziale stabilità nei differenziali tra la valorizzazione italiana del gas e quanto riportato sulle restanti piattaforme europee. A conferma di ciò, si osserva come, considerando il valore medio presso l'*hub* olandese TTF, questo risulti maggiormente competitivo rispetto al PSV di 2,34 €/MWh, stabile rispetto a un differenziale nel 2014 pari a 2,32 €/MWh.

La peculiarità dell'anno 2015 si evidenzia con l'analisi su base mensile dell'andamento del prezzo del comparto, che mette in evidenza l'assenza della tipica curva legata alla stagionalità della *commodity* gas, caratterizzata da valorizzazioni più contenute nel periodo estivo e un apprezzamento nei mesi invernali. L'anno 2015 si caratterizza invece per un *trend* di sostanziale, costante, flessione in tutti i mesi dell'anno, eccezion fatta per un lieve apprezzamento del valore medio del prezzo nei mesi estivi del terzo trimestre (i.e. luglio-settembre), dove tuttavia la variazione è stata inferiore all'1%. L'anno viene dunque chiuso con un valore medio a dicembre pari a 18,06 €/MWh, minimo valore dell'anno, con uno scarto di -6,75 €/MWh rispetto al mese di febbraio²⁰. Tale risultato risulta in netta contrapposizione con quanto registrato nel 2014, dove lo scarto tra i due medesimi mesi era pari a +0,33 €/MWh. L'assenza di un *trend* correlato alla stagionalità del prezzo mensile, in luogo di una costante flessione che porta la formazione del minimo prezzo annuale nel mese di dicembre, viene confermata anche dalle quotazioni al PSV (valore minimo annuale a dicembre pari a 18,80 €/MWh) e del TTF (valore minimo annuale a dicembre pari a 15,96 €/MWh). L'inclusione nell'analisi anche del primo trimestre 2016 conferma quanto osservato per il 2015, con un prezzo marginale del comparto ai propri minimi storici nel mese di febbraio (13,67 €/MWh) e un valore medio trimestrale pari a 14,28 €/MWh a fronte di un valore nel medesimo trimestre 2015 pari a 23,63 €/MWh (-40%) e nel 2014 di 25,47 €/MWh (-44%).

Entità degli scambi extra-bilanciamento e incidenza sulle sedute totali

Tab. 2.3.1

	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%
2015	7.079.914	56,0%	5.616.824	44,0%	12.696.738	94,0%

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	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
2015	22,25	22,14	19,76	21,94	22,23	19,93	22,12	22,13	22,17	19,83

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

20 Tali mesi vengono presi come riferimento in quanto riconducibili nel 2014 ai mesi di massima quotazione del prezzo del comparto.

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

Tab. 2.3.3

Anno	Snam Acquiستا			Snam Vende			Totale			
	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	TTF	PB-Gas G+1	PSV	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%
2015	1,36%	1,99%	1,60%	1,80%	2,65%	1,90%	1,10%	1,32%	2,42%	1,67%

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

La crescente rilevanza delle movimentazioni extra-bilanciamento nel comparto determina un ulteriore indebolimento rispetto al 2014 della correlazione tra prezzo marginale ed entità di SCS²¹, se non in casi puntuali ed isolati di variazioni significative di prezzo²², concentrate nei mesi di febbraio, marzo e dicembre, dove la presenza di un SCS particolarmente rilevante ha favorito la formazione di un prezzo di equilibrio in grado di riflettere una particolare contingenza di sistema. Tuttavia, merita rilevare come anche tali variazioni di prezzo non hanno mai superato nel 2015 il 5% di scostamento dal valore del giorno precedente. Per le medesime motivazioni di cui sopra, la Tab. 2.3.2 mostra come si sia ridotta anche la forbice tra il prezzo marginale medio del comparto formatosi in concomitanza dei due lati di offerta del Responsabile del bilanciamento (nel 2015 pari a 0,31 €/MWh a fronte di 0,82 €/MWh del 2014).

La presenza di un *trend* costante in flessione nel corso di tutto l'anno, viene ulteriormente confermata anche dall'analisi della volatilità (Tab. 2.3.3), che raggiunge la minima valorizzazione dal 2012 (1,10% rispetto al 1,80% del 2014). La dinamica seguita dal prezzo marginale del comparto nel corso dell'anno risulta sempre maggiormente correlata a quella del TTF (93% rispetto all'87% del 2014) con il quale il differenziale medio è pari a +2,30 €/MWh, che rafforza pertanto il ruolo di *driver* del prezzo italiano, rispetto a quella del PSV (90% rispetto al 97%) pur con uno scostamento medio più contenuto (0,55 €/MWh). Tuttavia andando a confrontare i giorni gas caratterizzati da uno scostamento rilevante tra prezzo marginale e quotazione PSV²³, si osserva come per la maggior parte di tali giorni sia stato attivato in concomitanza anche il comparto G-1 del mercato (58% dei casi), e come in particolare il segnale di scarsità di risorse abbia comportato prevalentemente variazioni di prezzo al PSV piuttosto che nel prezzo marginale del G+1, come verrà approfondito maggiormente nella sezione 2.3.2.

Nel 2015 sono risultati attivi 75 operatori, 2 in meno rispetto al 2014 (-3%), con un livello di concentrazione nel mercato sostanzialmente invariato (indice HHI²⁴ pari a 2.997 rispetto a 3.011 del 2014). L'incremento dei volumi scambiati, ed in particolare di quelli extra-bilanciamento, mette pertanto in evidenza come il minor numero di operatori attivi abbia movimentato singolarmente volumi maggiori. La Tab. 2.3.4 mostra come il Responsabile del bilanciamento risulti sempre operatore prevalente²⁵ del comparto, con una quota di mercato pari al 69%, tuttavia registrando una flessione di 4 p.p. rispetto al 2014, e con un ruolo in sessione che risulta sostanzialmente essere il medesimo anche andando a considerare separatamente le sessioni dove opera in acquisto e quelle dove opera sul lato opposto. Tale aspetto risulta differente rispetto al 2014, dove la

Concentrazione del comparto e operatori principali

21 Tale correlazione, pari al 14% nel 2014, si riduce infatti al 12%.

22 Variazioni assolute di prezzo maggiori del 3% rispetto al prezzo del giorno precedente corrispondenti a circa il 4% (-3 p.p. rispetto al 2014) delle sessioni totali.

23 Scostamento maggiore del 5% rispetto al PSV a fronte di uno scostamento medio pari a 2,5% (rispetto al 3,0% del 2014). Rientrano in tale casistica circa il 15% dei giorni gas, dove sono presenti entrambe le quotazioni, concentrati nei mesi di febbraio, agosto e dicembre.

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

25 Quota di mercato superiore al 50%.

quota di SRG differiva di circa 9 p.p. nei casi di sistema lungo rispetto all'operatività per bilanciare un sistema corto. Osservando i restanti operatori, si evidenzia come EDISON, pur continuando a rappresentare il secondo operatore del comparto con una quota media di mercato pari al 18%, perde circa 4 p.p. rispetto al 2014, perdendo anche il ruolo di principale controparte di SRG nei casi di sistema corto, superato di circa 4 p.p. da SHELL. Proprio tale operatore si distingue per l'incremento per un fattore 2 della propria quota di mercato rispetto al 2014 (16% rispetto al 7%) e la triplicazione della propria quota andando a considerare i soli volumi extra-bilanciamento (Tab. 2.3.5). Infine, la Tab. 2.3.5 mostra come la contrazione progressiva osservata dal 2013 dell'impatto di ENI tra gli operatori extra-bilanciamento, nel 2015 ne ha determinato l'uscita tra i 10 principali.

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	-	67,8%	69,8%	-	40,0%	28,9%	68,9%	100,0%	100,0%	100,0%
EDISON S.P.A.	16,3%	3,7%	5,3%	10,8%	10,0%	7,8%	17,8%	16,6%	23,2%	19,0%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	9,1%	6,3%	2,8%	13,6%	5,5%	10,5%	16,0%	2,2%	4,0%	3,1%
ENOI S.P.A.	10,2%	0,8%	2,7%	5,8%	5,9%	3,7%	9,6%	9,0%	5,0%	6,9%
ESTRA LOGISTICA SRL	9,6%	0,8%	2,1%	3,9%	5,3%	2,5%	7,8%	12,2%	15,8%	13,2%
ENET ENERGY SA	3,3%	1,1%	1,6%	3,1%	2,3%	2,3%	4,6%	12,0%	11,2%	11,6%
KOCH SUPPLY & TRADING SARL	6,5%	2,6%	1,5%	6,0%	3,6%	4,5%	8,2%	12,9%	18,5%	15,5%
ELECTRADE S.p.A	2,6%	1,3%	1,2%	2,1%	1,8%	1,8%	3,6%	21,6%	23,5%	22,5%
GRUPPO OPENLOGS S.R.L.	3,4%	0,5%	1,0%	1,4%	2,1%	1,0%	3,1%	17,3%	14,2%	16,1%
ENOVA S.R.L.	3,0%	0,7%	1,0%	2,5%	1,9%	1,7%	3,6%	11,3%	7,8%	9,3%
Altri	35,9%	14,3%	11,0%	50,8%	21,6%	35,3%	56,9%	-	-	-
Volumi (MWh)	23.431.476		17.431.804		40.863.280					
%	57,3%		42,7%		100,0%					

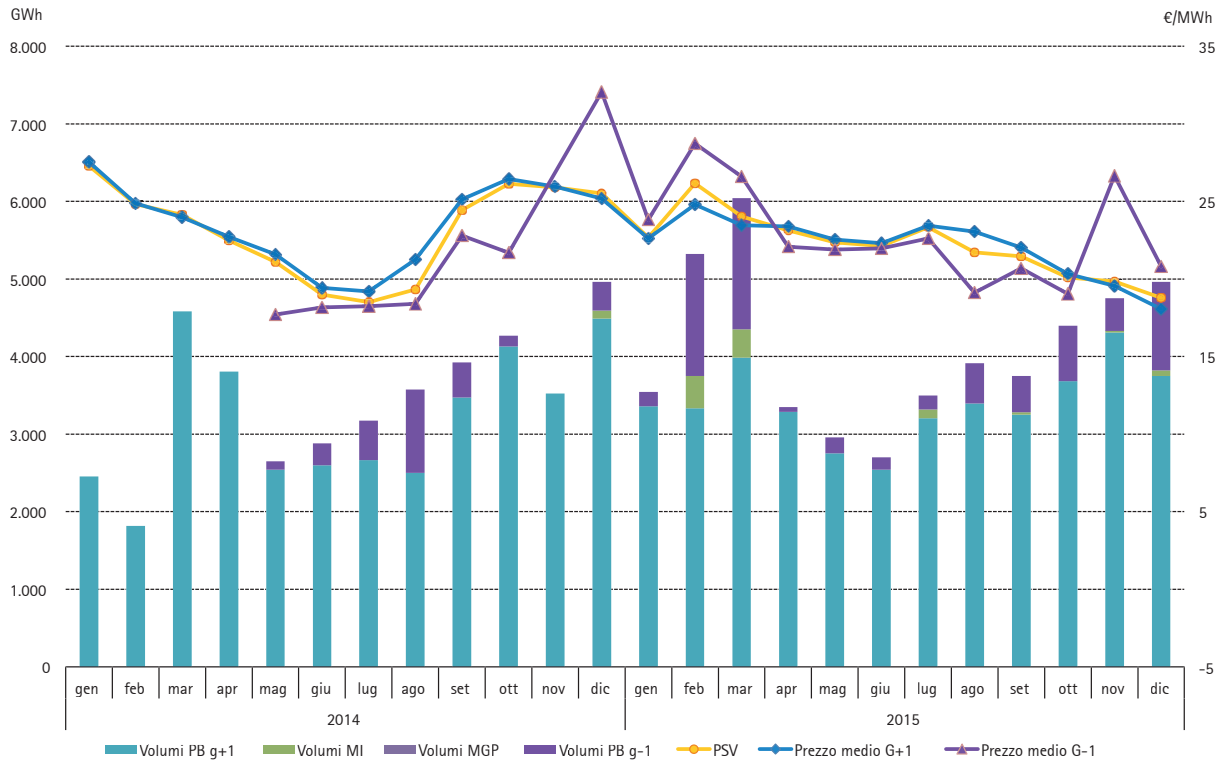
Quote di mercato per gli operatori extra-bilanciamento nel comparto G+1

Tab. 2.3.5

Acquisti	Acquisti	Vendite	Totale
EDISON S.P.A.	17,6%	11,6%	14,9%
SHELL ENERGY EUROPE LIMITED	9,2%	19,7%	13,8%
KOCH SUPPLY & TRADING SARL	4,9%	8,1%	6,3%
ENOI S.P.A.	9,1%	2,4%	6,1%
ESTRA LOGISTICA SRL	6,8%	2,4%	4,9%
ENET ENERGY SA	5,4%	3,5%	4,5%
ELECTRADE S.p.A	4,1%	4,1%	4,1%
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA S.p.A.	1,5%	6,2%	3,6%
DUFENERGY TRADING SA	1,5%	5,6%	3,3%
ENOVA S.R.L.	3,3%	2,3%	2,9%
Altri	36,6%	34,1%	35,5%

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

Fig. 2.3.2



2.3.2 Piattaforma di Bilanciamento del gas (PB-GAS) – comparto G-1

Il 2015 si è caratterizzato per un maggiore ricorso da parte di SRG al comparto per il bilanciamento *ex-ante* G-1, attivato per un numero di occorrenze doppie rispetto al 2014 (88 volte rispetto alle 45 del 2014) per un volume complessivamente scambiato pari a 7,3 TWh (+4,3 TWh rispetto al precedente anno). Differentemente dal 2014, la frequenza delle attivazioni del comparto G-1 da parte del Responsabile del bilanciamento si è distinta per una maggiore omogeneità rispetto al 2014, con 42 sessioni dove SRG ha operato lato acquisto nel periodo di iniezione e 46 lato vendita nel periodo estivo di erogazione²⁶, ripartite in tutti i mesi dell'anno, pur movimentando maggiori volumi in acquisto (circa 5,0 TWh, corrispondenti al 68% dei volumi del comparto) che in vendita (2,3 TWh, pari al restante 32%). La maggiore necessità di bilanciare un sistema particolarmente corto nel corso dei mesi invernali è stata inoltre particolarmente messa in evidenza dal mancato soddisfacimento della domanda di SRG in 6 sessioni (circa il 7% di quelle attivate), da confrontarsi con l'unico episodio analogo occorso nel mese di agosto (periodo di iniezione). In tali occasioni, ai sensi della regolazione vigente, il comparto ha restituito un segnale di particolare scarsità della risorsa attraverso la formazione di un prezzo regolato, come verrà successivamente descritto.

Crescita del comparto con attivazioni omogenee nell'anno

Il maggiore utilizzo da parte del Responsabile del bilanciamento del comparto *ex-ante* è stato accompagnato anche da una migliore capacità previsionale dello sbilanciamento di sistema in G-1 (c.d. SPS²⁷). Tale quantità, corrispondente all'offerta di SRG nel comparto, è stata confermata in termini di tipologia di sbilanciamento (i.e. previsione di un sistema lungo o corto) nel 55% delle sessioni attivate, riportate nel grafico in Fig. 2.3.3 come i casi di lato di offerta SRG concorde nei comparti G-1 e G+1 in riferimento al medesimo giorno gas. Tale valore risulta superiore rispetto al 2014 (+6 p.p.), ed evidenzia come nella maggior parte dei casi l'operatività di SRG nel comparto G-1 abbia comportato un bilanciamento del sistema nella corretta direzione, seppur attraverso una movimentazione basata su una stima prudenziale. Particolarmente significativa è l'analisi dei casi in cui il Responsabile del bilanciamento ha operato in G+1 offrendo volumi maggiori e sul lato opposto rispetto a quanto movimentato in G-1, andando dunque a compensare completamente la propria operatività *ex-ante*. Tali casi risultano incidere in misura minore nell'insieme delle sessioni attivate di G-1 (15% rispetto al 18% del 2014), e avendo come sottostante volumi più contenuti (per i casi di totale compensazione l'offerta media in G+1 è stata pari a 126 GWh a fronte di 162 GWh per la medesima grandezza nel 2014). Il restante 29% delle sessioni (-4 p.p. rispetto al 2014) è riconducibile a casi di aggiustamento in G+1 di quanto movimentato *ex-ante* in G-1, con offerte da parte del Responsabile del bilanciamento su lati opposti ma di entità inferiore in G+1.

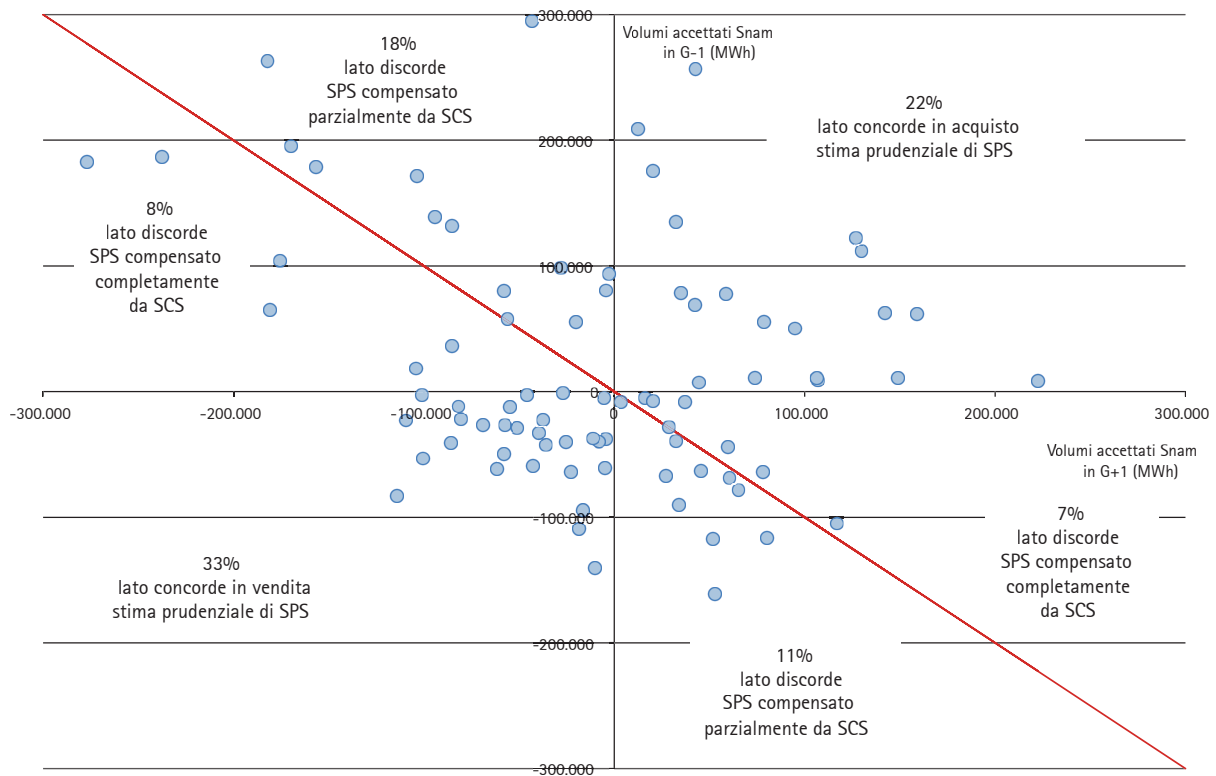
Migliora la stima di SPS rispetto all'effettivo sbilanciamento di sistema

²⁶ 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) risulti rispettivamente negativo (sistema lungo, SRG in vendita) o positivo (sistema corto, SRG in acquisto). Ai sensi della deliberazione ARG/gas 45/11, il valore di SPS 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.

²⁷ Sbilanciamento Previsionale del Sistema – SPS.

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

Fig. 2.3.3



Spostando l'analisi sulle tipologie di risorse, tra le 6 disponibili nel comparto²⁸, che hanno contribuito in misura maggiore al soddisfacimento delle necessità di bilanciamento espresse da SRG nelle sessioni attivate di G-1, si conferma il ruolo predominante di offerte presentate su risorse *Stogit* (57% dei volumi complessivamente offerti, sostanzialmente in linea con il 58% del 2014), un risultato prevedibile in considerazione dell'accessibilità della risorsa per la quasi totalità degli operatori attivi nel comparto (49 operatori su 50 rispetto ai 44 del 2014). In riferimento all'accessibilità delle restanti risorse, merita rilevare il crescente numero di operatori attivi sulle risorse *Import* (19 operatori, +6 rispetto al 2014) ed *Edison stoccaggio* (5 operatori rispetto ai 2 del 2014). La ripartizione zonale dei volumi accettati in sessione riflette sostanzialmente quanto osservato lato offerte, con un predominante ricorso a risorse *Stogit* sia in fase di iniezione (circa 1,1 TWh, pari al 46% dei volumi scambiati in tale fase) che in fase di erogazione (1,9 TWh corrispondenti al 38% dei volumi scambiati in tale fase). Tuttavia si evidenzia la presenza diffusa nelle diverse sessioni attivate, e indipendentemente dall'entità dell'offerta presentata dal Responsabile del bilanciamento, di volumi accettati anche su risorse *Import* (21% di quota sia in fase di iniezione che in quella di erogazione, per complessivi 1,5 TWh) e LNG, il cui contributo risulta particolarmente significativo in fase di iniezione (27% di quota, pari a 633 GWh a fronte del 12% in fase di erogazione relativo a 580 GWh). Il ricorso a risorse *Linepack* e *Reintegro Stogit*, sottostanti alla zona G+1 e G+N risulta invece concentrato nel solo primo trimestre 2015, mentre negli ultimi due mesi dell'anno si è riscontrato un contributo contenuto ma maggiormente frequente della risorsa *Edison stoccaggio*.

Crescente ricorso a risorse diverse da *Stogit*

28 Nel comparto G-1 è possibile presentare offerte aventi come sottostante gas relativo a risorse da siti di stoccaggio *Stogit*, da siti di stoccaggio *Edison*, gas di *Import*, gas proveniente da siti LNG e da risorse afferenti gas di *linepack* e per il reintegro dei siti di stoccaggio.

La peculiarità del disegno del comparto G-1, volto ad essere attivato solo al verificarsi di specifiche condizioni tali da stimare come non sufficienti le sole risorse di stoccaggio a disposizione nel comparto G+1 ai fini del corretto bilanciamento del sistema, favorisce un'occorrenza ridotta delle sessioni. Per tale motivo, pur in presenza di un maggior numero di attivazioni nell'anno 2015, si ritiene maggiormente significativa un'analisi dei prezzi del comparto separata tra periodo di erogazione e periodo di iniezione, piuttosto che un'analisi complessiva su base annuale.

Incidenza dei prezzi regolati nel prezzo del comparto

Nella fase di erogazione, il prezzo medio del comparto è stato pari a 25,54 €/MWh, risultando prevalentemente superiore al prezzo formatosi per il medesimo giorno gas nel comparto G+1, il cui prezzo medio nel medesimo periodo è stato pari a 22,14 €/MWh. Lo scostamento tra i due prezzi risulta mediamente pari a 3,40 €/MWh, con valori puntuali che tuttavia hanno registrato dei picchi compresi tra 8 €/MWh e 12 €/MWh concentrati nei mesi di febbraio, marzo e novembre. Gli scostamenti massimi tra il prezzo marginale dei due comparti sono stati registrati prevalentemente (86% dei casi) in corrispondenza della formazione nel comparto G-1 di un prezzo regolato²⁹, per costruzione con una valorizzazione particolarmente fuori mercato (nello specifico, compreso tra i 31 €/MWh e i 37 €/MWh a fronte di un prezzo medio nel comparto G+1 pari a 22,20 €/MWh). Andando ad escludere tali giornate peculiari, emerge come nel periodo di erogazione il prezzo G-1 sia risultato mediamente superiore al G+1 di circa 1,84 €/MWh, con una flessione del 10% rispetto al differenziale 2014, e con un valore medio pari a 22,82 €/MWh.

Nella fase di iniezione il prezzo medio del comparto *ex-ante* è stato 20,52 €/MWh, a sconto di circa 1,49 €/MWh rispetto al prezzo nei medesimi giorni del comparto G+1, con un unico picco di quasi 23 €/MWh in corrispondenza dell'unico giorno con un prezzo regolato in G-1 (nel mese di agosto). Escludendo tale singolarità, il differenziale medio tra il prezzo dei due comparti è stato pari a 1,02 €/MWh, circa la metà di quanto registrato nel 2014.

Nella fase di iniezione si conferma, rispetto a quanto già osservato nel 2014, come le offerte presentate dagli operatori abbiamo utilizzato prevalentemente come riferimento di prezzo per le offerte su risorse

Il PSV si conferma principale riferimento per le risorse Stogit

Stogit la quotazione PSV per il medesimo giorno gas, con uno scostamento medio assoluto tra le due valorizzazioni pari 0,87 €/MWh. Le offerte presentate nello stesso periodo su risorse *Import* hanno presentato valorizzazioni maggiormente allineate al TTF, con uno scostamento medio assoluto tra le due quotazioni pari a 0,70 €/MWh a fronte di un differenziale con la quotazione PSV mediamente pari a circa il doppio (1,44 €/MWh).

Nella fase di erogazione, se da un lato le offerte in vendita su risorse *Stogit* risultano allineate alla quotazione PSV per il medesimo giorno gas, con un differenziale medio assoluto coerente con quanto osservato nella fase di iniezione (circa 0,89 €/MWh), si riscontra un sostanziale scostamento tra le offerte presentate sulla risorsa *Import* e la quotazione TTF, che è risultato mediamente inferiore ai massimi prezzi offerti accettati sulla risorsa di circa 4,62 €/MWh. Il differenziale tra i prezzi associati alle offerte sulla risorsa *Import* e il PSV risulta minore rispetto a quello con il TTF (1,60 €/MWh), tuttavia è interessante notare come nei mesi sottostanti il periodo di erogazione, i prezzi offerti per la risorsa *Import* siano risultati mediamente più costosi rispetto alla risorsa *Stogit* per circa 2,15 €/MWh.

²⁹ Ai sensi della Deliberazione AEEG ARG/gas 45/11, in caso di mancato soddisfacimento nel comparto G-1 dell'offerta presentata dal Responsabile del bilanciamento, il prezzo marginale viene posto pari al prezzo offerto dallo stesso RdB. Nel periodo di erogazione, tale valore è pari alla quotazione TTF incrementata di 14,40 €/MWh, mentre nel periodo di iniezione l'offerta in vendita del RdB viene presentata a prezzo nullo.

Congiuntamente alla maggior frequenza delle attivazioni e delle maggiori movimentazioni da parte del Responsabile del bilanciamento, nel comparto si osserva un aumento del numero di operatori attivi (50 in luogo dei 31 del 2014), accompagnata da una flessione del grado di concentrazione del comparto (indice HHI pari a 4.029, -13% rispetto al 2014). Tale flessione, piuttosto contenuta, conferma la maggiore concentrazione del comparto rispetto al G+1 seppur in misura minore rispetto al 2014 (+34%, con una flessione di 20 p.p. rispetto al 2014).

Aumenta il numero di operatori attivi

Nella fase di iniezione (RdB in vendita), la principale controparte di SGR risulta essere EDISON, che si distingue con una quota di mercato pari al 30% e il massimo numero di risorse offerte con volumi accettati (pari a 3), tra le quali la principale è LNG con una quota pari al 92%. I restanti due terzi del mercato vengono ripartiti tra KOCH (10% di quota di mercato) e altri 28 operatori, la cui quota media è pari al 2,2%. Nella fase di erogazione (SRG in acquisto), ENI, EDISON e SHELL risultano essere i principali operatori con quote di mercato sostanzialmente bilanciate tra loro e ripartendosi circa metà dei volumi accettati in vendita. Ad esclusione di ENI, avente offerte accettate per la sola risorsa *Import*, i restanti due operatori risultano "multi-zonali", con volumi accettati per 5 risorse differenti. In generale si evidenzia come il 75% degli operatori con offerte accettate lato acquisto abbia operato su una singola zona di offerta (tipicamente la risorsa *Stogit*), mentre lato vendita solo il 36% degli operatori presenta offerte accettate per un'unica zona, anche per via della possibilità in tale fase di presentare offerte per le risorse "G+1" e "G+N" – inibite nella fase di iniezione – sulle quali risultano attivi 20 operatori su 33 (61% circa).

2.3.3 Altri mercati del gas

Il 2015 non si distingue dagli anni passati in termini di scambi sui mercati gas gestiti dal GME e differenti dalla piattaforma di bilanciamento. Andando ad escludere il mercato infragiornaliero, che merita un approfondimento a parte, i restanti mercati ricompresi in M-GAS e i tre comparti della piattaforma P-GAS si caratterizzano per una totale illiquidità ad esclusione di sporadici ordini determinati prevalentemente, ove prevista, dall'obbligatorietà di offerta.

Aumenta la liquidità del mercato infragiornaliero

Quella che nella Relazione Annuale del GME 2014³⁰ era stata indicata come "fiammata" del mercato infragiornaliero, determinata dai 43 abbinamenti in 3 sessioni nel mese dicembre 2014, è stata di fatto anticipatrice di una vera e propria attivazione del mercato, che nel 2015 ha registrato 33 sessioni attive per complessivi 598 abbinamenti. Tale attività ha avuto come sottostante un volume pari a circa 1 TWh (rispetto a 0,1 TWh nel 2014), il 74% del quale è stato scambiato nel primo trimestre dell'anno (Fig.2.3.2). Dal momento che le attivazioni sono state registrate in soli sei mesi dell'anno e distribuite ancora in modo non omogeneo, non si ritiene significativa ancora un'analisi del prezzo medio annuale.

L'analisi puntuale dei prezzi di sessione e della distribuzione delle diverse attivazioni del mercato, evidenzia come il 55% delle sessioni con abbinamenti su MI-GAS sia avvenuto in corrispondenza dell'attivazione, per il medesimo giorno gas, del comparto di bilanciamento G-1. Il prezzo medio di abbinamento è risultato maggiormente allineato a quello del comparto G-1, ove attivato e compatibilmente con le limitazioni sul livello di prezzo previsto dal Regolamento di mercato³¹, mentre per i restanti giorni i prodotti gas sono

30 V. GME, 2015, Relazione Annuale 2014, pag. 63.

31 La "Disciplina del mercato del gas naturale" prevede la possibilità per l'operatore di offrire su MI-GAS entro una certa banda centrata sul prezzo di controllo del mercato, così come descritto nelle DTF n.7 e n.13 MGAS.

stati scambiati con differenziali medi assoluti di prezzo rispetto al PSV e al comparto G+1 del giorno gas precedente piuttosto contenuti e rispettivamente pari a 0,67 €/MWh e 0,12 €/MWh.

L'attività in tale mercato si caratterizza per la presenza, in tutte le sessioni dell'operatore SRG, che risulta essere una delle due controparti in 594 abbinamenti (corrispondenti a oltre il 99% dei casi). L'operatore si pone prevalentemente lato vendita (81% degli abbinamenti e 77% dei volumi scambiati), dove detiene una quota di mercato pari al 75%. Come secondo operatore per volumi scambiati nel mercato nel 2015 si distingue DUFENERGY, con 472 GWh ripartiti in 265 abbinamenti, l'88% dei quali conclusi operando in acquisto (85% dei volumi movimentati dall'operatore). Ad eccezione di un'unica sessione a fine settembre, caratterizzata da abbinamenti conclusi tra quasi tutti gli operatori attivi sul mercato durante l'anno (22 operatori su 29 complessivamente attivi), nell'82% delle sessioni si è osservata la presenza di un unico operatore in vendita, mentre nel 58% delle sessioni è stato presente un unico operatore in acquisto.

2.4 I MERCATI AMBIENTALI

2.4.1 I Certificati Verdi (CV): Mercato e Piattaforma Bilaterale

Nel 2015, 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 96,96 €/MWh (+4,6% sul 2014), mostrando, tuttavia, un rallentamento del trend rialzista rispetto all'anno precedente, che risultava in costante crescita dal 2012.

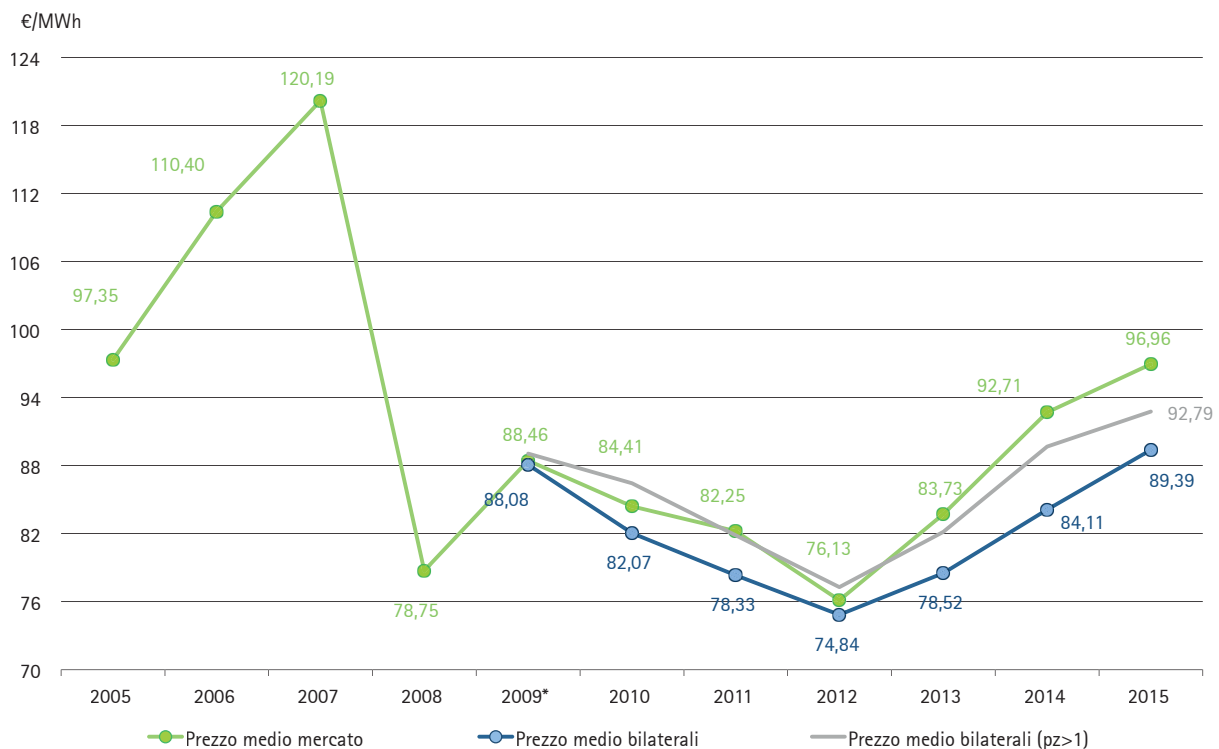
Nella Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV) il prezzo medio, seguendo un andamento leggermente più marcato rispetto al mercato, ha segnato un incremento del 6,3% rispetto all'anno precedente, portandosi a 89,39 €/MWh.

Escludendo i volumi delle transazioni registrate con prezzo pari a zero, corrispondenti a circa il 4% del totale dei volumi scambiati bilateralmente nel 2015, il prezzo medio delle negoziazioni sulla PBCV risulta pari a 92,79 €/MWh. La differenza fra il prezzo medio di mercato e il prezzo delle transazioni bilaterali (pz>1,00 €/MWh) risulta pari a 4,17 €/MWh Tt (Fig 2.4.1).

Prezzi medi ancora in crescita a fronte di una volatilità in leggero aumento

CV – Prezzi Medi

Fig.2.4.1

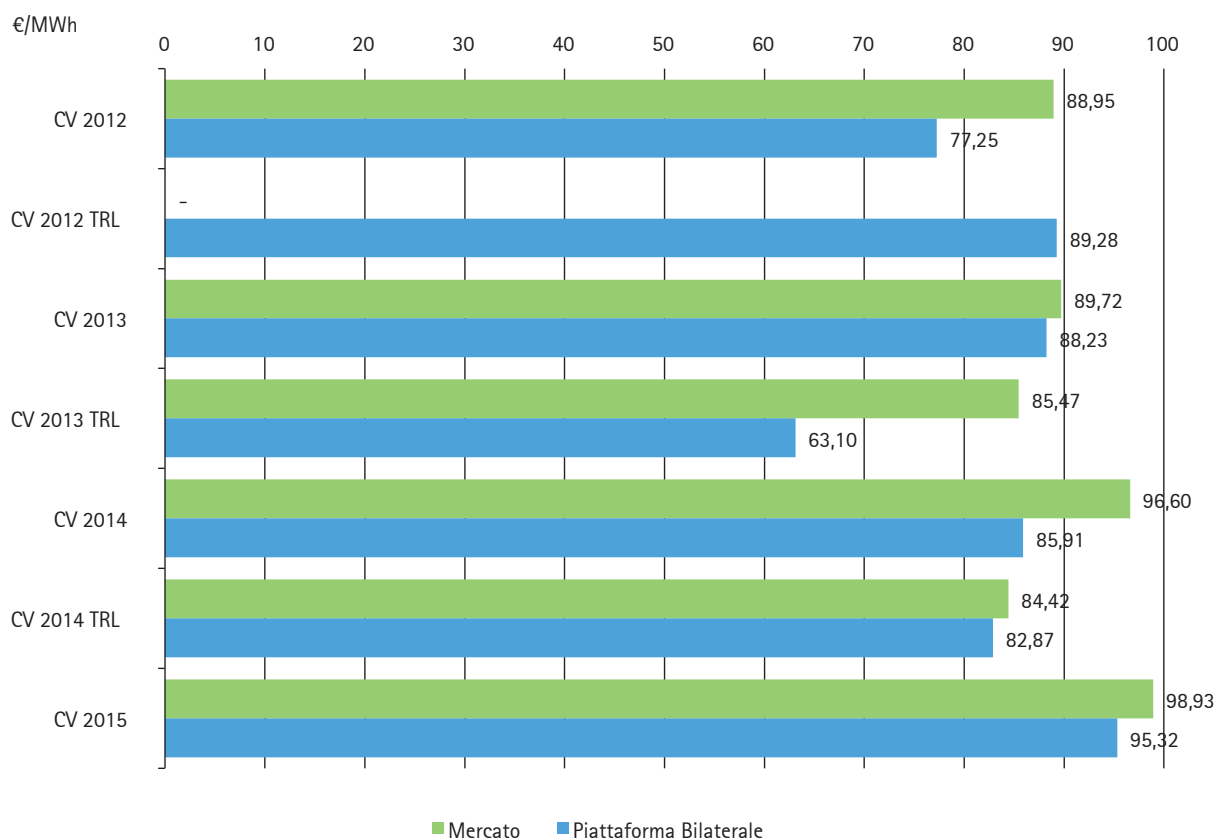


* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

L'esame per tipologia e periodo di riferimento dei certificati scambiati sul mercato organizzato (MCV) evidenzia prezzi intorno agli 85-89 €/MWh per le tipologie 2012 e 2013, mentre la tipologia CV_TRL 2014 registra il prezzo medio minimo sulla piattaforma (84,42 €/MWh); quotazioni anche superiori a 96 €/MWh, invece, per le tipologie relative al 2014 e 2015 (98,93 €/MWh). Si segnala l'assenza di scambi dei CV_TRL 2012 sulla piattaforma di mercato (Fig 2.4.2).

Su PBCV si rilevano prezzi fra 80 e 90 €/MWh per tutte le tipologie tranne che per il CV 2012, che registrano un prezzo medio di 77,25 €/MWh, per i CV_TRL 2013 e per i CV 2015 che fanno registrare, rispettivamente, il prezzo medio minimo (63,10 €/MWh) e il prezzo medio massimo (95,32 €/MWh) dei bilaterali dell'anno.

Fig. 2.4.2 CV - Prezzi per tipologia e per anno di riferimento. Anno 2015



I prezzi dei certificati verdi registrati nelle sessioni di mercato si sono collocati al di sotto del prezzo di ritiro³² (97,42 €/MWh), ad esclusione di quelli con anno di riferimento 2015, che si sono posizionati, tuttavia, quasi in linea, con uno scarto pari al +2,05%, rispetto al prezzo di ritiro, a causa probabilmente dell'effetto dei ritiri trimestrali sulle produzioni 2015 (Fig. 2.4.3).

32 A partire dal 2009, con l'introduzione del DM del 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244", 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 2015 il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2015 è stato pari a 124,90 €/MWh, da cui il prezzo di ritiro dei CV rilasciati per le produzioni da fonti rinnovabili dell'anno 2014 è risultato pari a 97,42 €/MWh.

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

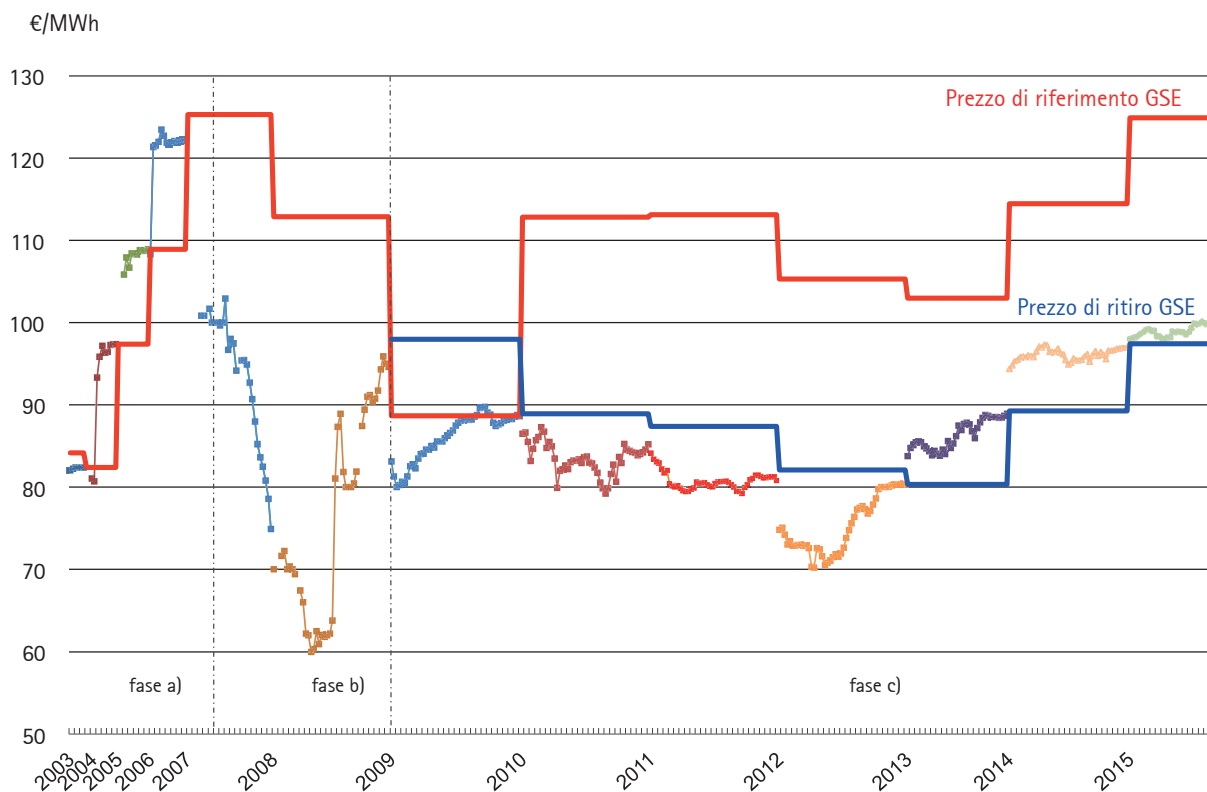
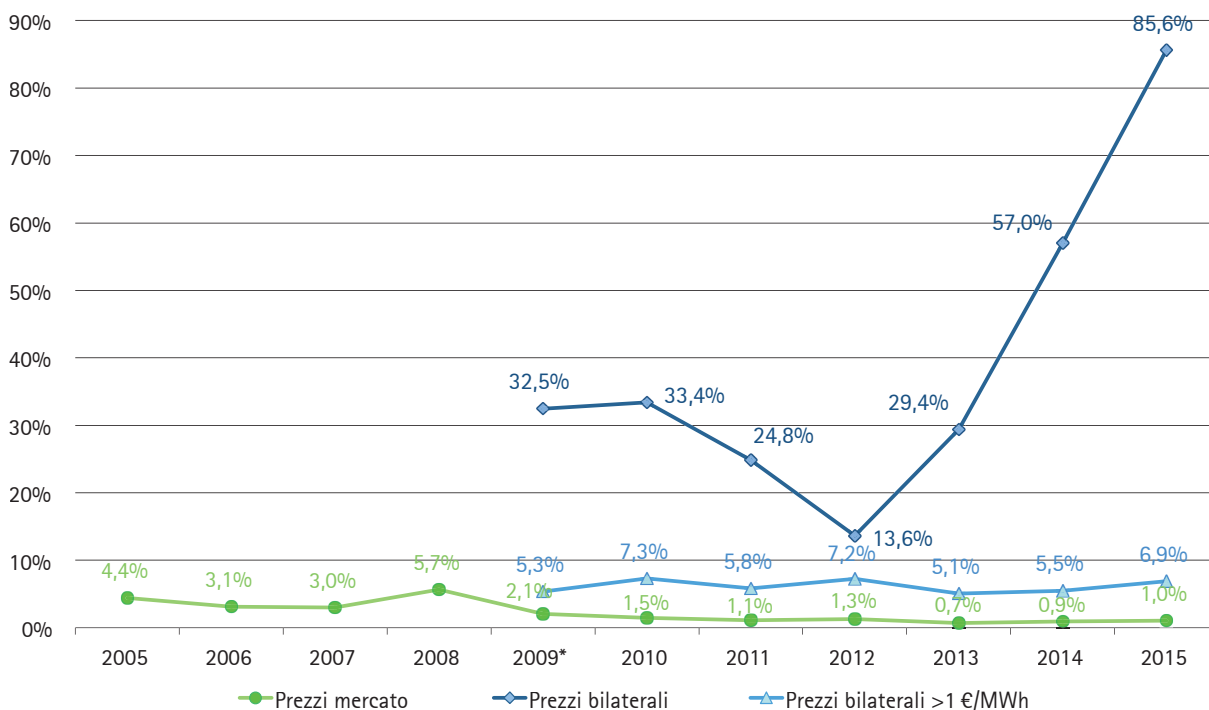


Fig.2.4.3

A fronte di prezzi in aumento dal 2013, la volatilità del mercato, mantenendosi su valori piuttosto contenuti raggiunge, tuttavia, l'1,0%, in leggero aumento rispetto al 2014. Al contrario, la volatilità dei prezzi registrati su PBCV, confermandosi su livelli più elevati rispetto al mercato organizzato, mostra nel 2015 una ulteriore vigorosa impennata raggiungendo l'85,6% (+50,2 p.p. rispetto all'anno precedente). Anche al netto delle transazioni registrate con prezzo minore di 1 €/MWh, la volatilità dei prezzi registrati su PBCV si presenta in crescita rispetto all'anno precedente (+25,5 p.p.), rimanendo ancora superiore rispetto a quella del mercato organizzato (Fig 2.4.4).

CV - Volatilità dei prezzi

Fig.2.4.4



* 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.

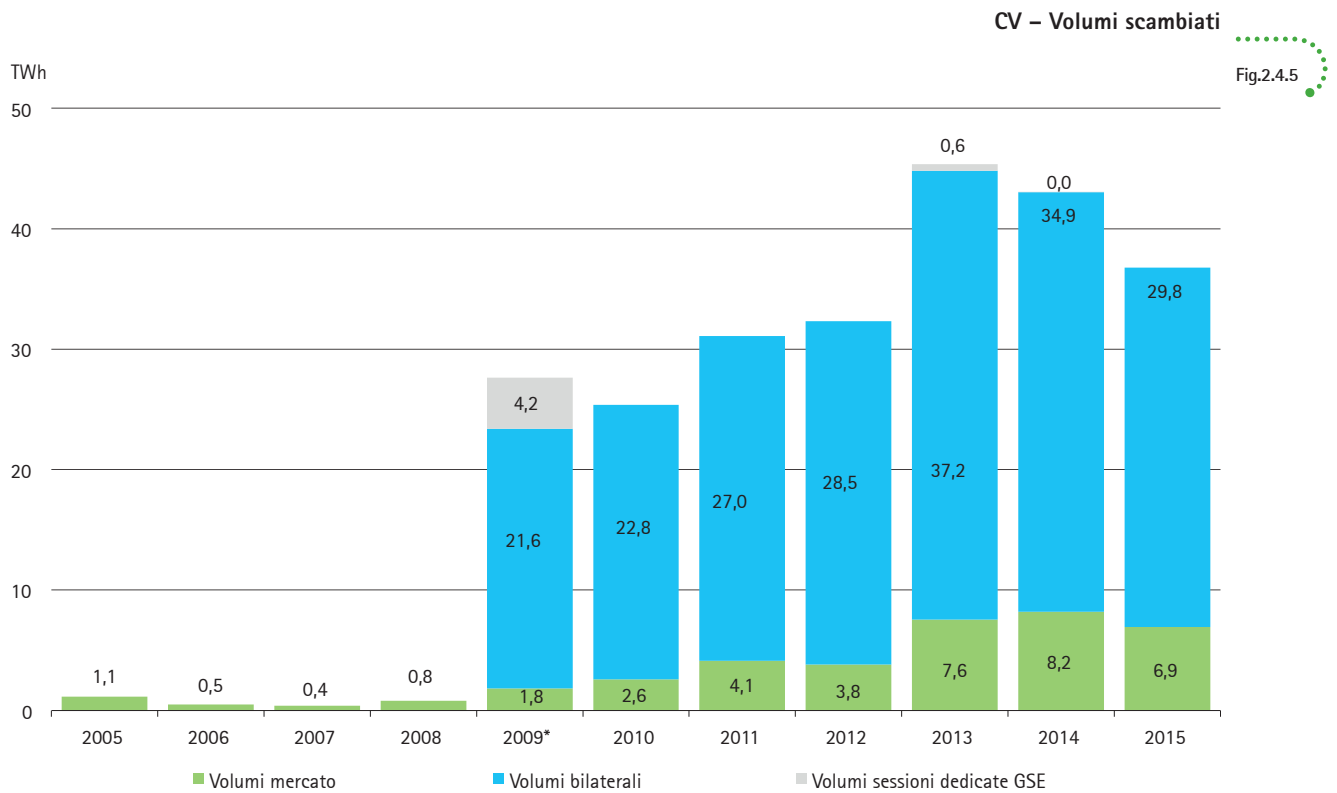
Nel 2015, i volumi scambiati su MCV risultano, per la prima volta, in diminuzione del 15,24% sull'anno precedente, al pari dei volumi scambiati su PBCV, che, già in calo dallo scorso anno, scendono ancora a quota 29,8 milioni di MWh (-14,39%), pur mantenendosi ancora su livelli molto più alti del mercato (Fig 2.4.5).

Diminuzione della liquidità del mercato organizzato e della piattaforma dei bilaterali

Pertanto, anche se la PBCV continua a registrare volumi maggiori rispetto al mercato, si segnala la diminuzione degli scambi su entrambe le piattaforme del 14-15% circa, rispetto allo scorso anno.

La liquidità del mercato organizzato (MCV) risulta, nel 2015, in linea, con il 19%, rispetto all'anno precedente.

Nel 2015 è stata, inoltre, organizzata una sessione di mercato dedicata al GSE riservata ai soggetti obbligati, ai sensi dell'art. 20, comma 5 del DM 6 luglio 2012, durante la quale non sono stati assegnati i 561.548 CV 2014 III Trim, offerti ad un prezzo pari a quello di ritiro (97,42 €/MWh).

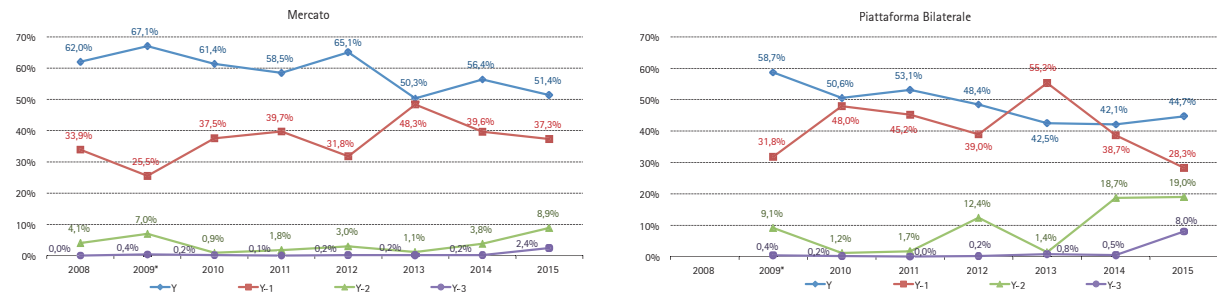


* I dati bilaterali sono disponibili a partire dal 1 gennaio 2009 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo e delle quantità delle transazioni bilaterali a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008.

Da un'analisi dei volumi dell'anno 2015, si conferma che i certificati maggiormente scambiati, sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale, sono i nuovi emessi, con il periodo di produzione di riferimento uguale all'anno di *trading*. Giova ricordare che la quota d'obbligo, per i produttori e importatori da fonti convenzionali, di energia prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete si deve ridurre in base all'art. 25, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, linearmente a partire dal 2013, fino ad azzerarsi per l'anno 2015. I certificati verdi emessi nel 2015 rappresentano il 51,4% dell'attività di *trading* sul mercato; a seguire i CV 2014 che rappresentano il 37% degli scambi. Le percentuali residuali dell'8,9% e del 2,4% fanno riferimento ai volumi dei CV 2013 e ai CV 2012 scambiati sul mercato nel 2015 sul totale dei certificati presenti sulla piattaforma di scambio. Le percentuali dei volumi scambiati sulla piattaforma dei bilaterali CV sono analoghe a quelle dei volumi del mercato, riflettendo, tuttavia, la preferenza degli operatori per gli scambi relativi alle vecchie emissioni, le quali aumentano sia rispetto all'anno precedente sia rispetto agli scambi sul mercato (Fig 2.4.6).

CV - Volumi scambiati per periodo di riferimento

Fig.2.4.6



Y rappresenta l'anno di riferimento del 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) presenta, rispetto all'anno precedente, un aumento della quota di mercato, lato domanda, dei maggiori produttori di energia da fonti tradizionali soggetti all'obbligo, mentre risultano in linea con lo scorso anno le quote di mercato degli operatori, lato offerta, rappresentati da una pluralità di produttori da fonti rinnovabili.

Aumento della concentrazione lato domanda a fronte di una maggiore frammentazione lato offerta

In particolare, la quota percentuale della concentrazione del mercato dei primi tre operatori (Concentration Ratio 3) mostra, lato acquisto, un aumento di 9,52 p.p. rispetto all'anno precedente, portandosi al 46,6%, mentre la RA 10, con il 91% dei volumi, torna ai massimi storici.

Lato vendita, invece, si segnala il recupero della frammentazione del mercato con la diminuzione della concentrazione delle quote di mercato dei primi 3 operatori a 20,6%, che scende di 4,5 p.p. rispetto all'anno precedente, mentre la CR10 risulta pari al 43,4%, in linea con il 2014 (Fig 2.4.7).

CV - Mercato: Quote operatori

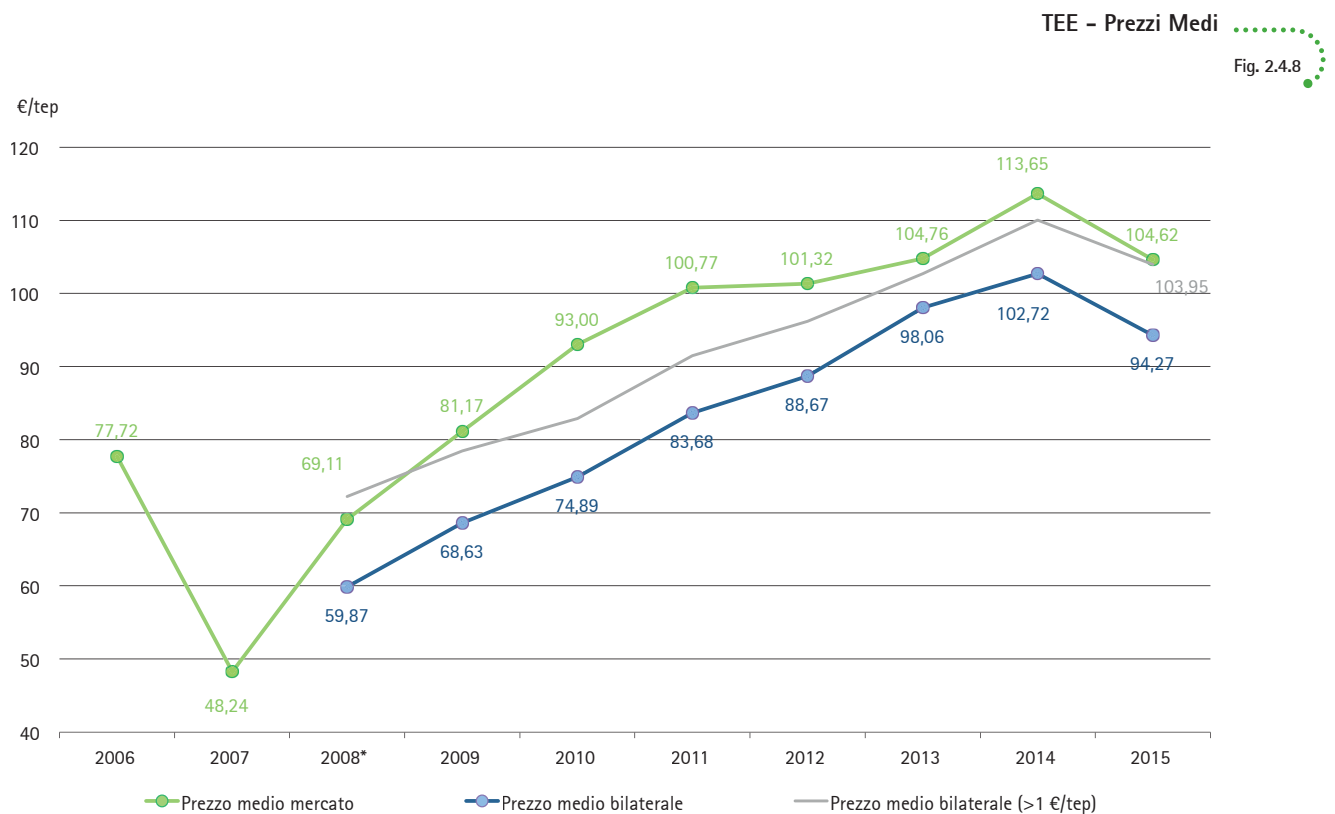
Fig.2.4.7



2.4.2 I Titoli di Efficienza Energetica (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nel 2015, sul mercato, il prezzo medio annuo dei TEE, indipendentemente dalla tipologia, è diminuito dell'8%, portandosi a quota 104,62 €/tep. Anche i prezzi medi delle contrattazioni bilaterali in analogia a quanto verificatosi sul mercato, registrano la medesima decrescita, sull'anno precedente, attestandosi a 94,27 €/tep. Escludendo i volumi delle transazioni registrate con prezzo pari a zero, corrispondenti al 9,2% del totale dei volumi scambiati bilateralmente nel 2015, il prezzo medio delle negoziazioni sulla piattaforma bilaterale risulta pari a 103,95 €/MWh, riducendo al minimo storico lo scostamento fra il prezzo medio di mercato e il prezzo delle transazioni bilaterali, pari a 0,67 €/MWh (Fig 2.4.8).

Prezzi in decrescita sul mercato e sulla piattaforma dei bilaterali TEE

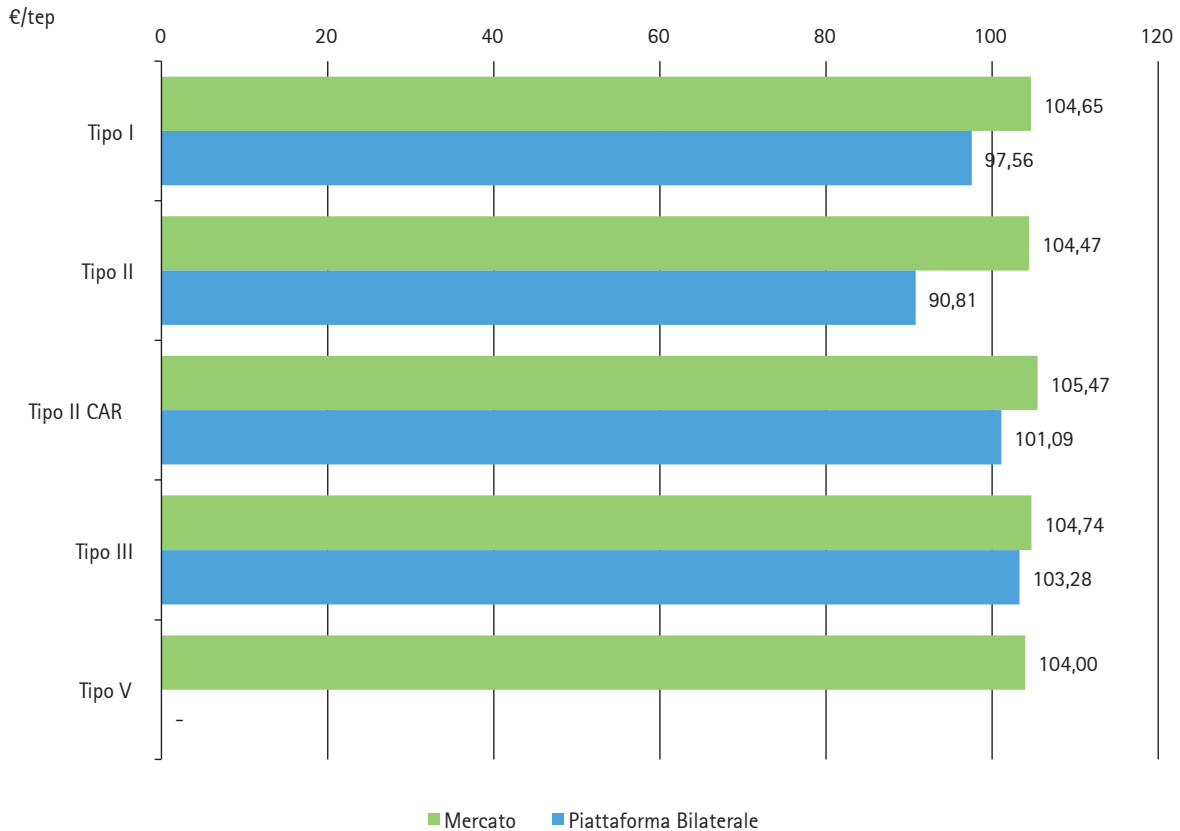


* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

L'analisi per tipologia di TEE rivela nel mercato organizzato un sostanziale allineamento dei prezzi di quasi tutte le tipologie intorno a quota 104 €/tep; prezzi medi più alti si registrano solo per i titoli *Tipo II CAR* (105,47 €/tep). Le transazioni bilaterali registrano, invece, prezzi medi ponderati più distanziati tra tutte le tipologie, compresi tra i 90,81 €/tep dei titoli di *Tipo II* ed i 103,28 €/tep dei *Tipo III*. Infine, si segnala l'assenza di scambi sulla piattaforma dei bilaterali, dei titoli di *Tipo V* (Fig 2.4.9).

TEE - Prezzi per tipologia. Anno 2015

Fig. 2.4.9



La volatilità dei prezzi sul mercato organizzato (0,9%) segna la prima battuta d'arresto dopo tre anni consecutivi. La diminuzione della variabilità riflette l'andamento dalle quotazioni durante il 2015: infatti, nella prima parte dell'anno i prezzi hanno raggiunto picchi prossimi a 108 €/tep, fino a scendere nella parte centrale dell'anno dove hanno toccato valori inferiori (103€/tep) per poi chiudere l'anno, con prezzi intorno ai 106 €/tep. Molto più elevata rispetto al mercato la volatilità dei prezzi bilaterali, influenzata dalle registrazioni a prezzo zero, al netto delle quali lo stesso indicatore si posiziona su valori nettamente più bassi (8,1%), che, confermando un andamento altalenante negli anni, segna un leggero aumento rispetto all'anno precedente (2,4 p.p.), aumentando il differenziale con il mercato (7,2 p.p.) (Fig 2.4.10).

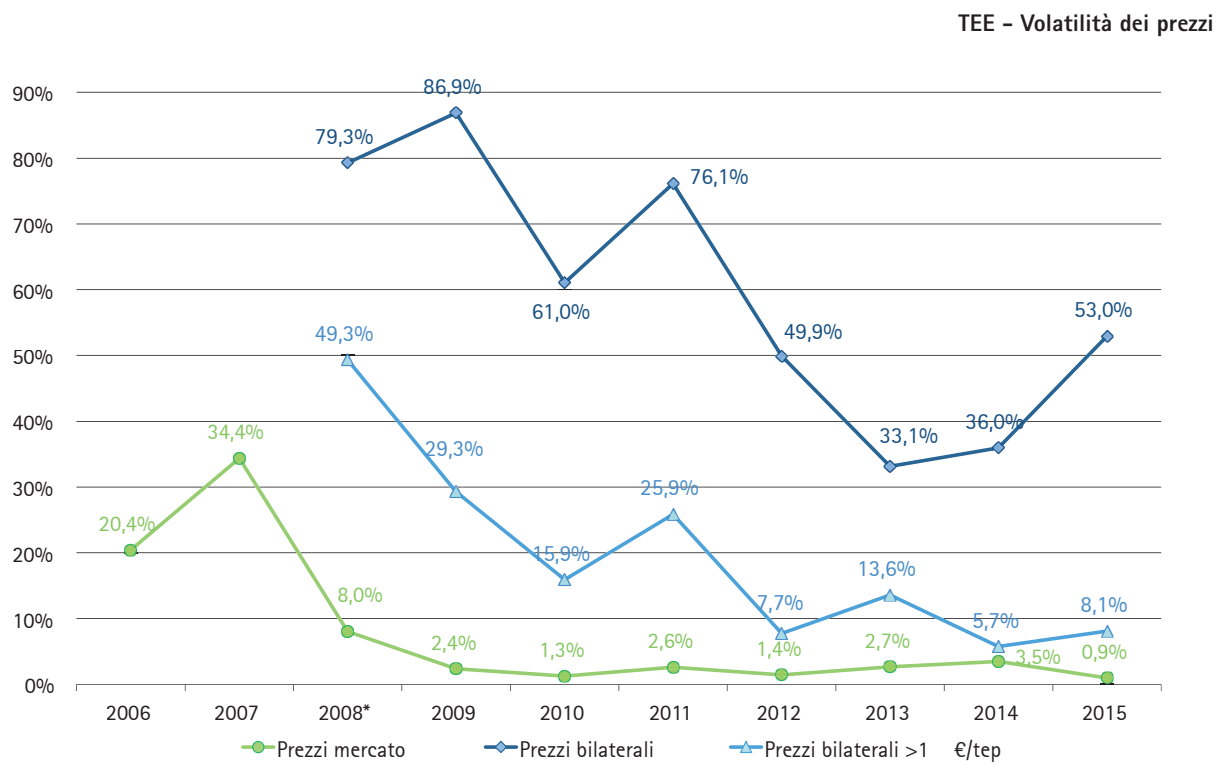


Fig. 2.4.10

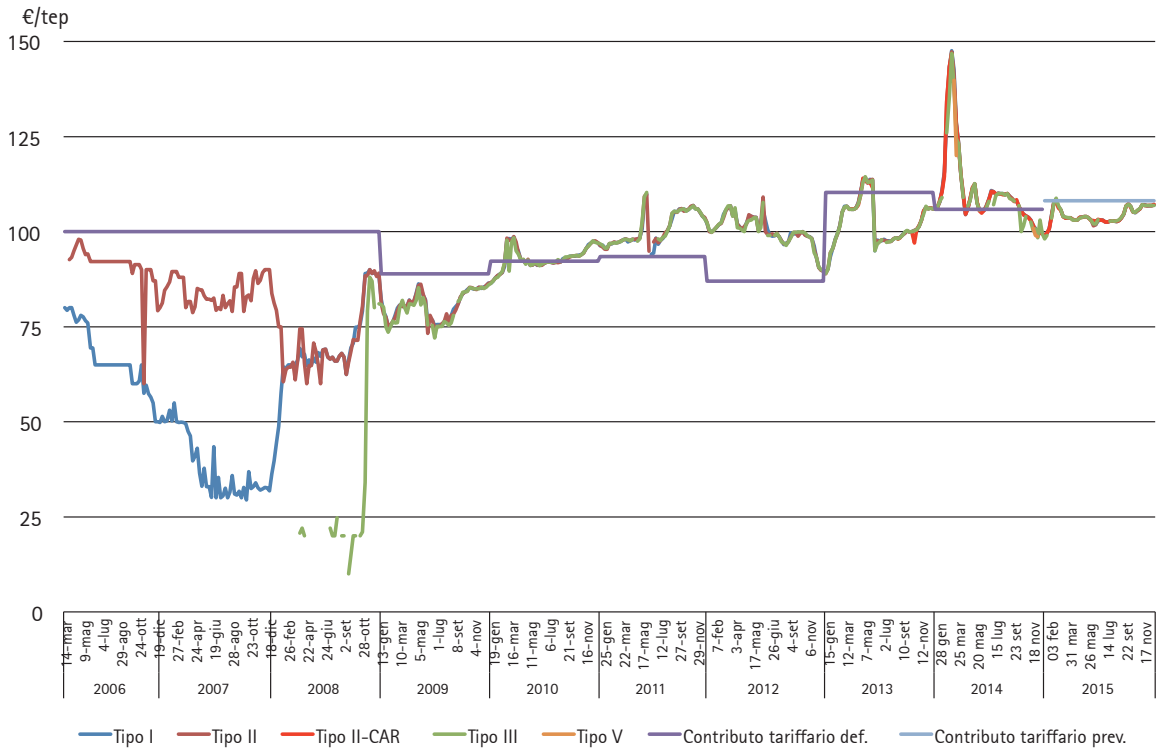
* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Con la Deliberazione AEEGSI 13/2014/R/efr sono state introdotte nuove regole per il calcolo del contributo tariffario, che consentono di riconoscere parte degli oneri sostenuti dagli operatori obbligati per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.

Il contributo tariffario definitivo per l'anno 2014 è stato fissato a 105,83 €/tep, in decremento sul valore preventivo (circa 5 €/tep), direttamente influenzato dalla diminuzione dei prezzi di mercato a partire dalla fine del 2014, per tutto il 2015, tranne il picco di febbraio. Il contributo tariffario unitario preventivo, invece, per l'anno d'obbligo 2015, con scadenza a maggio 2016, è pari a 108,13 €/tep. Il livello medio dei prezzi nel periodo da gennaio a settembre del 2015 è risultato più basso del valore di rimborso, mentre da settembre a dicembre è risultato quasi in linea (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 da un eccesso di domanda dei soggetti obbligati rispetto all'offerta; tale scarsità è rappresentata dalla differenza tra il numero dei titoli emessi, rappresentativi dei volumi, espressi in Tonnellate Equivalenti Petrolio, risparmiate dagli operatori, ed i titoli necessari per adempiere agli obblighi.

Per il raggiungimento degli obiettivi 2015 in scadenza a maggio 2016, i soggetti obbligati devono coprire il 60% dei 7,75 milioni di TEE relativi all'obbligo 2015 per essere adempienti. Ne consegue che il quantitativo cumulato minimo di TEE necessario per coprire le necessità minime dei distributori obbligati è almeno pari a 37 milioni circa di TEE, valore ottenuto decurtando dal totale cumulato dei titoli necessari per l'adempimento di tutti gli anni fino al 2015 (42,12 milioni di TEE) il 40% dell'obbligo relativo al 2015 (7,75 milioni di TEE).

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

Tab. 2.4.1

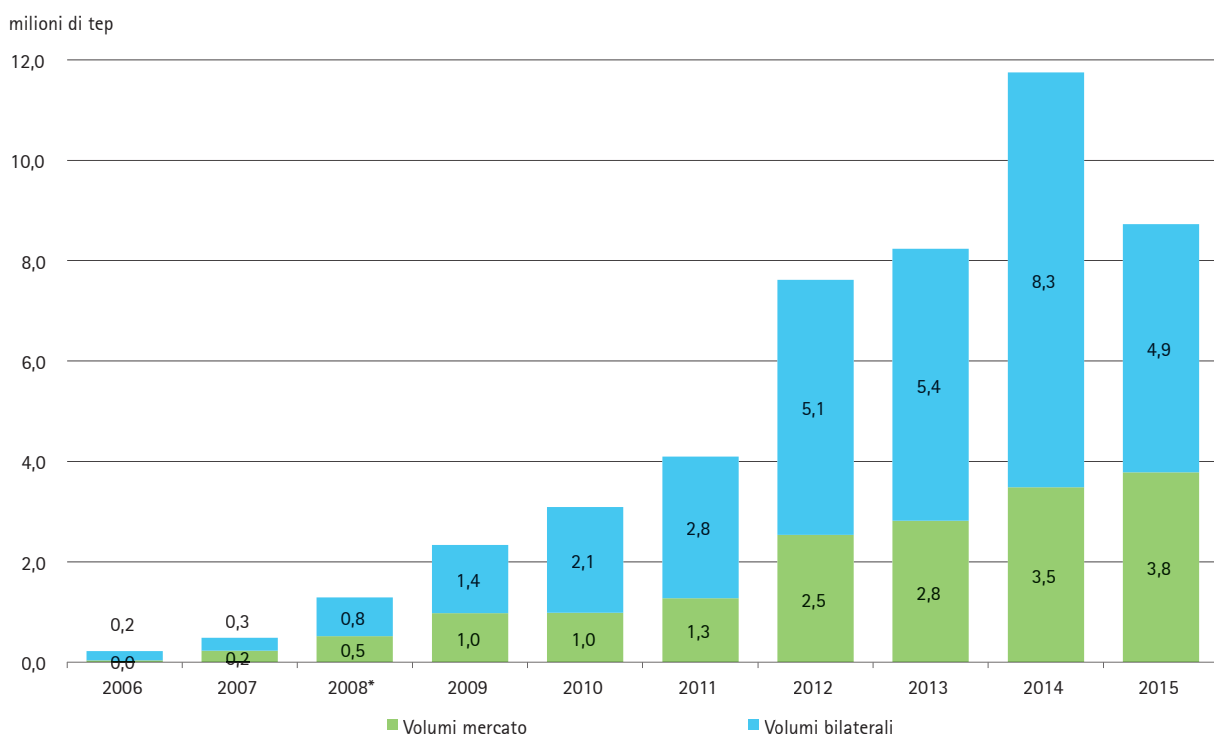
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica	Obblighi effettivi Distributori Gas	Totale cumulato per l'adempimento	Titoli emessi dall'inizio del meccanismo
	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep/a)	(Mtep)
2005	0,10	0,06	0,16	-
2006	0,19	0,12	0,47	-
2007	0,39	0,25	1,11	1,26
2008	1,20	1,00	3,31	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
2015	4,26	3,49	42,12	37,73

Nel 2015, i Titoli di Efficienza Energetica scambiati, sia sul mercato organizzato che nelle contrattazioni bilaterali, hanno registrato una flessione, nonostante il progressivo aumento degli obblighi a carico dei distributori, regredendo a valori appena superiori al 2013, per un totale complessivo di quasi 9 milioni di tep. I volumi dei TEE scambiati sul mercato, in aumento del 9% sull'anno precedente, si portano a 3,8 milioni di tep, mentre quelli scambiati nelle contrattazioni bilaterali, con un calo del 41%, si attestano a 4,9 milioni di tep. A fronte, quindi, di un leggero aumento dei volumi di borsa è evidente la forte contrazione delle contrattazioni bilaterali, rispetto al picco storico del 2014 (8,3 milioni di tep) (Fig 2.4.12).

Arretramento dei volumi scambiati su entrambe le piattaforme TEE

TEE - Volumi scambiati

Fig. 2.4.12

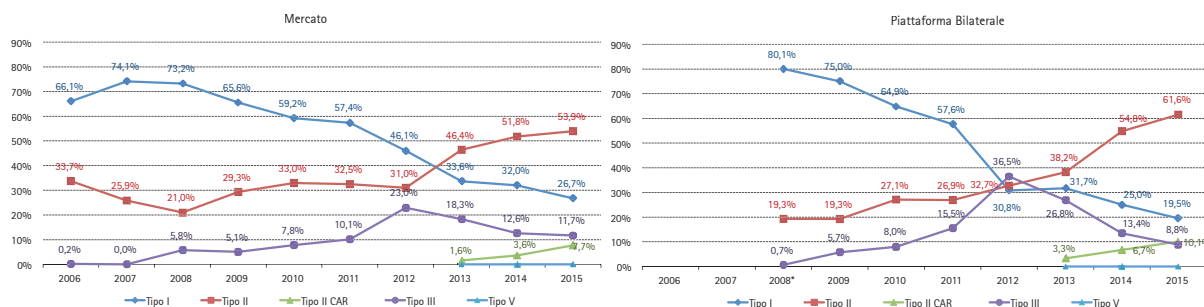


* I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Per quanto riguarda le diverse tipologie, continua l'andamento positivo dei volumi dei titoli di *Tipo II*, i quali risultano maggiormente scambiati sia sul mercato organizzato (51,8% nel 2014 e 53,9% nel 2015) sia nelle contrattazioni bilaterali (saliti a 61,6%, +6,8 p.p.) e dei titoli di *Tipo II CAR* (+4,1p.p), mentre risultano in calo le restanti tipologie. Tali andamenti sono connessi alla maggiore diffusione di progetti di risparmio nel settore gas (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

Si inverte la *trend* decrescente degli ultimi tre anni, che ha visto l'aumento della concorrenzialità del mercato lato domanda, mentre, lato offerta, le quote di mercato risultano, nel complesso, relativamente stabili.

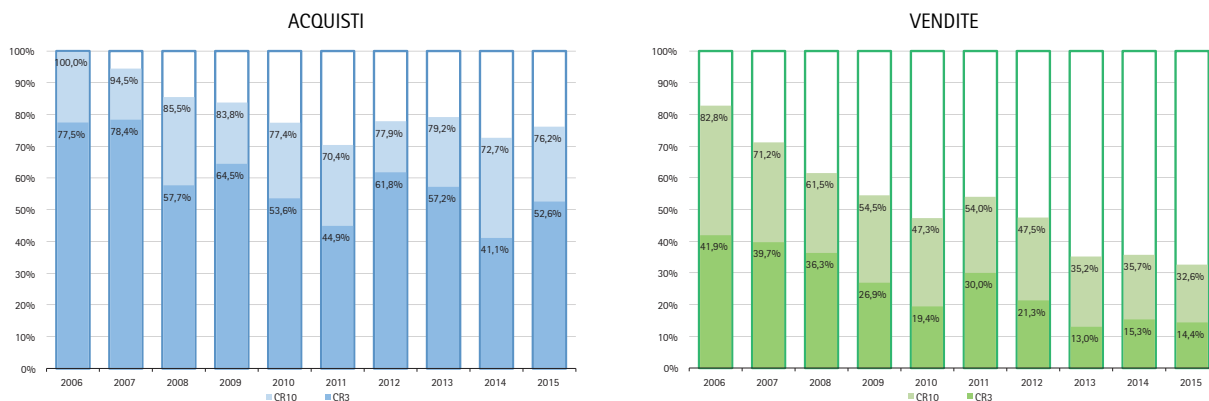
Analisi della concentrazione lato offerta e lato domanda

In tale contesto si registra l'aumento del grado di concentrazione lato acquisti, mentre risulta in leggero aumento la frammentazione lato vendite, con un calo delle quote di concentrazione, rispetto all'anno precedente.

Le percentuali dei primi tre operatori lato domanda (CR3), infatti, nel 2015 segnano un aumento a 52,6% (+11,5 p.p.), che si colloca tra i valori storicamente consolidati sulla piattaforma, al di sopra del 50%. Tale sviluppo si accentua se si considera la quota di primi dieci operatori (+3,5 p.p.). Sul lato offerta, invece, la concorrenzialità si presenta pressoché stabile nel confronto con il triennio precedente (CR3 pari a 14,4%, CR10 a 32,6%) (Fig 2.4.14).

TEE - Mercato: Quote operatori

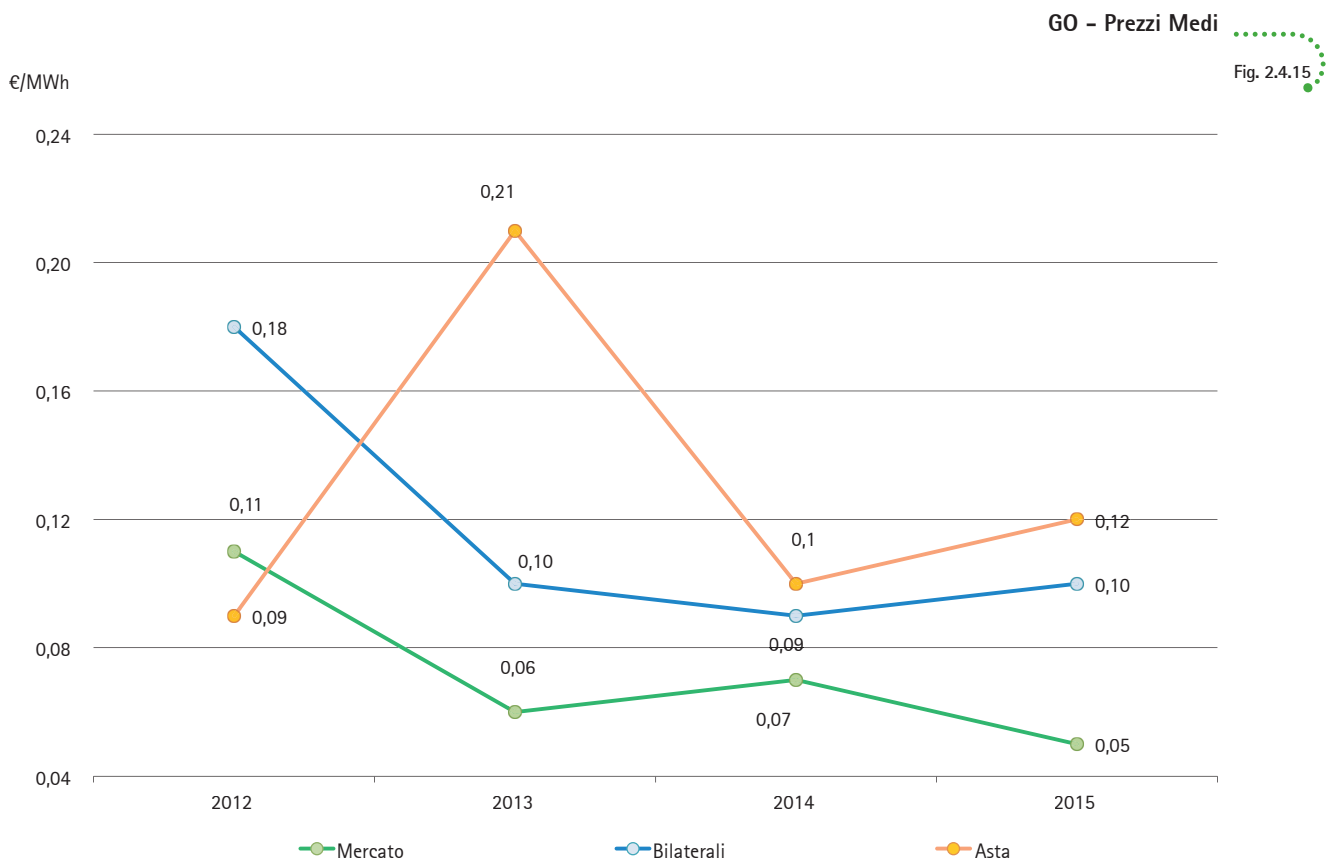
Fig. 2.4.14



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

Il 2015 ha rappresentato il secondo 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 0,05 €/MWh, in diminuzione di 0,02 €/MWh rispetto al 2014. Dinamica contrapposta sulla Piattaforma Bilaterale delle GO (PB-GO), in cui i prezzi sono cresciuti di 0,01 €/MWh, portandosi a 0,10 €/MWh e confermandosi su livelli più elevati del mercato, rispetto ai quali hanno aumentato lo *spread* (0,05 €/MWh). In crescita, i prezzi delle GO assegnate attraverso le Aste del GSE pari a 0,12 €/MWh (+0,02 €/MWh) e legati al prezzo base d'asta offerto dal GSE (2.4.15).

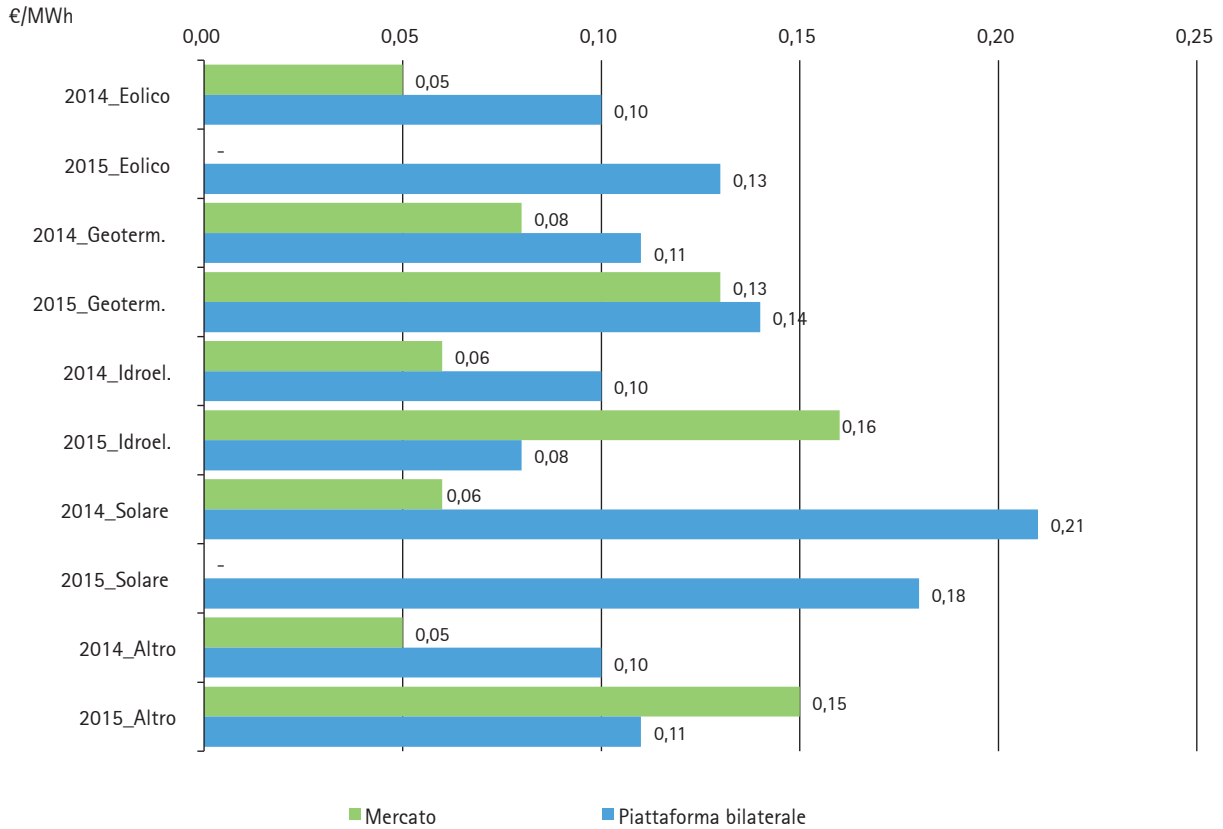
Prezzi in calo sul mercato organizzato, in ripresa sulla piattaforma bilaterale e aste



L'analisi per tipologia mostra prezzi nel mercato più bassi per i titoli con anno di produzione 2014, attestatisi tra 0,05-0,08 €/MWh. I titoli con anno di produzione 2015 si collocano, invece, tra 0,13 €/MWh per la garanzia *Geotermico* e 0,16 €/MWh per quella *Idroelettrico*. Si segnala l'assenza sul mercato, per anno di produzione 2015, delle tipologie *Eolico* e *Solare*. Anche PB-GO mostra prezzi inferiori per i titoli riferiti alla produzione del 2014, compresi tra 0,08 e 0,18 €/MWh, e più elevati per quella del 2015, con una eccezione per il prezzo massimo di 0,21 €/MWh per il titolo 2014_ *Solare* (Fig 2.4.16).

GO - Prezzi per Tipologia e anno di produzione. Anno 2015

Fig. 2.4.16

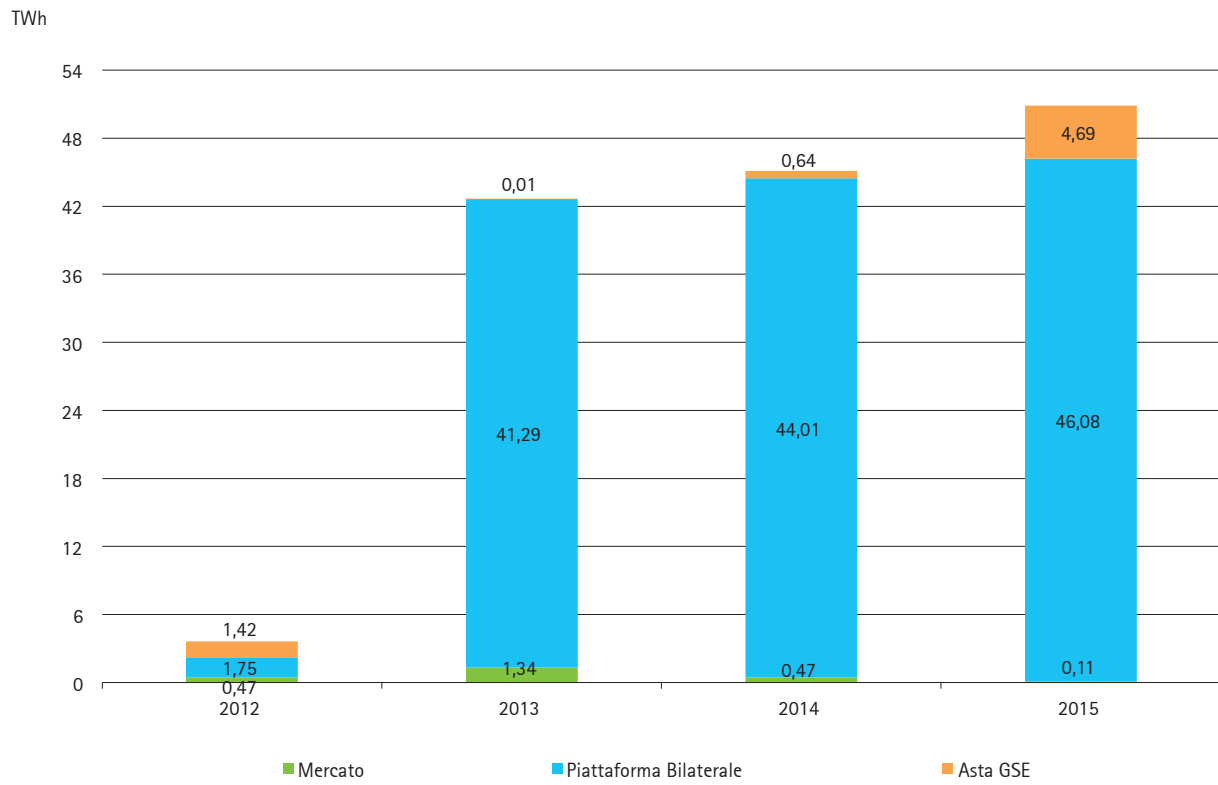


Nel 2015 sono stati scambiati complessivamente sul mercato 105.203 MWh, in calo del 78% rispetto ai volumi del 2014. In controtendenza gli scambi sulla PB-GO che, confermandosi in espansione, salgono a 46,0 milioni di MWh (+5%) al netto dei quelli infragruppo, i quali ammontano a 1.024.378 MWh. Si rafforza, quindi, la tendenza osservata già al passaggio dai COFER alle GO di un sistema di incentivazione quasi esclusivamente improntato sulla contrattazione bilaterale. A sostenere tale condizione anche la crescita nel corso dell'anno dei volumi assegnati tramite asta, pari a 4.686.000 MWh, nonostante l'aumento del prezzo a base d'asta. Da segnalare l'incremento delle quantità offerte dal GSE, passate dai 30 milioni di MWh del 2014, ai circa 86 milioni di MWh del 2015 (Fig 2.4.17).

Volumi in calo sul mercato, predominanza della contrattazione bilaterale

GO – Volumi scambiati

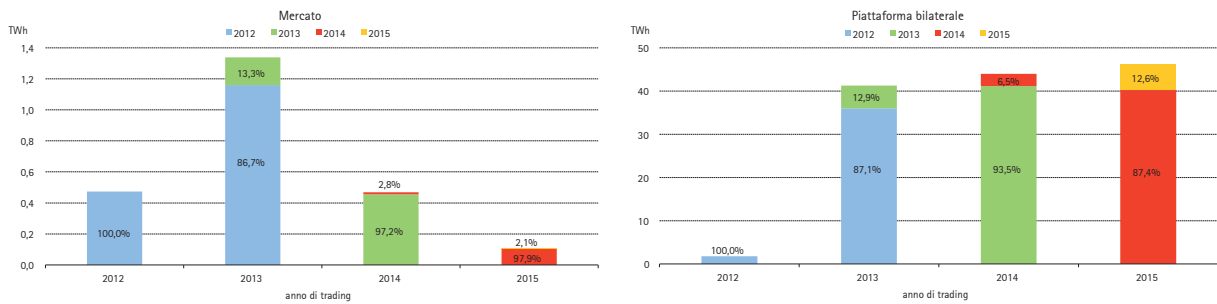
Fig. 2.4.17



Nel 2015, sia sul mercato organizzato che sulla piattaforma bilaterale gli scambi si sono concentrati sulle garanzie relative all'anno di produzione 2014 (rispettivamente 98% e 87%), contrattabili solo entro il 31 marzo, data entro la quale i soggetti interessati (imprese di vendita) 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 40 milioni di MWh.

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 56 mila MWh (54,0% del totale), seguito dall'*Idroelettrico*, che ha pesato per il 22,5%. Nella Piattaforma Bilaterale, invece, gli scambi si sono concentrati sulla tipologia *Idroelettrico* con 42 milioni di MWh, pari al 90,5% del totale (Fig 2.4.18).

GO - Struttura dei volumi scambiati. Anno 2015

Fig. 2.4.19

